

NOTA TÉCNICA Nº 52/2024–SGM-STD/ANEEL

Em 18 de março de 2024.

Processo: 48500.005677/2022-43.

Assunto: Análise da proposta de alteração nas Regras e Procedimentos de Comercialização relacionadas à comercialização varejista, para abertura da 2ª fase da Consulta Pública nº 28/2023.

I - DO OBJETIVO

1. Analisar proposta de alteração nas Regras e Procedimentos de Comercialização relacionadas à comercialização varejista, encaminhadas pela Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) em atenção à determinação da Diretoria Colegiada da ANEEL, para abertura da 2ª fase da Consulta Pública nº 28/2023.

II – DOS FATOS

2. Em 18 de agosto de 2023 foi emitida a Nota Técnica nº 76/2023–SGM/ANEEL, tendo por assunto a análise das disposições sobre a comercialização varejista instituídas pela Lei nº 14.120, de 2021, e sobre a opção de contratação de energia elétrica de que trata a Portaria Normativa nº 50/GM/MME, de 2022, face às Resoluções Normativas (REN) nº 957, de 2021, REN nº 1.000, de 2021, REN nº 1.009, de 2022, e REN nº 1.011, de 2022.¹

3. Em seu exame, a SGM/ANEEL concluiu pela necessidade de abertura de Consulta Pública para subsidiar o aprimoramento da regulamentação vigente e, assim, o recomendou à Diretoria Colegiada, nos termos de minuta de REN que constou do Anexo II da referida Nota Técnica.

4. Na Reunião Pública Ordinária de 29 de agosto de 2023, a Diretoria Colegiada², seguindo o Voto do Relator³, deliberou por instaurar a Consulta Pública nº 28/2023, na modalidade intercâmbio documental, no período de 45 dias, entre os dias 30 de agosto e 13 de outubro de 2023, visando colher subsídios e informações à elaboração de ato regulamentar, a ser expedido pela ANEEL, para aprimoramento da regulamentação vigente, considerando os mesmos termos da minuta de REN proposta

¹ 48550.000999/2023-00

² 48512.006556/2023-00

48575.005989/2023-00

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 062B1B9500798EEC



P. 2 da NOTA TÉCNICA Nº 52/2024-SGM-STD/ANEEL, de 18/03/2024.

pela área técnica.

5. Em 09 de dezembro de 2023, foi emitida a Nota Técnica Conjunta nº 166/2023–SGM-STD-STR-SFF/ANEEL⁴, tendo por assunto a análise das contribuições da referida consulta pública.

6. Na Reunião Pública Ordinária de 12 de dezembro de 2023, a Diretoria Colegiada⁵, seguindo o Voto do Relator⁶, deliberou por (i) aprovar a emissão de REN que estabelece procedimentos e critérios para a abertura de mercado para os consumidores conectados na Alta Tensão e que tenham carga individual inferior a 500 kV, e que altera as Resoluções Normativas nº 956, de 7 de dezembro de 2021, nº 957, de 7 de dezembro de 2021, nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021 e nº 1.011, de 29 de março de 2022; e (ii) determinar à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) que, no prazo de 60 (sessenta) dias, encaminhe proposta de alteração nas Regras e Procedimentos de Comercialização para abertura da 2ª fase da Consulta Pública nº 28/2023.

7. A decisão deu origem à REN nº 1.081⁷, e ao Despacho nº 4.788⁸, ambos de 12 de dezembro de 2023. A Resolução foi publicada em 20 de dezembro de 2023⁹ e o Despacho foi notificado¹⁰ à CCEE em 21 de dezembro de 2023.

8. O art. 40 da REN nº 1.081, de 2023, determina à CCEE que encaminhe para aprovação as Regras de Comercialização de Energia Elétrica (Regras) e os Procedimentos de Comercialização de Energia Elétrica (PdC) compatíveis com as disposições da norma, em até 60 dias corridos, contados da sua publicação.

9. Em 16 de fevereiro de 2023 a CCEE encaminhou a carta CT-CCEE02837/2024¹¹, atendendo tempestivamente à determinação normativa, contemplando propostas de alterações nas Regras referentes à medição contábil, encargos, consolidação de resultados e contratação de energia de reserva, e nos PdCs sobre desligamento da CCEE e comercialização varejista – modelo simplificado (novo módulo).

III - DA ANÁLISE

III.1 – Considerações Gerais

10. A Consulta Pública nº 28, de 2023, resultou na coleta de diversas contribuições que culminaram na edição da REN 1.081, de 2023, aprimorando os dispositivos relacionados à comercialização varejista, que se caracteriza pela representação, por agentes da CCEE habilitados, das pessoas físicas ou jurídicas a quem seja facultado não aderir à CCEE.

11. Entretanto, as alterações já promovidas nas Resoluções Normativas, REN nº 1.011, de 29

⁴ 48550.001683/2023-00

⁵ 48512.009838/2023-00

⁶ 48575.007914/2023-00

⁷ 48575.007966/2023-00

⁸ 48575.007965/2023-00

⁹ [ren20231081.pdf \(aneel.gov.br\)](http://ren20231081.pdf(aneel.gov.br))

¹⁰ 48575.008096/2023-00

¹¹ 48513.003430/2024-00

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 062B1B9500798EEC



P. 3 da NOTA TÉCNICA Nº 52/2024-SGM-STD/ANEEL, de 18/03/2024.

de março de 2022, que, dentre outros, estabelece requisitos e procedimentos atinentes à autorização para comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN¹²; nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, que, dentre outros, estabelece as regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica¹³, e nº 957, também de 7 de dezembro de 2021, que, dentre outros, institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, estabelecendo a estrutura e a forma de funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE¹⁴; não são suficientes para a transição completa para um novo modelo estrutural compatível com a necessidade do mercado.

12. As modificações normativas decorrentes da CP nº 28/2023 cuidaram de estabelecer as bases de um novo modelo estrutural para funcionamento e operacionalização do Ambiente de Contratação Livre (ACL). De todo modo, para além dos ajustes das normas indicados anteriormente, deve-se aprofundar no detalhamento procedimental correlato deste novo modelo, motivo pelo qual foram estabelecidas, pela ANEEL, 19 diretrizes, a saber, a serem contempladas pela CCEE na elaboração e revisão das Regras e PdCs afeitos a matéria:

D.1. Processos e procedimentos atuais devem evoluir e serem consubstanciados em Regras e Procedimentos de Comercialização específicos.

D.2. Atacado e Varejo são ambientes diferentes e exigem controles diferenciados. A fronteira entre esses ambientes é a representação varejista (obrigatória ou optativa).

D.3. A estrutura de registro e controle do varejo deve estar centralizada na CCEE.

D.4. O sistema de gestão de informações para o varejo deve ser seguro, flexível e permitir o fácil acoplamento e interface com outros usuários.

D.5. O sistema utilizado deve buscar a automatização dos principais processos.

D.6. As partes devem ser as responsáveis pelos seus respectivos contratos.

D.7. A celebração do Contrato de Comercialização Varejista – CCV deve ser gerenciada pelo agente varejista, mas o sistema de gerenciamento deve ter acesso à informação quanto à sua efetiva e válida celebração.

D.8. O cadastro e o conjunto de informações coletadas sistemicamente deve ser o mais simples, desconcentrado e eficiente possível, observando-se o ponto de vista e utilização de todos os envolvidos.

D.9. A responsabilidade pelo início do cadastro é do agente varejista.

D.10. A Distribuidora (ou transmissora) deve complementar o cadastro e validar a migração, marcando o início das operações do consumidor no ACL.

¹² [ren20221011.pdf \(aneel.gov.br\)](#)

¹³ [ren20211000.pdf \(aneel.gov.br\)](#)

¹⁴ [ren2021957.pdf \(aneel.gov.br\)](#)



P. 4 da NOTA TÉCNICA Nº 52/2024-SGM-STD/ANEEL, de 18/03/2024.

D.11. A lista de informações e registros a serem armazenados deve observar um conteúdo mínimo, e as responsabilidades pelo seu fornecimento e guarda devem estar adequadamente detalhadas em Procedimento de Comercialização.

D.12. A distribuidora (ou transmissora) a qual a UC está conectada é o agente de medição.

D.13. A verificação de consistência dos dados e eventuais ajustes devem ser realizados pelo agente de medição, conforme diretrizes constantes de Procedimento de Comercialização.

D.14. Cabe à CCEE a realização dos controles e verificações necessárias nos dados de medição para viabilização da contabilização.

D.15. O agente varejista deve ter acesso aos dados de seus representados.

D.16. Os dados de medição devem ser encaminhados diariamente, com registros em intervalos de 5 em 5 minutos.

D.17. Os sistemas de medição atualmente instalados podem ser utilizados, desde que permitam a coleta de dados e o encaminhamento na periodicidade necessária.

D.18. A contabilização deve ser agregada, em interface do sistema de gestão do varejo com o SCL.

D.19. As alterações nas Regras e Procedimentos de Comercialização para contemplar as Diretrizes devem ser propostas pela CCEE no prazo apontado pela ANEEL e o texto definitivo dependerá do debate em Consulta Pública.

13. Também se frisou que, durante o período de debate das novas Regras e PdCs, permanecem válidos e aplicáveis os dispositivos vigentes, evitando-se assim procedimentos transitórios e instabilidade no processo de expansão do ACL.

III.2 – Documentos encaminhados pela CCEE

13. A CCEE apresentou minutas das seguintes Regras e PdCs, bem como um descritivo conceitual, destacando as principais alterações propostas:

- a. Regra 02 - Medição Contábil - Inclusão do tratamento do consumo de agentes varejistas na modalidade de simplificação de medição e sua subtração do consumo total das distribuidoras, bem como dispositivos relacionados ao atraso de suspensão pelo agente conectado;
- b. Regra 09 - Encargos - adequação do consumo de referência para pagamento dos Encargos de Serviço do Sistema no caso de atraso de suspensão;



P. 5 da NOTA TÉCNICA Nº 52/2024-SGM-STD/ANEEL, de 18/03/2024.

- c. Regra 10 - Consolidação de Resultados - efeitos financeiros do rateio de repasse do risco hidrológico e do resultado do mercado de curto prazo pela assunção do consumo sinalizado como atraso de suspensão pelo agente conectado;
- d. Regra 18 - Contratação de Energia de Reserva - efeitos financeiros dos encargos de energia de reserva pela assunção do consumo sinalizado como atraso de suspensão pelo agente conectado;
- e. PdC 1.5 - Desligamento da CCEE - proposição do processo para suspensão do fornecimento em caso de deliberação de desligamento de agente consumidor da CCEE, contemplando o tratamento a ser dado nos casos de atraso na suspensão do fornecimento decorrente exclusivamente de responsabilidade da distribuidora ou transmissora;
- f. PdC 1.6 - Comercialização Varejista - proposição do processo de suspensão do fornecimento nos casos de resilição por iniciativa do varejista e resolução contratual e desligamento/inabilitação do varejista por iniciativa da CCEE; inclusão de premissa relacionada ao produto de referência e previsão do atendimento pela Distribuidora sem a celebração de CCER à luz do art. 172-A da REN 1.000/2021;
- g. PdC 1.8 - Comercialização Varejista - modelo simplificado (novo submódulo) - novo procedimento que contempla a representação varejista sem a necessidade de adequação de medição, de cadastro e de modelagem do ativo de consumo e retrata os processos que devem ser seguidos para os casos de resilição e resolução contratual, desligamento e inabilitação do varejista, bem como para os casos de suspensão do fornecimento.

14. Quanto aos módulos de Regras de Comercialização apresentados, constatamos aderência às disposições da REN nº 1.081/2023. Um ponto de destaque é a alocação da carga de consumidores para os agentes conectados (agentes de distribuição e transmissão), quando esses últimos não fazem a suspensão do fornecimento no prazo estabelecido.

15. Nos casos em que o consumidor está conectado em distribuidora não agente da CCEE, a carga resultante da não suspensão é atribuída à distribuidora supridora agente da CCEE, que deve ser ressarcida bilateralmente pela suprida.

16. Merecem atenção aqui os rebatimentos necessários nos processos tarifários das distribuidoras, já que os débitos decorrentes de consumidores que tiveram suspensão fora do prazo não possuem direito ao repasse às tarifas, em conformidade com § 8º, art. 62 da Resolução Normativa nº 957, de 7 de dezembro de 2021.

17. Ainda sobre os débitos decorrentes da suspensão de fornecimento fora do prazo, de modo a aplicar de forma mais precisa a repercussão do atraso, o § 9º do art. 62, da REN nº 957/2021 deve ser alterado para:



A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 062B1B9500798EEC

P. 6 da NOTA TÉCNICA Nº 52/2024-SGM-STD/ANEEL, de 18/03/2024.

“§ 9º Os débitos de que trata o § 8º serão apurados a partir do primeiro dia ~~de mês~~ subsequente ~~à data em que ocorrer a ultrapassagem de~~ ao prazo máximo estabelecido.”

18. A CCEE também aproveitou para apresentar propostas adicionais de aprimoramentos nos PdCs 1.5 e 1.6.

19. No PdC 1.5 - Desligamento da CCEE, os adendos envolvem:

- a. Premissa 3.2.1.1 - O esclarecimento de que, nos casos de desligamento compulsório ou de desligamento por descumprimento de obrigação de matriz e/ou filial, o desligamento obrigatório da matriz/filial remanescente deve ocorrer com a incidência dos mesmos efeitos e procedimentos aplicáveis desde a instauração do processo de desligamento até seu encerramento;
- b. Premissa 3.4.1 - Exclusão da menção do prazo de quinze dias no Termo de Notificação - TN encaminhado pela CCEE nos casos de instauração de procedimento de desligamento compulsório ou por descumprimento de obrigação, para ajuste ao disposto na regulamentação vigente;
- c. Premissas 3.41, 3.42 e 3.43 para tratar a suspensão de fornecimento de energia elétrica pelos agentes conectado, bem como seus efeitos no caso de extrapolarem os prazos estabelecidos; e
- d. Premissas 3.51 e 3.53 - Em relação ao gerador desligado modelado em perfil específico, propõe-se que a desmodelagem do ativo somente ocorra mediante prévia desconexão do sistema elétrico, para fins de padronização.

16. No PdC 1.6 - Comercialização varejista os adendos envolvem:

- a. Premissa 3.1.9 – Divulgação de modelos de contratos, preços e condições gerais para um produto de referência:

“3.1.9 Em seu portal eletrônico, devem estar divulgados, com descrição detalhada, modelos de contratos, preços e condições gerais para um produto de referência, contendo as seguintes informações:

- a) Preços constantes durante o prazo;
- b) Sazonalização e modulação uniforme;
- c) Prazo contratual (anual, bianual);
- d) Submercado;
- e) Tipo de energia (convencional ou especial);
- f) Período da garantia bilateral;
- g) Data de pagamento;
- h) Encargos (se inclusos ou não no preço); e
- i) Limites de flexibilidade.”

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 062B1B9500798EEC



P. 7 da NOTA TÉCNICA Nº 52/2024-SGM-STD/ANEEL, de 18/03/2024.

- b. Premissa 3.46 - Mudança no prazo mínimo de encaminhamento da notificação para encerramento do Contrato para Comercialização Varejista em situações de resolução contratual, bem como ajuste de texto para deixar claro que a representação é sempre encerrada no último dia do mês;
- c. Premissa 3.54 - Redução do prazo de defesa do varejista no processo de inabilitação compulsória, para coadunar com proposta de alteração normativa similar, detalhada adiante, em razão da diminuição do prazo total para deliberação do referido processo (30 dias); e
- d. Premissa 3.60.1 - Exclusão da menção do prazo de quinze dias no Termo de Notificação - TN encaminhado pela CCEE nos casos de instauração de procedimento de desligamento (compulsório ou por descumprimento de obrigação) e de inabilitação compulsória do varejista, para ajuste ao disposto na regulamentação vigente.

20. Sobre o PdC 1.8 - Comercialização Varejista – modelo simplificado, vale destacar que os agentes que utilizam esse modelo permanecem submetidos ao estabelecido no PdC 1.6 - Comercialização Varejista.

21. Neste PdC , criado para abarcar as atividades do processo simplificado de representação varejista, são apresentadas um conjunto significativo de premissas, dentre as quais citamos:

- a. Premissas 3.1 e 3.2 – Determinação de quais consumidores utilizarão o modelo de simplificação para comercialização varejista;
- b. Premissa 3.6 – Responsabilização do agente varejista e do agente conectado pela veracidade, vigência, comprovação e atualização dos dados e documentos apresentados à CCEE, por meio do sistema;
- c. Premissas de 3.8 a 3.20 – Condições gerais para habilitação do representado;
- d. Premissas de 3.21 a 3.27 – Processo de Coleta de dados de medição, onde se inclui: i) o envio de dados de medição pelo agente conectado, para um determinado mês, diariamente e consistidos de 5 e 5 minutos; ii) prazo limite de envio do dado de medição até o sétimo dia útil do mês seguinte (MS+7du) e iii) caso necessário, utilizar metodologia para estimativa de dados presente no anexo 7.2;

22. Finalmente, a CCEE também destacou serem necessários ajustes pontuais em artigos das REN nº 957/2021, 1.000/2021 e 1.011/2022, os quais foram substanciadas em uma minuta em anexo (Anexo I) e estão resumidas a seguir:

- a. REN nº 1.011/2022:
 - i. Art. 13-A e seu § 3º - Adequação de nomenclatura, retirando a menção da alocação dos dados agregados aos “ativos de consumo”, para compatibilização com o Art. 21, inciso XXVI da REN nº 957/21;



A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 062B1B9500798EEC

P. 8 da NOTA TÉCNICA Nº 52/2024-SGM-STD/ANEEL, de 18/03/2024.

- ii. Art. 16-A - Ajuste no texto do inciso I e exclusão do inciso III do parágrafo único, deixando claro que as informações acessadas são as relativas ao Ambiente de Contratação Livre e excluindo a obrigação da implantação de camadas de segurança para acessos específicos, a qual seria demasiadamente custosa e de baixa efetividade;
- iii. Art. 19 - Compatibilização com a forma de envio de notificações prevista na REN nº 957/21;
- iv. Anexo - Contrato para Comercialização Varejista - Remissão aos PdCs para adequação do marco limite de término do CCV.

b. REN nº 1.000/2021:

- i. Inclusão do Art. 96-A - Previsão do processo simplificado de migração, iniciado pelo agente varejista e diferente do processo previsto no Art. 96;
- ii. Art. 354 - Adequação do texto do parágrafo único, remetendo ao disposto no PdC.

c. REN nº 957/2021:

- i. Art. 52, § 2º - Redução do prazo de oferecimento de manifestação de dez para cinco dias, para adequar à redução promovida no prazo de julgamento do procedimento de desligamento, de sessenta para trinta dias (alteração no art. 56 promovida pela REN 1.081/2023);
- ii. Art. 62, § 9º - Ajuste na apuração dos débitos e alocação ao respectivo agente de distribuição ou transmissão, uma vez ser possível realizá-las já a partir do primeiro dia subsequente ao prazo máximo para conclusão da referida suspensão, sem necessidade de aguardar o mês seguinte, conforme já abordado anteriormente nesta Nota Técnica.

23. Observa-se que, tanto nas propostas adicionais sugeridas pela CCEE para os PdCs, bem como nos ajustes sugeridos à regulamentação, há correlação com o tema em pauta, o que permite seu conhecimento a avaliação.

24. Das sugestões e posicionamentos recebidos da CCEE, chamam maior atenção aquelas que reduzem o prazo de manifestação do agente inadimplente após o recebimento do Termo de Notificação de Descumprimento de Obrigação, bem como a exclusão da possibilidade de acesso autorizado a terceiros no sistema utilizado para gerir as informações.

25. No primeiro caso, a proposta de redução no prazo de manifestação do agente é proporcional à redução proposta na abertura da CP 28/2023 (apresentada na NT nº 76/2023-SGM/ANEEL, de 18/08/2023¹), visando encurtar e desburocratizar o procedimento de desligamento. Na ocasião, não foi abordado o prazo de defesa de 10 dias do agente inadimplente. A proposta foi mantida após o



A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 062B1B9500798EEC

P. 9 da NOTA TÉCNICA Nº 52/2024-SGM-STD/ANEEL, de 18/03/2024.

recebimento das contribuições, gerando apenas a redução promovida em dezembro de 2023 pela REN 1.081/2023, consubstanciada na alteração do Art. 56 da REN 957/2022.

26. Não obstante, a abertura de uma segunda fase de Consulta Pública permite a coleta da percepção dos agentes interessados acerca da proposta, de modo que a Agência possa se posicionar definitivamente acerca do tema.

27. No segundo caso, a proposta de exclusão do inciso III do art. 16-A da REN 1.011/2022 (acesso às informações dos consumidores mediante autorização prévia) merece maior atenção. A previsão foi recentemente inserida na norma, mas já constava da proposta inicial submetida à consulta pública. Proposta idêntica à em comento foi apresentada como contribuição da CCEE, mas o texto foi mantido.

28. Desta feita, a CCEE argumenta que a publicidade dos dados para terceiros já está prevista em PdC, mas que a proposta seria dar publicidade para todos os agentes e não ser “seletivo”, como indicado no inciso em debate. A CCEE também afirma que não implementará camadas de segurança para acessos específicos de agentes escolhidos pelo consumidor, alegando que tal funcionalidade seria demasiadamente custosa, de baixa efetividade e de improvável uso pelos consumidores.

29. Em que pese os argumentos trazidos pela CCEE, a interpretação oferecida ao inciso não parece correta. Sendo o sistema da CCEE o centralizador de todas as informações do varejo, conforme a Diretriz 3, é importante que essas informações não fiquem adstritas ao trio consumidor - agente varejista - agente conectado (cada qual acessando as informações que lhes convém). Como os contratos não são perpétuos e há liberdade de troca de fornecedor, deve ser possível ao consumidor compartilhar suas informações com futuros pretendentes ao fornecimento, de modo que as estimativas e negociações sigam um fluxo adequado e baseado em informações corretas. Fora dessa hipótese, as informações devem ser adequadamente salvaguardadas e protegidas.

30. A forma a ser encontrada pela CCEE para o atendimento do dispositivo normativo vigente pode variar, mas questões relacionadas ao custo, efetividade e probabilidade do uso necessitam ser detalhadas para possibilitar uma análise mais criteriosa.

31. Não obstante o posicionamento preliminar contrário à supressão do acesso a terceiros autorizados, uma segunda fase de consulta pública oportuniza a coleta das percepções dos agentes sobre o tema e, ainda, possibilita que a CCEE apresente considerações adicionais sobre a matéria, inclusive se a operacionalização desse acesso pode demandar prazo relacionado à construção da solução tecnológica.

32. Adicionalmente, deve-se registrar considerações complementares aos documentos apresentados pela CCEE, em termos de evolução diante das diretrizes consignadas ao final da primeira fase da CP, conforme a seguir.

33. Quanto à diretriz D7, estipulou-se que a celebração do Contrato de Comercialização Varejista – CCV deve ser gerenciada pelo agente varejista, mas o sistema de gerenciamento deve ter acesso à informação quanto à sua efetiva e válida celebração, contudo, ao que tudo indica, a formulação apresentada pela CCEE, em sede do PdC, pode ser robustecida para o pleno desenvolvimento pretendido pela Resolução Normativa nº 1.081, de 2023.



P. 10 da NOTA TÉCNICA Nº 52/2024-SGM-STD/ANEEL, de 18/03/2024.

34. A solução apresentada pela CCEE para o PdC, Módulo 1 – Agentes, Submódulo 1.8 – Comercialização varejista – modelo simplificado, consta do item 3.9, dispondo que o agente varejista deve manter cópia do CCV disponível por meio de link para acesso ao contrato, que permita a consulta e a comprovação de validade do documento. Contudo, a premissa não necessariamente opera, em essência, as verificações mínimas pretendidas acerca do negócio jurídico a ser tutelado pela ANEEL.

35. Assim, observa-se que o dispositivo pretendido pela CCEE, embora sinalize a possibilidade procedimental de acesso à informação que vier a ser disponibilizada unilateralmente pelo comercializador à CCEE – o que é certamente valioso para o processo de monitoramento destas contratações - *per se*, não assegura o cumprimento prévio das condições intentadas pelo regulador, consoante proposto na diretriz.

36. Entende-se que a observação dos negócios jurídicos envolve diversas nuances, contudo as verificações sobre existência e validade do CCV, em especial sobre a autenticidade das assinaturas das partes contratantes, bem como a correspondência do documento firmado para com a forma prescrita em Resolução Normativa, são medidas preventivas para assegurar o bom e regular funcionamento do ambiente de contratação livre.

37. Com efeito, recomenda-se o ajuste da premissa 3.9 do submódulo 1.8, a seguir, visando o escrutínio social:

“3.9 - o agente varejista deve manter cópia do CCV disponível por meio de link para acesso ao contrato, ~~que permita a consulta e a comprovação de validade do documento~~ na forma a ser estabelecida pela CCEE.”

3.9.1 A CCEE deve proceder a comprovação de existência e de validade do negócio jurídico, ao que se inclui, a autenticidade das assinaturas das partes signatárias e a correspondência do documento firmado para com a forma prescrita na Resolução Normativa de instituição do CCV, permanecendo a Câmara responsável por eventuais inconsistências contratuais identificadas em detrimento da comercialização varejista.”

38. Por fim, torna-se oportuno que durante o processo de consulta pública, a CCEE se manifeste quanto à premissa ora proposta pela ANEEL, em especial esclarecendo e justificando a forma como pretende atuar para fins de atendimento aos seus termos, quando restarem instituídos.

39. No que tange à contribuição de inclusão do art. 96-A na Resolução Normativa nº 1.000/2021, concordamos com o mérito da proposta, mas entendemos que o texto apresentado pela CCEE pode ser aprimorado e simplificado. Propõe-se que a manifestação da CCEE de que o rito do art. 96 seja utilizado apenas em casos em que não se utilize o processo simplificado seja endereçado com uma alteração do caput desse artigo, na forma do Anexo I a essa Nota Técnica.

40. Adicionalmente, propõe-se que seja incluída dentre informações mínimas a serem inseridas no sistema pelo varejista o e-mail atualizado do consumidor representado. Assim, propõe-se a inclusão de uma nova alínea “c” no item 3.10 do submódulo 1.8 e renomeação das seguintes. Entende-se



P. 11 da NOTA TÉCNICA Nº 52/2024-SGM-STD/ANEEL, de 18/03/2024.

que essa informação é fundamental para permitir que a CCEE entre em contato com o consumidor nos casos de inabilitação ou desligamento do varejista. O texto da nova alínea “c” é:

“c) O e-mail de contato do titular da unidade consumidora;”

41. Ainda, propõe-se que seja alterada a alínea “e” do item 3.11 do submódulo 1.8 para que o dispositivo esteja alinhado com o texto da Resolução Normativa nº 1.000/2021. Com efeito, essa resolução não estabelece multa pelo término antecipado do CCER, mas sim pagamento pelo encerramento antecipado. O novo texto a ser submetido a consulta pública é:

“e) O pagamento de multa para antecipação pelo encerramento antecipado do Contrato de Compra de Energia Regulada (CCER), se houver.”

42. Complementarmente, propõe-se que o item 3.49 seja alterado para permitir que a distribuidora ou transmissora informe à CCEE o contato mais atualizado do consumidor que ela dispuser, podendo ser adotado também telefone, endereço ou outro. O novo texto desse item é:

“3.49 Em até dois dias, o agente conectado deve informar à CCEE, por meio do sistema, e-mail o contato mais atualizado que dispuser de cada unidade consumidora representada pelo agente varejista.”

43. De toda forma, importa registrar que, no que tange à prestação do serviço de conexão e uso da rede, formalizada pelo CUSD, a distribuidora continua obrigada a atender as disposições da Resolução Normativa nº 1.000/2021 quanto à atualização das informações de seus consumidores.

44. Assim, salvo as exceções acima apresentadas e ajustadas de ofício pela ANEEL nas minutas apresentadas pela CCEE entende-se ser possível a adoção das providências sequenciais, quais sejam, a discussão dos textos propostos em sede de Consulta Pública e a definição do texto definitivo após a análise das contribuições recebidas.

45. Cabe destacar que a Consulta Pública é também muito relevante para colher a percepção dos interessados acerca da completude dos dispositivos, ou seja, para identificar eventuais lacunas normativas, nas regras e procedimentos, associadas ao tema.

46. Por fim, diante da construção do projeto do novo modelo estrutural para funcionamento e operacionalização do Ambiente de Contratação Livre (modelo simplificado) pela CCEE, cabe destacar a importância de a CCEE, no transcorrer da CP, apresentar cronograma detalhado das etapas do projeto.

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

47. As argumentações apresentadas nesta Nota Técnica são fundamentadas nos seguintes dispositivos legais e regulatórios: Leis nº 9.074, de 1995, nº 9.427, de 1996, nº 10.848, de 2004 e nº 14.120, de 2021; Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004; Portarias MME nº 514, de 2018, nº 187, de 2019, nº 403, de 2019, nº 465, de 2019, e nº 50, de 2022; e Resoluções Normativas nº 957, de 2021, nº 1.000, de 2021, nº 1.009, de 2022, e nº 1.011, de 2022.

A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 062B1B9500798EEC



P. 12 da NOTA TÉCNICA Nº 52/2024-SGM-STD/ANEEL, de 18/03/2024.

V - DA CONCLUSÃO

48. Diante das considerações expostas ao longo desta Nota Técnica, conclui-se pela necessidade de abertura de uma 2ª fase CP para o aprimoramento da regulamentação, Regras e PdCs afetos à comercialização varejista, considerando-se a minuta de Resolução Normativa, disposta no Anexo I desta Nota Técnica, o Descritivo de Alterações, as minutas das novas versões dos módulos enviados pela CCEE, dispostos nos Anexos II a IX desta Nota Técnica.

VI - DA RECOMENDAÇÃO

49. Recomendamos que seja instaurada uma 2ª fase da CP 28/2023, na modalidade intercâmbio documental, com vistas a colher subsídios à aprovação da regulamentação, Regras e PdCs afetos à comercialização varejista, considerando as minutas constantes dos anexos desta Nota Técnica.

(Assinado digitalmente)

ACÁCIO ALESSANDRO RÊGO DO NASCIMENTO
Especialista em Regulação (SGM)

(Assinado digitalmente)

ALEX SANDRO FEIL
Especialista em Regulação (SGM)

(Assinado digitalmente)

OTÁVIO RODRIGUES VAZ
Gerente de Regulação de Mercado de
Energia Elétrica (SGM)

(Assinado digitalmente)

CARLOS EDUARDO DE GUIMARÃES DE LIMA
Especialista em Regulação (SGM)

(Assinado digitalmente)

RENATA CAMPELLO SCOTTI
Especialista em Regulação (STD)

(Assinado digitalmente)

MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS
Coordenador de Redes de Distribuição e Serviços
Comerciais (STD)

(Assinado digitalmente)

PEDRO MELLO LOMBARDI
Gerente de Regulação do Serviço de
Distribuição (STD)

(Assinado digitalmente)

FELIPE ALVES CALABRIA
Superintendente Adjunto de Regulação dos Serviços de Geração e
do Mercado de Energia Elétrica



A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 062B1B9500798EEC

P. 13 da NOTA TÉCNICA Nº 52/2024-SGM-STD/ANEEL, de 18/03/2024.

De acordo:

(Assinado digitalmente)

ALESSANDRO D'AFONSECA CANTARINO
Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração e
do Mercado de Energia Elétrica

(Assinado digitalmente)

CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR
Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica



A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 062B1B9500798EEC

NOTA TÉCNICA Nº 52/2024-SGM-STD/ANEEL, de 18/03/2024.

ANEXO I da NOTA TÉCNICA nº 52/2024-SGM-STD/ANEEL, de 18/03/2024
Minuta de Resolução Normativa

ANEXO II da NOTA TÉCNICA nº 52/2024-SGM-STD/ANEEL, de 18/03/2024
Descritivo de Alterações (enviado pela CCEE)

ANEXO III da NOTA TÉCNICA nº 52/2024-SGM-STD/ANEEL, de 18/03/2024
Minuta do Módulo “Medição Contábil”, versão 2024.xx (proposta pela CCEE)

ANEXO IV da NOTA TÉCNICA nº 52/2024-SGM-STD/ANEEL, de 18/03/2024
Minuta do Módulo “Encargos”, versão 2024.xx (proposta pela CCEE)

ANEXO V da NOTA TÉCNICA nº 52/2024-SGM-STD/ANEEL, de 18/03/2024
Minuta do Módulo “Consolidação de Resultados”, versão 2024.xx (proposta pela CCEE)

ANEXO VI da NOTA TÉCNICA nº 52/2024-SGM-STD/ANEEL, de 18/03/2024
Minuta do Módulo “Contratação de Energia de Reserva”, versão 2024.xx (proposta pela CCEE)

ANEXO VII da NOTA TÉCNICA nº 52/2024-SGM-STD/ANEEL, de 18/03/2024
Minuta do Submódulo “1.5 - Desligamento da CCEE”, versão 2024.xx (proposta pela CCEE)

ANEXO VIII da NOTA TÉCNICA nº 52/2024-SGM-STD/ANEEL, de 18/03/2024
Minuta do Submódulo “1.6 - Comercialização Varejista”, versão 2024.xx (proposta pela CCEE)

ANEXO IX da NOTA TÉCNICA nº 52/2024-SGM-STD/ANEEL, de 18/03/2024
Minuta do Submódulo “1.8 - Comercialização Varejista”, versão 2024.xx (Módulo novo proposto pela CCEE com ajustes da ANEEL))

ANEXO I da NOTA TÉCNICA nº 52/2024-SGM-STD/ANEEL, de 18/03/2024.

Minuta de Resolução Normativa

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº , DE DE DE 2024

Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação – SCL, os Procedimentos de Comercialização de Energia Elétrica, bem como altera as Resoluções Normativas nº 957, de 7 de dezembro de 2022, nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, e nº 1.011, de 29 de março de 2022.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e o que consta do processo nº 48500.005677/2022-43, resolve:

Art. 1º Aprovar as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL) e os Procedimentos de Comercialização de Energia Elétrica, na forma dos módulos do Anexo I.

Art. 2º. Alterar o § 2º do art. 52 da Resolução Normativa nº 957, de 7 de dezembro de 2021, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“§ 2º O prazo para oferecimento da manifestação é de cinco dias, contados do recebimento do Termo de Notificação de Descumprimento de Obrigação - TN.”

Art. 3º. Alterar o § 9º do art. 62 da Resolução Normativa nº 957, de 7 de dezembro de 2021, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“§ 9º Os débitos de que trata o § 8º serão apurados a partir do primeiro dia subsequente ao prazo máximo estabelecido.”

Art. 4º. Alterar o caput do art. 96 na Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 96. No caso de conexão de outra distribuidora ou de unidade consumidora livre ou especial, que não utilize o processo simplificado da CCEE previsto nos

Procedimentos de Comercialização, a distribuidora é responsável por realizar o projeto, a montagem e o comissionamento do sistema de medição, observadas as seguintes disposições:”

Art. 5º. Alterar o Parágrafo único do art. 354 da Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Parágrafo único. A suspensão deve ser realizada nos prazos estabelecidos em regulação específica, contados a partir da notificação enviada à distribuidora, nos termos dos Procedimentos de Comercialização, e independe de notificação prévia da distribuidora aos consumidores.”

Art. 6º Alterar o caput e § 3º do art. 13-A da Resolução Normativa nº 1.011, de 29 de março de 2022, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 13-A A CCEE é a gestora dos dados de medição das unidades consumidoras com a representação de que trata o art. 11, ficando a CCEE responsável pela recepção dos dados de medição e atribuí-los aos respectivos agentes representantes.

...

§ 3º De posse dos dados de medição e das informações a respeito da comercialização varejista, de que trata o art. 16-A, a CCEE deve realizar a agregação dos dados e a alocação do total de energia aos respectivos agentes representantes.”

Art. 7º Alterar o inciso I do Parágrafo único do art. 16-A na Resolução Normativa nº 1.011, de 29 de março de 2022, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“I – aos representantes, referente às informações dos representados no ACL;”

Art. 8º Alterar o § 4º do art. 19 da Resolução Normativa nº 1.011, de 29 de março de 2022, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“§ 4º A notificação a que alude o § 3º deve ser, nos termos estabelecidos em Procedimento de Comercialização, encaminhada pelos Correios ou por meio eletrônico.”

Art. 9º. Alterar a Cláusula Oitava do Contrato para Comercialização Varejista, Anexo da Resolução Normativa nº 1.011, de 29 de março de 2022, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Cláusula Oitava...

...

Subcláusula Sexta – No caso de notificação enviada pelo REPRESENTANTE por motivo de resolução contratual ou de rescisão contratual, a notificação deve adicionalmente informar o REPRESENTADO que diligencie, se for o caso, pela

continuidade de sua operação comercial antes da data de término PRETENDIDA para a contratação, conforme definição estabelecida nos Procedimentos de Comercialização, e que está sujeito à suspensão de fornecimento de energia elétrica após essa data.”

Art. 10. Esta Resolução entra em vigor na data de publicação.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

ANEXO I DA RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº XXXX/2024 – Módulos das Regras e Submódulos de Procedimentos de Comercialização

Módulo de REGRAS	Vigência	Versão	Anexo
Medição Contábil	mês/2024	2024.xx	II
Encargos	mês/2024	2024.xx	III
Consolidação de Resultados	mês/2024	2024.xx	IV
Contratação de Energia de Reserva	mês/2024	2024.xx	V

Submódulo dos Procedimentos de Comercialização	Vigência	Versão	Anexo
1.5 - Desligamento da CCEE	mês/ano	2024.xx	VI
1.6 - Comercialização Varejista	mês/ano	2024.xx	VII
1.8 - Comercialização Varejista - modelo simplificado	mês/ano	2024.xx	VIII

ANEXOS II a VIII DA RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº XXXX/2024 – Textos aprovados dos Módulos das Regras e Submódulos de Procedimentos de Comercialização

Descritivo conceitual de alterações

Regras e Procedimentos de Comercialização

fevereiro/2024

RESTRIÇÃO

Gerência/área: Gerência Regulatória/GREG

Data: 16/02/24

ccee



Sumário

Sumário	2
Contexto para alteração nas Regras e Procedimentos de Comercialização	3
1. Alterações nas Regras Comercialização	3
2. Alterações nos Procedimentos de Comercialização	5
3. Alterações em Resoluções Normativas	9

RESTRITO



Contexto para alteração nas Regras e Procedimentos de Comercialização

A Portaria Normativa nº 50/GM/MME, de 27 de setembro de 2022, definiu os novos limites para contratação de energia dos consumidores que optam pela migração para o ambiente livre de contratação, com a definição de vigência das alterações conforme redação:

Art. 1º Definir o limite de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores de que trata o § 3º do art. 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

§ 1º A partir de 1º de janeiro de 2024, os consumidores classificados como Grupo A, nos termos da regulamentação vigente, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.

§ 2º Os consumidores de que trata o § 1º com carga individual inferior a 500kW, no exercício da opção de que tratam os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, serão representados por agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Com vistas a regulamentar o normativo expedido no âmbito de portaria, a ANEEL instaurou a Consulta Pública nº 28, em 30 de agosto de 2023, que dispôs ainda sobre a comercialização varejista em atendimento a redação da Lei nº 14.120/21. O resultado da consulta pública consta na Resolução Normativa nº 1.081, de 12 de dezembro de 2023, com as análises detalhadas na Nota Técnica nº 166/20230-SGM-STD-STR-SFF/ANEEL.

No resultado da primeira fase da Consulta Pública nº 28/23, a ANEEL detalhou os aprimoramentos sobre a comercialização varejista, estipulando, inclusive, diretrizes para um novo modelo de representação para o varejo, com simplificações no regramento vigente de forma a permitir o pleno atendimento a todos os novos potenciais participantes do mercado livre, considerando a alta volumetria resultante da abertura para os consumidores classificados como Grupo A.

Desta forma, são necessárias adequações nas Regras e Procedimentos de Comercialização, de modo a refletir a nova redação estabelecida via Resolução Normativa, sendo este o conteúdo do presente documento, incluindo ainda as adequações necessárias para o novo modelo de representação para o varejo, conforme diretrizes da Agência.

1. Alterações nas Regras Comercialização

Para atender ao novo modelo de representação simplificado do varejo, contemplando ainda as alterações estabelecidas pela REN nº 1.081/23, as seguintes alterações são propostas:

Módulo 02 – Medição Contábil

Inclusão do tratamento do consumo de agentes varejistas na modalidade de simplificação de medição, que dispensará a modelagem de cargas, sendo os dados cadastrais e de consumo dos consumidores de varejo enviados e agregados via plataforma construída através de API (Interfase de Programação de Aplicações). O consumo agregado nas dimensões “agente de distribuição, perfil de agente varejista, submercado e hora”, será referenciado ao centro de gravidade, sendo alocado para o perfil varejista e subtraído do consumo total das distribuidoras. (Linha de Comando 21 a 25; e 32)



Em atendimento ao disposto na Resolução Normativa nº 1.081/23, os consumidores que tiveram a solicitação de suspensão de fornecimento pela CCEE ou pelo agente varejista, porém não tenham o fornecimento suspenso pelo agente conectado (agente de distribuição ou de transmissão) no prazo regulatório estipulado sem a devida justificativa, serão sinalizados na situação de “atraso de suspensão”, tanto no modelo de cadastro simplificado com medição agregada quanto no caso de modelagens por parcelas de carga. O consumo, após a sinalização do atraso da suspensão, será identificado no respectivo perfil de comercialização do agente varejista representante ou, no caso de consumidores aderidos diretamente à CCEE, no perfil próprio do agente onde as cargas estão modeladas, com a finalidade serem abatidos do consumo total do perfil do agente consumidor aderido ou do representante varejista, para ser assumido pelo próprio agente conectado que não realizou a suspensão no prazo regulatório estipulado (Linha de Comando 26 a 32).

Tal assunção do consumo pelo agente conectado, sinalizado como “atraso de suspensão”, deve ser da seguinte maneira:

1) Para consumidores aderidos diretamente à CCEE:

1.1) Caso o agente conectado seja agente de distribuição aderido à CCEE: o consumo é assumido pelo agente de distribuição diretamente na contabilização da CCEE, com os demonstrativos financeiros dessa assunção discriminados no módulo “Consolidação de Resultados”

1.2) Caso o agente conectado seja permissionária de distribuição não aderida à CCEE: o consumo é assumido pelo agente de distribuição supridor da permissionária diretamente na contabilização da CCEE, com os demonstrativos financeiros dessa assunção discriminados no módulo “Consolidação de Resultados”, devendo a supridora ser ressarcida pela suprida bilateralmente.

1.3) Caso o agente conectado seja agente de transmissão: o consumo permanece com o próprio agente consumidor na contabilização da CCEE, com os demonstrativos financeiros dessa assunção discriminados no módulo “Consolidação de Resultados”, devendo o consumidor ser ressarcido pela transmissora bilateralmente. Se o agente consumidor ficar inadimplente com seus débitos contabilizados, a CCEE deve contatar a transmissora para a cobrança dos efeitos financeiros pelo atraso de suspensão, para cobrir os débitos do consumidor inadimplente.

2) Para consumidores representados por agentes varejistas:

2.1) Caso o agente conectado seja agente de distribuição aderido à CCEE: o consumo é assumido pelo agente de distribuição diretamente na contabilização da CCEE, com os demonstrativos financeiros dessa assunção discriminados no módulo “Consolidação de Resultados”

2.2) Caso o agente conectado seja permissionária de distribuição não aderida à CCEE: o consumo é assumido pelo agente de distribuição supridor da permissionária diretamente na contabilização da CCEE, com os demonstrativos financeiros dessa assunção discriminados no módulo “Consolidação de Resultados”, devendo a supridora ser ressarcida pela suprida bilateralmente.

2.3) Caso o agente conectado seja agente de transmissão: o consumo permanece com o próprio agente varejista representante na contabilização da CCEE, com os demonstrativos financeiros dessa assunção discriminados no módulo “Consolidação de Resultados”, devendo o agente varejista ser ressarcido pela transmissora bilateralmente.



Módulo 09 – Encargos

Adequação no consumo de referência para pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema, em função das parcelas apuradas do consumo agregado do novo modelo de simplificação da medição ou que estiverem sinalizadas no status de atraso de suspensão, que, neste caso, serão assumido pelo agente conectado. (Linha de Comando 36.2)

Para o caso do consumo sinalizado na situação de atraso de suspensão, há o resultado individualizado dos efeitos financeiros dos encargos por essa assunção do consumo sinalizado como atraso de suspensão pelo agente conectado (Linha de Comando 60.2 e 60.4).

Módulo 10 – Consolidação de Resultados

Para o caso do consumo sinalizado na situação de atraso de suspensão, há o resultado individualizado dos efeitos financeiros do rateio do repasse do risco hidrológico (Linha de Comando 56) e do resultado do mercado de curto prazo (Linha de Comando 60.2) por essa assunção do consumo sinalizado como atraso de suspensão pelo agente conectado

A soma dos resultados individualizados dos efeitos financeiros que devem ser assumidos pelos agentes conectados pelo atraso na suspensão de fornecimento, que envolvem os valores referentes aos encargos, ao risco hidrológico e ao MCP, está discriminada numa seção nova do módulo “2.8.2. Demonstrativos dos Resultados Financeiros Motivados pelo Atraso de Suspensão de Fornecimento que devem ser Assumidos pelos Agentes Conectados” (Linha de Comando 64 a 64.3)

Módulo 18 – Contratação de Energia de Reserva

Para o caso do consumo sinalizado na situação de atraso de suspensão, há o resultado individualizado dos efeitos financeiros dos encargos de energia de reserva por essa assunção do consumo sinalizado como atraso de suspensão pelo agente conectado (Linha de Comando 105).

2. Alterações nos Procedimentos de Comercialização

Para contemplar o novo modelo estrutural de acesso ao mercado livre e operacionalização dos consumidores de varejo, foi criado o submódulo dos Procedimentos de Comercialização 1.8 - Comercialização varejista – modelo simplificado.

Esse novo submódulo foi elaborado contemplando as diretrizes definidas pela ANEEL na Nota Técnica conjunta nº 166/2023-SGM-STD-STR-SFF/ANEEL.

Submódulo 1.8 – Comercialização varejista – modelo simplificado

O novo procedimento contempla a representação varejista pelo modelo simplificado, sem a necessidade de adequação de medição, de cadastro e de modelagem do ativo de consumo.

Este novo processo deve ser utilizado por todos os consumidores representados por varejistas, conectados em distribuidoras e não participantes de redes compartilhadas, independentemente da demanda contratada.



Conforme descrito na proposta de PdC, a simplificação pode ser observada em todas as etapas do processo: os cadastros, as validações e as consultas serão realizadas por meio de integração sistêmica aos sistemas da CCEE em razão do alto volume de migrações de consumidores do “Grupo A” que se espera com a abertura de mercado.

O cadastro inicial do consumidor, enviado pelo varejista pela nova plataforma, que gera uma notificação para que a distribuidora valide a migração daquela unidade consumidora, substitui todo o processo de adequação de medição, mapeamento do ponto e modelagem do ativo de consumo. Nesse ponto, vale destacar que, se a distribuidora notificada não for agente da CCEE, esta também deverá acessar o sistema e providenciar as validações e informações necessárias.

O envio de dados de medição também será realizado por meio de integração sistêmica, diariamente, considerando apenas os dados de consumo ativo, no intervalo de 5 em 5 minutos.

Ressalta-se que, na proposta apresentada, é de responsabilidade do agente de medição a verificação da consistência dos dados, bem como o ajuste dos dados de medição, se necessário. Com o objetivo de unificar o tratamento a ser dado por todas as distribuidoras no caso de ajuste, a metodologia para os ajustes dos dados de medição consta como anexo ao PdC.

O submódulo criado também retrata os processos que devem ser seguidos no modelo simplificado para os casos de rescisão e resolução contratual, desligamento e inabilitação do varejista (sob a ótica do representado), bem como para os casos de suspensão de fornecimento.

Os fluxos dos processos de rescisão contratual, tanto por iniciativa do representado quanto do representante, foram construídos com a prerrogativa de serem iniciados pelo novo varejista (em caso de substituição de varejista) ou pela distribuidora (em caso de celebração de CCER), cabendo ao atual varejista realizar a validação sistêmica para seguimento da alteração contratual, ou negar a solicitação, mediante apontamento de justificativa. Também é proposta a substituição de varejista ou retorno ao mercado cativo compulsoriamente, em caso de rescisão contratual por iniciativa do representado, caso o varejista atual não realize a validação ou a negação da solicitação, para que possa ser concretizada a vontade do consumidor. Ainda em relação à rescisão, deve ser respeitado o prazo mínimo de 90 dias de antecedência ao mês pretendido para início da nova representação ou do novo CCER, havendo a dispensa desse prazo em caso de comum acordo, conforme estabelecido na regulamentação vigente.

Em caso de resolução contratual por inadimplemento do representado, é pressuposto que o varejista, preliminarmente, envidou todos os esforços bilateralmente junto ao representado no sentido de buscar a quitação dos débitos, inclusive mediante notificação enviada com no mínimo quinze dias de antecedência à data pretendida para término da contratação. Caberá ao varejista, somente em caso de frustração de tal quitação, ingressar no sistema da CCEE para iniciar o processo de suspensão de fornecimento desse representado.

Para os casos de desligamento e inabilitação do varejista, por iniciativa da CCEE, a proposta é de que a Câmara continue realizando a notificação dos representados na instauração e na deliberação dos referidos processos, sendo que tais notificações devem ser efetivadas mediante a informação do e-mail de cada representado, a ser fornecida pela distribuidora (considerando que as distribuidoras possuem tais informações atualizadas por serem responsáveis pelo faturamento desses consumidores em razão do uso do fio) sendo, por consequência, propostos prazos limite para a realização de cada etapa deste processo.



Na presente proposta de submódulo, foi contemplada a possibilidade de o consumidor representado poder ser atendido pela distribuidora sem celebração de CCER, em cumprimento ao disposto no art. 172-A da REN nº 1.000/21, incluído pela REN nº 1.081/23, nos casos de resilição por iniciativa do varejista e de desligamento/inabilitação do varejista.

Por fim, é proposto o processo para suspensão do fornecimento nos casos de resilição contratual por iniciativa do varejista, resolução contratual e desligamento/inabilitação do varejista por iniciativa da CCEE, sendo contemplado o tratamento a ser dado nos casos de atraso na suspensão do fornecimento decorrente exclusivamente de responsabilidade da distribuidora à qual a unidade consumidora está conectada, conforme já explicitado em tópico anterior relativo às alterações nas Regras de Comercialização.

Além da criação do novo documento, outros submódulos foram adequados para refletir as alterações trazidas pela REN nº 1.081/23, acompanhando a proposta de alteração nas Regras de Comercialização com o novo modelo de representação simplificada para o varejo, conforme exposto no presente descritivo conceitual.

Submódulo 1.5 – Desligamento da CCEE

É proposto o processo para suspensão do fornecimento em caso de deliberação de desligamento de agente consumidor da CCEE, sendo contemplado o tratamento a ser dado nos casos de atraso na suspensão do fornecimento decorrente exclusivamente de responsabilidade da distribuidora ou da transmissora à qual a unidade consumidora está conectada, conforme já explicitado em tópico anterior relativo às alterações nas Regras de Comercialização.

Outrossim, a CCEE aproveita para propor os seguintes aprimoramentos neste submódulo:

- a) Na premissa que determina que, em caso de desligamento compulsório ou por descumprimento de obrigação de matriz e/ou filial, a remanescente também será desligada, propõe-se complemento para esclarecer que, nesses casos, a matriz ou filial remanescente sofrerá os mesmos efeitos e procedimentos aplicáveis desde a instauração do processo de desligamento até o seu encerramento. Ou seja, o intuito é deixar claro que todas as etapas procedimentais serão seguidas por todos os agentes que possuam vínculo com a matriz/filial que está em processo de desligamento, desde que o momento em que o processo é iniciado;
- b) Em relação ao gerador desligado modelado em perfil específico, propõe-se a inversão do atual processo, para que a desmodelagem do ativo somente ocorra mediante prévia desconexão do sistema elétrico, para fins de padronização com o processo atualmente previsto para o caso de agente consumidor desligado da CCEE;
- c) Exclusão da indicação, na notificação enviada pela CCEE na instauração do processo de desligamento de agente consumidor, de que ele terá o fornecimento de energia elétrica suspenso após quinze dias do início do referido processo. A CCEE entende que há contradição em relação ao disposto na regulamentação vigente, pois o prazo máximo para conclusão do processo de desligamento de agentes da CCEE passou de sessenta para trinta dias (com a alteração do art. 56 da REN nº 957/21, advinda da REN nº 1.081/23), contados do inadimplemento da obrigação correspondente. Assim, dado que a suspensão do fornecimento só pode ocorrer após a deliberação do processo de desligamento, é inviável a indicação de que ela ocorrerá após quinze dias (na prática, o prazo para



deliberação é de até trinta dias e a suspensão de fornecimento é de no mínimo cinco e no máximo de dez dias, ou seja, são prazos que vão além dos quinze dias previstos no PdC).

Submódulo 1.6 – Comercialização Varejista

É proposto o processo para suspensão do fornecimento nos casos de rescisão por iniciativa do varejista, resolução contratual e desligamento/inabilitação do varejista por iniciativa da CCEE, sendo contemplado o tratamento a ser dado nos casos de atraso na suspensão do fornecimento decorrente exclusivamente de responsabilidade da distribuidora ou transmissora à qual a unidade consumidora está conectada, conforme já explicitado em tópico anterior relativo às alterações nas Regras de Comercialização.

Sugere-se também a inclusão de premissa relacionada ao produto de referência, a ser divulgado no portal eletrônico do agente varejista, em atendimento ao art. 13, XI da REN nº 1.011/22, incluído pela REN nº 1.081/23, para avaliação e comparabilidade por parte dos potenciais consumidores representados, contemplando as condições de padronização do referido produto para debate complementar em nova fase de participação pública.

Além disso, a CCEE realiza adequação para prever que o consumidor representado tenha como opção, além das atualmente previstas (troca de varejista; adesão à CCEE, se não lhe for vedado; retorno ao cativo com celebração de CCER), o atendimento pela distribuidora sem celebração de CCER, conforme art. 172-A da REN nº 1.000/21 introduzido pela REN nº 1.081/23, para aqueles representados que estejam adimplentes com suas obrigações e cuja representação varejista seja obrigatória.

A CCEE também aproveita para propor os seguintes aprimoramentos neste submódulo:

- a) Exclusão da indicação, na notificação enviada pela CCEE na instauração do processo de desligamento (compulsório ou por descumprimento de obrigação) e de inabilitação compulsória do varejista, de que o representado está sujeito à suspensão do fornecimento de energia elétrica após 15 dias do início do referido processo. A CCEE entende que há contradição em relação ao disposto na regulamentação vigente, pois os atuais processos de desligamento e inabilitação do varejista possuem prazo máximo para deliberação de até trinta dias. Assim, dado que a suspensão do fornecimento só pode ocorrer após a deliberação do processo de desligamento ou de inabilitação, é inviável a indicação de que ela ocorrerá após quinze dias (na prática, o prazo para deliberação é de até trinta dias e a suspensão de fornecimento é de no máximo dez dias, ou seja, são prazos que vão além dos quinze dias previstos no PdC);
- b) Redução do prazo para defesa do varejista no processo de inabilitação compulsória, para padronização do prazo de defesa proposto pela CCEE em relação ao processo de desligamento, conforme apresentado no tópico “Alterações em Resoluções Normativas”, onde a CCEE apresenta contribuição para redução do prazo de defesa do agente em processo de desligamento de dez para cinco dias, em razão da diminuição do prazo total para deliberação do referido processo (atualmente estabelecido em trinta dias). Assim, propõe-se que o prazo para defesa em processos de inabilitação compulsória também seja reduzido de dez para cinco dias;
- c) Adequação do prazo mínimo de antecedência para envio da notificação em caso de resolução contratual (de trinta para quinze dias), em obediência ao regramento vigente, e demais ajustes textuais na seção que trata das notificações para encerramento do CCV, com a finalidade de melhorar o entendimento das premissas, por exemplo, estabelecendo o marco limite para a data pretendida de término do CCV.



3. Alterações em Resoluções Normativas

Para acompanhar as propostas de Regras e Procedimentos de Comercialização, alteradas conforme determinação da REN nº 1.081/23, também se torna necessária a adequação nas Resoluções Normativas nºs 1.011/22, 1.000/21 e 957/21, conforme sugerido a seguir:

Proposta de alterações na REN ANEEL nº 1.011/22:

Nº	Texto Vigente	Redação Proposta	Justificativa
1	<p>Art. 13-A. A CCEE é a gestora dos dados de medição das unidades consumidoras com a representação de que trata o art. 11, ficando a CCEE responsável pela recepção dos dados de medição e alocação desses dados ao ativo de consumo dos respectivos agentes representantes.</p> <p>...</p> <p>§ 3º De posse dos dados de medição e das informações a respeito da comercialização varejista, de que trata o art. 16-A, a CCEE deve realizar a agregação dos dados e a alocação do total de energia ao ativo de consumo dos respectivos agentes representantes.</p>	<p>Art. 13-A. A CCEE é a gestora dos dados de medição das unidades consumidoras com a representação de que trata o art. 11, ficando a CCEE responsável pela recepção dos dados de medição e alocação desses dados ao ativo de consumo dos atribuí-los aos respectivos agentes representantes.</p> <p>...</p> <p>§ 3º De posse dos dados de medição e das informações a respeito da comercialização varejista, de que trata o art. 16-A, a CCEE deve realizar a agregação dos dados e a alocação do total de energia ao ativo de consumo dos aos respectivos agentes representantes.</p>	<p>A CCEE concorda com essa diretriz normativa. Portanto, a CCEE permanece como responsável pela recepção dos dados de medição e pela agregação para a contabilização do consumo agregado em nome do agente varejista.</p> <p>No entanto, a recepção dos dados de medição não será via SCDE, mas pelas plataformas de integração, via API.</p> <p>A proposta de agregação, consiste em alocar o total de consumo no respectivo perfil de comercialização do agente varejista. No termo técnico das Regras de Comercialização, não se trataria, neste caso, de alocação no “ativo de consumo” (parcela de carga), mas, sim, no perfil de comercialização.</p> <p>Por fim, ressalta-se que esta proposta visa a compatibilização com o art. 21, inciso XXVI da REN nº 957/21.</p>
2	<p>Art. 16-A. A CCEE é a gestora de todas as informações a respeito da comercialização varejista de que trata o Título II desta Resolução Normativa, conforme disposto em Procedimentos de Comercialização.</p> <p>Parágrafo Único. O sistema utilizado para gerir as informações de que trata o caput deve permitir acesso:</p> <p>I – aos representantes, referente às informações dos respectivos representados;</p> <p>II – às distribuidoras, referente às informações dos respectivos acessantes; e</p> <p>III – àqueles a quem os responsáveis pelas unidades consumidoras concedam autorização de acesso às respectivas informações.</p>	<p>Art. 16-A ...</p> <p>...</p> <p>I – aos representantes, referente às informações dos respectivos representados no ACL;</p> <p>II – às distribuidoras, referente às informações dos respectivos acessantes. ;e</p> <p>III – àqueles a quem os responsáveis pelas unidades consumidoras concedam autorização de acesso às respectivas informações.</p>	<p>A adequação proposta em norma visa deixar claro que a informação acessada pelos representantes e pelas distribuidoras serão dados relativos ao Ambiente de Contratação Livre, que são os dados que a CCEE possui.</p> <p>Além disso, a publicidade dos dados para terceiros já está prevista em PdC, mas a proposta é dar publicidade para todos os agente e não ser “seletivo”, conforme indicado no inciso III. A CCEE não implementará camadas de segurança para acessos específicos de agentes que o consumidor escolher formalmente dar acesso. Tal funcionalidade é demasiadamente custosa e de baixa efetividade. É improvável que consumidor do varejo queira entrar em sistemas ou mandar e-mail para CCEE permitindo agentes específicos acessar seus dados do ACL.</p>



Documento submetido à restrição de acesso público, conforme Art. 10 da NOA nº 15/2004 e Art. 6º III da Lei nº 12527/2011. Divulgação não autorizada.

4	<p>Art. 19. A CCEE deve notificar, nos termos estabelecidos em Procedimento de Comercialização - PdC, todos os representados, informando sobre a eventual instauração de:</p> <p>...</p> <p>§ 4º A notificação a que alude o § 3º deve ser, nos termos estabelecidos em Procedimento de Comercialização, encaminhada pelos Correios e ou por meio eletrônico.</p>	<p>Art. 19 ...</p> <p>...</p> <p>§ 4º A notificação a que alude o § 3º deve ser, nos termos estabelecidos em Procedimento de Comercialização, encaminhada pelos Correios e-ou por meio eletrônico.</p>	<p>A proposta é deixar o texto o mais similar possível à redação vigente na REN nº 957/21, no que concerne à forma de envio de notificações e contagem de prazos.</p>
5	<p>ANEXO</p> <p>CONTRATO PARA COMERCIALIZAÇÃO VAREJISTA</p> <p>...</p> <p>Cláusula Oitava, Subcláusula Sexta - No caso de notificação enviada pelo REPRESENTANTE por motivo de resolução contratual ou de rescisão contratual, a notificação deve adicionalmente informar o REPRESENTADO que diligencie, se for o caso, pela continuidade de sua operação comercial antes da data de término PRETENDIDA para a contratação, e que está sujeito à suspensão de fornecimento de energia elétrica após essa data.</p>	<p>ANEXO</p> <p>CONTRATO PARA COMERCIALIZAÇÃO VAREJISTA</p> <p>...</p> <p>Cláusula Oitava, Subcláusula Sexta - No caso de notificação enviada pelo REPRESENTANTE por motivo de resolução contratual ou de rescisão contratual, a notificação deve adicionalmente informar o REPRESENTADO que diligencie, se for o caso, pela continuidade de sua operação comercial antes da data de término PRETENDIDA para a contratação, conforme definição estabelecida nos Procedimentos de Comercialização, e que está sujeito à suspensão de fornecimento de energia elétrica após essa data.</p>	<p>Proposta de o CCV remeter ao PdC pois, na proposta de alterações de PdCs que acompanha o presente descritivo, está esclarecido qual deve ser o marco limite para a data pretendida de término do CCV.</p>

Proposta de alterações na REN ANEEL nº 1.000/21:

Nº	Texto Vigente	Redação Proposta	Justificativa
6	-	<p>Art. 96-A. No caso nova conexão ou migração de unidade consumidora livre ou especial, inclusive daquelas que devem ser representadas por varejista, que ocorra pelo processo simplificado previsto nos Procedimentos de Comercialização, a distribuidora deve analisar e responder no prazo de até 5 dias úteis contados a partir da data de solicitação, não se aplicando os ritos e prazos do art. 96.</p>	<p>Proposta de inclusão de novo artigo para que seja previsto, na regulamentação, o processo simplificado de migração, iniciado o cadastro na CCEE pelo agente varejista ou pelo consumidor, diferentemente do processo tradicional iniciado pela distribuidora, conforme art. 96.</p>
8	<p>Art. 354. A distribuidora deve suspender o fornecimento de todas as unidades consumidoras modeladas na CCEE de</p>	<p>Art. 354 ...</p> <p>Parágrafo único. A suspensão deve ser realizada nos prazos estabelecidos em</p>	<p>Proposta de a regulação remeter ao PdC pois, na proposta de alterações de PdCs que acompanha o presente descritivo,</p>



	<p>titularidade de consumidor livre e especial desligados da CCEE, ou daquelas cuja representação por agente varejista tenha sido extinta.</p> <p>Parágrafo único. A suspensão deve ser realizada nos prazos estabelecidos em regulação específica, contados a partir da notificação da CCEE à distribuidora, e independe de notificação prévia da distribuidora aos consumidores.</p>	<p>regulação específica, contados a partir da notificação da CCEE enviada à distribuidora, nos termos dos Procedimentos de Comercialização, e independe de notificação prévia da distribuidora aos consumidores.</p>	<p>encontra-se estabelecido todo o processo para a suspensão do fornecimento de energia elétrica de unidades consumidoras, contemplando, inclusive, o envio de notificações à distribuidora.</p>
--	--	--	--

Proposta de alterações na REN ANEEL nº 957/21:

Nº	Texto Vigente	Redação Proposta	Justificativa
9	<p>Art. 52. Instaurado o procedimento administrativo próprio, a CCEE deve promover a notificação do agente inadimplente para que esse cumpra as obrigações inadimplidas e, querendo, ofereça tempestivamente sua defesa, caucione o principal de seus débitos junto à CCEE na liquidação financeira ou comprove o adimplemento na data prevista no calendário financeiro.</p> <p>...</p> <p>§2º O prazo para oferecimento da manifestação é de dez dias, contados do recebimento do Termo de Notificação de Descumprimento de Obrigação - TN.</p>	<p>Art. 52 ...</p> <p>...</p> <p>§2º O prazo para oferecimento da manifestação é de dez-cinco dias, contados do recebimento do Termo de Notificação de Descumprimento de Obrigação - TN.</p>	<p>Dentre as alterações promovidas na REN nº 957/21, por meio da REN nº 1.081/23, encontra-se a redução do prazo de julgamento do procedimento de desligamento de sessenta para trinta dias, contados do inadimplemento da obrigação, com objetivo de aprimorar o fluxo do procedimento de desligamento, conforme exposto na Nota Técnica Nº 76/2023-SGM/ANEEL.</p> <p>Nessa mesma linha, de modo a adequadamente consolidar os processos internos da CCEE para o prazo de trinta dias para julgamento do procedimento de desligamento, sugere-se que o prazo oferecido ao agente para manifestação em relação ao Termo de Notificação de Descumprimento de Obrigação – TN enviado pela CCEE, previsto no art. 52, § 2º, da REN nº 957/21, também seja reduzido na mesma proporção, passando de dez dias para cinco dias.</p>
11	<p>Art. 62. A CCEE, na data em que se opera o desligamento do agente, deve:</p> <p>...</p> <p>§ 8º A CCEE deve alocar os débitos do agente consumidor desligado ao respectivo agente de distribuição ou transmissão em caso de ultrapassagem do prazo máximo, previsto no §1º do art. 60 para suspensão do fornecimento às unidades consumidoras, sem repasse tarifário, desde que o atraso na suspensão ocorra exclusivamente por</p>	<p>Art. 62 ...</p> <p>...</p> <p>§ 9º Os débitos de que trata o § 8º serão apurados a partir do primeiro dia do mês subsequente à data em que ocorrer a ultrapassagem do subsequente ao prazo máximo para a conclusão da suspensão de fornecimento de cada unidade consumidora, nos termos do § 1º do at. 60.</p>	<p>Proposta para adequação da regulação com base na proposta de adequação das Regras de Comercialização que acompanham o presente descritivo, considerando que será possível que os débitos da unidade consumidora sejam alocados ao respectivo agente de distribuição ou transmissão, em caso de atraso na suspensão de fornecimento, já a partir do primeiro dia subsequente ao prazo máximo estabelecido para conclusão da referida suspensão, sem necessidade de aguardar o mês seguinte.</p>

Documento submetido à restrição de acesso público, conforme Art. 10 da NOA nº 15/2004 e Art. 6º III da Lei nº 12527/2011. Divulgação não autorizada.



	<p>responsabilidade do agente de distribuição ou transmissão.</p> <p>§ 9º Os débitos de que trata o § 8º serão apurados a partir do primeiro dia do mês subsequente à data em que ocorrer a ultrapassagem do prazo máximo.</p>		
--	--	--	--

Documento submetido à restrição de acesso público, conforme Art. 10 da NOA nº 15/2004 e Art. 6º III da Lei nº 12527/2011. Divulgação não autorizada.

RESTRITO

regras de
comercialização

1

Medição Contábil

versão 2024.X.X

ccee

ÍNDICE

MEDIÇÃO CONTÁBIL	3
1. <i>Introdução</i>	3
1.1. Conceitos Básicos	4
2. <i>Detalhamento das Etapas da Medição Contábil</i>	10
2.1. Agregação dos Dados de Pontos de Medição	10
2.2. Cálculo dos Fatores de Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração	16
2.3. Determinação das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração	21
2.4. Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração	25
3. <i>Anexos</i>	41
3.1. Anexo I – Cálculo do Fator de Disponibilidade	41
3.2. Anexo II – Cálculo das Perdas Internas e Perdas da Rede Compartilhada de Usinas	47
3.3. Anexo III – Tratamento da Compensação Síncrona	5857
3.4. Anexo IV – Cálculo do Fator de Operação Comercial e do Fator de Suspensão da Usina	6362
3.5. Anexo V - Verificação da Ultrapassagem dos Limites da Potência Injetada	7270
3.6. Anexo VI – Exemplos de Agregação de Dados de Pontos de Medição	9088

Medição Contábil

1. Introdução

A “Medição Contábil” compreende os processos de ajuste e de agrupamento dos dados de medição em informações consolidadas por ativo tipo carga ou geração e por agente da CCEE.

Esse processo, é subsequente ao módulo de “Medição Física”, que trata dos dados coletados a partir do Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE).

O módulo “Medição Contábil” detalha o processo de agrupamento de dados e atribui propriedade às informações coletadas dos pontos de medição, ao agregar essas informações em ativos de geração ou consumo de energia.

O objetivo do módulo “Medição Contábil” é determinar:

- a geração por usina, definindo a energia comercial e de teste;
- o consumo por parcela de carga e de usina;
- a geração e o consumo total por agente já ajustados, de modo a incorporar as quantidades correspondentes de perdas da Rede Básica.

O módulo “Medição Contábil” ainda conta com sete anexos: (I) Cálculo do Fator de Disponibilidade, (II) Cálculo das Perdas Internas de Usinas, (III) Tratamento da Compensação Síncrona, (IV) Cálculo do Fator de Operação Comercial e do Fator de Suspensão, (V) Determinação da Potência de Referência Ajustada das Usinas, (VI) Verificação da Ultrapassagem dos Limites da Potência Injetada e (VII) Exemplos de Agregação de Dados de Pontos de Medição. Esses cálculos são auxiliares para algumas das grandezas determinadas no módulo “Medição Contábil” e seus dados de saída também são necessários em etapas posteriores do processo de contabilização.

Este módulo envolve:

Todos os agentes com ativos de Geração ou Consumo modelados.

1.1. Conceitos Básicos

1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Medição Contábil”, esquematizado na [Figura 1](#), agrega e ajusta as informações de medição, consolidando os ativos de geração e consumo para cada agente:

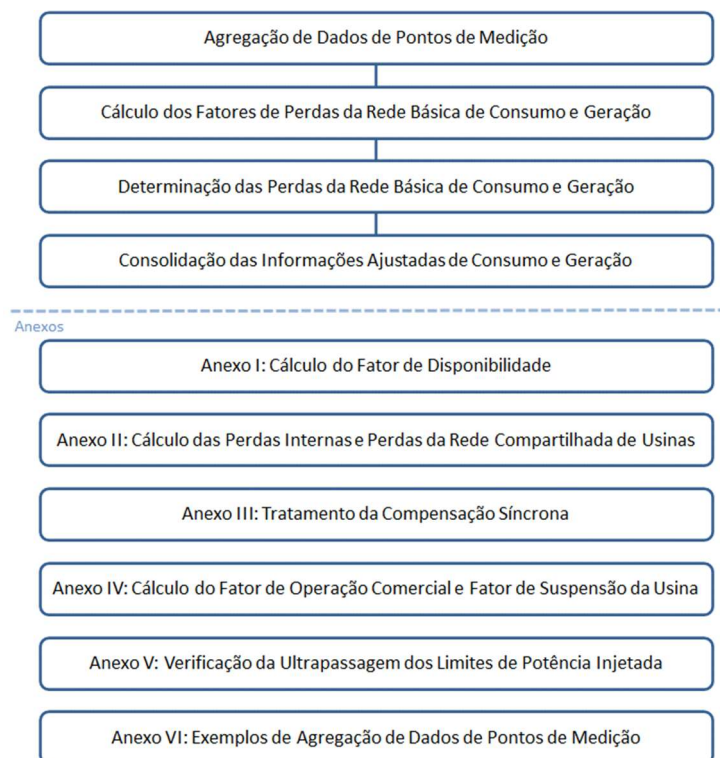


Figura 1: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

Observam-se, a seguir, as etapas do processo, que serão abordadas ao longo deste documento:

- **Agregação de Dados de Pontos de Medição:** responde pelo endereçamento, para cada agente, das medições em termos de ativos e suas respectivas parcelas, atendendo às características e particularidades de cada instalação.
- **Cálculo dos Fatores de Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração:** calcula, em valores percentuais, os fatores de perdas da Rede Básica associados às quantidades sujeitas a este ajuste.
- **Determinação das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração:** estabelece os volumes de perdas dos ativos de consumo e de geração que participam da Rede Básica.
- **Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração:** ajusta os montantes gerados e consumidos, de acordo com as perdas da Rede Básica calculadas anteriormente, e consolida as informações por agente.
- **Anexos**
 - **Cálculo do Fator de Disponibilidade:** identifica os fatores de disponibilidade utilizados para ajuste da garantia física média parcial, da garantia física das usinas hidráulicas e da garantia física das usinas não hidráulicas. Tal fator é usado, ainda, para determinar a indisponibilidade das usinas comprometidas com CCEAR na modalidade disponibilidade de energia.

- **Cálculo das Perdas Internas e Perdas da Rede Compartilhada de Usinas:** estabelece os valores de perdas internas de usinas, com o objetivo de ajustar o lastro para comercialização e dados determinados na barra desses empreendimentos. Inclui-se neste cálculo, além das perdas internas, o consumo próprio da usina para a manutenção de seus respectivos serviços auxiliares. Este Anexo também estabelece o cálculo das perdas da Rede Compartilhada, que se faz necessário quando a Garantia Física das usinas, está definida no Ponto de Medição Individual – PMI das usinas.
- **Tratamento da Compensação Síncrona:** identifica as grandezas relacionadas à prestação de Serviços Ancilares por compensação síncrona das usinas, passíveis de ressarcimento pelos agentes, segundo a legislação vigente.
- **Cálculo do Fator de Operação Comercial:** apura os fatores de ajuste da garantia física sazonalizada das usinas, em função do número de unidades geradoras em operação comercial em cada período de comercialização.
- **Verificação da Ultrapassagem dos Limites de Potência Injetada:** Verifica a ocorrência de ultrapassagem dos limites de potência injetada para as usinas participantes da comercialização de energia incentivada e/ou especial, para fins de comprovação do direito à venda de energia incentivada e/ou especial
- **Exemplos de Agregação de Dados de Pontos de Medição:** apresenta uma lista de exemplos de agregação de dados de pontos de medição.

1.1.2. Agregação de dados de pontos de medição

O processo de agregar os dados dos pontos de medição pode ser compreendido como a consolidação dos valores fornecidos pelos canais C e G dos pontos de medição referenciados à Rede Básica em informações por ativos, contabilizados como cargas e usinas.

Tal conceito aplica-se, por exemplo, à determinação do valor consumido por uma planta industrial que possui diversos pontos de medição associados, ou da geração de uma usina com mais de um ponto de medição de geração líquida.

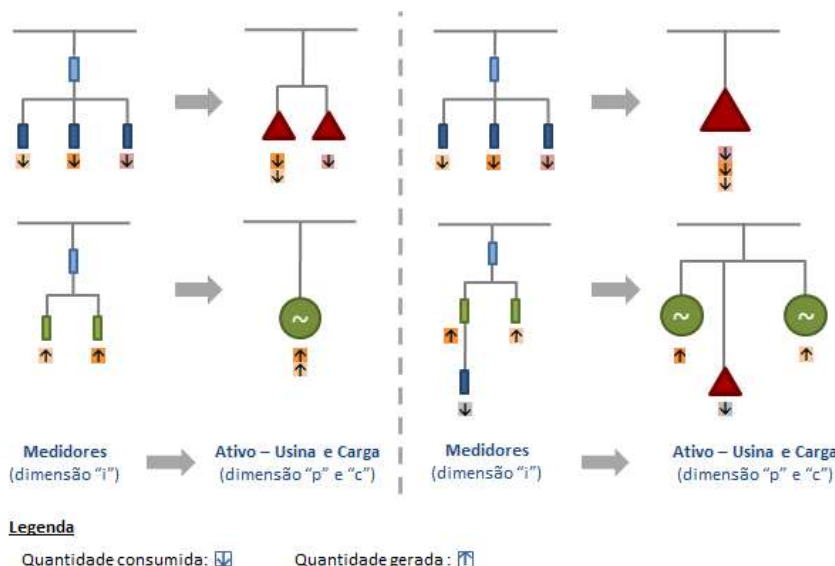


Figura 2: Exemplo de representação da agregação dados de pontos de medição para ativos

Essa consolidação depende da configuração elétrica e da localização dos pontos de medição instalados, exigindo um tratamento caso a caso, refletido no sistema de contabilização e liquidação por meio de um conjunto de expressões exclusivo por ativo.

As expressões correspondentes são cadastradas pela CCEE de acordo com a análise do esquema próprio de ligação elétrica (diagrama unifilar) dos ativos ao SIN, bem como com a análise da influência desses ativos em relação aos demais ativos modelados.

O resultado do processamento desses algoritmos traduz-se em informações de medição não ajustadas (pois ainda carecem da aplicação dos fatores de perdas de geração e consumo da Rede Básica), por ativos ou parcelas de ativos modelados no sistema, como uma representação contábil do universo físico dos agentes.

1.1.3. Ativos e parcelas de ativos

A atual estrutura do Setor Elétrico Brasileiro possibilita a um gerador comercializar a produção de uma usina segundo diversas modalidades, direcionando-a, por exemplo, ao Ambiente de Contratação Livre (ACL), por meio de negociações bilaterais, ou ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), por meio da venda em leilões.

Entretanto, o destino dado à energia comercializada deve ser identificado em função das diferentes regras de negócios específicas ou da legislação vigente.

Desse modo, uma usina pode contemplar diversas parcelas em função de seus tratamentos, identificadas pela dimensão “p”.



Figura 3: Esquema de modelagem de parcelas “p” de uma usina A ou B

A [Figura 3](#) ilustra a modelagem de parcelas cadastradas para uma usina de forma semelhante à estrutura de arquivos de um computador. Cada “pasta” representa uma parcela de usina e contém as informações cadastrais e as medições associadas; cada parcela, por sua vez, é tratada conforme legislação ou regra de negócios específica.

De modo análogo, as cargas modeladas também podem conter parcelas de carga para representar uma configuração específica. As parcelas de carga são representadas pela dimensão “c”.

Assim, para as Regras de Comercialização, os ativos são divididos e tratados por:

- parcelas de cargas, identificadas nas expressões desse módulo pela dimensão “c” ou;
- parcelas de usinas, identificadas pela dimensão “p”.

1.1.4. Modelagem de Centrais Usinas Híbridas (UGH) ou Associadas

Para as Centrais Geradoras Híbridas (UGH) ou Associadas, como se trata de mais de um ativo que compartilha o mesmo ponto de conexão, é necessário seguir algumas regras de modelagem para garantir a conformidade regulatória de comercialização destes conjuntos de geração, descritas a seguir:

- **Centrais Geradoras Associadas:** trata-se de dois ativos de fontes de geração distintas, com outorgas autorizativas separadas, que compartilham física e contratualmente (CUST) o mesmo ponto de conexão, sendo obrigatória a medição individualizada por fonte. Portanto, como é possível medir separadamente a geração de cada fonte, a

modelagem de cada ativo deve corresponder a parcelas de usinas “p” individualizadas, devendo ser apontada a relação de associação entre ambas as parcelas “p”.

- **Centrais Geradoras Híbridas com separação de medição:** trata-se de dois ativos de fontes de geração distintas, com única outorga autorizativa, que compartilham o mesmo ponto de conexão e optaram pela medição individualizada por fonte. Portanto, como é possível medir separadamente a geração de cada fonte, a modelagem de cada ativo deve corresponder a parcelas de usinas “p” individualizadas, devendo ser apontada a relação de associação entre ambas as parcelas “p”.
- **Centrais Geradoras Híbridas sem separação de medição:** trata-se de dois ativos de fontes de geração distintas, com única outorga autorizativa, que compartilham o mesmo ponto de conexão e não optaram pela medição individualizada por fonte. Tal opção apenas pode ocorrer, caso as fontes em questão não sejam despacháveis pelo ONS, conforme consta nos Procedimentos de Rede. Portanto, como não é possível medir separadamente a geração de cada fonte, a modelagem de ambos os ativos devem corresponder a uma única parcela de usinas “p”.

A figura a seguir ilustra a modelagem a ser realizada para cada arranjo de usinas híbridas:

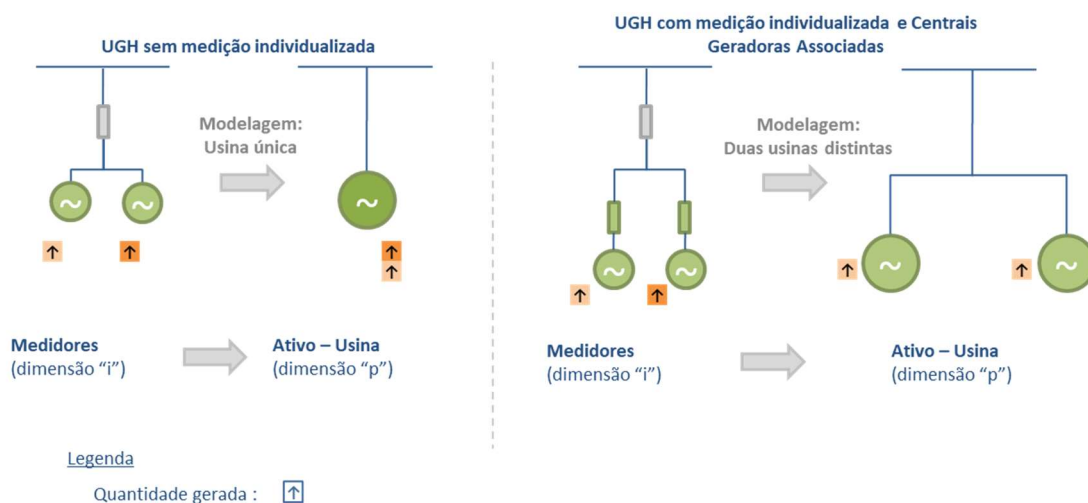


Figura 4 - Representação da modelagem dos possíveis arranjos de usinas híbridas

No caso de UGH com separação de medição e Centrais Geradoras Associadas, como a modelagem dos ativos será em parcelas de usinas “p” distintas, cada parcela deverá conter o cadastro individual de cada fonte, conforme os respectivos parâmetros descritos no(s) ato(s) de outorga.

No caso de UGH sem separação de medição, como a modelagem dos ativos será em uma única parcela de usina “p”, o cadastro deverá conter todas as unidades geradoras, capacidade total e demais parâmetros de forma conjunta. Como as fontes não despacháveis pelo ONS possuem semelhança regulatória para fins de comercialização de energia, será facultada ao agente a escolha do cadastro da fonte principal, dentre às fontes da UGH autorizada. Ressalta-se que, conforme previsto na regulação, as UGH sem separação de medição não poderão participar do MRE, o percentual do desconto na TUST será o menor entre as fontes autorizadas e a comercialização de Energia Especial apenas será permitida se todas as fontes forem enquadradas como Especial. Além disso, parâmetros como disponibilidade ou perdas, assim como outros dessa natureza, se aplicável, deverão ser cadastrados os valores mais conservadores dentre os ativos autorizados (maior perda e menor disponibilidade).

1.1.5. Cálculo dos Fatores de Rateio de Perdas da Rede Básica incidentes sobre o Consumo e Geração do SIN

As perdas elétricas associadas ao transporte da energia elétrica no SIN, por meio da Rede Básica, provocam um desequilíbrio entre os dados de medição de produção e de consumo total de energia coletados pelo SCDE.

Esse efeito encontra-se ilustrado na [Figura 5](#) ~~Figura-5~~:

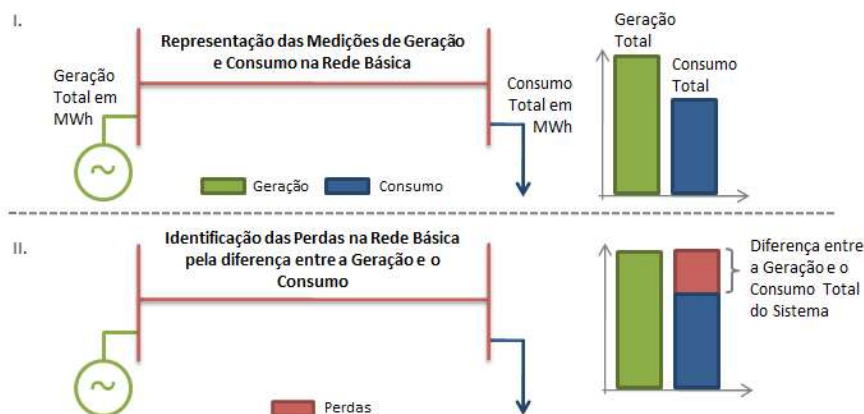


Figura 5: Cálculo das Perdas da Rede Básica

Sem o rateio das perdas, calculadas pela diferença entre a geração e o consumo total que circula pela Rede Básica, o volume de energia contabilizado para os geradores seria naturalmente maior que o volume de energia associado ao consumo dos pontos de carga. Em um mercado contabilizado por diferenças, como se apresenta o Setor Elétrico, onde não existe produção sem o seu respectivo consumo, o descasamento entre a geração e o consumo provocaria um déficit contábil. O ajuste das informações de medição dos agentes que participam do rateio, incorporando as perdas da Rede Básica, elimina esse descasamento.

De acordo com a regulamentação vigente, essas perdas são absorvidas na proporção de 50% para os consumidores e 50% para os geradores participantes do rateio de perdas da Rede Básica, como ilustra a [Figura 6](#) ~~Figura-6~~, determinando, dessa forma, os fatores de rateio de perdas de consumo e de geração:

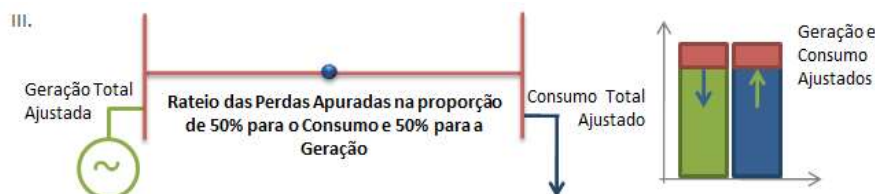


Figura 6: Representação do Rateio de Perdas da Rede Básica

1.1.6. Geração e consumo participantes do rateio de perdas da rede básica

A partir da energia proveniente da geração comercial de uma usina, bem como o consumo associado aos ativos de carga, é necessário ajustar esses valores em função do rateio de perdas da Rede Básica.

No geral, tais ajustes são obtidos pela aplicação das perdas calculadas ao consumo ou à geração que efetivamente participa do rateio de perdas da Rede Básica.

Destaca-se que, para os ativos de geração, nem todas as usinas participam desse rateio. As usinas não interligadas à Rede Básica, à exceção daquelas consideradas quando do estabelecimento dos montantes dos Contratos Iniciais, deverão ser desconsideradas no rateio das perdas elétricas apuradas na Rede Básica.

A [Figura 7](#) ~~Figura-7~~ apresenta o fluxo do rateio de perdas da Rede Básica para usinas:

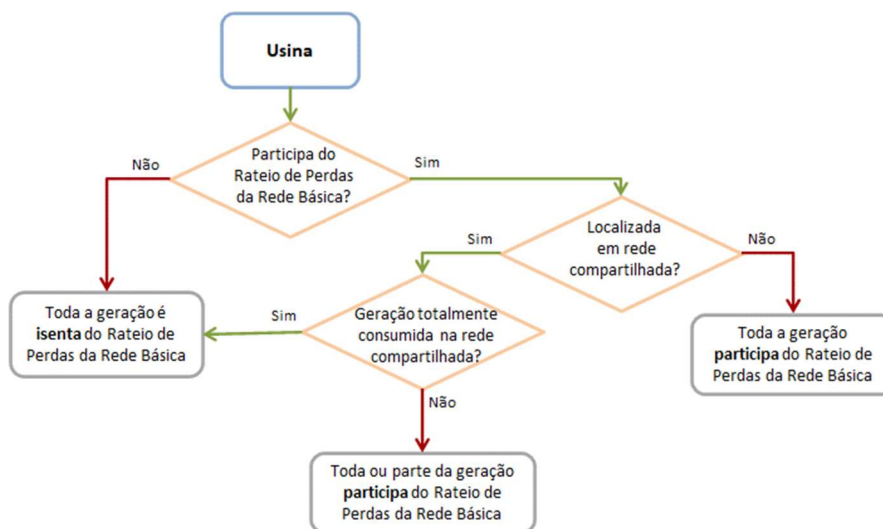


Figura 7: Fluxo de identificação de quantidades isentas do Rateio de Perdas da Rede Básica para usinas

Em contrapartida, todas as parcelas de carga participam do rateio de perdas da Rede Básica, segundo as Regras de Comercialização vigentes, na proporção de seu consumo suprido por energia proveniente dessa rede.

A [Figura 8](#) apresenta o fluxo do rateio de perdas da Rede Básica para os pontos de consumo:

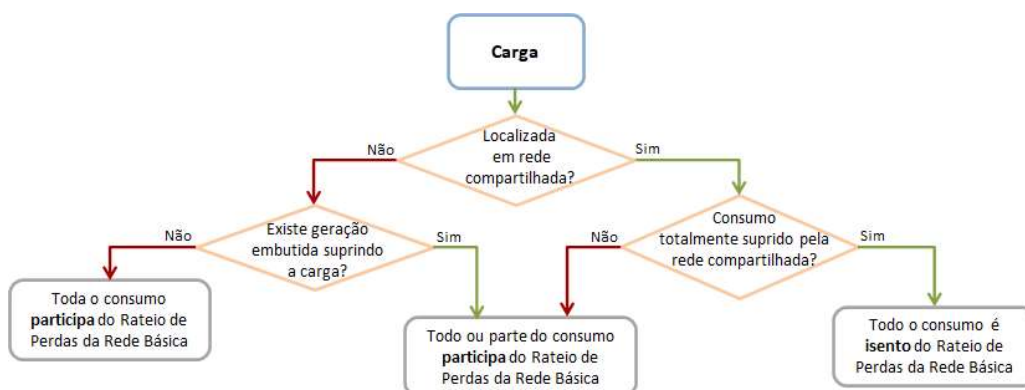


Figura 8: Fluxo de identificação de quantidades isentas do Rateio de Perdas da Rede Básica para pontos de consumo

1.1.7. Consolidação das informações ajustadas

Identificados os volumes participantes e isentos do rateio de perdas da Rede Básica, os dados de medição dos ativos cadastrados são ajustados em:

- Geração Final por usina
- Geração Final de Teste por usina
- Consumo por carga
- Consumo da Geração Final por usina

Concluído o processo de ajuste dos dados de medições contábeis, ocorre a consolidação das informações de consumo e geração de propriedade de cada agente, por período de comercialização e submercado (N, NE, SE/CO e S).

2. Detalhamento das Etapas da Medição Contábil

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Medição Contábil”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

2.1. Agregação dos Dados de Pontos de Medição

Objetivo:

Agrupar os dados de medição em ativos de consumo e/ou geração e suas respectivas parcelas.

Contexto:

A agregação de dados de pontos de medição ajustados, segundo comandos do módulo “Medição Física”, em ativos e parcelas, corresponde ao primeiro passo do módulo “Medição Contábil”, conforme ilustrado na [Figura 9](#) ~~Figura-9~~:

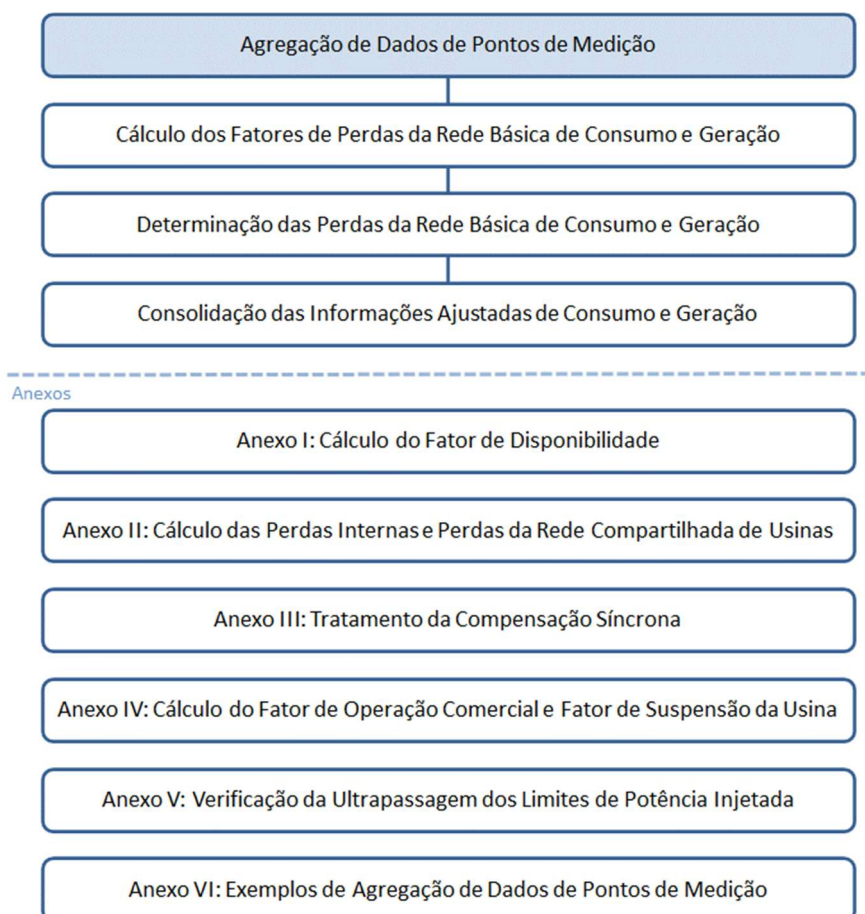


Figura 9: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

2.1.1. Detalhamento do Processo de Agregação de Dados de Pontos de Medição

A agregação de dados consiste no tratamento dos dados de medição por ponto de medição, provenientes do módulo “Medição Física”, em ativos e parcelas de ativos.

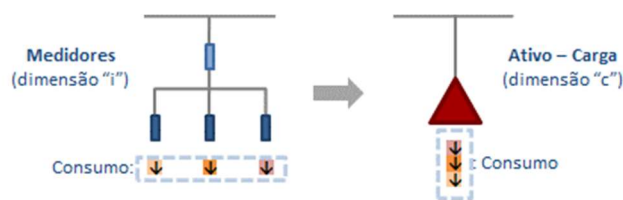


Figura 10: Exemplo de representação da agregação de dados de uma planta industrial com diversos pontos de medição associados. Destaca-se que a consolidação dos valores obtidos por ponto de medição em informações por ativo depende de um tratamento particular por meio de um conjunto de expressões específicas, conforme a configuração elétrica de cada instalação.

Em razão das peculiaridades, não há como definir comandos padronizados que sejam válidos para o tratamento de todas as configurações elétricas. Uma lista não exaustiva é apresentada no ANEXO VII – Exemplos de Agregação de Dados de Pontos de Medição.

Após o processo particular de agregação de dados de pontos de medição, as informações são segregadas em geração, consumo e seus respectivos volumes participantes do rateio de perdas da Rede Básica, por ativo.

2.1.2. Dados de Entrada para Agregação de Dados de Pontos de Medição

CAP_{ij}	Capacidade Instalada	
	Descrição	Capacidade instalada associada a cada ponto de medição “i” de unidade geradora associada à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
CAP_{Tp}	Capacidade Instalada Total	
	Descrição	Capacidade instalada total da usina “p”, definida conforme ato autorizativo da ANEEL
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
INF_TESTE_{pj}	Fator de Teste Informado pelo Agente	
	Descrição	Informação de Teste associada à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
M_{Cij}	Medição Ajustada Final do canal C do ponto de medição	
	Descrição	Apresenta as informações medidas de consumo do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j” ajustadas pela topologia em árvore
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Física (Tratamento da Topologia para referenciar à Rede Básica)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
M_{C_PRBij}	Medição Ajustada Final do Canal C do ponto de medição que Participa da Rede Básica	
	Descrição	Informação medida de consumo, por período de comercialização “j”, por ponto de medição “i” ajustadas pela topologia em árvore, que participam da Rede Básica
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Física (Detalhamento do processo de determinação dos volumes que participam do rateio da rede básica)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
M_{Gij}	Medição Ajustada Final do canal G do ponto de medição	
	Descrição	Apresenta as informações medidas de geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j” ajustadas pela topologia em árvore
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Física (Tratamento da Topologia para referenciar à Rede Básica)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

Medição Ajustada Final do Canal G do ponto de medição que Participa da Rede Básica	
M_G_PRB_{i,j}	Descrição Informação medida de geração por período de comercialização "j", por ponto de medição "i" ajustadas pela topologia em árvore que participam da Rede Básica
	Unidade MWh
	Fornecedor Medição Física (Detalhamento do processo de determinação dos volumes que participam do rateio da rede básica)
	Valores Possíveis Positivos, Negativos ou Zero

2.1.3. Dados de Saída do Processo de Agregação de Dados de pontos de medição

Medição Bruta da Usina em Operação Comercial		
MBU_{p,j}	Descrição	Informação medida de geração bruta da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Consumo Não Ajustada da carga		
MED_C_{c,j}	Descrição	Informação medida de consumo, agregada por parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Consumo Não Ajustada da carga que Participa da Rede Básica		
MED_C_PRB_{c,j}	Descrição	Informação medida de consumo, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada		
MED_CG_{p,j}	Descrição	Informação medida de consumo da geração, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada que Participa da Rede Básica		
MED_CG_PRB_{p,j}	Descrição	Informação medida de consumo da geração, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Geração Não Ajustada da Usina		
MED_G_{p,j}	Descrição	Informação medida de geração, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Geração Desconsiderada Não Ajustada da Usina		
MED_GD_{p,j}	Descrição	Informação medida de geração desconsiderada, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Medição de Geração Não Ajustada da Usina que Participa da Rede Básica		
MED_G_PRB_{p,j}	Descrição	Informação medida de geração, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Geração de Teste Não Ajustada da Usina		
MED_GT_{p,j}	Descrição	Quantidade de geração de teste associada a uma parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Geração de Teste Não Ajustada da Usina que Participa da Rede Básica		
MED_GT_PRB_{p,j}	Descrição	Quantidade de geração de teste que participa da Rede Básica, associada a uma parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.2. Cálculo dos Fatores de Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração

Objetivo:

Definir os Fatores de Perdas de Consumo e Geração do SIN.

Contexto:

Os fatores de perdas de consumo e geração são utilizados para ajustar os dados de medição antes de sua consolidação por agente. A [Figura 11](#) situa a etapa de apuração dos fatores de perdas da Rede Básica em relação ao módulo completo.

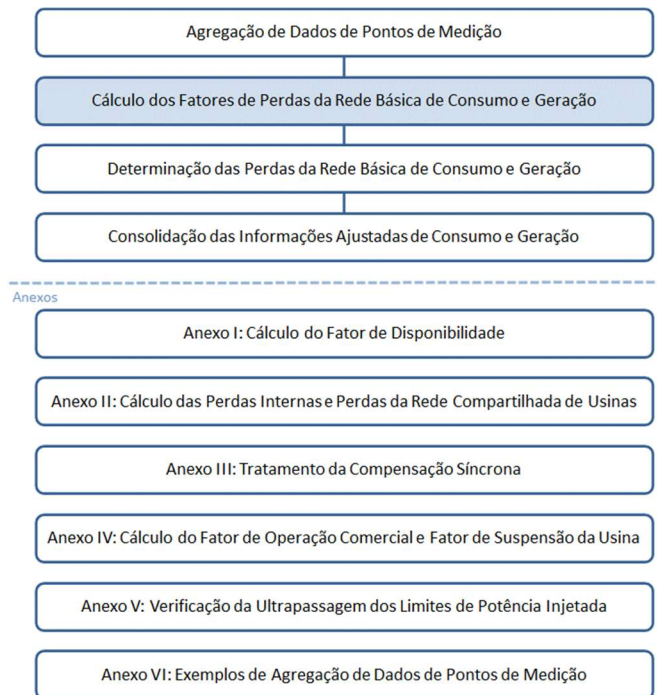


Figura 11: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Medição Contábil"

2.2.1. Detalhamento do Cálculo dos Fatores de Perdas de Consumo e Geração

O cálculo dos fatores de perdas de consumo e geração é composto pelos seguintes processos:

- Cálculo das Perdas da Rede Básica
- Cálculo do Fator de Perdas de Geração
- Cálculo do Fator de Perdas de Consumo
- **Cálculo das Perdas da Rede Básica**

O processo de cálculo das Perdas da Rede Básica é composto pelos seguintes comandos e expressões:

- 1 O Total de Perdas da Rede Básica é determinado pela diferença entre o Total de Geração e o Total de Consumo apurados da Rede Básica, para cada período de comercialização, por meio da expressão a seguir:

$$TOT_{P_j} = TOT_{G_j} - TOT_{C_j}$$

Onde:

TOT_{P_j} é o Total de Perdas da Rede Básica por período de comercialização "j"

TOT_G_j é a Geração Total da Rede Básica por período de comercialização “j”

TOT_C_j é o Consumo Total da Rede Básica por período de comercialização “j”

1.1 O Total de Geração da Rede Básica corresponde ao total de geração do sistema, incluindo a geração de teste:

$$TOT_G_j = \sum_p (MED_G_{p,j} + MED_GT_{p,j})$$

Onde:

TOT_G_j é a Geração Total da Rede Básica por período de comercialização “j”

$MED_G_{p,j}$ é a Medição de Geração Não Ajustada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED_GT_{p,j}$ é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

1.2 O Total de Consumo Associado à Rede Básica corresponde ao total de consumo apurado (incluído o consumo da geração), em cada período de comercialização “j”:

$$TOT_C_j = \sum_c MED_C_{c,j} + \sum_p MED_CG_{p,j}$$

Onde:

TOT_C_j é o Consumo Total da Rede Básica por período de comercialização “j”

$MED_C_{c,j}$ é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

$MED_CG_{p,j}$ é a Medição de Consumo de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

▪ Cálculo do Fator de Perdas de Geração

O processo de cálculo do Fator de Perdas de Geração é composto pelos seguintes comandos e expressões:

2 O Fator de Rateio de Perdas de Geração é calculado de modo a contemplar a metade das Perdas da Rede Básica ao gerador:

$$XP_GLF_j = \frac{TOT_GP_j - \frac{TOT_P_j}{2}}{TOT_GP_j}$$

Onde:

TOT_GP_j é a Geração Total Participante do Rateio de Perdas por período de comercialização “j”

TOT_P_j é o Total de Perdas da Rede Básica por período de comercialização “j”

XP_GLF_j é o Fator de Rateio de Perdas de Geração, por período de comercialização “j”

2.1 A Geração Total Participante do Rateio de Perdas abrange toda a geração sujeita ao rateio de perdas da Rede Básica. A expressão que filtra e consolida todas essas informações é dada por:

$$TOT_GP_j = \sum_{p \in PPRB} (MED_G_PRB_{p,j} + MED_GT_PRB_{p,j})$$

Onde:

TOT_GP_j é a Geração Total Participante do Rateio de Perdas por período de comercialização “j”

$MED_G_PRB_{p,j}$ é a Medição de Geração Não Ajustada que Participa da Rede Básica por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED_GT_PRB_{p,j}$ é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PPRB” é o conjunto de parcelas da usina “p” que participam do rateio de perdas da Rede Básica

- 3 O cálculo do Fator de Rateio de Perdas Associado à Usina é realizado em função da participação ou não dos empreendimentos no rateio de perdas da Rede Básica, dado pelas expressões:

Se a usina participa do rateio de perdas da Rede Básica, então:

$$UXP_GLF_{p,j} = XP_GLF_j$$

Caso contrário:

$$UXP_GLF_{p,j} = 1$$

Onde:

UXP_GLF_{p,j} é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

XP_GLF_j é o Fator de Rateio de Perdas de Geração, por período de comercialização “j”

▪ Cálculo do Fator de Perdas de Consumo

O processo de cálculo do Fator de Perdas de Consumo é composto pelos seguintes comandos e expressões:

- 4 O Fator de Rateio de Perdas de Consumo é calculado de modo a contemplar a metade das Perdas da Rede Básica ao consumo:

$$XP_CLF_j = \frac{TOT_CP_j + \frac{TOT_P_j}{2}}{TOT_CP_j}$$

Onde:

TOT_P_j é o Total de Perdas da Rede Básica por período de comercialização “j”

TOT_CP_j é o Consumo Total Participante do Rateio de Perdas por período de comercialização “j”

XP_CLF_j é o Fator de Rateio de Perdas de Consumo, por período de comercialização “j”

- 4.1 Para o cálculo do Consumo Total Participante do Rateio de Perdas, identifica-se o total de consumo sobre o qual incidem os fatores de rateio de perdas da Rede Básica. A expressão que filtra o consumo participante do rateio de perdas é:

$$TOT_CP_j = \sum_{p \in PPRB} MED_CG_PRB_{p,j} + \sum_c MED_C_PRB_{c,j}$$

Onde:

TOT_CP_j é o Consumo Total Participante do Rateio de Perdas por período de comercialização “j”

MED_CG_PRB_{p,j} é a Medição de Consumo de Geração Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PPRB” é o conjunto de parcelas de usina “p” que participam do rateio de perdas da Rede Básica

MED_C_PRB_{c,j} é a Medição de Consumo Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

2.2.2. Dados de Entrada do Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo

MED_C_{c,j}	Medição de Consumo Não Ajustada da carga	
	Descrição	Informação medida de consumo, agregada por parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
MED_C_PRB_{c,j}	Medição de Consumo Não Ajustada da carga que Participa da Rede Básica	
	Descrição	Informação medida de consumo, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
MED_CG_{p,j}	Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada	
	Descrição	Informação medida de consumo da geração agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
MED_G_{p,j}	Medição de Geração Não Ajustada da Usina	
	Descrição	Informação medida de geração, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
MED_G_PRB_{p,j}	Medição de Geração Não Ajustada da Usina que Participa da Rede Básica	
	Descrição	Informação medida de geração, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
MED_GT_{p,j}	Medição de Geração de Teste Não Ajustada da Usina	
	Descrição	Quantidade de geração de teste associada a uma parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
MED_GT_PRB_{p,j}	Medição de Geração de Teste Não Ajustada da Usina que Participa da Rede Básica	
	Descrição	Quantidade de geração de teste que participa da Rede Básica, associada a uma parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.2.3. Dados de Saída do Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo

Consumo Total Participante do Rateio de Perdas		
TOT_CP_j	Descrição	Consumo Total Participante do Rateio de Perdas por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração Total Participante do Rateio de Perdas		
TOT_GP_j	Descrição	Geração Total Participante do Rateio de Perdas por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Rateio de Perdas de Geração Associado à Usina		
UXP_GLF_{p,j}	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser associado à parcela de usina "p", por período de comercialização "j". Caso a parcela da usina não participa do rateio de perdas da Rede Básica, o UXP_GLF _{p,j} é igual a 1
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Rateio de Perdas de Consumo		
XP_CLF_j	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser aplicado aos pontos de consumo, ou a suas parcelas, que participam do rateio de perdas (50% das perdas alocadas para a categoria geração e 50% das perdas alocadas para a categoria consumo), por período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Rateio de Perdas de Geração		
XP_GLF_j	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser aplicado aos pontos de geração que participam do rateio de perdas (50% das perdas alocadas para a categoria geração e 50% das perdas alocadas para a categoria consumo), por período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.3. Determinação das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração

Objetivo:

Estabelecer os volumes de perdas dos ativos de consumo e de geração que participam da Rede Básica.

Contexto:

O cálculo das perdas de consumo e geração é necessário para ajustar as informações de medição, antes da consolidação dessas grandezas por agente da CCEE, de acordo com a participação de cada consumo/geração na Rede Básica.

A [Figura 12](#) ~~Figura 12~~ [exibe a posição dessa etapa do cálculo em relação ao módulo “Medição Contábil”:](#)

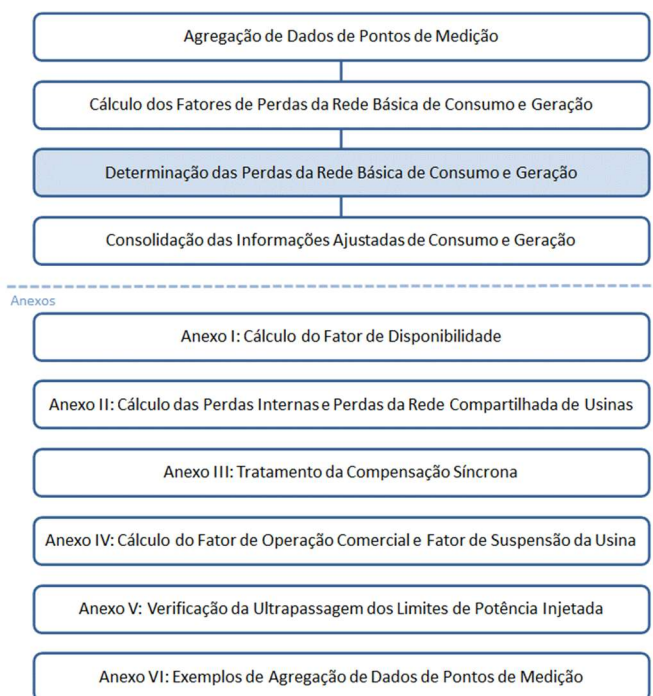


Figura 12: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

2.3.1. Detalhamento do Cálculo das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração

O processo de cálculo das perdas de consumo e geração é composto pelos seguintes comandos e expressões:

- As perdas da Rede Básica associadas aos pontos de consumo são determinadas, para cada período de comercialização, pela aplicação do fator de rateio de perdas de consumo na medição de consumo participante das perdas da Rede Básica, por meio da expressão a seguir:

$$PERDAS_{C_{c,j}} = MED_{C_PRB_{c,j}} * (XP_CLF_j - 1)$$

Onde:

$PERDAS_{C_{c,j}}$ corresponde às Perdas de Consumo no período de comercialização “j”, por parcela de carga “c”

$MED_{C_PRB_{c,j}}$ é a Medição de Consumo Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

XP_CLF_j é o Fator de Rateio de Perdas de Consumo, por período de comercialização “j”

- As perdas da Rede Básica, associadas às parcelas de usina, são determinadas por período de comercialização e dadas pela medição de geração participante das perdas da Rede Básica e ajustadas pelo fator de rateio de perdas de geração

apurado. Assim, para as parcelas de usina não participantes do rateio de perdas da Rede Básica, não há valor correspondente às Perdas de Geração, conforme apresentado nas expressões a seguir:

Se a usina participa do rateio de perdas da Rede Básica, então:

$$PERDAS_{G_{p,j}} = MED_{G_PRB_{p,j}} * (1 - XP_GLF_j)$$

Caso contrário:

$$PERDAS_{G_{p,j}} = 0$$

Onde:

PERDAS_{G_{p,j}} corresponde às Perdas de Geração no período de comercialização “j”, por parcela de usina “p”

MED_{G_PRB_{p,j}} é a Medição de Geração Não Ajustada que Participa da Rede Básica por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

XP_{GLF_j} é o Fator de Rateio de Perdas de Geração, por período de comercialização “j”

- 7 As perdas da Rede Básica, associadas à geração de teste das usinas, são determinadas por período de comercialização e dadas pela medição de geração de teste participante do rateio de perdas da Rede Básica e ajustadas pelo fator de rateio de perdas de geração apurado. Assim, para usinas não participantes do rateio de perdas da Rede Básica, não há valor correspondente às Perdas de Geração de Teste, conforme apresentado nas expressões a seguir:

Se a usina participa do rateio de perdas da Rede Básica, então:

$$PERDAS_{GT_{p,j}} = MED_{GT_PRB_{p,j}} * (1 - XP_GLF_j)$$

Caso contrário:

$$PERDAS_{GT_{p,j}} = 0$$

Onde:

PERDAS_{GT_{p,j}} corresponde às Perdas de Geração de Teste no período de comercialização “j”, por parcela de usina “p”

MED_{GT_PRB_{p,j}} é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

XP_{GLF_j} é o Fator de Rateio de Perdas de Geração, por período de comercialização “j”

- 8 As perdas da Rede Básica associadas ao consumo da usina são determinadas por período de comercialização e dadas pela medição de consumo da geração participante do rateio de perdas da Rede Básica e ajustadas pelo fator de rateio de perdas de consumo apurado. Assim, para usinas não participantes do rateio de perdas da Rede Básica, não há valor correspondente às Perdas de Consumo da Geração, conforme apresentado nas expressões a seguir:

Se a usina participa do rateio de perdas da Rede Básica, então:

$$PERDAS_{CG_{p,j}} = MED_{CG_PRB_{p,j}} * (XP_CLF_j - 1)$$

Caso contrário:

$$PERDAS_{CG_{p,j}} = 0$$

Onde:

PERDAS_{CG_{p,j}} corresponde às Perdas do Consumo da Geração no período de comercialização “j”, por parcela de usina “p”

MED_{CG_PRB_{p,j}} é a Medição de Consumo de Geração Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

XP_{CLF_j} é o Fator de Rateio de Perdas de Consumo, por período de comercialização “j”

2.3.2. Dados de Entrada do Cálculo das Perdas da Rede Básica de Geração e Consumo:

Medição de Consumo Não Ajustada da carga que Participa da Rede Básica		
MED_C_PRB_{c,j}	Descrição	Informação medida de consumo, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada que Participa da Rede Básica		
MED_CG_PRB_{p,j}	Descrição	Informação medida de consumo da geração, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Geração Não Ajustada da Usina que Participa da Rede Básica		
MED_G_PRB_{p,j}	Descrição	Informação medida de geração que participa da Rede Básica, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Geração de Teste Não Ajustada da Usina que Participa da Rede Básica		
MED_GT_PRB_{p,j}	Descrição	Quantidade de geração de teste que participa da Rede Básica, associada a uma parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Rateio de Perdas de Consumo		
XP_CLF_j	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser aplicado aos pontos de consumo, ou a suas parcelas, que participam do rateio de perdas (50% das perdas alocadas para a categoria geração e 50% das perdas alocadas para a categoria consumo), por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Rateio de Perdas de Geração		
XP_GLF_j	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser aplicado aos pontos de geração que participam do rateio de perdas (50% das perdas alocadas para a categoria geração e 50% das perdas alocadas para a categoria consumo), por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.3.3. Dados de Saída do Cálculo das Perdas da Rede Básica de Geração e Consumo

Perdas de Consumo		
PERDAS_C_{c,j}	Descrição	Perdas da Rede Básica associadas à parcela de carga "c", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Perdas de Consumo da Geração		
PERDAS_CG_{p,j}	Descrição	Perdas da Rede Básica associadas ao consumo da geração da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Perdas de Geração		
PERDAS_G_{p,j}	Descrição	Perdas da Rede Básica associadas à parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Perdas de Geração de Teste		
PERDAS_GT_{p,j}	Descrição	Perdas da Rede Básica associadas à geração de teste da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.4. Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração

Objetivo:

Consolidar as informações de geração e consumo por agente da CCEE, ajustando essas medições em função das perdas da Rede Básica.

Contexto:

Uma vez identificadas as informações de consumo, de geração comercial e de teste, e de perdas associadas aos ativos medidos, ocorre a consolidação do total de consumo e geração por agente. A contabilização da CCEE depende das informações ajustadas e consolidadas para apuração das diferenças pelos volumes físicos e contratados no centro de gravidade.

A [Figura 13](#) situa a etapa de consolidação das informações ajustadas de consumo e geração em relação ao módulo completo.

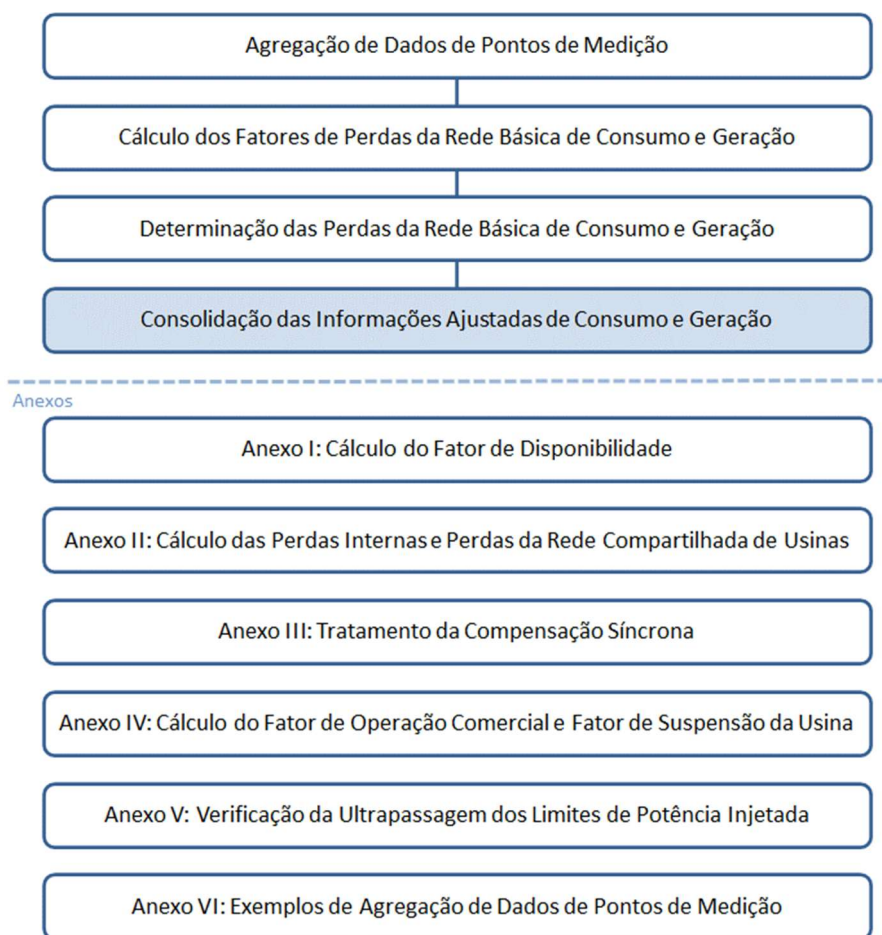


Figura 13: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

2.4.1. Detalhamento da Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração

O processo de consolidação das informações de consumo e geração é composto pelos seguintes comandos e expressões:

Apuração da Geração Final

- 9 A Geração Final de uma usina é dada pela medição da geração comercial apurada, descontadas as perdas da Rede Básica associadas ao empreendimento. A expressão que consolida a geração de uma determinada usina é:

$$G_{p,j} = \left(MED_{G_{p,j}} - \sum_{p \in PP} PERDAS_{G_{p,j}} \right)$$

Onde:

$G_{p,j}$ é a Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED_{G_{p,j}}$ é a Medição de Geração Não Ajustada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$PERDAS_{G_{p,j}}$ corresponde às Perdas de Geração no período de comercialização “j”, por parcela de usina “p”

“PP” é o conjunto de perdas de parcelas das usinas “p”, que são atribuídas à parcela de usina “p”

- 10 A Geração Final de Teste de uma usina é dada pela medição de geração de teste apurada, descontadas as perdas da Rede Básica associadas ao empreendimento. A expressão que consolida a geração de teste um empreendimento de geração é dada por:

$$GFT_{p,j} = MED_{GT_{p,j}} - \sum_{p \in PP} PERDAS_{GT_{p,j}}$$

Onde:

$GFT_{p,j}$ é a Geração Final de Teste da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED_{GT_{p,j}}$ é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$PERDAS_{GT_{p,j}}$ corresponde às Perdas de Geração de Teste no período de comercialização “j”, por parcela de usina “p”

“PP” é o conjunto de perdas das parcelas das usinas “p” que são atribuídas à parcela de usina “p”

- 11 O Total de Geração do Agente é determinado pela soma da geração final e a geração final de teste de todas as usinas do agente, por submercado e período de comercialização, conforme a expressão a seguir:

$$TGG_{a,s,j} = \sum_{\substack{p \in S \\ p \in a}} (G_{p,j} + GFT_{p,j})$$

Onde:

$TGG_{a,s,j}$ é a Geração Total do perfil de agente “a”, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$G_{p,j}$ é a Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$GFT_{p,j}$ é a Geração Final de Teste da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

Apuração do Consumo de Geração Final

- 12 Para uma usina que apresenta um consumo associado à geração, seu Consumo da Geração Final da Usina é acrescido das perdas da Rede Básica associadas ao ativo, dado pela expressão:

$$CGF_{p,j} = MED_{CG_{p,j}} + \sum_{p \in PP} PERDAS_{CG_{p,j}}$$

Onde:

$CGF_{p,j}$ é o Consumo da Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED_{CG_{p,j}}$ é a Medição de Consumo da Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

PERDAS_CG_{p,j} corresponde às Perdas de Consumo da Geração no período de comercialização “j”, por parcela de usina “p”

“PP” é o conjunto de perdas das parcelas das usinas “p”, que são atribuídas à parcela de usina “p”

- 13 O Consumo da Geração do Agente é determinado pela soma do Consumo de Geração de todas as usinas do agente, em um determinado submercado e período de comercialização, conforme a seguinte expressão:

$$TGGC_{a,s,j} = \sum_{\substack{p \in S \\ p \in a}} CGF_{p,j}$$

Onde:

TGGC_{a,s,j} é o Consumo de Geração Total do perfil de agente “a”, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

CGF_{p,j} é o Consumo de Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

Apuração do Consumo Reconciliado no Caso de Modelagem por Parcela de Carga

- 14 O consumo reconciliado de uma carga é determinado por período de comercialização, por meio do ajuste das perdas da Rede Básica associadas à carga, de acordo com a seguinte expressão:

$$RC_{c,j} = MED_{C_{c,j}} + \sum_{c \in CP} PERDAS_{C_{c,j}}$$

Onde:

RC_{c,j} é o Consumo Reconciliado da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

MED_{C_{c,j}} é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

PERDAS_{C_{c,j}} corresponde às Perdas de Consumo no período de comercialização “j”, por parcela de carga “c”

“CP” é o conjunto de perdas das parcelas de cargas “c”, que são atribuídas à parcela de carga “c”

- 15 Conforme definido em regulamentação específica, para os consumidores livres que possuem cargas atendidas parcialmente pela Distribuidora Local (Distribuidora Local: Agente de Distribuição responsável pela área de concessão ou permissão onde estão localizadas as unidades consumidoras de responsabilidade do Consumidor Livre), é preciso determinar o consumo cativo de cada unidade consumidora, já que esse deve ser tratado como consumo do agente da categoria distribuição para fins de contabilização das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo.
- 16 A relação comercial, constituída pelo consumidor livre com a distribuidora local para aquisição de energia elétrica de cada carga parcialmente livre, é amparada pelo Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER, conforme definido em regulamentação específica.
- 16.1 Para contratos firmados que não estão em conformidade com a regulamentação específica, serão consideradas as disposições desses contratos durante um período de transição, até que todas as relações contratuais envolvendo a aquisição de energia elétrica por um consumidor livre, junto à distribuidora local, estejam em conformidade com as novas diretrizes consagradas pelo regulador.
- 17 Em função do disposto acima, o consumo cativo será obtido da seguinte forma:
- 17.1 Para cada carga parcialmente livre, cuja distribuidora local tenha informado que possui um CCER em conformidade com as disposições apresentadas na regulamentação específica, no mês de apuração “m”, o consumo cativo será determinado por meio da energia consumida pela carga limitada na quantidade mensal de energia regulada, informada pela distribuidora local, ajustada por um fator que representa as perdas da Rede Básica atribuídas ao seu consumo e modulada conforme seu perfil de consumo, conforme a seguinte expressão:

$$RC_{CAT_{c,j}} = \min \left(RC_{c,j}; \left(QM_{REG_{c,m}} * \frac{RC_{c,j}}{\sum_m RC_{c,j}} \right) * \frac{RC_{c,j}}{MED_{C_{c,j}}} \right)$$

Onde:

$RC_CAT_{c,j}$ é o Consumo Cativo da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

$RC_{c,j}$ é o Consumo Reconciliado da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

$QM_REG_{c,m}$ é a Quantidade Mensal de Energia Regulada Declarada pelo Agente de Distribuição, referente à parcela de carga “c”, do Consumidor Livre, no mês de apuração “m”

$MED_C_{c,j}$ é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

- 17.2 Para as demais cargas parcialmente livres, o consumo cativo será determinado pela energia consumida pela carga limitada na quantidade modulada de energia regulada, informada pela distribuidora local, ajustada por um fator que representa as perdas da Rede Básica atribuídas ao seu consumo, conforme a seguinte expressão:

$$RC_CAT_{c,j} = \min \left(RC_{c,j}; \left(Q_REG_{c,j} * \frac{RC_{c,j}}{MED_C_{c,j}} \right) \right)$$

Onde:

$RC_CAT_{c,j}$ é o Consumo Cativo da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

$RC_{c,j}$ é o Consumo Reconciliado da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

$Q_REG_{c,j}$ é a Quantidade de Energia Regulada declarada pelo Agente de Distribuição, referente à parcela de carga “c”, do Consumidor Livre, no período de comercialização “j”

$MED_C_{c,j}$ é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

- 17.3 Para as demais cargas livres, o consumo cativo não deve ser considerado, conforme a seguinte expressão:

$$RC_CAT_{c,j} = 0$$

Onde:

$RC_CAT_{c,j}$ é o Consumo Cativo da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

- 18 O consumo que está no ambiente livre da carga é determinado a partir da diferença entre o total de consumo da carga e o montante de consumo cativo da mesma, conforme a seguinte expressão:

$$RC_AL_{c,j} = RC_{c,j} - RC_CAT_{c,j}$$

Onde:

$RC_AL_{c,j}$ é o Consumo no ambiente livre da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

$RC_{c,j}$ é o Consumo Reconciliado da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

$RC_CAT_{c,j}$ é o Consumo Cativo da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

- 19 O Total de Consumo Cativo Associado ao Distribuidor/Gerador, que será somado às demais cargas do distribuidor ou gerador, é determinado pela soma de todo o consumo cativo atendido pelo agente, expresso por:

$$TRC_CAT_D_G_{a,s,j} = \sum_{\substack{c \in S \\ c \in CAT_D_G}} RC_CAT_{c,j}$$

Onde:

$TRC_CAT_D_G_{a,s,j}$ é o Total de Consumo Cativo Associado ao Distribuidor/Gerador do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$RC_CAT_{c,j}$ é o Consumo Cativo da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

“CAT_D_G” é o conjunto de parcelas de cargas, atendidas pelo agente “a”

- 20 O Total de Consumo Cativo do Consumidor Livre, que será subtraído das cargas do consumidor livre, é determinado pela soma do consumo das cargas cativas do agente, expresso por:

$$TRC_CAT_CL_{a,s,j} = \sum_{\substack{c \in S \\ c \in a}} RC_CAT_{c,j}$$

Onde:

$TRC_CAT_CL_{a,s,j}$ é o Total de Consumo Cativo do perfil de agente Consumidor Livre “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$RC_CAT_{c,j}$ é o Consumo Cativo da parcela de carga “c”, no período de comercialização

Apuração do Consumo Agregado na Modalidade de Simplificação de Medição

- 21 Os consumidores livres do varejo, representados por agente varejista na modalidade de simplificação de medição, devem ser contabilizados agregados no respectivo perfil de comercialização do agente varejista representante. Desta forma, o consumo do perfil do agente varejista deve ser acrescido da soma do consumo de todas suas unidades consumidoras conectadas em todos os agentes de distribuição no mesmo submercado, em que o agente varejista possui representados na modalidade de simplificação de medição, conforme expressão:

$$MED_C_AGREG_VAR_{a,s,j} = \sum_{\alpha} MED_AGREG_{\alpha,a,s,j}$$

Onde:

$MED_C_AGREG_VAR_{a,s,j}$ é o Consumo Agregado no Perfil Varejista de Medição Simplificada “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$MED_AGREG_{\alpha,a,s,j}$ é o Consumo Agregado dos Consumidores Livres do Varejo, do agente de distribuição “α”, do perfil varejista de medição simplificada “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

- 22 Uma vez agregado em cada perfil escolhido pelo agente varejista, o consumo resultante para a realização da contabilização deve ser referenciado ao centro de gravidade, conforme a seguinte expressão:

$$TRC_AGREG_VAR_{a,s,j} = MED_C_AGREG_VAR_{a,s,j} * XP_CLF_j$$

Onde:

$TRC_AGREG_VAR_{a,s,j}$ é o Consumo Total Agregado no Perfil Varejista de Medição Simplificada “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$MED_C_AGREG_VAR_{a,s,j}$ é o Consumo Agregado no Perfil Varejista de Medição Simplificada “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

XP_CLF_j é o Fator de Rateio de Perdas de Consumo, por período de comercialização “j”

- 23 Para os agentes de distribuição, é necessária a apuração da quantidade de consumo agregado no modelo de simplificação de medição de todos os varejistas que representam unidades consumidoras conectadas na respectiva área de concessão, com o intuito de abater o consumo total medido da concessionária ou permissionária, uma vez que a carga agregada é de responsabilidade do agente varejista e não do agente de distribuição. Portanto, o consumo agregado a ser abatido do agente de distribuição é a soma de todo o consumo agregado de responsabilidade dos agentes varejistas, conforme expressão:

$$MED_C_AGREG_DIS_{\alpha,s,j} = \sum_{a} MED_AGREG_{\alpha,a,s,j}$$

Onde:

$MED_C_AGREG_DIS_{\alpha,s,j}$ é o Consumo Agregado a ser Abatido do Agente de Distribuição “α”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$MED_AGREG_{\alpha,a,s,j}$ é o Consumo Agregado dos Consumidores Livres do Varejo, do agente de distribuição “α”, do perfil varejista de medição simplificada “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

- 24 Como há agentes de distribuição que podem ter mais de uma carga modelada, rateia-se o consumo agregado de responsabilidade do agente varejista a ser abatido do agente de distribuição de maneira proporcional ao consumo de cada carga modelada no agente de distribuição, conforme expressão:

$$MED_C_AGREG_DIS_A_{a,s,j} = MED_C_AGREG_DIS_{a,s,j} * \frac{\sum_{c \in a} MED_C_{c,j}}{\sum_{a \in \alpha} \sum_{c \in a} MED_C_{c,j}}$$

$\forall a \in$ "classe distribuição"

Onde:

$MED_C_AGREG_DIS_A_{a,s,j}$ é o Consumo Agregado a ser Abatido do Perfil de Agente de Distribuição "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$MED_C_AGREG_DIS_{a,s,j}$ é o Consumo Agregado a ser Abatido do Agente de Distribuição "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$MED_C_{c,j}$ é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga "c", por período de comercialização "j"

25 De maneira análoga ao consumo assumido pelo agente varejista, o consumo agregado a ser abatido do perfil de agente de distribuição deve ser referenciado ao centro de gravidade, conforme expressão:

$$TRC_AGREG_DIS_A_{a,s,j} = MED_C_AGREG_DIS_{a,s,j} * XP_CLF_j$$

$\forall a \in$ "classe distribuição"

Onde:

$TRC_AGREG_DIS_A_{a,s,j}$ é o Consumo Total Agregado a ser Abatido do Perfil de Agente de Distribuição "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$MED_C_AGREG_DIS_{a,s,j}$ é o Consumo Agregado a ser Abatido do Perfil de Agente de Distribuição "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

XP_CLF_j é o Fator de Rateio de Perdas de Consumo, por período de comercialização "j"

Apuração do Consumo na Situação de Atraso de Suspensão

26 Os consumidores que tiveram a solicitação de suspensão de fornecimento pela CCEE ou pelo agente varejista, porém não tenham o fornecimento suspenso pelo agente conectado sem a devida justificativa, serão sinalizados na situação de "atraso de suspensão", tanto no modelo de cadastro simplificado com medição agregada quanto no caso de modelagens por parcelas de carga.

26.1 O consumo, após a sinalização do atraso da suspensão, deve ser identificado no respectivo perfil de comercialização do agente varejista representante ou, no caso de consumidores aderido diretamente à CCEE, no perfil próprio do agente onde as cargas estão modeladas, com a finalidade serem abatidos do consumo total do perfil do agente consumidor aderido ou do representante varejista, para posteriormente ser assumido pelo próprio agente conectado que não realizou a suspensão no prazo regulatório estipulado.

26.2 Tal assunção do consumo sinalizado como "atraso de suspensão" deve ser da seguinte maneira:

26.2.1 Para consumidores aderidos diretamente à CCEE:

26.2.1.1 Caso o agente conectado seja agente de distribuição aderido à CCEE: o consumo é assumido pelo agente de distribuição diretamente na contabilização da CCEE, com os demonstrativos financeiros dessa assunção discriminados no módulo "Consolidação de Resultados"

26.2.1.2 Caso o agente conectado seja permissionária de distribuição não aderida à CCEE: o consumo é assumido pelo agente de distribuição supridor da permissionária diretamente na contabilização da CCEE, com os demonstrativos financeiros dessa assunção discriminados no módulo "Consolidação de Resultados", devendo a supridora ser ressarcida pela suprida bilateralmente.

26.2.1.3 Caso o agente conectado seja agente de transmissão: o consumo permanece com o próprio agente consumidor na contabilização da CCEE, com os demonstrativos financeiros dessa assunção discriminados no módulo "Consolidação de Resultados", devendo o consumidor ser ressarcido pela transmissora bilateralmente. Se o agente consumidor ficar inadimplente com seus débitos contabilizados, a CCEE deve contatar a transmissora

para a cobrança dos efeitos financeiros pelo atraso de suspensão, para cobrir os débitos do consumidor inadimplente, conforme Procedimento de Comercialização.

26.2.2 Para consumidores representados por agentes varejistas:

26.2.2.1 Caso o agente conectado seja agente de distribuição aderido à CCEE: o consumo é assumido pelo agente de distribuição diretamente na contabilização da CCEE, com os demonstrativos financeiros dessa assunção discriminados no módulo "Consolidação de Resultados"

26.2.2.2 Caso o agente conectado seja permissionária de distribuição não aderida à CCEE: o consumo é assumido pelo agente de distribuição supridor da permissionária diretamente na contabilização da CCEE, com os demonstrativos financeiros dessa assunção discriminados no módulo "Consolidação de Resultados", devendo a supridora ser ressarcida pela suprida bilateralmente.

26.2.2.3 Caso o agente conectado seja agente de transmissão: o consumo permanece com o próprio agente varejista representante na contabilização da CCEE, com os demonstrativos financeiros dessa assunção discriminados no módulo "Consolidação de Resultados", devendo o agente varejista ser ressarcido pela transmissora bilateralmente.

27 Portanto, primeiramente, apura-se o consumo sinalizado como "atraso de suspensão", conforme expressão a seguir:

$$MED_C_ATR_SUSP_{\alpha c,a,s,j} = MED_AGREG_ATR_SUSP_{\alpha c,a,s,j} + \sum_{\substack{c \in A \\ c \in S \\ c \in ATRSUSP}} MED_C_{c,j}$$

Onde:

$MED_C_ATR_SUSP_{\alpha c,a,s,j}$ é o Consumo das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão, do agente conectado " α ", do perfil de agente " a ", no submercado " s ", no período de comercialização " j "

$MED_AGREG_ATR_SUSP_{\alpha c,a,s,j}$ é o Consumo Agregado Sinalizado Como Status de Atraso de Suspensão dos Consumidores Livres do Varejo, do agente conectado " α ", do perfil varejista de medição simplificada " a ", no submercado " s ", no período de comercialização " j "

$MED_C_{c,j}$ é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga " c ", por período de comercialização " j "

"ATRSUSP" representa o conjunto de cargas que foram sinalizadas na situação de atraso de suspensão

28 O consumo sinalizado como atraso de suspensão deve ser referenciado ao centro de gravidade, conforme a seguinte expressão:

$$TRC_ATR_SUSP_{\alpha c,a,s,j} = MED_C_ATR_SUSP_{\alpha c,a,s,j} * XP_CLF_j$$

Onde:

$TRC_ATR_SUSP_{\alpha c,a,s,j}$ é o Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão, do agente conectado " α ", do perfil de agente " a ", no submercado " s ", no período de comercialização " j "

$MED_C_ATR_SUSP_{\alpha c,a,s,j}$ é o Consumo das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão, do agente conectado " α ", do perfil de agente " a ", no submercado " s ", no período de comercialização " j "

XP_CLF_j é o Fator de Rateio de Perdas de Consumo, por período de comercialização " j "

29 O Consumo Total a ser Abatido do Consumidor ou Representante Varejista pelo Atraso de Suspensão é a soma do consumo na situação de atraso ocasionado por todos os agentes conectados, com exceção dos agentes de transmissão, referente ao perfil do consumidor diretamente aderido à CCEE ou do agente varejista representante, conforme expressão:

$$TRC_ATR_SUSP_CL_{a,s,j} = \sum_{\alpha c} TRC_ATR_SUSP_{\alpha c,a,s,j}$$

$\forall \alpha c \notin$ "agente de transmissão"

Onde:

$TRC_ATR_SUSP_CL_{a,s,j}$ é o Consumo Total a ser Abatido do Consumidor ou Representante Varejista pelo Atraso de Suspensão, do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$TRC_ATR_SUSP_{\alpha c,a,s,j}$ é o Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão, do agente conectado " αc ", do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

- 30 O Consumo Total a ser Acrescido à Carga do Agente de Distribuição pelo Atraso de Suspensão é a soma do consumo na situação de atraso, ocasionado pelo respectivo agente conectado de distribuição, referente a todos os perfis de agente consumidores diretamente aderidos à CCEE ou do agente varejista representante. Caso o agente de distribuição não esteja aderido à CCEE, o consumo em atraso será assumido pelo agente de distribuição supridor da permissionária não aderida à CCEE, conforme expressão:

$$TRC_ATR_SUSP_DIS_{\alpha,s,j} = \sum_{\alpha c \in ALFAD} \sum_a TRC_ATR_SUSP_{\alpha c,a,s,j}$$

$\forall \alpha c \notin \text{"agente de transmissão"}$

Onde:

$TRC_ATR_SUSP_DIS_{\alpha,s,j}$ é Consumo Total a ser Acrescido à Carga do Agente de Distribuição pelo Atraso de Suspensão, referente ao agente de distribuição " α ", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$TRC_ATR_SUSP_{\alpha c,a,s,j}$ é o Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão, do agente conectado " αc ", do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

"ALFAD" representa o agente de distribuição " α " aderido na CCEE, supridor do agente de distribuição conectado " αc ", no caso do " αc " não ser agente da CCEE. Para os casos do " αc " ser agente da CCEE, o agente de distribuição " α " é o agente de conectado " αc "

- 31 Como há agentes de distribuição que podem ter mais de uma carga modelada em diferentes perfis, rateia-se o consumo em atraso de suspensão de responsabilidade do agente de distribuição de maneira proporcional ao consumo de cada carga modelada no agente de distribuição, conforme expressão:

$$TRC_ATR_SUSP_DIS_A_{a,s,j} = TRC_ATR_SUSP_DIS_{\alpha,s,j} * \frac{\sum_{c \in a} MED_C_{c,j}}{\sum_{a \in \alpha} \sum_{c \in a} MED_C_{c,j}}$$

$\forall a \in \text{"classe distribuição"}$

Onde:

$TRC_ATR_SUSP_DIS_A_{a,s,j}$ é o Consumo Total a ser Acrescido à Carga do Perfil de Agente de Distribuição pelo Atraso de Suspensão, referente ao perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$TRC_ATR_SUSP_DIS_{\alpha,s,j}$ é Consumo Total a ser Acrescido à Carga do Agente de Distribuição pelo Atraso de Suspensão, referente ao agente de distribuição " α ", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$MED_C_{c,j}$ é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga "c", por período de comercialização "j"

Apuração do Consumo Final

- 32 O Total de Consumo do Agente é determinado pela soma do consumo de todas as cargas do agente, por submercado e período de comercialização "j", sendo que (I) para os consumidores livres é abatido o seu consumo cativo apurado e para os distribuidores é somado o consumo cativo dos consumidores livres, (II) para os agentes varejistas é somado o consumo agregado proveniente da modalidade de simplificação de medição e para os distribuidores é subtraído o consumo agregado de responsabilidade do varejista e (III) para os consumidores livres aderidos à CCEE ou representados por varejistas é abatido o consumo em atraso de suspensão de fornecimento e para os distribuidoras é somado o consumo em atraso de suspensão de fornecimento, de acordo com a seguinte expressão:

$$TRC_{a,s,j} = \sum_{\substack{c \in s \\ c \in a}} RC_{c,j} - TRC_CAT_CL_{a,s,j} + TRC_CAT_D_G_{a,s,j} - TRC_AGREG_DIS_A_{a,s,j} + TRC_AGREG_VAR_{a,s,j} \\ + TRC_ATR_SUSP_DIS_A_{a,s,j} - TRC_ATR_SUSP_CL_{a,s,j}$$

Onde:

$TRC_{a,s,j}$ é o Consumo Total do perfil do agente "a", por submercado "s", no período de comercialização "j"

$RC_{c,j}$ é o Consumo Reconciliado da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

$TRC_CAT_CL_{a,s,j}$ é o Total de Consumo Cativo do perfil de agente Consumidor Livre “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TRC_CAT_D_G_{a,s,j}$ é o Total de Consumo Cativo Associado ao Distribuidor/Gerador do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TRC_AGREG_DIS_A_{a,s,j}$ é o Consumo Total Agregado a ser Abatido do Perfil de Agente de Distribuição “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TRC_AGREG_VAR_{a,s,j}$ é o Consumo Total Agregado no Perfil Varejista de Medição Simplificada “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TRC_ATR_SUSP_DIS_A_{a,s,j}$ é o Consumo Total a ser Acrescido à Carga do Perfil de Agente de Distribuição pelo Atraso de Suspensão, referente ao perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TRC_ATR_SUSP_CL_{a,s,j}$ é o Consumo Total a ser Abatido do Consumidor ou Representante Varejista pelo Atraso de Suspensão, do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

2.4.2. Detalhamento do percentual prévio de atendimento consumo pelas cotas do PROINFA

Com o intuito dos agentes consumidores e autoprodutores terem previsibilidade quanto ao volume de cotas que fará parte de seu portfólio, será calculado e divulgado, em data definida nos Procedimentos de Comercialização, o percentual preliminar relativo à cobertura do consumo mensal pelo PROINFA, baseado em dados prévios de medição, podendo apresentar pequenas variações em relação a cota calculada na efetiva contabilização, devido à natureza dos dados utilizados no momento de sua publicação (prévias de medição), conforme exposto a seguir.

- 33 O percentual preliminar de cobertura do consumo atendido pelas cotas do PROINFA será calculado a partir da razão entre a quantidade mensal total disponível de energia do PROINFA e o consumo total de referência, isto é, consumo total realizado pelos agentes abatido da respectiva geração total média de autoprodução, estimada com base nos últimos doze meses. Especificamente para os perfis associados à agentes de distribuição, será considerado o fator publicado pela ANEEL que relaciona o mercado faturado com o consumo contabilizado no mesmo período, com o intuito de manter a proporcionalidade da cota com o mercado faturado. Para os demais perfis de agente consumidor e autoprodutor, esse fator será igual a 1:

$$MPERCENT_PFA_PRE_m = \frac{\sum_{a^*} MONT_PFA_{a^*,m}}{\max\left(0; \sum_{j \in m} \sum_a \sum_s (TRC_{a,s,j} * F_TRC_FAT_{\alpha,f}) - \left(\frac{\sum_{m \in 12} \sum_p \sum_c G_SEG_ENER_ATIV_{p,c,m}}{\sum_{m \in 12} M_HORAS_m} * M_HORAS_m\right)\right)}$$

Onde:

$MPERCENT_PFA_PRE_m$ é o Percentual Preliminar de Cobertura do Consumo Atendido pelas Cotas do PROINFA, no mês de apuração “m”

$MONT_PFA_{a^*,m}$ é a Quantidade Mensal para fins de Rateio das Cotas do PROINFA, referente ao perfil de agente comercializador do PROINFA “a*”, no mês de apuração “m”

$TRC_{a,s,j}$ é o Consumo Total do perfil do agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$F_TRC_FAT_{\alpha,f}$ é o Percentual relativo a proporção do mercado faturado em relação ao contabilizado, para o agente “α”, no ano de apuração “f”

$G_SEG_ENER_ATIV_{p,c,m}$ é a Geração Utilizada para Abatimento de Carga na Determinação das Cotas do PROINFA, do Pagamento dos Encargos de Energia de Reserva e de Segurança Energética da parcela de usina “p”, em relação a carga “c”, no mês de apuração “m”

M_HORAS_m é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m”

“12M” é o conjunto dos últimos 12 meses anteriores ao mês de apuração “m”

“a*” representa o perfil associado ao comercializador da energia do PROINFA

Importante:

A utilização dos dados de geração de autoprodução estimados com base nos últimos doze meses é necessária, neste primeiro momento, devido ao descasamento das informações realizadas de autoprodução e as prévias de medição. Ressalta-se que, no momento da efetiva contabilização, o dado de geração de autoprodução já estará consolidado e será utilizado para o cálculo da cota efetiva do autoprodutor, que cobrirá apenas o percentual do seu consumo líquido realizado.

Importante:

Para o caso de permissionárias aderidas na CCEE e que não possuam o fator de proporção entre mercado faturado e mercado contabilizado, publicado pela ANEEL anualmente em Resolução Homologatória específica, será atribuída à recém permissionária aderida o mesmo fator calculado para a respectiva concessionária principal supridora, até que o seu respectivo fator seja definido pelo regulador.

2.4.3. Dados de Entrada para Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo

Geração Para Abatimento de Carga de Referência		
G_SEG_ENER_ATIV_{p,c,m}	Descrição	Geração Utilizada para Abatimento de Carga na Determinação das Cotas do PROINFA, do Pagamento dos Encargos de Energia de Reserva e de Segurança Energética da parcela de usina “p”, em relação a carga “c”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Sazonalização de contratos do PROINFA)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade de Horas no Mês		
M_HORAS_m	Descrição	Quantidade de Horas no mês de apuração “m”
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
Consumo Agregado dos Consumidores Livres do Varejo		
MED_AGREG_{α,a,s,j}	Descrição	Consumo Agregado dos Consumidores Livres do Varejo, do agente de distribuição “α”, do perfil varejista de medição simplificada “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE (agregação), Agentes de Distribuição (consumo) e Agentes Varejistas (perfil)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Consumo das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão		
MED_AGREG_ATR_SUSP_{α,c,a,s,j}	Descrição	Consumo Agregado Sinalizado Como Status de Atraso de Suspensão dos Consumidores Livres do Varejo, do agente conectado “αc”, do perfil varejista de medição simplificada “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE (agregação), Agentes de Distribuição (consumo) e Agentes Varejistas (perfil)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada		
MED_CG_{p,j}	Descrição	Informação medida de consumo da geração, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Medição de Geração Não Ajustada da Usina		
MED_G_{p,j}	Descrição	Informação medida de geração, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Geração de Teste Não Ajustada da Usina		
MED_GT_{p,j}	Descrição	Quantidade de geração de teste associada a uma parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade Mensal para fins de Rateio das Cotas do PROINFA		
MONT_PFA_{a,m}	Descrição	Quantidade Mensal para fins de Rateio das Cotas do PROINFA, referente ao perfil de agente comercializador do PROINFA “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Modulação de Cotas do PROINFA)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Perdas de Consumo		
PERDAS_C_{c,j}	Descrição	Perdas da Rede Básica associadas à parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Determinação das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Perdas de Consumo da Geração		
PERDAS_CG_{p,j}	Descrição	Perdas da Rede Básica associadas ao consumo da geração da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Determinação das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Perdas de Geração		
PERDAS_G_{p,j}	Descrição	Perdas da Rede Básica associadas à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Determinação das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Perdas de Geração de Teste		
PERDAS_GT_{p,j}	Descrição	Perdas da Rede Básica associadas à geração de teste da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Determinação das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade Modulada de Energia Regulada Declarada pelo Distribuidor		
Q_REG_{c,j}	Descrição	Declaração da energia fornecida a uma carga parcialmente livre, caso não exista um Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER firmado entre o consumidor e o distribuidor, associada à parcela da carga "c", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade Mensal de Energia Regulada Declarada pelo Distribuidor		
QM_REG_{c,m}	Descrição	Declaração mensal da energia fornecida a uma carga parcialmente livre, por meio de um Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER, associada à parcela da carga "c", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Percentual de proporção entre mercado faturado e contabilizado		
F_TRC_FAT_{α,f}	Descrição	Percentual relativo a proporção do mercado faturado em relação ao contabilizado, para o agente "α", no ano de apuração "f"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivo ou Zero

2.4.4. Dados de Saída para Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo

CGF_{p,j}	Consumo da Geração Final da Usina	
	Descrição	Consumo associado a uma parcela de usina “p” ajustado, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
G_{p,j}	Geração Final da Usina	
	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
GFT_{p,j}	Geração Final de Teste da Usina	
	Descrição	Geração de teste de uma parcela de usina “p” ajustada, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
RC_{c,j}	Consumo Reconciliado da Carga	
	Descrição	Consumo de energia ajustado de uma parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
RC_AL_{c,j}	Consumo no Ambiente Livre	
	Descrição	Consumo no Ambiente Livre da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
RC_CAT_{c,j}	Consumo Cativo	
	Descrição	Consumo de energia ajustado da parcela cativa da carga parcialmente livre “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
TGG_{a,s,j}	Geração Total do Agente	
	Descrição	Informação consolidada de geração de cada perfil de agente “a” no submercado “s” (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste), por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Consumo de Geração Total do Agente		
TGGC_{a,s,j}	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo da geração de cada perfil de agente "a" no submercado "s" (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste), por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Consumo Total do Agente		
TRC_{a,s,j}	Descrição	Consumo Total do perfil de agente "a", por submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Consumo Total Agregado a ser Abatido do Perfil de Agente de Distribuição		
TRC_AGREG_DIS_A_{a,s,j}	Descrição	Consumo Total Agregado a ser Abatido do Perfil de Agente de Distribuição "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Consumo Total Agregado no Perfil Varejista de Medição Simplificada		
TRC_AGREG_VAR_{a,s,j}	Descrição	Consumo Total Agregado no Perfil Varejista de Medição Simplificada "a", por submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão		
TRC_ATR_SUSP_{ac,a,s,j}	Descrição	Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão, do agente conectado "ac", do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Consumo Total a ser Abatido do Consumidor ou Representante Varejista pelo Atraso de Suspensão		
TRC_ATR_SUSP_CL_{a,s,j}	Descrição	Consumo Total a ser Abatido do Consumidor ou Representante Varejista pelo Atraso de Suspensão, do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Consumo Total a ser Acrescido à Carga do Perfil de Agente de Distribuição pelo Atraso de Suspensão		
TRC_ATR_SUSP_DIS_A_{a,s,j}	Descrição	Consumo Total a ser Acrescido à Carga do Perfil de Agente de Distribuição pelo Atraso de Suspensão, referente ao perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Total de Consumo Cativo Associado ao Distribuidor ou Gerador		
TRC_CAT_D_G_{a,s,j}	Descrição	Total de Consumo Cativo Associado ao Distribuidor/Gerador do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Total de Consumo Cativo do Consumidor Livre		
TRC_CAT_CL_{a,s,j}	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo cativo atribuído a cada perfil de agente “a”, pertencendo à classe de consumidor livre, por submercado “s”, período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3. Anexos

3.1. Anexo I – Cálculo do Fator de Disponibilidade

Objetivo:

Identificar os Fatores de Disponibilidade a serem aplicados às usinas.

Contexto:

O Fator de Disponibilidade é utilizado para:

- Ajustar a Garantia Física Média Parcial e definir as parcelas de energia comercial e de teste de usinas hidráulicas;
- Ajustar a Garantia Física das usinas;

A [Figura 14](#) situa a etapa de cálculo do fator de disponibilidade em relação ao módulo completo:

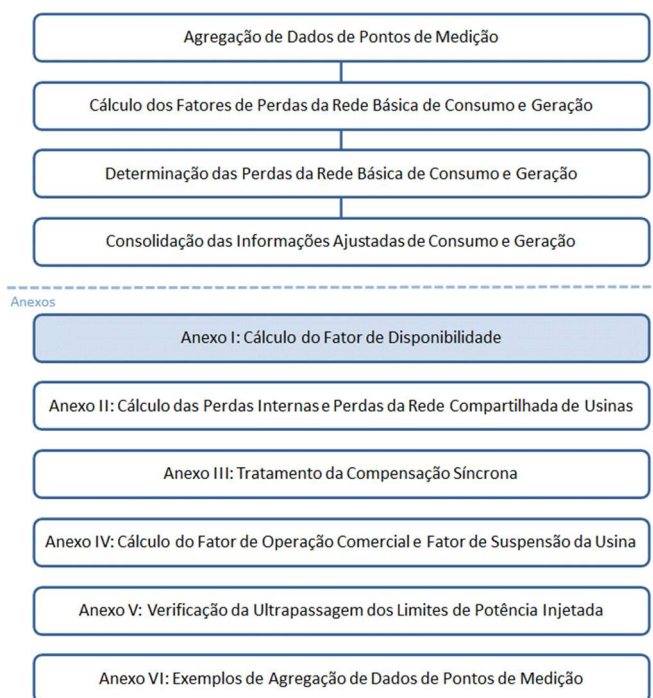


Figura 14: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

3.1.1. Detalhamento do Processo de Determinação dos Fatores de Disponibilidade

O cálculo do Fator de Disponibilidade é realizado apenas para as usinas que possuem garantia física definida pelo MME e é composto pelo seguinte processo:

- Cálculo do Fator de Disponibilidade das Usinas para ajuste das Garantias Físicas

Os processos de cálculo dos Fatores de Disponibilidade das Usinas são compostos pelos seguintes comandos e expressões:

- **Cálculo do Fator de Disponibilidade das Usinas para ajuste das Garantias Físicas**

34 O fator de disponibilidade é calculado de acordo com o tipo de usinas conforme as seguintes expressões:

Para usinas não hidráulicas com modalidade de despacho tipo I sem CVU, IIB, IIC ou III, então:

$$F_DISP_{p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$F_DISP_{p,m} = F_DISP_PRE_{p,m}$$

Onde:

$F_DISP_{p,m}$ é o Fator de Disponibilidade da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$F_DISP_PRE_{p,m}$ é o Fator de Disponibilidade Preliminar da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

Importante:

Ajustes Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do $F_DISP_{p,m}$ (ADDC_ $F_DISP_{p,m}$) da parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”, poderão sobrescrever o valor calculado para o fator de disponibilidade da usina.

■ Cálculo do Fator de Disponibilidade Preliminar mensal

35 O Fator de Disponibilidade Preliminar mensal é calculado para as usinas hidráulicas e para as usinas térmicas programadas com CVU, conforme as seguintes expressões:

35.1 Para as usinas hidrelétricas, termelétricas com custo variável unitário declarado diferentes de zero e empreendimentos de importação de energia elétrica despachadas centralizadamente, a apuração de disponibilidade é com base nas taxas equivalentes de indisponibilidade programada e forçada apurada, de acordo em regulamentação específica.

35.2 Para as usinas hidráulicas não despachadas centralizadamente a legislação prevê revisões semestrais da garantia física com base na geração verificada, de acordo com o Art. 6º, inciso 3º e parágrafo 2º da Portaria nº 463 de 2009.

35.3 O Fator de Disponibilidade Preliminar estabelecido de acordo com a relação entre os Índices de Disponibilidades Verificados, em cada mês de apuração, e seus respectivos Índices de Referência de Disponibilidade, limitado a 100%:

$$F_DISP_PRE_{p,m} = \min\left(1; \frac{ID_{p,m}}{ID_REF_{p,m}}\right)$$

Onde:

$F_DISP_PRE_{p,m}$ é o Fator de Disponibilidade Preliminar da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$ID_{p,m}$ é o Índice de Disponibilidade Verificada por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$ID_REF_{p,m}$ é o Índice de Referência de Disponibilidade por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

35.4 Os Índices de Disponibilidade Verificados das usinas são calculados de acordo com as modalidades de despacho dos empreendimentos junto ao Operador Nacional do Sistema, da seguinte forma:

35.5 Para usina hidráulica com modalidade de despacho do tipo I ou não hidráulica com modalidade de despacho tipo I com CVUou IIA, o Índice de Disponibilidade Verificada é dado pela seguinte expressão:

$$ID_{p,m} = (1 - TEIFa_{p,m}) * (1 - TEIP_{p,m})$$

Onde:

$ID_{p,m}$ é o Índice de Disponibilidade Verificada por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$TEIFa_{p,m}$ é a Taxa Equivalente de Interrupções Forçadas por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$TEIP_{p,m}$ é a Taxa Equivalente de Interrupções Programadas por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

- 35.6 Para usina hidráulica, com modalidade de despacho do tipo IIA, IIB, IIC ou III, como há previsão de revisão semestral de sua Garantia Física, o Índice de Disponibilidade Verificada é igual a 1:

$$ID_{p,m} = 1$$

Onde:

$ID_{p,m}$ é o Índice de Disponibilidade Verificada por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

- 35.7 Os Índices de Referência de Disponibilidade das usinas, durante o mês de apuração, são estabelecidos da mesma forma que os Índices de Disponibilidade Verificados, ou seja, de acordo com as modalidades de despacho, da seguinte forma:

- 35.8 Para usina hidráulica participante do MRE com modalidade de despacho tipo I, ou para usina não hidráulica com modalidade de despacho tipo I com CVU ou IIA, o Índice de Referência de Disponibilidade da usina é dado pela multiplicação do complementar aritmético das taxas de referência de interrupções forçadas e programadas nos termos da expressão:

$$ID_{REF_{p,m}} = (1 - REF_{TEIF_{p,m}}) * (1 - REF_{TEIP_{p,m}})$$

Onde:

$ID_{REF_{p,m}}$ é o Índice de Referência de Disponibilidade por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$REF_{TEIF_{p,m}}$ é a Taxa de Referência de Interrupções Forçadas por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$REF_{TEIP_{p,m}}$ é a Taxa de Referência de Interrupções Programadas por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

- 35.9 Para usina hidráulica, com modalidade de despacho do tipo IIA, IIB, IIC ou III, como há previsão de revisão semestral de sua Garantia Física, o Índice de Referência de Disponibilidade é igual a 1:

$$ID_{REF_{p,m}} = 1$$

Onde:

$ID_{REF_{p,m}}$ é o Índice de Referência de Disponibilidade por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

3.1.2. Dados de Entrada do Processo de Cálculo do Fator de Disponibilidade

Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd com efeito no cálculo do F_DISP		
ADDC_F_DISP_{p,m}	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do F_DISP da parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivo, Negativo ou Zero
Taxa de Referência de Interrupções Forçadas		
REF_TEIF_{p,m}	Descrição	Parâmetro estatístico que reflete a indisponibilidade causada por interrupção forçada da usina hidráulica participante do MRE, e da usina não hidráulica com modalidade de despacho do tipo I com CVU ou IIA
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ONS/Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Taxa de Referência de Interrupções Programas		
REF_TEIP_{p,m}	Descrição	Parâmetro estatístico que reflete a indisponibilidade causada por interrupção programada da usina hidráulica participante do MRE, e da usina não hidráulica com modalidade de despacho do tipo I com CVU ou IIA
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ONS/Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade Mensal de Garantia Física para fins de Lastro		
QM_GF_LAS_{p,m}	Descrição	Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Módulo de Garantia Física (Anexo I – Sazonalização de Garantia Física para fins de Lastro)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Taxa Equivalente de Interrupções Forçadas		
TEIF_{p,m}	Descrição	Parâmetro mensal que reflete a indisponibilidade causada por interrupção forçada da usina hidráulica participante do MRE com modalidade de despacho do tipo I, e da usina não hidráulica com modalidade de despacho do tipo I com CVU ou IIA. Este é calculado com base em um horizonte de 60 meses, sendo recalculado mensalmente para hidráulicas, e em agosto de cada ano, com vigência a partir do ano seguinte, para usinas não hidráulicas
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ONS/CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Taxa Equivalente de Interrupções Programadas		
TEIP_{p,m}	Descrição	Parâmetro mensal que reflete a indisponibilidade causada por interrupção programada da usina hidráulica participante do MRE com modalidade de despacho do tipo I, e da usina não hidráulica com modalidade de despacho do tipo I com CVU ou IIA. Este é calculado com base em um horizonte de 60 meses, sendo recalculado mensalmente para hidráulicas, e em agosto de cada ano, com vigência a partir do ano seguinte, para usinas não hidráulicas
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ONS/CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3.1.3. Dados de Saída do Processo de Cálculo do Fator de Disponibilidade

Fator de Disponibilidade		
F_DISP_{p,m}	Descrição	Fator de Disponibilidade para ajuste de Garantia Física parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Índice de Disponibilidade Verificado		
ID_{p,m}	Descrição	Indicador de Disponibilidade em função dos índices de disponibilidades de referência da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Índice de Referência de Disponibilidade		
ID_REF_{p,m}	Descrição	Índice de Referência de Disponibilidade por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3.2. Anexo II – Cálculo das Perdas Internas e Perdas da Rede Compartilhada de Usinas

Objetivo:

Determinar as perdas internas associadas à operação das usinas e as perdas referentes à Rede Compartilhada para cada usina.

Contexto:

As perdas internas são utilizadas para ajustar valores definidos na barra de saída do gerador. Um desses valores é a Garantia Física, utilizada como lastro de energia, para comercialização tanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL) quanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Como a Garantia Física é determinada conforme uma estimativa de geração de longo prazo faz-se necessário determinar um fator que representa a perda interna média associada à sua natureza da operação.

Além da Garantia Física, outros valores precisam ser ajustados conforme a perda interna instantânea apurada, ou seja, a perda interna verificada em cada período de comercialização.

O cálculo das perdas da Rede Compartilhada é necessário caso a Garantia Física das usinas, estabelecidas em ato regulatório, estejam definidas nos Pontos de Medição Individual – PMI das usinas. Para que todas as usinas tenham o mesmo tratamento, as usinas com Garantia Física vinculado ao PMI deverão possuir um ajuste específico.

A [Figura 15](#) situa o anexo referente ao cálculo das perdas internas de usinas em relação ao módulo completo.

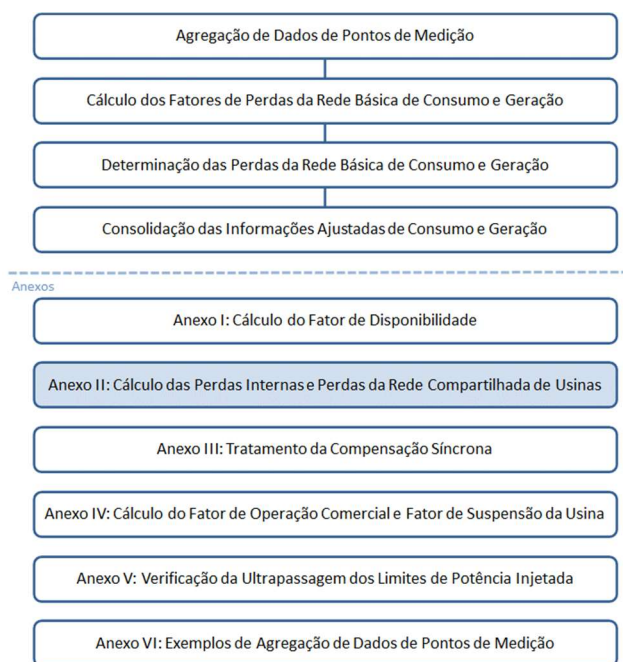


Figura 15: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

3.2.1. Detalhamento do Processo de Cálculo das Perdas Internas de Usinas

O cálculo das perdas internas de usinas é composto pelos seguintes processos:

- Cálculo das Perdas Internas Instantâneas das Usinas

- Cálculo das Perdas Internas Médias de Usinas, com o objetivo de ajustar suas Garantias Físicas em função das perdas elétricas encontradas

Os processos de cálculo das perdas internas de usinas são compostos pelos seguintes comandos e expressões:

- **Cálculo das Perdas Internas Instantâneas das Usinas**

- 36 A Perda Interna Medida é determinada para as usinas que tenham medidores tanto no ponto de conexão (medição líquida) quanto na saída das unidades geradoras (medição bruta), independentemente da modalidade de despacho. Sua apuração ocorre nos períodos de comercialização em que a usina apresente ao menos uma unidade geradora em operação comercial e seu cálculo é obtido pela diferença apurada entre as informações de geração bruta e a medição líquida (na conexão). Dessa forma a Perda Interna Medida da Usina é dada pela seguinte expressão:

$$PDI_MED_{p,j} = \max\left(0; \left(\max(0, MBU_{p,j}) - (MED_G_{p,j} - MED_CG_{p,j} * F_COMERCIAL_{p,j})\right)\right)$$

Onde:

$PDI_MED_{p,j}$ é a Perda Interna Medida da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$MBU_{p,j}$ é a Medição Bruta em Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$MED_G_{p,j}$ é a Medição de Geração Não Ajustada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED_CG_{p,j}$ é a Medição de Consumo da Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$F_COMERCIAL_{p,j}$ é o Fator de Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

Importante:

A aplicação do acrônimo $F_COMERCIAL_{p,j}$ no $MED_CG_{p,j}$, tem o intuito de se considerar somente os valores de $MED_CG_{p,j}$ das unidades geradoras que se encontram em operação comercial. Não é necessário aplicar o acrônimo $F_COMERCIAL_{p,j}$ no $MED_G_{p,j}$, pois esse acrônimo já considera valores somente das unidades geradoras em operação comercial.

- 37 O Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas, utilizado para cálculo da energia livre das perdas internas, é determinado da seguinte forma:

- 37.1 Para cada período de comercialização em que **houve medição** de geração ($MED_G_{p,j} > 0$), das usinas que tenham medidores tanto no ponto de conexão (medição líquida) quanto na saída das unidades geradoras (medição bruta), independentemente da modalidade de despacho, o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas é determinado pela relação entre a medição bruta, descontada das perdas internas instantâneas apuradas e a medição bruta integral, dado pela seguinte expressão:

$$F_PDI_{p,j} = \frac{\max\left(0; (MBU_{p,j} - PDI_MED_{p,j})\right)}{MBU_{p,j}}$$

Onde:

$F_PDI_{p,j}$ é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MBU_{p,j}$ é a Medição Bruta em Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PDI_MED_{p,j}$ é a Perda Interna Medida da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

- 37.2 Para cada período de comercialização em que **não houve medição** de geração ($MED_G_{p,j} = 0$), das usinas que tenham medidores tanto no ponto de conexão (medição líquida) quanto na saída das unidades geradoras (medição bruta), independentemente da modalidade de despacho e para as **demais usinas que não possuem medição bruta**, o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas é determinado pelo complementar aritmético do Percentual de Consumo Interno, informado pelo agente, dado pela seguinte expressão:

$$F_PDI_{p,j} = (1 - PPI_p)$$

Onde:

$F_PDI_{p,j}$ é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

PPI_p é o Percentual de Perda Interna Total da parcela de usina “p”

▪ **Cálculo das Perdas Internas Média das Usinas**

38 O Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas é determinado, no mês de Agosto para vigor durante o ano subsequente, de formas distintas em função das características da usina.

38.1 O Fator de Ajuste da Garantia Física para as usinas que tenham sua Garantia Física publicada definida na conexão ou no PMI é isento da aplicação das perdas internas, já que é considerada a geração líquida na determinação da Garantia Física. Para as demais usinas, o Fator de Ajuste da Garantia Física difere para: (i) usinas termelétricas programadas com CVU; (ii) usinas que tenham medidores tanto no ponto de conexão (medição líquida) quanto na saída das unidades geradoras (medição bruta), independentemente da modalidade de despacho; e (iii) usinas que não possuem medição bruta; conforme expressão abaixo:

Se a parcela de usina “p” tem sua Garantia Física publicada calculada na conexão ou no PMI:

$$F_PDI_GF_{p,f} = 1$$

Caso contrário:

$$F_PDI_GF_{p,f} = F_PDI_GF_PRE_{p,f}$$

Onde:

$F_PDI_GF_{p,f}$ é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$F_PDI_GF_PRE_{p,f}$ é o Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

Importante:

Caso a Garantia Física da usina seja republicada e haja alteração da definição do ponto de cálculo (na conexão ou na barra da usina), o fator de ajuste será recalculado e aplicado a partir da data de vigência publicada em ato regulatório.

As Usinas que têm o cálculo de sua Garantia Física revisada e com alteração da definição da barra do gerador para o ponto de conexão são isentas da aplicação das perdas internas, com a utilização do $F_PDI_GF_{p,f}=1$, a partir da data de publicação da revisão.

Na contabilização do mês de agosto, momento onde é calculado o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas, caso a usina não apresente ao menos uma unidade geradora em operação comercial, o $F_PDI_GF_{p,f}$ para essas usinas será determinado da forma abaixo:

Usinas enquadradas na condicional onde há necessidade do cálculo do fator $F_PDI_GF_PRE$:

$$F_PDI_GF_{p,f} = 1 - PPIM_{p,f}$$

Demais Usinas:

$$F_PDI_GF_{p,f} = 1$$

38.2 Para as usinas que tenham: (i) sua Garantia Física republicada com vigência inicial no transcorrer do mês; ou (ii) o Percentual da Perda Interna Média para Abatimento da Garantia Física republicado com vigência inicial no transcorrer do mês; ou (iii) o ponto de cálculo (na conexão ou na barra da usina) redefinido com vigência inicial no

transcorrer do mês, o Fator de Ajuste da Garantia Física em função das perdas internas será recalculado ponderando para o mês em que ocorrer tais situações. Para o restante do ano, será mantido o valor já calculado. Para as condições (i), (ii) ou (iii) o Fator de Ajuste da Garantia Física será determinado pela expressão seguinte:

$$F_{PDI_GF_{p,f}} = \frac{(F_{PDI_GF_ANT_{p,f}} * GFANT_p * HORAS_GFANT_{p,m}) + (F_{PDI_GF_{p,f}} * GF_p * HORAS_GF_{p,m})}{(GFANT_p * HORAS_GFANT_{p,m}) + (GF_p * HORAS_GF_{p,m})}$$

Onde:

$F_{PDI_GF_{p,f}}$ é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$F_{PDI_GF_ANT_{p,f}}$ é o Fator de Ajuste da Garantia Física Anterior em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$GFANT_p$ é a Garantia Física da parcela de usina “p”, anterior ao aumento ou redução de Garantia Física

GF_p é a Garantia Física da parcela de usina “p”

$HORAS_GFANT_{p,m}$ é a Quantidade de horas anterior ao aumento ou redução da Garantia Física da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$HORAS_GF_{p,m}$ é a Quantidade de horas a partir do aumento ou redução da Garantia Física da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

- 38.3 O Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas, para as usinas termelétricas programadas com CVU, é determinado pelo complementar aritmético da relação entre (a) a soma da perda interna medida dos últimos 60 meses e (b) a soma da disponibilidade verificada das unidades geradoras nos últimos 60 meses, conforme expressão abaixo: [PDI]

$$F_{PDI_GF_PRE_{p,f}} = 1 - \frac{\sum_{60} (\sum_{j \in m} PDI_MED_{p,j} + ADDC_PDI_MED_M_{p,m})}{\sum_{60m} (\sum_{j \in m} \sum_{i \in p} DV_{i,j} + ADDC_PDI_M_{p,m})}$$

$\forall m = agosto$

Onde:

$F_{PDI_GF_PRE_{p,f}}$ é o Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$PDI_MED_{p,j}$ é a Perda Interna Medida da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DV_{i,j}$ é a Disponibilidade Verificada da Unidade Geradora associada ao ponto de medição “i”, da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$ADDC_PDI_MED_M_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do PDI_MED da parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”

$ADDC_PDI_M_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo de perdas internas para a parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”, com efeito no DV da usina

“60M” é o conjunto dos últimos 60 meses de apuração anteriores ao mês de apuração “m”

Importante:

Os períodos de comercialização a serem considerados nos somatórios de sessenta meses da Perda Interna Medida ($PDI_MED_{p,j}$) e Disponibilidade Verificada ($DV_{i,j}$) devem apresentar ao menos uma unidade geradora em operação comercial.

Caso não se disponha de todos os valores do histórico de 60 (sessenta) meses da usina, contados a partir de janeiro de 2010, os mesmos serão completados com o Percentual da Perda Interna Média para Abatimento da Garantia Física ($PPIM_{p,t}$), informado pelo Agente.

- 38.4 O Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas, para as usinas que tenham medidores tanto no ponto de conexão (medição líquida) quanto na saída das unidades geradoras (medição bruta), independentemente da modalidade de despacho, com exceção das usinas termoeletricas programadas com CVU, é determinado pelo complementar aritmético da relação entre (a) a soma da perda interna medida dos últimos 60 meses e (b) a soma da medição bruta em operação comercial nos últimos 60 meses, conforme expressão abaixo:

$$F_{PDI_GF_PRE_{p,f}} = 1 - \frac{\sum_{60m} (\sum_{j \in m} PDI_MED_{p,j} + ADDC_PDI_MED_M_{p,m})}{\sum_{60m} (\sum_{j \in m} \max(0, MBU_{p,j}) + ADDC_PDI_M_{p,m})}$$

$$\forall m = agosto$$

Onde:

$F_{PDI_GF_PRE_{p,f}}$ é o Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$PDI_MED_{p,j}$ é a Perda Interna Medida da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$MBU_{p,j}$ é a Medição Bruta em Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$ADDC_PDI_MED_M_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do PDI_MED da parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”

$ADDC_PDI_M_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo de perdas internas para a parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”, com efeito no MBU_Mensal

“60M” é o conjunto dos últimos 60 meses de apuração anteriores ao mês de apuração “m”

Importante:

Os períodos de comercialização a serem considerados nos somatórios de sessenta meses da Perda Interna Medida ($PDI_MED_{p,j}$) e Medição Bruta ($MBU_{p,j}$) devem apresentar ao menos uma unidade geradora em operação comercial.

Caso não se disponha de todos os valores do histórico de 60 (sessenta) meses da usina, contados a partir de janeiro de 2010, os mesmos serão completados com o Percentual da Perda Interna Média para Abatimento da Garantia Física ($PPIM_{p,f}$), informado pelo Agente.

- 38.5 Para as usinas sem medidores na saída das unidades geradoras (medição bruta), independentemente da modalidade de despacho, o Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas é determinado com base no percentual da perda média definido pelo agente, já que sua Garantia Física é definida na barra de saída do gerador e não é possível calcular sua perda interna, uma vez que essas usinas não têm a obrigação de ter a medição na saída da unidade geradora. Desta forma o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas é determinado conforme a seguinte expressão:

$$F_{PDI_GF_PRE_{p,f}} = 1 - PPIM_{p,f}$$

$$\forall m = agosto$$

Onde:

$F_{PDI_GF_PRE_{p,f}}$ é o Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$PPIM_{p,f}$ é o Percentual da Perda Interna Média para Abatimento da Garantia Física da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

3.2.2. Detalhamento do Processo de Cálculo das Perdas da Rede Compartilhada de Usinas

O cálculo das perdas da Rede Compartilhada tem como objetivo determinar um Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada, por período de comercialização, para usinas cuja Garantia Física publicada foi definida no Ponto de Medição Individual – PMI.

Os processos de cálculo das perdas de Rede Compartilhada são compostos pelos seguintes comandos e expressões:

▪ **Cálculo das Perdas da Rede Compartilhada das Usinas**

- 39 Para usinas cuja Garantia Física publicada foi definida no Ponto de Medição Individual – PMI, é calculado um Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada. Para as usinas que não estejam gerando em um determinado período de comercialização, ou não tenham sua Garantia Física definida no PMI, o fator é fixado em um. Para os demais períodos de comercialização, o Fator é determinado pela expressão seguinte:

Se $\sum_{i \in p} M1_{G_{i,j}} = 0$ ou se a parcela de usina “p” NÃO tiver sua Garantia Física publicada calculada no PMI:

$$F_PRC_GF_{p,j} = 1$$

Caso contrário:

$$F_PRC_GF_{p,j} = \min \left(1; \frac{\sum_{j \in 12MA} \left((\sum_{i \in p} M1_{G_{i,j}}) * (1 - F_TESTE_{p,j}) + ADDC_M1_{G_{i,j}} \right)}{\sum_{j \in 12MA} \left((\sum_{i \in p} M0_{G_{i,j}}) * (1 - F_TESTE_{p,j}) + ADDC_M0_{G_{i,j}} \right)} \right)$$

Onde:

$F_PRC_GF_{p,j}$ é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$M1_{G_{i,j}}$ é a Medição Ajustada associada ao canal G do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$F_TESTE_{p,j}$ é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$ADDC_M1_{G_{i,j}}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAJ, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do $M1_G$ do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$M0_{G_{i,j}}$ é a Medição Integralizada do canal G do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$ADDC_M0_{G_{i,j}}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAJ, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do $M0_G$ do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

“12MA” é o conjunto de 12 meses que compreende o mês de apuração “m” e os 11 meses que o antecedem (“m-11” a “m”)

Importante:

O número de horas utilizado no cálculo deve ser crescente até se completar o histórico de 12 meses. Por exemplo, se no primeiro cálculo a usina contar com somente uma hora no histórico, deve-se utilizar somente o dado desta hora, na segunda hora, utiliza-se somente os dados das duas horas e assim até se completar o histórico de doze meses.

3.2.3. Dados de Entrada do Processo de Cálculo das Perdas Internas de Usinas

ADDC_M0_G_{i,j}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do ponto de medição M0_G	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do M0_G do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
ADDC_M1_G_{i,j}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do ponto de medição M1_G	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do M1_G do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
ADDC_PDI_M_{p,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD com efeito no cálculo de perdas internas	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD com efeito no cálculo de perdas internas para a parcela de usina "p", no mês de Apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
ADDC_PDI_MED_M_{p,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD com efeito no cálculo do PDI_MED	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD com efeito no cálculo do PDI_MED da parcela de usina "p", no mês de Apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
DV_{i,j}	Disponibilidade Verificada da Unidade Geradora	
	Descrição	Quantidade final de energia que uma unidade geradora associada a uma parcela de usina "p", é tecnicamente capaz de produzir em um período de comercialização "j", quando da realização do despacho da usina não hidráulica pelo ONS
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
F_PDI_GF_ANT_{p,f}	Fator de Ajuste da Garantia Física Anterior em função da Média das Perdas Internas	
	Descrição	Fator de Ajuste da Garantia Física Anterior em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Fator de Teste		
F_TESTE_{p,j}	Descrição	Fator de Teste associado à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Anexo VI – Exemplos de Agregação de Dados de Pontos de Medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Garantia Física		
GF_p	Descrição	Garantia Física definida para a parcela da usina "p" conforme ato regulatório específico.
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	MME/EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Garantia Física anterior ao aumento ou redução de Garantia Física		
GFANT_p	Descrição	Garantia Física da parcela de usina "p", anterior ao aumento ou redução de Garantia Física
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade de horas a partir do aumento ou redução da Garantia Física		
HORAS_GF_{p,m}	Descrição	Quantidade de horas a partir do aumento ou redução da Garantia Física da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	Horas
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade de horas anterior ao aumento ou redução da Garantia Física		
HORAS_GFANT_{p,m}	Descrição	Quantidade de horas anterior ao aumento ou redução da Garantia Física da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	Horas
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição Bruta da Usina em Operação Comercial		
MBU_{p,j}	Descrição	Informação medida de geração bruta da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada		
MED_CG_{p,j}	Descrição	Informação medida de consumo da geração, agregada por parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada		
MED_G_{p,j}	Descrição	Informação medida de geração não ajustada, agregada por parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Ajuste na Agregação de Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição Integralizada do canal G do ponto de medição		
MO_G_{i,j}	Descrição	Apresenta as informações medidas de geração de cada ponto de medição "i", por período de comercialização "j" não ajustadas
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Física (Integralização Horária dos Dados Medidos)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição Ajustada do canal G do ponto de medição		
M1_G_{i,j}	Descrição	Apresenta as informações medidas de geração do ponto de medição "i", por período de comercialização "j", ajustadas pelas perdas nas Redes Compartilhadas, se aplicável
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Física (Perdas por Rede compartilhada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Percentual da Perda Interna Média para Abatimento da Garantia Física		
PPIM_{p,f}	Descrição	Relação entre a expectativa média anual de perdas e a capacidade total instalada das usinas. A expectativa média de perdas refere-se ao consumo relacionado aos serviços auxiliares da usina e as perdas de rede exclusiva quando a usina estiver gerando, com base em um horizonte de 60 meses
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Percentual de Perda Interna Total da Usina		
PPI_p	Descrição	Relação entre o montante de perdas aferidos quando a usina atingir sua plena capacidade de produção, e a capacidade total instalada. O montante de perdas refere-se à diferença entre a medição da geração realizada na barra das Unidades Geradoras e a medição no ponto de conexão, ou seja, considerando as perdas de rede exclusiva e o consumo relacionado aos serviços auxiliares da usina
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3.2.4. Dados de Saída do Processo de Cálculo das Perdas Internas de Usinas

Fator de Abatimento das Perdas Internas		
F_PDI_{p,j}	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Ajuste da Garantia Física em Função da Média das Perdas Internas		
F_PDI_GF_{p,f}	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da Garantia Física da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Ajuste da Garantia Física em Função das Perdas da Rede Compartilhada		
F_PRC_GF_{p,j}	Descrição	Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Perda Interna Medida		
PDI_MED_{p,j}	Descrição	Perda Interna Medida da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3.3. Anexo III – Tratamento da Compensação Síncrona

Objetivo:

Apurar o volume de serviços ancilares de compensação síncrona prestados pelos geradores quando colocam suas unidades geradoras em operação como compensador síncrono para controle da tensão da rede.

Contexto:

Os encargos por compensação síncrona foram estabelecidos por meio de regulamentação específica. Sua apuração é necessária para determinar o ressarcimento a ser realizado ao agente de geração pelos custos incorridos na operação de suas unidades geradoras como compensador síncrono por solicitação do Operador Nacional do Sistema (ONS).

A etapa de tratamento da compensação síncrona em relação ao módulo de Medição Contábil, representada pela [Figura 16](#), é responsável por identificar as medições de consumo e geração associadas à geração bruta das unidades geradoras das usinas cadastradas na CCEE que devem receber tratamento por prestação de serviços ancilares de compensação síncrona, desde que devidamente autorizado pelo ONS:

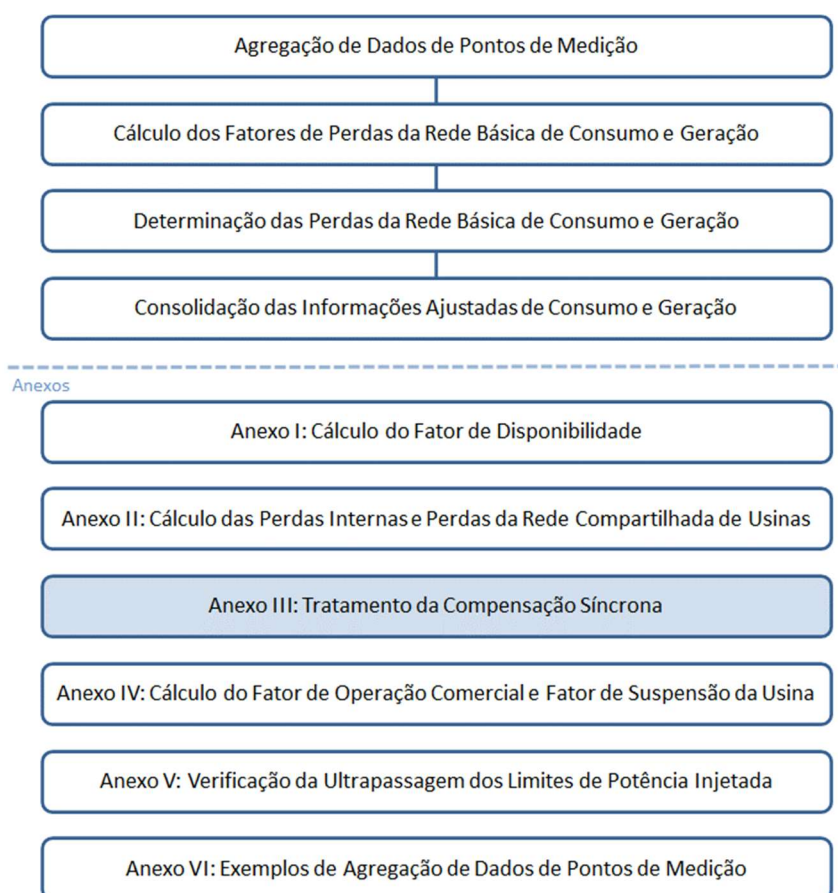


Figura 16: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

3.3.1. Detalhamento do Tratamento da Compensação Síncrona

Os processos de cálculos referentes ao tratamento da compensação síncrona prestada pelas usinas são compostos pelos seguintes comandos e expressões:

- 40 A Medição Bruta Líquida corresponde à diferença entre os volumes medidos de geração e consumo associados aos pontos de medição de geração bruta, "i", de unidades geradoras de usinas, por período de coleta (5 minutos). A Medição Bruta Líquida é a base para cálculo da compensação síncrona, dada pela expressão:

$$MBU_{Z_{i,z}} = \left(\frac{SCDE_{G_{i,z}} - SCDE_{C_{i,z}}}{1000} \right)$$

Onde:

$MBU_{Z_{i,z}}$ é a Medição Bruta Líquida do ponto de medição de geração bruta "i", por período de coleta "z"

$SCDE_{G_{i,z}}$ é a Informação Coletada do canal G do ponto de medição de geração bruta "i", por período de coleta "z"

$SCDE_{C_{i,z}}$ é a Informação Coletada do canal C do ponto de medição de geração bruta "i", por período de coleta "z"

- 41 A Medição Bruta Líquida de Compensação Síncrona é definida com base na Medição Bruta Líquida verificada associada ao ponto de medição de geração bruta, "i", para unidades geradoras devidamente autorizadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para prestação desse tipo de serviço ancilar, conforme expressão a seguir:

Se unidade geradora associada ao ponto de medição de geração bruta "i", estiver prestando serviços ancilares de compensação síncrona, no período de coleta "z":

$$MBU_{CS_{i,z}} = \max(0, -MBU_{Z_{i,z}})$$

Caso contrário:

$$MBU_{CS_{i,z}} = 0$$

Onde:

$MBU_{CS_{i,z}}$ é a Medição Bruta Líquida de Compensação Síncrona do ponto de medição de geração bruta "i", por período de coleta "z"

$MBU_{Z_{i,z}}$ é a Medição Bruta Líquida do ponto de medição de geração bruta "i", por período de coleta "z"

- 42 O Consumo para Compensação Síncrona é consolidado no período de comercialização para usinas que possuem unidades geradoras autorizadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para prestação desse tipo de serviço ancilar, de acordo com a expressão a seguir:

$$CCS_{p,j} = \sum_{i \in PSA} \sum_{z \in j} MBU_{CS_{i,z}}$$

Onde:

$CCS_{p,j}$ é o Consumo para Compensação Síncrona da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

$MBU_{CS_{i,z}}$ é a Medição Bruta Líquida de Compensação Síncrona do ponto de medição "i", por período de coleta "z"

"PSA" é o conjunto de pontos de medição de geração bruta "i", associados à parcela de usina "p", habilitados para prestação de serviços ancilares de compensação síncrona

Importante:

1. O cálculo referente ao Consumo para Compensação Síncrona integraliza os Períodos de Coleta, de cinco em cinco minutos, em base horária, apenas dos períodos em que houve despacho do ONS.
2. O Consumo para Compensação Síncrona é apurado por meio da medição bruta de cada unidade geradora que compõe a usina e que prestou serviço ancilar.
3. O cálculo da Medição Bruta Líquida (MBU) é realizado com base nas diferenças apuradas entre os canais G e C do ponto de medição bruta. Para o cálculo do Consumo para Compensação Síncrona são utilizados apenas os valores líquidos de consumo apurados, portanto, é feito um filtro ($\max(0; -MBU_{Z_{i,z}})$) para considerar o valor desejado.

Representação Gráfica:

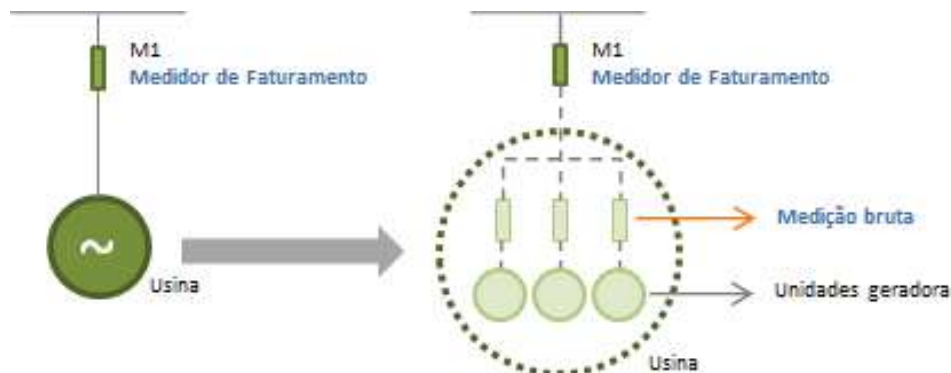


Figura 17: Exemplo de representação dos pontos de medição de faturamento e de geração bruta

- 43 A Medição Bruta de Energia Reativa (MRU) de Compensação Síncrona é definida em MVar.h para cada unidade geradora associada ao ponto de medição de geração bruta, “i”, que esteja prestando serviços ancilares de compensação síncrona. Como a unidade geradora que está prestando o serviço ancilar de compensação síncrona pode operar fornecendo ou absorvendo reativos, ambos são considerados no ressarcimento a ser feito ao agente que prestou este serviço. Desta forma, a Medição Bruta Reativa de Compensação Síncrona é dada pela seguinte expressão:

Se $MBU_CS_{i,z} > 0$, então:

$$MRU_CS_{i,z} = \left(\frac{MRU_G_{i,z} + MRU_C_{i,z}}{1000} \right)$$

Caso contrário:

$$MRU_CS_{i,z} = 0$$

Onde:

$MRU_CS_{i,z}$ é a Medição Bruta Reativa de Compensação Síncrona do ponto de medição “i”, por período de coleta “z”

$MBU_CS_{i,z}$ é a Medição Bruta Líquida de Compensação Síncrona do ponto de medição “i”, por período de coleta “z”

$MRU_C_{i,z}$ é a Medição Bruta Reativa Coletada do canal C do ponto de medição bruta “i”, no período de coleta “z”

$MRU_G_{i,z}$ é a Medição Bruta Reativa Coletada do canal G do ponto de medição bruta “i”, no período de coleta “z”

- 44 A Medição de Energia Reativa (MER) Associada à Compensação Síncrona é consolidada por período de comercialização para usinas autorizadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para prestação desse tipo de serviço. A informação é obtida por unidade geradora, associada ao ponto de medição de geração bruta, “i”, e agrupada por usina, de acordo com a expressão a seguir:

$$MER_CS_{p,j} = \sum_{i \in PSA} \sum_{z \in j} MRU_CS_{i,z}$$

Onde:

$MER_CS_{p,j}$ é a Medição de Energia Reativa Associada à Compensação Síncrona, do ponto de medição “i”, por período de coleta “z”

$MRU_CS_{i,z}$ é a Medição Bruta Reativa de Compensação Síncrona do ponto de medição “i”, por período de coleta “z”

“PSA” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, associados à parcela de usina “p”, habilitados para prestação de serviços ancilares de compensação síncrona

3.3.2. Dados de Entrada do Tratamento da Compensação Síncrona

Medição Bruta Reativa Coletada do canal G do ponto de medição bruta		
MRU_G_{i,z}	Descrição	Apresenta a medição do canal G coletada pelo SCDE de energia reativa por período de coleta "z", de cada medidor "i" (principal ou retaguarda) instalado na barra da unidade geradora de uma usina cadastrada pela CCEE
	Unidade	kVArh
	Fornecedor	SCDE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Medição Bruta Reativa Coletada do canal C do ponto de medição bruta		
MRU_C_{i,z}	Descrição	Apresenta a medição do canal C coletada pelo SCDE de energia reativa por período de coleta "z", de cada medidor "i" (principal ou retaguarda) instalado no barramento da unidade geradora de uma usina cadastrada pela CCEE
	Unidade	kVArh
	Fornecedor	SCDE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Informação Coletada do canal C do ponto de medição		
SCDE_C_{i,z}	Descrição	Apresenta a medição de energia ativa no canal C, coletada pelo SCDE, por período de coleta "z", de cada ponto de medição "i" principal/retaguarda cadastrado pela CCEE
	Unidade	kWh
	Fornecedor	SCDE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Informação Coletada do canal G do ponto de medição		
SCDE_G_{i,z}	Descrição	Apresenta a medição de energia ativa no canal G, coletada pelo SCDE, por período de coleta "z", de cada ponto de medição "i" principal/retaguarda cadastrado pela CCEE
	Unidade	kWh
	Fornecedor	SCDE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3.3.3. Dados de Saída do Tratamento da Compensação Síncrona

Consumo para Compensação Síncrona		
CCS_{p,j}	Descrição	Parcela de consumo associado a uma parcela de usina "p", por período de comercialização "j" destinado à prestação de serviços ancilares de compensação síncrona. O consumo para compensação síncrona é revertido como geração de uma usina pelo sistema
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Energia Reativa Associada à Compensação Síncrona		
MER_CS_{p,j}	Descrição	Parcela de energia reativa da usina "p" associada à prestação de serviços ancilares por compensação síncrona, por período de comercialização "j". O ressarcimento em si é calculado no Módulo de Regras relativo aos Encargos
	Unidade	MVArh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3.4. Anexo IV – Cálculo do Fator de Operação Comercial e do Fator de Suspensão da Usina

Objetivo:

Apurar o fator de proporcionalidade de unidades geradoras em operação comercial e o fator de proporcionalidade de unidades suspensas da usina.

Contexto:

Para se calcular a garantia física média, a geração história verificada e a garantia física apurada de uma usina, é necessário saber se a usina, se for hidráulica, está motorizada ou submotorizada, para então encontrar o percentual da usina que se encontra em operação comercial, bem como o percentual que reflete eventual suspensão de unidades geradoras da usina.

A Figura 18 apresenta a etapa de cálculo do Fator de Operação Comercial e do Fator de Suspensão da Usina no contexto do Módulo de Regras “Medição Contábil”. Esta etapa é responsável por identificar a proporção da usina que se encontra em operação comercial e a eventual proporção da usina que está suspensa.

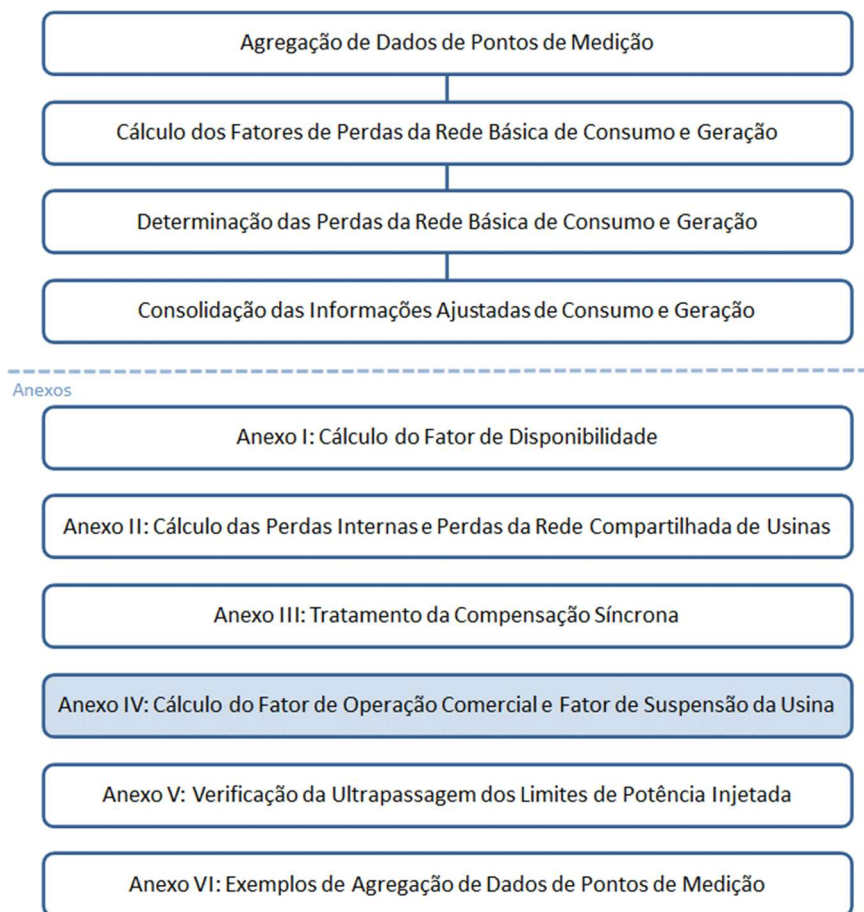


Figura 18: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

3.4.1. Determinação da fase de motorização da usina

45 A sinalização de fase de motorização de usina hidráulica é determinada de acordo com os seguintes comandos:

- 45.1 Se, no período de comercialização do mês de apuração, o número de unidades geradoras em operação comercial de uma usina é superior ou igual ao número mínimo, definido pela ANEEL, de unidades geradoras necessárias para atender sua garantia física total (ou o número de unidades base), a usina é considerada motorizada. Ou seja:

Se:

$$TOGU_{p,j} \geq NUB_p$$

Então:

$$MOT_{F_{p,j}} = 0$$

Onde:

$TOGU_{p,j}$ é o Total de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

NUB_p é o Número de Unidades Base da parcela de usina “p”

$MOT_{F_{p,j}}$ é o sinalizador de fase de motorização de uma parcela de usina “p”, no período de comercialização “j” sendo:

$MOT_{F_{p,j}} = 0$ para a usina motorizada, e

$MOT_{F_{p,j}} = 1$ para a usina submotorizada

- 45.2 Caso no período de comercialização do mês de apuração a usina não possua o número mínimo de unidades geradoras em operação comercial, definido pela ANEEL, como a quantidade mínima de unidades geradoras necessárias para atender sua garantia física total, a usina é considerada em fase de motorização ou “submotorizada”. Dessa forma:

Se:

$$TOGU_{p,j} < NUB_p$$

Então:

$$MOT_{F_{p,j}} = 1$$

Onde:

$TOGU_{p,j}$ é o Total de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

NUB_p é o Número de Unidades Base da parcela de usina “p”

$MOT_{F_{p,j}}$ é o sinalizador de fase de motorização de uma parcela de usina “p”, no período de comercialização “j” sendo:

$MOT_{F_{p,j}} = 0$ para a usina motorizada, e

$MOT_{F_{p,j}} = 1$ para a usina submotorizada

Importante:

A motorização de uma usina é um processo que ocorre durante a fase de instalação inicial do empreendimento. Após a usina estar motorizada, o retorno à submotorização não ocorrerá de forma automática ($MOT_{F_{p,j}} = 1$).

3.4.2. Cálculo do Fator de Operação Comercial e do Fator de Suspensão da Usina

O fator de operação comercial associado à garantia física é o indicador da capacidade da usina que se encontra em operação comercial, sendo utilizado para a determinação da garantia física apurada. Em eventuais situações nas quais existam unidades geradoras em teste ou suspensas, o fator irá efetuar o ajuste da garantia física da usina.

Antes de entrar em operação comercial, as unidades geradoras de uma usina passam por um período de testes no qual a energia produzida é liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP).

Ao término desse período, a geração comercial, como é chamada a energia gerada pelas unidades em operação comercial, pode ser comercializada no âmbito da CCEE e é considerada para atender aos contratos de venda ou às cargas do agente na CCEE.

Em função da produção total de uma usina e de suas características sistêmicas, o volume da geração comercial é utilizado para o atendimento das obrigações comerciais, e o volume da geração de teste é obrigatoriamente liquidada no MCP.

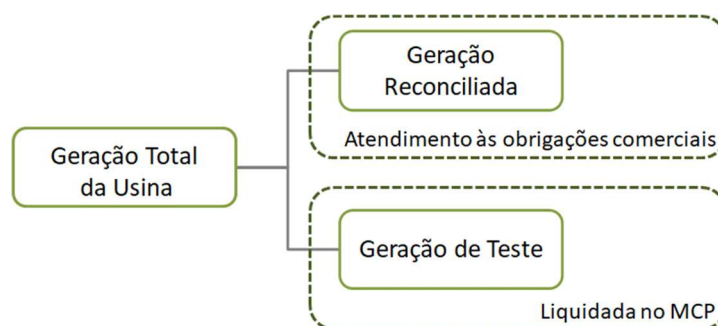


Figura 19: Determinação das quantidades de geração comercial e de teste

Importante:

A data de entrada em operação comercial da usina será a data de entrada em operação comercial da primeira unidade geradora.

Fator de Operação Comercial

Os fatores de operação comercial são os indicadores da capacidade da usina que se encontra em operação comercial, sendo utilizado para apuração de obrigação de entrega no MCP e seu respectivo pagamento na Receita de Venda.

Os cálculos referentes ao Fator de Operação Comercial são compostos pelos seguintes comandos e expressões:

- 46 Para as usinas hidráulicas em fase de motorização o cálculo do Fator de Operação Comercial é determinado pelos seguintes comandos:
- 46.1 Para usinas cujo contrato de concessão ou o ato regulatório contenha informações referentes à Garantia Física de Motorização, o cálculo do Fator de Operação Comercial é obtido pela relação entre: (a) Garantia Física de Motorização das unidades geradoras em operação comercial e (b) Garantia Física da usina:

$$F_COMERCIAL_{p,j} = \max\left(0; \frac{GFIS_MOT_{p,n}}{GF_p}\right)$$

Onde:

$F_COMERCIAL_{p,j}$ é o Fator de Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$GFIS_MOT_{p,n}$ é a Garantia Física de Motorização da parcela de usina “p”, referente às “n” unidades geradoras em operação comercial

GF_p é a Garantia Física da parcela de usina “p”

- 46.2 Para as usinas cujo contrato de concessão ou o ato regulatório não contenha informações referentes à Garantia Física de Motorização, o cálculo do Fator de Operação Comercial é obtido pela relação entre: (a) a capacidade das unidades geradoras em operação comercial da usina e (b) a sua capacidade total, conforme a seguinte expressão:

$$F_COMERCIAL_{p,j} = \min \left(1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}}{CAP_T_p} \right)$$

Onde:

$F_COMERCIAL_{p,j}$ é o Fator de Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$ é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

CAP_T_p é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina “p”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

- 47 Para as usinas hidráulicas motorizadas o cálculo do Fator de Operação Comercial é determinado pelos seguintes comandos:

Se:

$$TOGU_{p,j} < NUB_p$$

Então:

$$F_COMERCIAL_{p,j} = \min \left(1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}}{CAP_T_p} \right)$$

Caso contrário:

$$F_COMERCIAL_{p,j} = 1$$

Onde:

$TOGU_{p,j}$ é o Total de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

NUB_p é o Número de Unidades Base da parcela de usina “p”

$F_COMERCIAL_{p,j}$ é o Fator de Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$ é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

CAP_T_p é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina “p”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

- 48 Para as usinas não hidráulicas, o cálculo do Fator de Operação Comercial é determinado pela aplicação da relação entre: (a) a capacidade das unidades geradoras em operação comercial da usina e (b) a sua capacidade total, conforme a seguinte expressão:

$$F_COMERCIAL_{p,j} = \min \left(1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}}{CAP_T_p} \right)$$

Onde:

$F_COMERCIAL_{p,j}$ é o Fator de Operação Comercial associado à Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$ é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

CAP_T_p é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina “p”

Fator de Suspensão

O Fator de Suspensão da usina é o indicador da garantia física ou capacidade da usina que se encontra suspensa por comando do regulador. Em situações nas quais existam unidades geradoras em suspensão, o fator irá efetuar o ajuste da garantia física da usina em fase de motorização. O fator de suspensão é apurado conforme as seguintes expressões:

49 Para as usinas hidráulicas em fase de motorização o cálculo do Fator de Suspensão da usina é determinado pelos seguintes comandos:

49.1 Para usinas cujo contrato de concessão ou o ato regulatório contenha informações referentes à Garantia Física de Motorização, o cálculo do Fator de Suspensão da usina é obtido pela relação entre: (a) Garantia Física de Motorização das unidades geradoras suspensas e (b) Garantia Física das unidades geradoras em operação comercial mais a garantia física das unidades suspensas:

$$F_SUSPENZA_{p,j} = \frac{GFIS_MOT_UG_{p,j}}{GFIS_MOT_{p,n+1}}$$

Onde:

$F_SUSPENZA_{p,j}$ é o Fator de Suspensão da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$GFIS_MOT_UG_{p,j}$ é a Garantia Física de Motorização do conjunto de Unidades Geradoras suspensas da parcela de usina “p”, no instante de comercialização “j”

$GFIS_MOT_{p,n+1}$ é a Garantia Física de Motorização da parcela de usina “p”, referente às “n” unidades geradoras em operação comercial mais as unidades geradoras suspensas

Importante:

O acrônimo $GFIS_MOT_UG_{p,j}$ (numerador), é obtido pela diferença entre a Garantia Física de Motorização da usina considerando as unidades geradoras em operação comercial mais as suspensas e a Garantia Física de Motorização considerando somente as unidades geradoras em operação comercial, vide expressão abaixo:

$$GFIS_MOT_UG_{p,j} = GFIS_MOT_{p,n+1} - GFIS_MOT_{p,n}$$

Já no denominador, deve se considerar a Garantia Física de Motorização da usina considerando as unidades geradoras em operação comercial mais as suspensas.

49.2 Para as usinas cujo contrato de concessão ou o ato regulatório não contenha informações referentes à Garantia Física de Motorização, o cálculo do Fator de Suspensão da usina é obtido pela relação entre: (a) a capacidade das unidades geradoras suspensas da usina e (b) a sua capacidade total associada a garantia física, conforme a seguinte expressão:

$$F_SUSPENZA_{p,j} = \min\left(1; \frac{\sum_{i \in UGS} CAP_{i,j}}{CAP_T_p}\right)$$

Onde:

$F_SUSPENZA_{p,j}$ é o Fator de Suspensão da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$ é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

CAP_{T_p} é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina “p”

“UGS” é o conjunto de unidades geradoras suspensas da operação comercial da parcela de usinas “p”

- 50 Para as usinas hidráulicas motorizadas o cálculo do Fator de Suspensão da usina é determinado pelos seguintes comandos:

Se:

$$TOGU_{p,j} < NUB_p$$

Então:

$$F_SUSPENZA_{p,j} = \min\left(1; \frac{\sum_{i \in UGS} CAP_{i,j}}{CAP_{T_p}}\right)$$

Caso contrário:

$$F_SUSPENZA_{p,j} = 0$$

Onde:

$TOGU_{p,j}$ é o Total de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

NUB_p é o Número de Unidades Base da parcela de usina “p”

$F_SUSPENZA_{p,j}$ é o Fator de Suspensão da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$ é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

CAP_{T_p} é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina “p”

“UGS” é o conjunto de unidades geradoras suspensas da operação comercial da parcela de usinas “p”

- 51 Para as usinas não hidráulicas o cálculo do Fator de Suspensão da usina é determinado pela aplicação da relação entre: (a) a capacidade das unidades geradoras suspensas da usina e (b) a sua capacidade total associada a garantia física, conforme a seguinte expressão:

$$F_SUSPENZA_{p,j} = \min\left(1; \frac{\sum_{i \in UGS} CAP_{i,j}}{CAP_{T_p}}\right)$$

Onde:

$F_SUSPENZA_{p,j}$ é o Fator de Suspensão da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$ é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

CAP_{T_p} é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina “p”

“UGS” é o conjunto de unidades geradoras suspensas da operação comercial da parcela de usinas “p”

3.4.3. Dados de Entrada do Cálculo do Fator de Operação Comercial

Capacidade Instalada		
CAP_{ij}	Descrição	Capacidade instalada associada a cada ponto de medição “i”, de unidade geradora associada à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
Capacidade Instalada Total		
CAP_{Tp}	Descrição	Capacidade instalada Total da usina “p”
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
Garantia Física de Motorização		
GFIS_{MOT_{p,n}}	Descrição	Garantia Física Média no período de motorização “n” < NUB _p , da parcela de usina “p”, referente às “n” Unidades Geradoras em operação comercial, informado no ato regulatório
	Unidade	MWh/h
	Fornecedor	MME/ANEEL/EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Garantia Física		
GF_p	Descrição	Garantia Física definida para a parcela da usina “p” conforme ato regulatório específico.
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	MME/EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Número de Unidades Base da Usina		
NUB_p	Descrição	Quantidade mínima de Unidades Geradoras em operação comercial de uma usina hidráulica, para que esta seja capaz de gerar sua Garantia Física total. Para usinas cujo contrato de concessão define o montante da Garantia Física por Unidade Geradora, o valor dessa variável obedece ao estabelecido no ato regulatório. Para usinas cujo contrato de concessão não define o montante da Garantia Física por Unidade Geradora, o valor dessa variável é definido como sendo o total de unidades geradoras da usina
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
Número de Unidades Geradoras em Operação Comercial de uma Usina		
TOGU_{p,j}	Descrição	Número Total de Unidades Geradoras em Operação Comercial de uma parcela de usina hidráulica “p”, em fase de motorização, no período de comercialização “j”. Deverá retratar a entrada em operação comercial de novas unidades
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL

Valores Possíveis Positivos ou Zero

3.4.4. Dados de Saída do Cálculo do Fator de Operação Comercial

Fator de Operação Comercial		
F_COMERCIAL _{p,j}	Descrição	Estabelece a relação entre a capacidade das máquinas em operação comercial de uma parcela de usina “p”, em relação à sua capacidade total no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Suspensão da Usina		
F_SUSPENSA _{p,j}	Descrição	Estabelece a relação entre a capacidade das unidades geradoras suspensas de uma parcela de usina “p”, em relação à sua capacidade total no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Sinalizador de Fase de Motorização da Usina		
MOT_F _{p,j}	Descrição	Informa a condição de submotorização da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”. MOT_F _{p,j} = 1 indica a usina em fase de motorização ou submotorizada. MOT_F _{p,j} = 0 indica que a parcela da usina encontra-se motorizada
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3.5. Anexo V - Verificação da Ultrapassagem dos Limites da Potência Injetada

Objetivo:

Verificar a ocorrência de ultrapassagem dos limites de potência injetada, estabelecidos na legislação, pelas usinas participantes da comercialização de energia incentivada e/ou especial.

Contexto:

O Artigo 26 da Lei nº 9.427/1996 estabelece os mecanismos para o desenvolvimento e a viabilização das fontes solar, eólica, biomassa, cogeração qualificada e pequenas hidráulicas, através da criação de reserva de mercado para venda de energia e de descontos nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão/Distribuição, que incidem tanto nas tarifas de uso das próprias usinas quanto nas tarifas de uso dos consumidores que compraram a energia proveniente de tais fontes.

Os mecanismos para desenvolvimento e a viabilização dessas fontes são válidos, desde que as usinas não ultrapassem determinado porte. Esse limite de tamanho é determinado pela potência injetada das usinas nas redes de transmissão ou de distribuição.

A reserva de mercado é destinada aos empreendimentos tratados no art. 26 da Lei nº 9.427, 1996, e se caracteriza pela obrigação dos consumidores que atendam aos limites dispostos nessa Lei e atuam no Ambiente de Contratação Livre comprarem energia exclusivamente dessas usinas. Esses consumidores são denominados “Consumidores Especiais”. Consequentemente, o tipo de energia que essas usinas vendem para lastrear esses consumidores é denominado “Energia Especial”. Caso a usina ultrapasse a potência injetada, conforme será relatado nos tópicos a seguir, o lastro disponível para venda dessas usinas deixará de ser “Especial” e passará a ser “Não Especial”. Nesse caso, se existir venda para Consumidor Especial, as usinas estão sujeitas à Penalidade por Insuficiência de Lastro, sendo necessária a recomposição do lastro de Energia Especial.

O desconto na Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão/Distribuição é atribuído às usinas de fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, que resultem de leilão de compra de energia realizado a partir de 1º de janeiro de 2016 ou que venham a ser autorizadas a partir dessa data, desde que a potência injetada por essas usinas nas redes de transmissão ou de distribuição não ultrapasse 300 MW, e atribuída às usinas de fonte solar, eólica e cogeração qualificada, que foram autorizadas anteriormente a 1º de janeiro de 2016, desde que a potência injetada por essas usinas nas redes de transmissão ou de distribuição não ultrapasse 30 MW, e ainda atribuída às usinas de fonte hidráulicas, independentemente da data de autorização, ou de fonte biomassa, que foram autorizadas anteriormente a 1º de janeiro de 2016, desde que a potência injetada por essas usinas nas redes de transmissão ou de distribuição não ultrapasse 50 MW. As usinas que se enquadram nessas situações são denominadas “Incentivadas” e possuem desconto na Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão/Distribuição, que incidem tanto nas tarifas de uso das próprias usinas quanto nas tarifas de uso dos consumidores que compraram a energia proveniente dessas usinas, denominada “Energia Incentivada”. Caso a usina ultrapasse a potência injetada, conforme será relatado nos tópicos a seguir, o desconto que incide na tarifa de uso das próprias usinas será zerado e a usina também deixa de repassar o desconto para seus compradores. Nesse caso, a usina deixa de possuir o direito de venda de “Energia Incentivada” e passa a ter “Energia Convencional”.

Logo, dependendo da fonte, da potência injetada, da data de autorização ou da data de realização do leilão que viabilizou as usinas, essas podem ser enquadradas nos seguintes tipos de energia: Incentivada Especial, Convencional Especial, Incentivada Não Especial e Convencional Não Especial. As diferenças entre os tipos de energia, bem como as possibilidades de enquadramento de cada usina, estão resumidas nas tabelas a seguir:

Tipo de Energia	Possui desconto na TUSD/TUST incidente na própria usina e na energia comercializada	Serve de lastro para Consumidor Especial	Serve de lastro para Consumidor Livre
Incentivada Especial	X	X	X
Incentivada Não Especial	X		X
Convencional Especial		X	X
Convencional Não Especial			X

Figura 20 - Diferenças entre os tipos de energia

Fonte	Potência Injetada	Data de autorização ou data do leilão que viabilizou a usina	Incentivada Especial	Incentivada Especial Parcial*	Incentivada Parcial Não Especial	Incentivada Não Especial	Convencional Especial	Convencional Não Especial
Solar, Eólica e Biomassa	Até 30MW	Anterior a 1º de janeiro de 2016	X					
Solar e Eólica	De 30MW a 50MW	Anterior a 1º de janeiro de 2016					X	
Biomassa	De 30MW a 50MW	Anterior a 1º de janeiro de 2016		X				
Solar, Eólica e Biomassa	Acima de 50MW	Anterior a 1º de janeiro de 2016						X
Solar, Eólica e Biomassa	Entre 30MW a 50MW	Anterior a 1º de janeiro de 2016 com ampliação proveniente de leilão após essa data		X				
Solar, Eólica e Biomassa	Entre 50MW a 300MW	Anterior a 1º de janeiro de 2016 com ampliação proveniente de leilão após essa data			X			
Solar, Eólica e Biomassa	Até 50MW	Após 1º de janeiro de 2016	X					
Solar, Eólica e Biomassa	De 50MW a 300MW	Após 1º de janeiro de 2016				X		
Solar, Eólica e Biomassa	Acima de 300MW	Após 1º de janeiro de 2016						X
Hidráulica	Até 30MW	-	X					
Hidráulica	De 30MW a 50MW	-		X				
Hidráulica	Acima de 50MW	-						X
Cogeração Qualificada	Até 30MW	Anterior a 1º de janeiro de 2016				X		
Cogeração Qualificada	Acima de 30MW	Anterior a 1º de janeiro de 2016						X
Cogeração Qualificada	Até 300MW	Após 1º de janeiro de 2016				X		
Cogeração Qualificada	Acima de 300MW	Após 1º de janeiro de 2016						X
Demais Fontes	-	-						X

* Desconto aplicável na parcela de 30MW (Lei nº 13.299)

Figura 21 - Enquadramento nos tipos de energia das usinas conforme a fonte, a data e a potência injetada

Portanto, nesta etapa da Regra de Comercialização, será tratada a verificação da potência injetada das usinas nos sistemas de transmissão e distribuição, para fins de comprovação do direito à venda de energia especial e/ou incentivada, enquadrando-as nos tipos de energia descritos acima.

A classificação “integral” e “parcial” do tipo de energia “Incentivada Especial” deve-se a limitação imposta pela Lei nº 13.299/2016. Maiores detalhes sobre essa classificação será explicitada no módulo do “Cálculo do Desconto Aplicado a TUSD/TUST”.

Assim, pode-se citar como exemplo, uma usina de fonte eólica autorizada como uma fonte “Incentivada Especial” antes de 1º de janeiro de 2016. Caso a usina ultrapasse o limite de 30 MW de potência injetada em um determinado mês, mas não ultrapasse 50 MW, há a perda do incentivo (desconto na TUSD/TUST), tornando-se uma fonte de energia “Convencional Especial” neste mês. Em caso de haver reincidência de 30 MW nos próximos 12 meses, além da perda do incentivo do próprio mês em que ocorreu a reincidência, a usina se tornará “Convencional Especial” por 12 meses a partir do mês subsequente ao mês em que ocorreu a reincidência, a título de penalidade. Tal penalização corresponde ao efeito do cancelamento da modelagem, prevista em regulamentação específica. A figura a seguir, ilustra o exemplo citado:

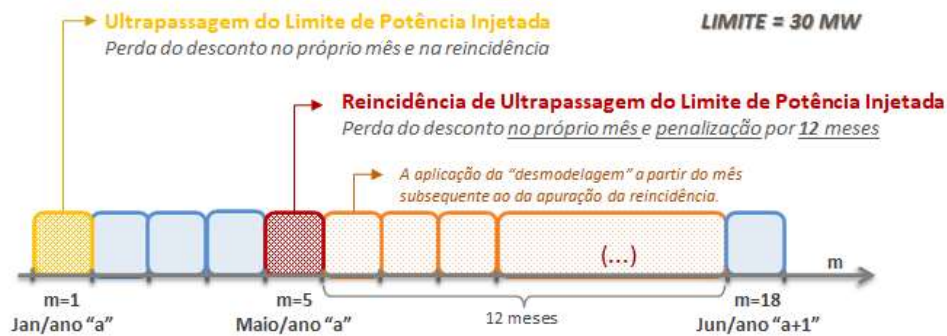


Figura 22 - Alterações do tipo de energia da usina em função da ultrapassagem de 30 MW

Continuando o exemplo anterior, caso a usina ultrapasse o limite de 50 MW de potência injetada em um determinado mês, há a perda da reserva de mercado, tornando-se uma fonte de energia “Convencional Não Especial”. No entanto, esse novo tipo de energia será atribuído à usina apenas no momento do cumprimento do efeito da nova modelagem por 12 meses em caso de haver reincidência. Essa tratativa deve-se ao fato da Penalidade por Insuficiência de Lastro ser custosa e, caso a mudança do tipo de energia ocorresse no próprio mês de ultrapassagem, o agente não iria possuir tempo para tomar ações para recompor o lastro especial faltante ou cancelar eventuais vendas para o Consumidor Especial. A figura a seguir, ilustra o exemplo citado:

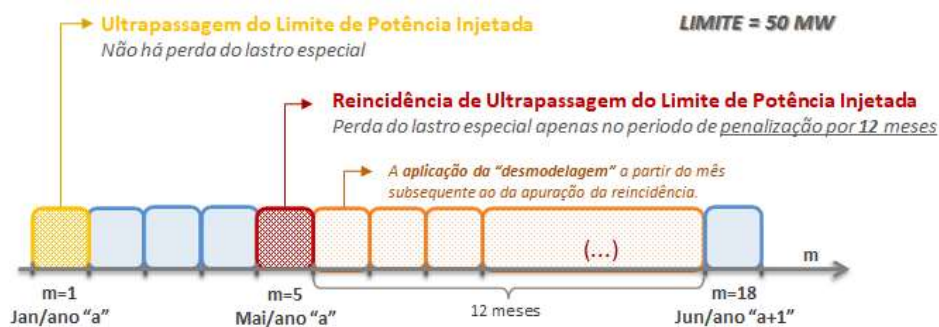


Figura 23 - Alterações do tipo de energia da usina em função da ultrapassagem de 50 MW

Embora não explicitadas, as demais fontes seguem o mesmo raciocínio do exemplo citado, porém com os limites de potência aplicáveis para cada caso, conforme relatado na tabela anterior.

Como a ultrapassagem dos limites da potência injetada alteram o tipo de energia da usina, aplicando o efeito de uma nova modelagem, mas sem de fato desmodelar a usina, é necessário que a modelagem original da usina seja no perfil de agente que possua o tipo de energia que corresponda a faixa de potência injetada que a usina atuará. Logo, para definir o tipo de energia da usina e sua respectiva modelagem, a contratação do Montante de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão (MUSD/MUST) definirá qual a faixa de potência injetada que a usina se enquadra para fins de modelagem. Ressalta-se que o tipo de energia da venda do agente é caracterizado pelo tipo de energia do perfil de agente vendedor. Portanto, se o tipo de energia da usina é modificado pela ultrapassagem dos limites da potência injetada, a venda desta energia deverá ser realizada pelo perfil do agente que corresponda a esse novo tipo de energia.

Para exemplificar a situação descrita, suponha uma usina de fonte biomassa autorizada após 1º de janeiro de 2016, com direito ao desconto de 50% a ser aplicado na tarifa de uso, conforme autorizado pela Aneel. Em períodos de safra, essa usina atuará na faixa de 250 MW de potência injetada e, portanto, há um MUSD ou MUST contratado correspondente a tal potência. Nessa faixa, conforme mencionado, a usina possui o tipo de energia “Incentivada Não Especial”. Logo, esta usina deve ser modelada no perfil de agente de “Incentivada Não Especial 50%”. A figura abaixo ilustra esta situação:

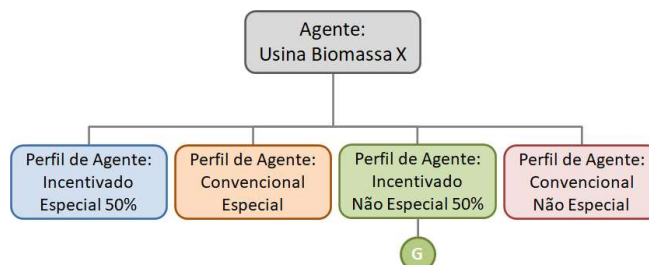


Figura 24 - Exemplo de Perfil de Agente

Neste exemplo, se a usina ultrapassar o limite de potência injetada de 300 MW, o tipo de energia tornar-se-á “Convencional Não Especial”. Logo, recomenda-se que a venda dessa energia seja através do perfil de agente “Convencional Não Especial”, com a finalidade de evitar eventuais distorções no cálculo do percentual de desconto no perfil de agente onde a usina está modelada originalmente, conforme estabelecido no módulo das Regras de Comercialização “Desconto Aplicado à TUSD/TUST”.

No caso de Centrais Geradoras Híbridas (UGH), como há apenas um Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) para o conjunto de ativos, para definir a faixa de potência injetada que cada ativo hibridizado se enquadra para fins de modelagem e, portanto, definir o respectivo tipo de energia, deverá ser considerada a potência instalada de cada fonte. Independentemente do cadastro do tipo de energia, o valor a ser cadastrado do MUST deve ser o mesmo para cada parcela de usina da UGH (caso de medições individualizadas), referente à quantidade total contratada.

No caso de Centrais Geradoras Associadas, o tipo de energia da fonte existente, que foi definido com base no Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) original, deve permanecer o mesmo. No momento da modelagem da nova fonte associada, para definir a faixa de potência injetada que o novo ativo associado se enquadra e, portanto, definir o respectivo tipo de energia, deverá ser avaliada a parcela adicional contratada do MUST para o novo ativo associado. O valor cadastrado do MUST para o ativo existente deve permanecer o do MUST original, ao passo que MUST a ser cadastrado para o novo ativo associado deverá ser a parcela adicional contratada do MUST para o novo ativo associado, conforme previsto em regulação.

Para identificar as ultrapassagens de potência injetada para a classificação do tipo de energia de cada usina, serão calculados sinalizadores, conforme as descrições algébricas da próxima seção.

A Figura a seguir relaciona a etapa de Verificação da Ultrapassagem dos Limites da Potência Injetada em relação ao módulo completo:

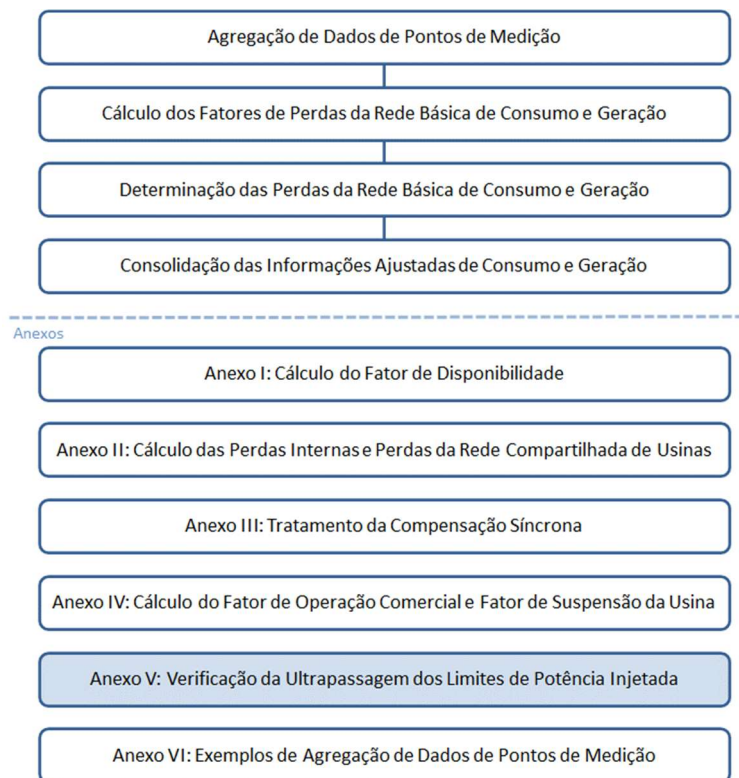


Figura 25: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Medição Contábil"

3.5.1. Definições Gerais da Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada

- 52 Para os empreendimentos de geração participantes da comercialização de energia incentivada e/ou especial, é realizada a verificação mensal da incidência de ultrapassagem dos limites de potência injetada, referenciada no ponto de conexão com rede de distribuição ou transmissão.
- 52.1 Para os empreendimentos de geração participantes da comercialização de energia incentivada, quando verificada a ultrapassagem dos limites estabelecidos na legislação/regulamentação (30 MW, 50 MW ou 300 MW, dependendo das condições relatadas na seção anterior em que cada usina se enquadra) em mais de três períodos de comercialização em um determinado mês, haverá a transferência do tipo de energia da usina de condição de "incentivada" para "convencional" neste mês. Adicionalmente, conforme descrito na próxima seção, se houver a reincidência de tal ultrapassagem em um período de doze meses, a usina perde o incentivo por 12 meses após a verificação da reincidência, a título de penalização.
- 52.2 Para os empreendimentos de geração participantes da comercialização de energia especial, é realizada a verificação mensal da incidência de ultrapassagem dos limites de potência injetada, referenciada no ponto de conexão da usina com rede de distribuição ou de transmissão. Quando verificada a ultrapassagem dos limites estabelecidos na legislação/regulamentação (50 MW) em mais de três períodos de comercialização em um determinado mês, a usina não perde o direito de venda de lastro especial neste mês. No entanto, conforme descrito na próxima seção, se houver a reincidência de tal ultrapassagem em um período de doze meses, a usina perde o direito de venda de lastro especial por 12 meses após a verificação da reincidência, a título de penalização, tornando-se do tipo "não especial".
- 52.3 No caso de Centrais Geradoras Híbridas (UGH) com medição individualizada e Centrais Geradoras Associadas, os limites de ultrapassagem serão auferidos para cada fonte, em função da medição individualizada verificada. Já para as UGH sem individualização da medição por ativo, será considerado como limite de ultrapassagem de potência o menor valor associado às fontes que compõe a UGH.

3.5.2. Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada

- 53 O sinalizador mensal de ultrapassagem do limite de potência injetada de 30 MW, 50 MW e 300 MW é determinado para cada mês de apuração a partir da verificação de ultrapassagem em três períodos de comercialização do limite de potência estabelecido. Tais sinalizadores serão calculados conforme aplicabilidade de cada usina (conforme tabela descrita na seção anterior).
- 53.1 Logo, o sinalizador mensal de ultrapassagem do limite de potência injetada de 30 MW é calculado somente para usinas do tipo de energia incentivada de fonte solar, eólica e cogeração qualificada, exceto para empreendimentos autorizados a partir de 1º de janeiro de 2016, ou empreendimentos com autorização anterior 1º de janeiro de 2016 e com ampliações provenientes de Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas ou Reserva, realizado a partir de 1º de janeiro de 2016, conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$ULPI_{30_{p,m}} = ADDC_{ULPI30_{p,m}}$$

Caso contrário:

$$\text{Se } \sum_{j \in m} UPI_{30_{p,j}} > 3 \text{ e } (F_{PEN_RU30_{p,m}} = 0) \text{ e } (F_{PEN_RU50_{p,m}} = 0), \text{ então:}$$

$$ULPI_{30_{p,m}} = 1$$

Caso contrário:

$$ULPI_{30_{p,m}} = 0$$

Onde:

$ULPI_{30_{p,m}}$ é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$ADDC_{ULPI30_{p,m}}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 30 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$UPI_{30_{p,j}}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

$F_{PEN_RU30_{p,m}}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$F_{PEN_RU50_{p,m}}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

- 53.2 Analogamente, o sinalizador mensal de ultrapassagem do limite de potência injetada de 50 MW é calculado somente para usinas do tipo de energia incentivada e/ou especial de fonte hidráulica, solar, eólica e biomassa, independentemente de qualquer verificação de datas, conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$ULPI_{50_{p,m}} = ADDC_{ULPI50_{p,m}}$$

Caso contrário:

$$\text{Se } \sum_{j \in m} UPI_{50_{p,j}} > 3 \text{ e } (F_{PEN_RU50_{p,m}} = 0) \text{ e } (F_{PEN_RU300_{p,m}} = 0), \text{ então:}$$

$$ULPI_{50_{p,m}} = 1$$

Caso contrário:

$$ULPI_{50_{p,m}} = 0$$

Onde:

ULPI_50_{p,m} é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

ADDC_ULPI50_{p,m} é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 50 MW injetados da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

UPI_50_{p,j} é o Sinalizador de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

F_PEN_RU50_{p,m} é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

F_PEN_RU300_{p,m} é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

- 53.3 Por fim, o sinalizador mensal de ultrapassagem do limite de potência injetada de 300 MW é calculado somente para usinas do tipo de energia incentivada de fonte solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, que resultaram de leilão de compra de energia nova para viabilização de novos empreendimentos realizado a partir de 1º de janeiro de 2016 ou que foram autorizadas a partir desta data, ou possuam ampliação proveniente de Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas ou Reserva, realizado a partir de 1º de janeiro de 2016, conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$ULPI_{300,p,m} = ADDC_{ULPI300,p,m}$$

Caso contrário:

$$\text{Se } \sum_{j \in m} UPI_{300,p,j} > 3 \text{ e } (F_{PEN_RU300,p,m} = 0), \text{ então:}$$

$$ULPI_{300,p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$ULPI_{300,p,m} = 0$$

Onde:

ULPI_300_{p,m} é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

ADDC_ULPI300_{p,m} é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 300 MW injetados da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

UPI_300_{p,j} é o Sinalizador de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

F_PEN_RU300_{p,m} é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

- 53.4 A verificação de ultrapassagem, por período de comercialização do limite de potência injetada acima de 30 MW, 50 MW e de 300 MW é realizada a partir da medição de geração da usina não ajustada pelas perdas da rede básica, aferida no ponto de conexão da usina com a rede de distribuição ou de transmissão, ou seja, a geração bruta da usina apenas descontada de eventuais perdas de rede compartilhada. Desta forma, o sinalizador de ultrapassagem da potência injetada no ponto de conexão será determinado da forma que segue:

$$\text{Se } \frac{MED_G_{p,j}}{SPD_m} > 30, \text{ então:}$$

$$UPI_{30,p,j} = 1$$

Caso contrário:

$$UPI_{30,p,j} = 0$$

$$\text{Se } \frac{MED_G_{p,j}}{SPD_m} > 50, \text{ então:}$$

$$UPI_{50_{p,j}} = 1$$

Caso contrário:

$$UPI_{50_{p,j}} = 0$$

Se $\frac{MED_{G_{p,j}}}{SPD_m} > 300$, então:

$$UPI_{300_{p,j}} = 1$$

Caso contrário:

$$UPI_{300_{p,j}} = 0$$

Onde:

$UPI_{30_{p,j}}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$UPI_{50_{p,j}}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$UPI_{300_{p,j}}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED_{G_{p,j}}$ é a Medição de Geração da Usina Não Ajustada por parcela de usina “p” por período de comercialização “j”

“ SPD_m ” duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”

Importante:

Na apuração da ultrapassagem da potência injetada acima de 30 MW, 50 MW e 300 MW, deverão ser desconsiderados os períodos de comercialização compreendidos nos 90 (noventa) dias posteriores a data de entrada em operação comercial da primeira unidade geradora de usina.

A verificação da violação dos limites de potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição ocorre em cada período de comercialização. Uma vez observada a violação do limite imposto de 30 MW, 50 MW e 300 MW, o sinalizador de ultrapassagem receberá valor unitário.

3.5.3. Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada

- 54 Determinado o sinalizador mensal de ultrapassagem, é verificada a reincidência da ultrapassagem da potência injetada, dependendo do respectivo enquadramento do tipo de energia de cada usina, considerando o histórico de 12 meses anteriores ao mês apuração. Sendo verificada a reincidência da ultrapassagem de 30 MW, 50 MW ou 300 MW (conforme a aplicabilidade citada anteriormente), a usina perderá totalmente, por 12 meses a partir do mês subsequente em que ocorreu a reincidência, o desconto aplicado à TUSD/TUST, a título de penalidade, deixando de ser “Incentivada” e tornando-se “Convencional”. De maneira análoga, a reincidência da ultrapassagem de 50 MW, a usina perderá totalmente, por 12 meses a partir do mês seguinte em que ocorreu a reincidência, o direito de venda de lastro especial, a título de penalidade, deixando de ser “Especial” e tornando-se “Não Especial”.
- 54.1 O sinalizador de reincidência de ultrapassagem mensal do limite de potência injetada de 30 MW é determinado apenas quando ocorre a primeira reincidência, na qual se inicia o processo de penalização de 12 meses. Se a usina já está sendo penalizada em função da alteração do tipo de energia por já ter reincidido anteriormente (conforme relatado na seção a seguir), esse sinalizador de reincidência de ultrapassagem não será calculado:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$RUPI_{30_{p,m}} = ADDC_{RUPI30_{p,m}}$$

Caso contrário:

Se $\left(\left(\sum_{m \in 12MM} ULPI_{30,p,m} \right) > 1 \right) e (F_PEN_RU30_{p,m} = 0) e (F_PEN_RU50_{p,m} = 0)$, então:

$$RUPI_{30,p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$RUPI_{30,p,m} = 0$$

Onde:

$RUPI_{30,p,m}$ é o Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem Mensal do Limite de Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$ADDC_RUPI30_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 30 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$ULPI_{30,p,m}$ é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$F_PEN_RU30_{p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$F_PEN_RU50_{p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

"12MM" é o conjunto de 12 meses que compreende ao mês de apuração "m" e os 11 meses que o antecedem ("m-11" a "m")

54.2 De maneira análoga, o sinalizador de reincidência de ultrapassagem mensal do limite de potência injetada de 50 MW é calculado conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$RUPI_{50,p,m} = ADDC_RUPI50_{p,m}$$

Caso contrário:

Se $\left(\left(\sum_{m \in 12MM} ULPI_{50,p,m} \right) > 1 \right) e (F_PEN_RU50_{p,m} = 0) e (F_PEN_RU300_{p,m} = 0)$, então:

Então:

$$RUPI_{50,p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$RUPI_{50,p,m} = 0$$

Onde:

$RUPI_{50,p,m}$ é o Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem Mensal do Limite de Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$ADDC_RUPI50_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 50 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$ULPI_{50,p,m}$ é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$F_PEN_RU50_{p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$F_PEN_RU300_{p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

“12MM” é o conjunto de 12 meses que compreende ao mês de apuração “m” e os 11 meses que o antecedem (“m-11” a “m”)

- 54.3 Por fim, do mesmo modo, o sinalizador de reincidência de ultrapassagem mensal do limite de potência injetada de 300 MW é calculado conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$RUPI_300_{p,m} = ADDC_RUI300_{p,m}$$

Caso contrário:

$$Se \left(\left(\sum_{m \in 12MM} ULPI_300_{p,m} \right) > 1 \right) e (F_PEN_RU300_{p,m} = 0), \text{então:}$$

Então:

$$RUPI_300_{p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$RUPI_300_{p,m} = 0$$

Onde:

$RUPI_300_{p,m}$ é o Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem Mensal do Limite de Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC_RUI300_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 300 MW injetados da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ULPI_300_{p,m}$ é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F_PEN_RU300_{p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

“12MM” é o conjunto de 12 meses que compreende ao mês de apuração “m” e os 11 meses que o antecedem (“m-11” a “m”)

3.5.4. Sinalizador de Perda do Tipo de Energia por 12 meses

- 55 Conforme mencionado na seção anterior, sendo verificada a reincidência da ultrapassagem, a usina perderá, por 12 meses a partir do mês seguinte em que ocorre a reincidência, o direito de venda do tipo de energia em que se enquadrava, a título de penalidade. Nesse período de penalização, a usina possuirá um efeito equivalente de transferência de modelagem, uma vez que o tipo de energia a ser comercializada da usina será diferente do original.

- 55.1 Para usinas que possuem o tipo de energia “Incentivada” que apresentarem reincidência da verificação de ultrapassagem de potência injetada de 30 MW, 50 MW ou 300 MW, conforme o enquadramento de cada usina, em um histórico de 12 meses, será efetuada, a título de penalidade, a transferência do tipo de energia para o tipo “Convencional”. Para usinas que possuem o tipo de energia “Especial” que apresentarem reincidência da verificação de ultrapassagem de potência injetada de 50 W em um histórico de 12 meses, será efetuada, a título de penalidade, a transferência do tipo de energia para o tipo “Não Especial”. Logo, apura-se um fator que sinaliza a penalização do tipo de energia por 12 meses:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$F_PEN_RU30_{p,m} = ADDC_PEN_RU30_{p,m}$$

Caso contrário:

$$Se \sum_{m \in 12} RUIPI_30_{p,m} = 1, \text{então:}$$

$$F_PEN_RU30_{p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$F_PEN_RU30_{p,m} = 0$$

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$F_PEN_RU50_{p,m} = ADDC_PEN_RU50_{p,m}$$

Caso contrário:

Se $\sum_{m \in 12M} RUPI_50_{p,m} = 1$, então:

$$F_PEN_RU50_{p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$F_PEN_RU50_{p,m} = 0$$

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$F_PEN_RU300_{p,m} = ADDC_PEN_RU300_{p,m}$$

Caso contrário:

Se $\sum_{m \in 12} RUPI_300_{p,m} = 1$, então:

$$F_PEN_RU300_{p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$F_PEN_RU300_{p,m} = 0$$

Onde:

$F_PEN_RU30_{p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC_PEN_RU30_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$RUPI_30_{p,m}$ é o Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem Mensal do Limite de Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F_PEN_RU50_{p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC_PEN_RU50_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$RUPI_50_{p,m}$ é o Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem Mensal do Limite de Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F_PEN_RU300_{p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC_PEN_RU300_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$RUPI_300_{p,m}$ é o Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem Mensal do Limite de Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

“12M” é o conjunto dos últimos 12 meses anteriores ao mês de apuração “m”

3.5.5. Sinalizador Resultante das Penalizações por Ultrapassagem de Potência Injetada

56 Com o intuito de consolidar a real situação das usinas em um determinado mês, serão calculados sinalizadores resultantes que indicam as penalizações por ultrapassagem de potência injetada.

56.1 Para usinas do tipo de energia incentivada especial e incentivada não especial, o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST consolida os conceitos descritos nas seções anteriores.

56.2 Para usinas de fonte solar, eólica e cogeração qualificada, que não resultaram de leilão de compra de energia para viabilização de novos empreendimentos ou ampliações, realizados a partir de 1º de janeiro de 2016 e que não foram autorizadas a partir desta data, o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST é calculado conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$F_PEN_TUSD_{p,m} = ADDC_PEN_TUSDT_{p,m}$$

Caso contrário:

Se $(ULPI_30_{p,m} = 1)$ ou $(F_PEN_RU30_{p,m} = 1)$ ou $(F_PEN_RU50_{p,m} = 1)$ então:

$$F_PEN_TUSD_{p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$F_PEN_TUSD_{p,m} = 0$$

Onde:

$F_PEN_TUSD_{p,m}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC_PEN_TUSDT_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ULPI_30_{p,m}$ é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F_PEN_RU30_{p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F_PEN_RU50_{p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

56.3 Para usinas do tipo de energia incentivada de fonte hidráulica, independentemente de verificação de datas, e de fonte biomassa, que não resultaram de leilão de energia para viabilização de novos empreendimentos ou ampliações, realizados a partir de 1º de janeiro de 2016 e que não foram autorizadas a partir desta data, o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST é calculado conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$F_PEN_TUSD_{p,m} = ADDC_PEN_TUSDT_{p,m}$$

Caso contrário:

Se $ULPI_50_{p,m} = 1$ ou $F_PEN_RU50_{p,m} = 1$ então:

$$F_PEN_TUSD_{p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$F_PEN_TUSD_{p,m} = 0$$

Onde:

$F_PEN_TUSD_{p,m}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC_PEN_TUSDT_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ULPI_50_{p,m}$ é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F_PEN_RU50_{p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

- 56.4 Para usinas do tipo de energia incentivada de fonte solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, que resultaram de leilão de compra de energia nova para viabilização de novos empreendimentos ou ampliações, realizados a partir de 1º de janeiro de 2016, ou que foram autorizadas a partir desta data, o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST é calculado conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$F_PEN_TUSD_{p,m} = ADDC_PEN_TUSDT_{p,m}$$

Caso contrário:

Se $ULPI_300_{p,m} = 1$ ou $F_PEN_RU300_{p,m} = 1$ então:

$$F_PEN_TUSD_{p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$F_PEN_TUSD_{p,m} = 0$$

Onde:

$F_PEN_TUSD_{p,m}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC_PEN_TUSDT_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ULPI_300_{p,m}$ é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F_PEN_RU300_{p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

- 56.5 Para usinas do tipo de energia incentivada especial e convencional especial, o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial consolida os conceitos descritos nas seções anteriores e é calculado conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$F_PEN_LESP_{p,m} = ADDC_PEN_LESP_{p,m}$$

Caso contrário:

Se $(F_PEN_RU50_{p,m} = 1$ ou $F_PEN_RU300_{p,m} = 1)$ então:

$$F_PEN_LESP_{p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$F_{PEN_LESP_{p,m}} = 0$$

Onde:

$F_{PEN_LESP_{p,m}}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC_PEN_LESP_{m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F_{PEN_RU50_{p,m}}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F_{PEN_RU300_{p,m}}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

3.5.6. Dados de Entrada da Verificação da Ultrapassagem dos Limites de Potência Injetada

ADDC_PEN_LESP_{p,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem para Penalização do Lastro Especial	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem para Penalização do Lastro Especial da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1
ADDC_PEN_TUSDT_{p,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1
ADDC_PEN_RU30_{p,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Perda do Incentivo no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Perda do Incentivo no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1
ADDC_PEN_RU300_{p,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Perda do Incentivo no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Perda do Incentivo no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1
ADDC_PEN_RU50_{p,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Perda do Lastro Especial no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50MW	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Perda do Lastro Especial no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1

	Valores Possíveis	0 ou 1
Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 30 MW injetados		
ADDC_RUPI30_{p,m}	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 50 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1
Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 300 MW injetados		
ADDC_RUPI300_{p,m}	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 300 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1
Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 50 MW injetados		
ADDC_RUPI50_{p,m}	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 50 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1
Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 30 MW injetados		
ADDC_ULPI30_{p,m}	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 30 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1
Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 300 MW injetados		
ADDC_ULPI300_{p,m}	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 300 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1
Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 50 MW injetados		
ADDC_ULPI50_{p,m}	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 50 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

Unidade	n.a.
Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	0 ou 1

Medição de Geração Não Ajustada da Usina

MED_G_{p,j}

Descrição	Informação medida de geração, agregada por parcela de usina "p" por período de comercialização "j"
Unidade	MWh
Fornecedor	Medição Contábil (Agregação Dados dos pontos de medição)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Duração de um período de comercialização em horas do mês de apuração

SPD_m

Descrição	Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"
Unidade	Hora
Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	0,5 ou 1

3.5.7. Dados de Saída da Verificação da Ultrapassagem dos Limites de Potência Injetada

Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial		
F_PEN_LESP_{p,m}	Descrição	Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	0 ou 1
Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST		
F_PEN_TUSD_{p,m}	Descrição	Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	0 ou 1

3.6. Anexo VI – Exemplos de Agregação de Dados de Pontos de Medição

Objetivo:

Apresentar uma lista não exaustiva de exemplos de agregação de dados de pontos de medição.

Contexto:

Conforme apresentado no item 2.1 - Agregação dos Dados de Pontos de Medição, a configuração elétrica de cada instalação exige um tratamento particular por meio de um conjunto de expressões específicas para determinar se as informações são segregadas em geração, consumo e se seus respectivos volumes participantes do rateio de perdas da Rede Básica, por ativo.

Os exemplos das expressões e subexpressões contábeis apresentados neste módulo das regras de comercialização são modelos padronizados, podendo, a critério da CCEE, serem adequados em casos específicos, de forma a refletir contabilmente a configuração física do ativo.

A [Figura 26](#) situa a etapa de exemplos de agregação de dados de pontos de medição em relação ao módulo completo.

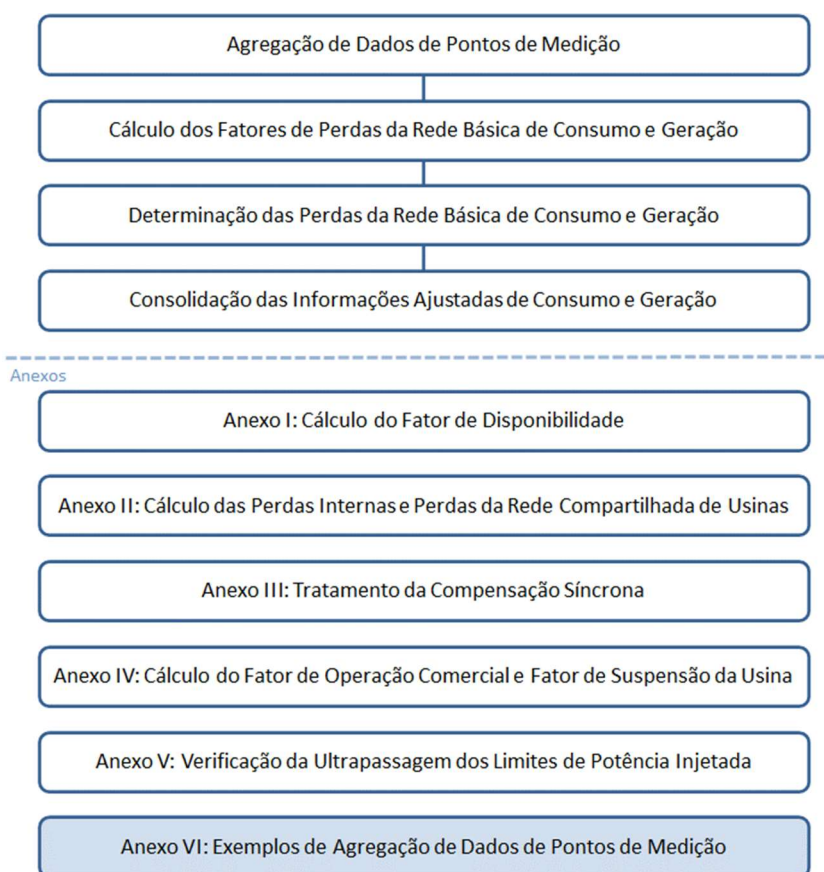


Figura 26: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

3.6.1. Exemplo para cálculo da Medição Líquida

A consolidação das informações dos pontos de medição em ativos de geração e carga pode ser realizada em função da medição líquida apurada em cada ponto de medição, conforme os ativos associados a determinado ponto de medição. Dessa forma, as informações associadas aos canais de consumo e geração dos pontos de medição ajustados no módulo “Medição Física” são traduzidas em informações de medição líquida de consumo ou geração.

A Medição Líquida de cada ponto de medição corresponde à informação ajustada do canal G do ponto de medição, descontada da informação ajustada do canal C, e pode ser estabelecida pela expressão:

$$ML_{i,j} = M_{G_{i,j}} - M_{C_{i,j}}$$

Onde:

$ML_{i,j}$ é a Medição Líquida do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$M_{G_{i,j}}$ é a Medição Ajustada Final associada ao Canal G do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$M_{C_{i,j}}$ é a Medição Ajustada Final associada ao Canal C do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

Nesse caso, a Medição Líquida positiva associada ao ponto de medição representa a Medição Líquida de Geração. Em contrapartida, a Medição Líquida negativa representa a Medição Líquida de Consumo, conforme expresso a seguir:

Se:

$$ML_{i,j} > 0$$

Então:

$$ML_{C_{i,j}} = 0$$

e

$$ML_{G_{i,j}} = ML_{i,j}$$

Caso contrário:

$$ML_{C_{i,j}} = |ML_{i,j}|$$

e

$$ML_{G_{i,j}} = 0$$

Onde:

$ML_{i,j}$ é a Medição Líquida do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$ML_{G_{i,j}}$ é a Medição Líquida de Geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$ML_{C_{i,j}}$ é a Medição Líquida de Consumo do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

Importante:

Nos casos em que a usina possua consumo da geração, o $ML_{i,j}$ levará em consideração os canais de geração e consumo. Caso contrário, o $ML_{i,j}$ levará em consideração apenas o canal de geração.

3.6.2. Exemplo para determinação do Fator de Teste de uma usina

Para determinação da quantidade de geração de teste de uma usina, devem ser verificadas quais unidades geradoras estão em teste ou com *status* suspenso.

Conforme a configuração elétrica e o tipo de despacho do empreendimento, o Fator de Teste de uma usina pode ser calculado com base na informação associada aos pontos de medição de geração bruta ou com base na proporção da capacidade em teste e suspensão em relação à capacidade em teste, comercial e suspensa da usina.

Se existem informações de medição bruta associadas às unidades geradoras de uma usina, o Fator de Teste deve ser calculado pela relação entre a medição bruta de unidades geradoras em teste e suspensas e a medição bruta total da usina, por meio da expressão:

$$F_TESTE_{p,j} = \frac{\sum_{i \in BTS} MO_G_{i,j}}{\sum_{i \in BI} MO_G_{i,j}}$$

Onde:

$F_TESTE_{p,j}$ é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MO_G_{i,j}$ é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

“BTS” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, relativos a unidades geradoras em teste e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

“BI” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

Caso a usina não tenha pontos de medição de geração bruta associados às unidades geradoras, o Fator de Teste deve ser calculado pela relação entre a capacidade das unidades geradoras em teste e a capacidade em teste e comercial da usina, por meio da expressão:

$$F_TESTE_{p,j} = \frac{\sum_{i \in OT} CAP_{i,j}}{\sum_{i \in OTC} CAP_{i,j}}$$

Onde:

$F_TESTE_{p,j}$ é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p” por período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$ é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i”, das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“OT” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação em Teste da parcela de usina “p”

“OTC” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação em Teste e em Operação Comercial da parcela de usina “p”

O fator que representa o percentual de unidades geradoras desconsideradas da usina corresponde a medição bruta das unidades geradoras com *status* “nenhum” em relação a geração bruta total da usina, conforme a seguinte expressão:

$$F_UGD_{p,j} = \frac{\sum_{BN} MO_G_{i,j}}{\sum_{BI} MO_G_{i,j}}$$

Onde:

$F_UGD_{p,j}$ é o Fator das Unidades Geradoras Desconsideradas associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MO_G_{i,j}$ é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

“BN” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, relativos a unidades geradoras em *status* “nenhum” pertencentes à parcela de usina “p”

“BI” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

Importante:

O *status* “nenhum” de uma unidade geradora corresponde a situação na qual a unidade geradora não está em fase de teste, suspensão ou em operação comercial. Caso haja geração de unidades geradoras nesse *status*, essa geração não será contabilizada em nome do agente proprietário da usina.

Caso a unidade geradora da parcela de usina não tenha ponto de medição associado, o F_UGD não será calculado.

3.6.3. Exemplo para determinação da geração de uma usina

O cálculo da quantidade de geração não ajustada de uma determinada usina é realizado de forma diferenciada para usinas que possuam medição bruta por unidade geradora e para aquelas que não possuem.

Para usinas que possuam medição de bruta por unidade geradora é considerado a parcela da usina habilitada para prestação de serviços ancilares de compensação síncrona. A quantidade de geração não ajustada é realizada a partir da seguinte expressão:

$$MED_{G_{p,j}} = \min \left(\sum_{i \in PI} ML_{G_{i,j}} * (1 - F_{TESTE_{p,j}} - F_{UGD_{p,j}}); \sum_{i \in BC} MO_{G_{i,j}} \right) + CCS_{p,j}$$

Onde:

$MED_{G_{p,j}}$ é a Medição de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$ML_{G_{i,j}}$ é a Medição de Líquida de Geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$F_{TESTE_{p,j}}$ é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$F_{UGD_{p,j}}$ é o Fator das Unidades Geradoras Desconsideradas associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MO_{G_{i,j}}$ é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“BC” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, relativos a unidades geradoras em operação comercial pertencentes à parcela de usina “p”

$CCS_{p,j}$ é o Consumo para Compensação Síncrona da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”, definido no ANEXO III – Tratamento da Compensação Síncrona

Para usinas que não possuam medição de bruta por unidade geradora, a quantidade de geração não ajustada é realizada a partir das seguintes expressões:

Para usinas com unidade geradora em status “nenhum”, independentemente do status das demais unidades geradoras:

$$MED_{G_{p,j}} = \min \left(\sum_{i \in PI} ML_{G_{i,j}}; \sum_{i \in OTCS} CAP_{i,j} \right) * (1 - F_{TESTE_{p,j}})$$

Para usinas com unidade geradora em status “suspensa”:

$$MED_{G_{p,j}} = \min \left(\sum_{i \in PI} ML_{G_{i,j}}; \sum_{i \in OTC} CAP_{i,j} \right) * (1 - F_{TESTE_{p,j}})$$

Caso contrário:

$$MED_{G_{p,j}} = \sum_{i \in PI} ML_{G_{i,j}} * (1 - F_{TESTE_{p,j}})$$

Onde:

$MED_{G_{p,j}}$ é a Medição de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$ML_{G_{i,j}}$ é a Medição de Líquida de Geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$ é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i”, das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F_TESTE_{p,j}$ é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“OTCS” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos a unidades geradoras em teste, operação comercial e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

“OTC” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos a unidades geradoras em teste e em operação comercial pertencentes à parcela de usina “p”

3.6.4. Exemplo para determinação da geração de teste de uma usina

O cálculo da geração de teste de uma determinada usina também deve ser realizado a partir da verificação se a usina conta, ou não, com medição de bruta por unidade geradora.

Dessa forma, para usinas que possuam medição de bruta por unidade geradora, a quantidade de geração de teste não ajustada é realizada a partir da seguinte expressão:

$$MED_GT_{p,j} = \min \left(\sum_{i \in PI} ML_G_{i,j} * F_TESTE_{p,j}; \sum_{i \in BTS} MO_G_{i,j} \right)$$

Onde:

$MED_GT_{p,j}$ é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$ML_G_{i,j}$ é a Medição de Líquida de Geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$F_TESTE_{p,j}$ é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MO_G_{i,j}$ é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“BTS” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, relativos a unidades geradoras em teste e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

Para usinas que não possuem medição de bruta por unidade geradora, a quantidade de geração de teste não ajustada é realizada a partir das seguintes expressões:

Para usinas com unidade geradora em status “nenhum”, independentemente do status das demais unidades geradoras:

$$MED_GT_{p,j} = \min \left(\sum_{i \in PI} ML_G_{i,j}; \sum_{i \in OTCS} CAP_{i,j} \right) * F_TESTE_{p,j}$$

Para usinas com unidade geradora em status “suspensa”:

$$MED_GT_{p,j} = \max \left(0; \left(\sum_{i \in PI} ML_G_{i,j} \right) - MED_G_{p,j} \right)$$

Caso contrário:

$$MED_GT_{p,j} = \sum_{i \in PI} ML_G_{i,j} * F_TESTE_{p,j}$$

Onde:

$MED_GT_{p,j}$ é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$ML_G_{i,j}$ é a Medição de Líquida de Geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$ é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i”, das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F_TESTE_{p,j}$ é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED_G_{p,j}$ é a Medição de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“OTCS” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos a unidades geradoras em teste, operação comercial e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

3.6.5. Exemplo para determinação de unidades geradoras desconsideradas de uma usina

A geração das unidades geradoras desconsideradas de uma usina na contabilização do agente é realizada a partir da seguinte expressão:

Para usinas com alguma unidade geradora em status “nenhum”:

$$MED_GD_{p,j} = \sum_{i \in PI} ML_G_{i,j} - MED_G_{p,j} - MED_GT_{p,j}$$

Onde:

$MED_GD_{p,j}$ é a Medição de Geração desconsiderada das Unidades Geradoras com status “nenhum” da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$ML_G_{i,j}$ é a Medição de Líquida de Geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$MED_G_{p,j}$ é a Medição de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED_GT_{p,j}$ é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

3.6.6. Exemplo para determinação da geração de uma usina que participa do rateio de perdas da rede básica

O cálculo da quantidade de geração não ajustada de uma determinada usina que participa do rateio de perdas da rede básica é realizado de forma diferenciada para usinas que possuam medição bruta por unidade geradora e para aquelas que não possuem.

Para usinas que possuem medição de bruta por unidade geradora é considerado a parcela da usina habilitada para prestação de serviços ancilares de compensação síncrona. A quantidade de geração não ajustada que participa do rateio de perdas da rede básica é realizada a partir da seguinte expressão:

$$MED_G_PRB_{p,j} = \min \left(\sum_{i \in PI} M_G_PRB_{i,j} * (1 - F_TESTE_{p,j} - F_UGD_{p,j}); \sum_{i \in BC} MO_G_{i,j} \right) + CCS_{p,j}$$

Onde:

$MED_G_PRB_{p,j}$ é a Medição de Geração Não Ajustada que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$M_G_PRB_{i,j}$ é a Medição Ajustada Final associada ao Canal G que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$F_TESTE_{p,j}$ é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$F_UGD_{p,j}$ é o Fator das Unidades Geradoras Desconsideradas associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MO_G_{i,j}$ é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“BC” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, relativos a unidades geradoras em operação comercial pertencentes à parcela de usina “p”

$CCS_{p,j}$ é o Consumo para Compensação Síncrona da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”, definido no ANEXO III – Tratamento da Compensação Síncrona

Para usinas que não possuam medição de bruta por unidade geradora, a quantidade de geração não ajustada que participa do rateio de perdas da rede básica é realizada a partir das seguintes expressões:

Para usinas com unidade geradora em status “nenhum”, independentemente do status das demais unidades geradoras:

$$MED_G_PRB_{p,j} = \min \left(\sum_{i \in PI} M_G_PRB_{i,j}; \sum_{i \in OTCS} CAP_{i,j} \right) * (1 - F_TESTE_{p,j})$$

Para usinas com unidade geradora em status “suspensa”:

$$MED_G_PRB_{p,j} = \min \left(\sum_{i \in PI} M_G_PRB_{i,j}; \sum_{i \in OTC} CAP_{i,j} \right) * (1 - F_TESTE_{p,j})$$

Caso contrário:

$$MED_G_PRB_{p,j} = \sum_{i \in PI} M_G_PRB_{i,j} * (1 - F_TESTE_{p,j})$$

Onde:

$MED_G_PRB_{p,j}$ é a Medição de Geração Não Ajustada que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$M_G_PRB_{i,j}$ é a Medição Ajustada Final associada ao Canal G que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$ é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i”, das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F_TESTE_{p,j}$ é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“OTCS” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos a unidades geradoras em teste, operação comercial e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

“OTC” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos a unidades geradoras em teste e em operação comercial pertencentes à parcela de usina “p”

3.6.7. Exemplo para determinação da geração de teste de uma usina que participa do rateio de perdas da rede básica

O cálculo da quantidade de geração de teste não ajustada de uma determinada usina que participa do rateio de perdas da rede básica é realizado de forma diferenciada para usinas que possuam medição bruta por unidade geradora e para aquelas que não possuem.

Dessa forma, para usinas que possuem medição de bruta por unidade geradora, a quantidade de geração de teste não ajustada que participa do rateio de perdas da rede básica é realizada a partir da seguinte expressão:

$$MED_GT_PRB_{p,j} = \min \left(\sum_{i \in PI} M_G_PRB_{i,j} * F_TESTE_{p,j}; \sum_{i \in BTS} M0_G_{i,j} \right)$$

Onde:

$MED_GT_PRB_{p,j}$ é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$M_G_PRB_{i,j}$ é a Medição Ajustada Final associada ao Canal G que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$F_TESTE_{p,j}$ é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$M0_G_{i,j}$ é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“BTS” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, relativos às unidades geradoras em teste e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

Para usinas que não possuam medição de bruta por unidade geradora, a quantidade de geração de teste não ajustada que participa do rateio de perdas da rede básica é realizada a partir das seguintes expressões:

Para usinas com unidade geradora em status “nenhum”, independentemente do status das demais unidades geradoras:

$$MED_GT_PRB_{p,j} = \min \left(\sum_{i \in PI} M_G_PRB_{i,j}; \sum_{i \in OTCS} CAP_{i,j} \right) * F_TESTE_{p,j}$$

Para usinas com unidade geradora em status “suspensa”:

$$MED_GT_PRB_{p,j} = \max \left(0; \left(\left(\sum_{i \in PI} M_G_PRB_{i,j} \right) - MED_G_PRB_{p,j} \right) \right)$$

Caso contrário:

$$MED_GT_PRB_{p,j} = \sum_{i \in PI} M_G_PRB_{i,j} * F_TESTE_{p,j}$$

Onde:

$MED_GT_PRB_{p,j}$ é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$M_G_PRB_{i,j}$ é a Medição Ajustada Final associada ao Canal G que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$ é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i”, das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F_TESTE_{p,j}$ é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED_G_PRB_{p,j}$ é a Medição de Geração Não Ajustada que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“OTCS” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos às unidades geradoras em teste, operação comercial e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

“OTC” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos a unidades geradoras em teste e em operação comercial pertencentes à parcela de usina “p”

Importante:

As expressões MED_G, MED_GT, MED_G_PRB e MED_GT_PRB apresentadas neste módulo das regras de comercialização, para as usinas que não possuem medição de bruta, refletem o resultado dos acrônimos e não necessariamente o cadastro das expressões contábeis no sistema de contabilização.

3.6.8. Exemplo para determinação da Quantidade de Consumo da usina:

Para determinação da Quantidade de Consumo de uma usina, faz-se necessário agregar a Medição Ajustada Final associada ao Canal C de todos os seus pontos de medição. Nesse caso, pode-se utilizar o somatório dos pontos de medição, associados à parcela de usina, como na expressão a seguir:

$$MED_CG_{p,j} = \sum_{i \in PI} ML_C_{i,j}$$

Onde:

MED_CG_{p,j} é a Medição de Consumo de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

ML_C_{i,j} é a Medição de Líquida de Consumo do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

Já para a parcela da usina habilitada para prestação de serviços ancilares de compensação síncrona, o consumo não ajustado é determinado conforme a seguinte expressão:

$$MED_CG_{p,j} = \max \left(0; \left(\sum_{i \in PI} ML_C_{i,j} \right) - CCS_{p,j} \right)$$

Onde:

MED_CG_{p,j} é a Medição de Consumo de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

ML_C_{i,j} é a Medição de Líquida de Consumo do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

CCS_{p,j} é o Consumo para Compensação Síncrona da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”, definido no [Anexo III – Tratamento da Compensação Síncrona](#)

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

Para determinação da quantidade de consumo de uma usina que participa do rateio de perdas da Rede Básica, pode-se utilizar a expressão a seguir:

$$MED_CG_PRB_{p,j} = \sum_{i \in PI} M_C_PRB_{i,j}$$

Onde:

MED_CG_PRB_{p,j} é a Medição de Consumo de Geração Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

M_C_PRB_{i,j} é a Medição Ajustada Final associada ao Canal C que Participa da Rede Básica do ponto de medição “i”, e no período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

3.6.9. Exemplo para agregação de informações de medição de vários pontos de medição em um único ponto de consumo:

Para uma parcela de carga que tenha mais de um ponto de medição associado, faz-se necessário agregar a Medição Ajustada Final associada ao Canal C de todos os pontos de medição. Para tanto, pode-se utilizar o somatório de pontos de medição, associados à parcela de carga, como na expressão a seguir:

$$MED_{C,c,j} = \sum_{i \in CI} ML_{C,i,j}$$

Onde:

$MED_{C,c,j}$ é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

$ML_{C,i,j}$ é a Medição de Líquida de Consumo do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

“CI” é o conjunto de pontos de medição “i”, associados à parcela de carga “c”

Para determinação da quantidade de consumo de uma parcela de carga que participa do rateio de perdas da Rede Básica, pode-se utilizar a expressão a seguir:

$$MED_{C_PRB,c,j} = \sum_{i \in CI} M_{C_PRB,i,j}$$

Onde:

$MED_{C_PRB,c,j}$ é a Medição de Consumo Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

$M_{C_PRB,i,j}$ é a Medição Ajustada Final associada ao Canal C que Participa da Rede Básica do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

“CI” é o conjunto de pontos de medição “i”, associados à parcela de carga “c”

3.6.10. Exemplo para determinação da Medição Bruta da Usina

A Medição Bruta em Operação Comercial da parcela de usina, pode ser determinada pela totalização da diferença entre a informação integralizada do canal G, do ponto de medição bruta, e a informação integralizada do canal C, das unidades geradoras em operação comercial, para cada período de comercialização, conforme a seguinte expressão:

$$MBU_{p,j} = \sum_{i \in PMAQ} (MO_{G,i,j} - MO_{C,i,j})$$

Onde:

$MBU_{p,j}$ é a Medição Bruta em Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$MO_{G,i,j}$ é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

$MO_{C,i,j}$ é a Medição Integralizada do canal C do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

Já a Medição Bruta em Operação Comercial da parcela de usina habilitada para prestação de serviços ancilares de compensação síncrona, é determinada de forma análoga às demais usinas, entretanto é acrescido o consumo de compensação síncrona, conforme a seguinte expressão:

$$MBU_{p,j} = \left(\sum_{i \in PMAQ} (MO_{G,i,j} - MO_{C,i,j}) \right) + CCS_{p,j}$$

Onde:

$MBU_{p,j}$ é a Medição Bruta em Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$MO_{G_{i,j}}$ é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

$MO_{C_{i,j}}$ é a Medição Integralizada do canal C do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

$CCS_{p,j}$ é o Consumo para Compensação Síncrona da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”, definido no [Anexo III – Tratamento da Compensação Síncrona](#)

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

3.6.11. Exemplo para determinação da geração de uma usina no Ponto de Medição Individual – PMI

Para usinas eólicas, solares e biomassa com CVU nulo, a quantidade de geração não ajustada medida no PMI é realizada a partir das seguintes expressões:

Para usinas com unidade geradora em status “nenhum”, independentemente do status das demais unidades geradoras:

$$MED_G_PMI_{p,j} = \min \left(\max \left(0; \left(\sum_{i \in PI} MO_{G_{i,j}} - \sum_{i \in PI} MO_{C_{i,j}} \right) \right); \sum_{i \in OTCS} CAP_{i,j} \right) * (1 - F_TESTE_{p,j})$$

Para usinas com unidade geradora em status “suspensa”:

$$MED_G_PMI_{p,j} = \min \left(\left(\sum_{i \in PI} MO_{G_{i,j}} - \sum_{i \in PI} MO_{C_{i,j}} \right); \sum_{i \in OTC} CAP_{i,j} \right) * (1 - F_TESTE_{p,j})$$

Caso contrário:

$$MED_G_PMI_{p,j} = \max \left(0; \left(\sum_{i \in PI} MO_{G_{i,j}} - \sum_{i \in PI} MO_{C_{i,j}} \right) \right) * (1 - F_TESTE_{p,j})$$

Onde:

$MED_G_PMI_{p,j}$ é a Medição de Geração Não Ajustada no Ponto de Medição Individual da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MO_{G_{i,j}}$ é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

$MO_{C_{i,j}}$ é a Medição Integralizada do canal C do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

$CAP_{i,j}$ é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i”, das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F_TESTE_{p,j}$ é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“OTCS” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos às unidades geradoras em teste, operação comercial e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

“OTC” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos a unidades geradoras em teste e em operação comercial pertencentes à parcela de usina “p”

3.6.12. Exemplo para determinação da geração de teste de uma usina no Ponto de Medição Individual – PMI

Para usinas eólicas, solares e biomassa com CVU nulo, a quantidade de geração de teste não ajustada medida no PMI é realizada a partir das seguintes expressões:

Para usinas com unidade geradora em status “nenhum”, independentemente do status das demais unidades geradoras:

$$MED_GT_PMI_{p,j} = \min \left(\max \left(0; \left(\sum_{i \in PI} MO_G_{i,j} - \sum_{i \in PI} MO_C_{i,j} \right) \right); \sum_{i \in OTCS} CAP_{i,j} \right) * F_TESTE_{p,j}$$

Para usinas com unidade geradora em status “suspensa”:

$$MED_GT_PMI_{p,j} = \max \left(0; \left(\left(\sum_{i \in PI} MO_G_{i,j} - \sum_{i \in PI} MO_C_{i,j} \right) - MED_G_PMI_{p,j} \right) \right)$$

Caso contrário:

$$MED_GT_PMI_{p,j} = \max \left(0; \left(\sum_{i \in PI} MO_G_{i,j} - \sum_{i \in PI} MO_C_{i,j} \right) \right) * F_TESTE_{p,j}$$

Onde:

$MED_GT_PMI_{p,j}$ é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada no Ponto de Medição Individual da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MO_G_{i,j}$ é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

$MO_C_{i,j}$ é a Medição Integralizada do canal C do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

$CAP_{i,j}$ é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i”, das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F_TESTE_{p,j}$ é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED_G_PMI_{p,j}$ é a Medição de Geração Não Ajustada no Ponto de Medição Individual da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“OTCS” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos às unidades geradoras em teste, operação comercial e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

“OTC” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos a unidades geradoras em teste e em operação comercial pertencentes à parcela de usina “p”

regras de
comercialização

Encargos

versão 2024.X.X

ccee

ÍNDICE

ENCARGOS	3
1. <i>Introdução</i>	3
1.1. Conceitos Básicos	4
2. <i>Detalhamento das Etapas de Encargos</i>	13
2.1. Encargos por Restrição de Operação	13
2.2. Encargos de Serviços Ancilares	20
2.3. Encargos por Importação	27
2.4. Encargos por Segurança Energética	34
2.5. Encargos por Deslocamento Hidráulico	39
2.6. Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados	55
2.7. Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS	67
2.8. Ajuste dos Encargos Apurados	74
2.9. Totalização e Rateio dos Encargos por Segurança Energética	80
2.10. Consolidação dos Encargos	85
3. <i>Anexos</i>	96
3.1. Anexo I – Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio Retroativo	96

Encargos

1. Introdução

Os custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para atendimento da demanda por energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), e que não estão incluídos no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) estabelecido ex-ante pela CCEE para cada semana e patamar de carga, são denominados de Encargos. Esse módulo determina o valor desses encargos e estabelece o critério de rateio destes montantes por todos os agentes de acordo com o estabelecido na legislação vigente.

Este módulo envolve:

- ✓ Todos os agentes da CCEE.

Os encargos apurados mensalmente pela CCEE consistem basicamente em valores subdivididos em três categorias principais, dentro dos Encargos de Serviço de Sistema (ESS), de acordo com as formas de rateio e alívio desses montantes determinadas pelo poder concedente.

Os Encargos de Segurança Energética são gerados devido ao despacho extraordinário de recursos energéticos adicionais por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, com o objetivo de garantir o suprimento energético.

Os demais Encargos de Serviços de Sistema são rateados pelos agentes de consumo e possuem direito a alívio retroativo.

Por simplicidade de notação, quando houver a citação neste módulo dos “Encargos de Serviços do Sistema (ESS)”, o termo será referido aos Encargos de Serviços do Sistema, exceto Encargos por Segurança Energética.

Em linhas gerais, as informações de medição provenientes do módulo de regras “Medição Contábil”, a garantia física ajustada no centro de gravidade do sistema, considerando sazonalização flat, proveniente do módulo “Repactuação do Risco Hidrológico do ACR”, além de informações da ANEEL e do Operador Nacional do Sistema (ONS) são utilizadas para a formação dos encargos a serem pagos aos agentes geradores com usinas passíveis de recebimento desses montantes. As demais informações advindas dos módulos de “Penalidades”, e “Tratamento das Exposições” são utilizadas para alívio e rateio dos encargos apurados neste caderno de regras

1.1. Conceitos Básicos

1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Encargos”, esquematizado na Figura 1, é composto por uma sequência de etapas de cálculo com o objetivo de apurar os montantes de encargos e o rateio desses valores entre os agentes da CCEE, além de determinar os recursos disponíveis para o alívio retroativo das exposições financeiras e dos encargos de serviços de sistema:

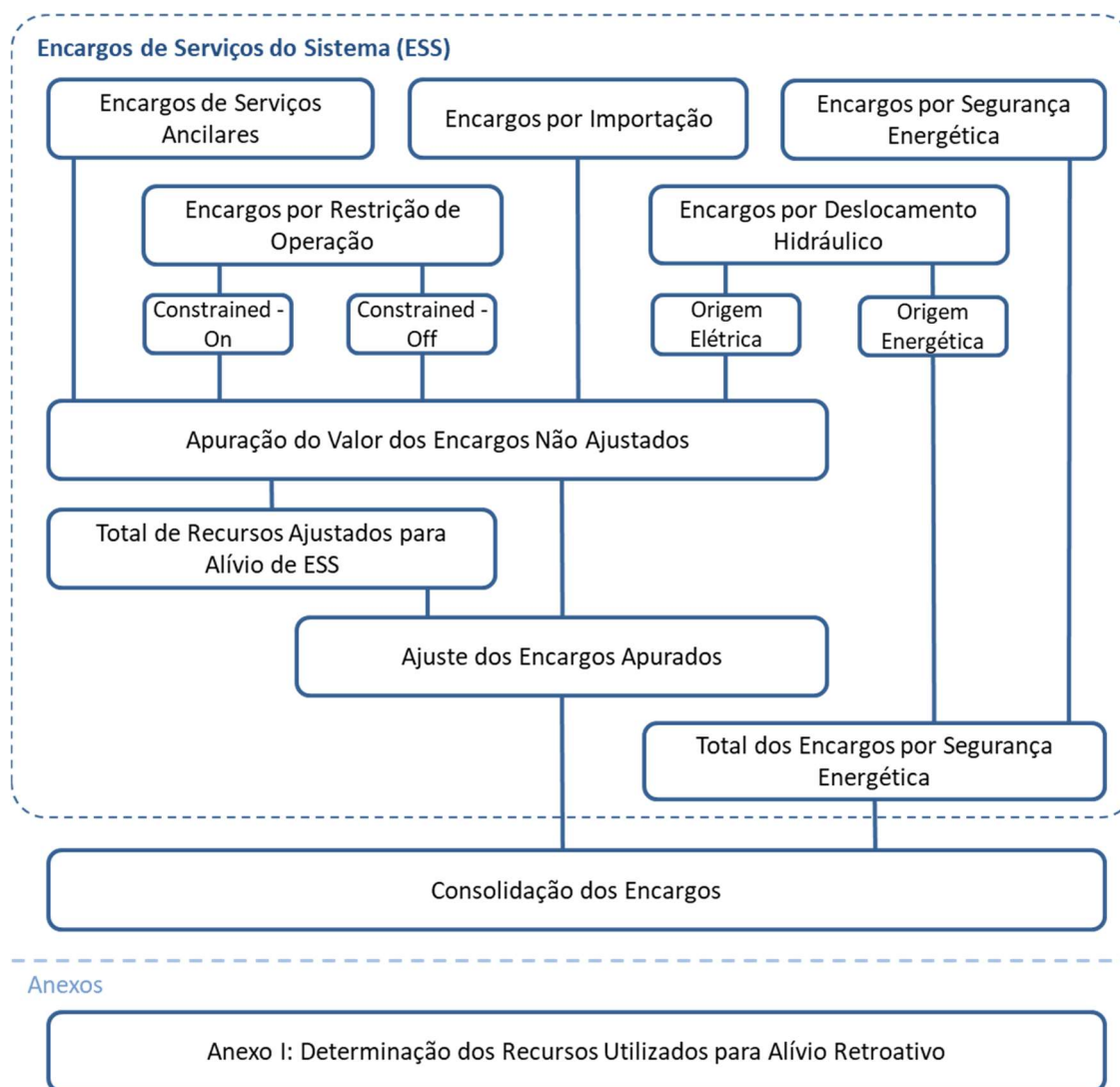


Figura 1: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

São apresentadas a seguir as descrições das etapas do processo que serão detalhadas neste documento:

Encargos por Restrição de Operação

Calcula o montante de encargos por restrição de operação, das usinas não hidráulicas, pela diferença entre a geração realizada/instruída pelo ONS e a geração prevista na programação sem restrições da CCEE. Além disso, a geração referente às restrições de operação das usinas, cadastradas no modelo de otimização da programação diária, também são classificadas com restrição. Esse encargo é resultante de três situações possíveis:

- **Constrained-On:** usina termelétrica despachada fora de ordem de mérito para atender a critérios energéticos ou operacionais (desvios positivos da ordem de mérito);
- **Constrained-Off:** usina termelétrica que tem sua geração reduzida em relação à ordem de mérito para atender a critérios energéticos ou operacionais (desvios negativos da ordem de mérito)
- **Unit Commitment:** usina termelétrica despachada fora de ordem de mérito para atender as restrições técnicas de operação dos critérios de tomada e descida de carga, e tempo mínimo de acionamento.

Encargos de Serviços Ancilares

Determina os custos incorridos na prestação de serviços ancilares pelos agentes tais como compensação síncrona, ressarcimento de custos de operação e manutenção de equipamentos especiais de supervisão, controle e comunicação autorizados pelo poder concedente, e atendimento ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa.

Encargos de Segurança Energética

Determina os encargos oriundos das usinas despachadas por decisão do CMSE com o objetivo de garantir o suprimento energético e dos encargos oriundos do deslocamento hidráulico proporcionado pela geração por segurança energética e por importação de energia sem garantia física associada.

Encargos por Importação

Determina os encargos oriundos das usinas virtuais criadas para representar a importação de energia entre o Brasil e países vizinhos despachadas pelo ONS, com o objetivo de garantir a redução do custo imediato de operação do SIN.

Encargos de Deslocamento Hidráulico

Determina os custos incorridos às usinas hidrelétricas participantes do MRE em função do deslocamento da geração dessas usinas pela ocorrência de geração fora da ordem de mérito do custo e de importação de energia elétrica sem garantia física associada, de acordo com a Lei 13.360/2016, sendo que essas usinas hidrelétricas têm direito a ressarcimento através de dois tipos de encargos:

- **Encargo associado ao Deslocamento Hidráulico Energético:** ressarcem os custos das usinas hidrelétricas em função da redução da geração dessas usinas derivada da geração por segurança energética e da importação de energia sem lastro associado.
- **Encargo associado ao Deslocamento Hidráulico Elétrico:** ressarcem os custos das usinas hidrelétricas em função da redução da geração dessas usinas derivada da geração termelétrica por restrição elétrica, elegível, por critérios estabelecidos pelo ONS, como fonte da redução da geração das usinas hidrelétricas do MRE.

Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados

Determina os valores preliminares, em R\$/MWh, dos encargos de serviços do sistema, formados pelas restrições de operação, prestação de serviços ancilares e deslocamento hidráulico oriundo de restrições elétricas que são passíveis de alívio.

Apuração do Valor de Encargos de Segurança Energética

Determina o total dos custos oriundos da segurança energética, que contempla o ressarcimento dos custos das usinas despachadas por segurança energética e o custo do deslocamento hidráulico provocado por essa geração. A partir desse valor, determina-se o montante, em R\$/MWh, do encargo por segurança energética.

Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS

Consolida o total de recursos financeiros disponíveis para alívio de encargos de serviços do sistema.

Ajuste dos Encargos Apurados de Restrição de Operação e Serviços Ancilares

Estabelece os valores finais, em R\$/MWh, a serem aplicados a cada MWh consumido no SIN, de modo a compor o montante a ser transferido às usinas receptoras de encargos via contabilização CCEE.

Consolidação dos Encargos

Estabelece os valores, por agente e mês de apuração, dos montantes a serem pagos e recebidos no âmbito da contabilização da CCEE a título de encargos de serviços do sistema (ESS).

Anexo

- **Anexo I – Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio Retroativo:** consolida os recursos financeiros residuais a serem utilizados para alívio retroativo de encargos e exposições financeiras negativas (decorrentes do tratamento das exposições em função da eventual diferença de preços entre os submercados), bem como os recursos destinados a alívio futuro de encargos.

1.1.2. Restrições de Operação

O Brasil, em função da predominância hidráulica do parque gerador, decidiu adotar o modelo de despacho centralizado (*tight pool*), em que o ONS decide a quantidade de energia a ser despachada por usina integrante do sistema interligado, com base em cadeia de modelos de otimização do uso da água estocada nos reservatórios.

Essa cadeia de modelos de otimização é a mesma utilizada pela CCEE na determinação do PLD. Na determinação do CMO, o ONS considera as restrições de transmissão internas a cada submercado para que o despacho atenda a demanda do mercado e assegure a estabilidade do sistema. Já a CCEE calcula um PLD único para todo o submercado, ou seja, para efeito do cálculo do preço, a CCEE trabalha como se a energia estivesse igualmente disponível em todos os pontos de consumo desse mesmo submercado. Dessa forma, as restrições internas aos submercados não são consideradas.

Há, portanto, uma diferença importante entre o despacho econômico calculado pela CCEE e o despacho elétrico operacionalizado pelo ONS. Dessa forma, é possível que as usinas venham a ser despachadas em níveis diferentes dos previstos na CCEE. Essas diferenças são ressarcidas a essas usinas pelos Encargos de Serviços do Sistema.

Os custos associados às restrições de operação correspondem ao ressarcimento para as usinas cuja produção elétrica tenha sido afetada por restrições de operação dentro de um submercado. Têm direito ao recebimento de encargos por restrições de operação apenas as usinas termelétricas com CVU não nulo.

O cálculo dos encargos relativos ao custo de restrição de operação incorpora também as diferenças não previstas pelo despacho sem restrição *ex-ante* da CCEE e captadas pelo despacho real verificado, realizado pelo ONS, como: alterações na configuração do sistema decorrentes da queda de uma linha de transmissão, uma grande chuva que venha a ocorrer após o cálculo do modelo de otimização da programação e que pode alterar substancialmente o planejamento da operação de curto prazo do ONS, dentre outras possibilidades.

A diferença entre a geração realizada/instruída pelo ONS e a geração prevista na programação sem restrições da CCEE pode resultar em duas situações possíveis, conforme mencionado anteriormente, quais sejam: (i) *constrained-off* e (ii) *constrained-on*.

A Figura 2 ilustra as ambas as condições de restrição operacional:

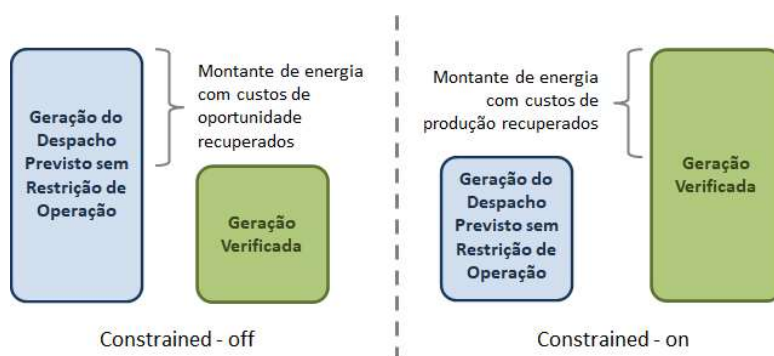


Figura 2: Tipos de Restrição de Operação: *Constrained-Off* e *Constrained-On*

Devido às restrições técnicas das usinas térmicas, podem ser programados despachos além da ordem de mérito, com o objetivo final de atender uma solicitação de despacho na ordem de mérito do ONS. Tais restrições, denominadas de unit commitment, passam a ser modeladas no DESSEM.

A primeira restrição que deve ser observada é o tempo mínimo de acionamento da usina, ou seja, uma vez acionada, a usina necessita tecnicamente de determinada quantidade de horas ligadas até finalizar o desligamento. Além disso, existem as restrições de tomada e descida de carga (rampa de subida e descida, respectivamente).

Para atender a solicitação de despacho da ordem de mérito é necessário que a usina termelétrica inicie o processo de acionamento das unidades geradoras, em momento anterior para atendimento da potência da usina, ou ainda no nível de despacho programado (respeitado a geração mínima e geração máxima).

Por fim, também é necessário respeitar as restrições de descida de carga da usina para retornar à condição de desligamento total. Destaca-se também a restrição de tempo mínimo de desligamento até um novo acionamento, também cadastrada como parâmetro técnico no DESSEM, porém sem direito a recebimento de encargo.

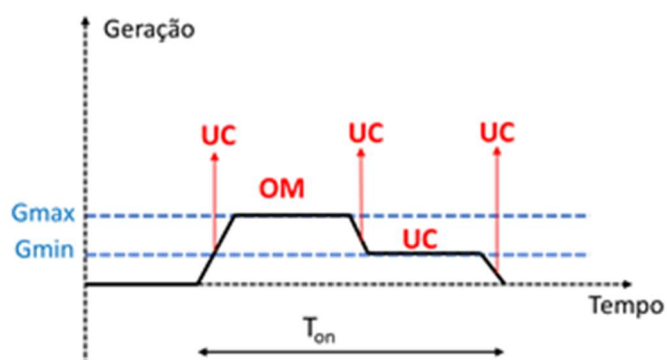


Figura 3 – Representação das Restrições Operativas por Unit Commitment

1.1.3. Serviços Ancilares

Os serviços ancilares, conforme regulamentação específica, são destinados a garantir a qualidade e a segurança da energia gerada, contribuindo para a confiabilidade do SIN.

Os serviços ancilares informados pela ANEEL e remunerados por meio dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS) são compostos por:

- a) **Compensação Síncrona:** O agente de geração recebe o equivalente à energia reativa gerada ou consumida valorada à Tarifa de Serviços Ancilares (TSA), que é revista pela ANEEL anualmente.

- b) Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa: As usinas termelétricas que forem acionadas para atenderem ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa recebem essa energia valorada ao preço da oferta realizada, quando o atendimento ao despacho é considerado satisfatório, ou ao seu CVU para despacho na ordem de mérito, quando insatisfatório. A energia gerada é liquidada a PLD a crédito do gerador e o montante financeiro adicional necessário para completar a valoração dessa energia é pago ao gerador por meio de encargos.
- c) Os empreendimentos de geração atualmente em operação que venham a ter o provimento de serviços ancilares determinado pela ANEEL, ou que tiveram autorização para reposição dos equipamentos e peças destinadas à prestação de serviços ancilares, terão o custo de implantação ou reposição auditado e aprovado por tal agência e ressarcido via ESS.

1.1.4. Encargos por Importação

Em 29 de dezembro de 2022 foi publicada a Portaria nº 60 do Ministério de Minas e Energia (MME), a qual estabelece que, o Operador Nacional do Sistema (ONS) poderá utilizar integralmente ou parcialmente a energia de importação proveniente da República Argentina e do Uruguai, observando as quantidades e as condições passíveis de substituição termelétrica, garantindo a redução do custo imediato de operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Poderão ser autorizados um ou mais Agentes Comercializadores como responsáveis pela importação de energia elétrica perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, desde que adimplentes e autorizados nos termos da Portaria MME nº 596, de 19 de outubro de 2011.

A declaração dos montantes e dos preços da energia para importação será realizada por meio de ofertas ao ONS, anteriormente à programação da operação e à formação do PLD, com entrega da energia no centro de gravidade do SIN e tendo como destino o Mercado de Curto Prazo (MCP). Os montantes e preços da energia ofertados para importação não serão considerados nos processos de planejamento e programação da operação associados ao Programa Mensal da Operação (PMO) e de formação do PLD.

1.1.5. Encargos de Segurança Energética

A Lei nº 10.848, de 2004, estabelece que, com vistas à garantia do suprimento energético, o ONS poderá despachar recursos energéticos fora da ordem de mérito econômico (em ordem crescente em relação aos custos declarados de geração).

Como o despacho fora da ordem de mérito, para a garantia de suprimento energético, não leva em consideração o custo de operação declarado dessas usinas para a formação do PLD, a Lei 13.360/2016, estabeleceu que o montante financeiro a ser pago para as usinas despachadas adicionalmente para a garantia de suprimento energético será rateado pelos consumidores.

1.1.6. Encargos de Deslocamento Hidráulico

O Artigo 2º da Lei nº 13.203, de 08 de dezembro de 2015, estabelece que a ANEEL deverá estabelecer para aplicação a partir de 2017, a valoração, o montante elegível e as condições de pagamento para os participantes do MRE do custo do deslocamento da geração hidrelétrica.

Dessa forma, a ANEEL publicou regulamentação específica que estabelece as regras para se determinar o montante de energia que deve ser considerado como deslocamento hidráulico, a forma de apuração do custo desse deslocamento e a forma de ressarcimento aos geradores participantes do MRE.

Assim, definiu-se que o deslocamento hidráulico é composto por duas parcelas:

1. O deslocamento hidráulico energético, constituído pela geração por segurança energética mais a importação de energia sem garantia física associada
2. O deslocamento hidráulico elétrico, constituído pela geração originada por restrições elétricas identificada pelo ONS como indutora de redução de geração das usinas participantes do MRE

Desses dois montantes inicialmente apurados deve-se abater a indisponibilidade verificada de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito. A Figura 4 ilustra a apuração dos montantes de deslocamento hidráulico.

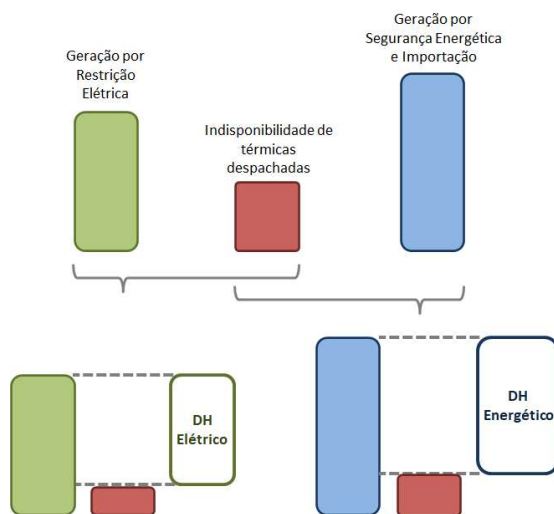


Figura 4: Apuração dos montantes de deslocamento hidráulico

Os montantes de deslocamento hidráulico apurados são rateados entre todas as usinas participantes do MRE na proporção da garantia física modulada e ajustada, considerando sazonalização flat.

Os montantes de deslocamento hidráulico destinados às usinas do MRE que optaram pela repactuação do risco hidrológico precisam ser ajustados em função do produto escolhido no processo de repactuação e do valor do Ajuste MRE (GSF) apurado.

A Figura 5 ilustra os pontos anteriores.

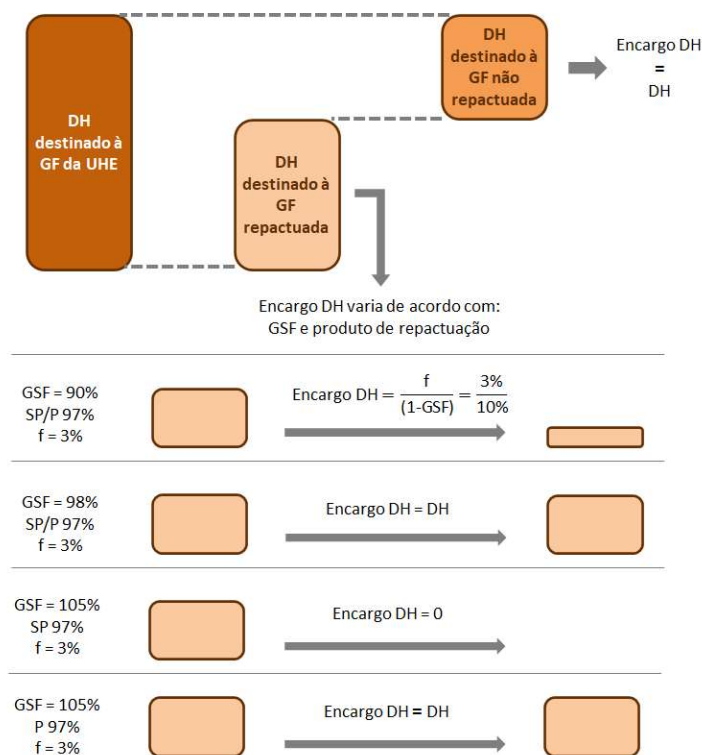


Figura 5: Determinação do Deslocamento Hidráulico para usinas que repactuaram

Tendo se determinado os montantes de deslocamento hidráulico que cada usina hidrelétrica participante do MRE têm direito, apura-se o custo desse deslocamento a partir do produto entre o montante de deslocamento e a diferença entre o valor do PLD da hora e do submercado em que houve deslocamento e o chamado PLD_X, valor associado ao custo de oportunidade de geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios das usinas hidrelétricas decorrente do deslocamento de geração hidrelétrica.

Os custos apurados dos deslocamentos hidráulicos são assumidos por todos os consumidores do SIN.

1.1.7. Forma de rateio dos encargos

Os encargos mencionados anteriormente são rateados entre os agentes de formas distintas, conforme apresentado a seguir:

	Forma de Rateio
Restrição de Operação	Rateado na proporção do <i>consumo atendido pelo SIN (Consumo atendido pelo SIN: consumo total subtraído da energia elétrica autoproduzida no SIN, ou seja, independentemente de sua localização)</i> , de cada agente em relação a todos os agentes, respeitando o tipo de restrição, multi-submercados ou submercado único, onde para encargos por restrição de operação do tipo multi-submercados será rateado entre os agentes localizados nos submercados do agrupamento, e para encargos por restrição de operação do tipo submercado único será rateado pelos agentes localizados no mesmo submercado.
Compensação Síncrona	Rateado na proporção do <i>consumo atendido pelo SIN (Consumo atendido pelo SIN: consumo total subtraído da energia elétrica autoproduzida no SIN, ou seja, independentemente de sua localização)</i> , de cada agente, em relação ao consumo atendido pelo SIN de todos os agentes localizados no seu submercado.
Serviços Ancilares	Rateado na proporção do <i>consumo atendido pelo SIN (Consumo atendido pelo SIN: consumo total subtraído da energia elétrica autoproduzida no SIN, ou seja, independentemente de sua localização)</i> , de cada agente, em relação ao consumo atendido pelo SIN todos os agentes de todos os submercados.
Importação	Rateado na proporção do <i>consumo atendido pelo SIN (Consumo atendido pelo SIN: consumo total subtraído da energia elétrica autoproduzida no SIN, ou seja, independentemente de sua localização)</i> , de cada agente, em relação ao consumo atendido pelo SIN todos os agentes de todos os submercados.
Segurança Energética	Rateado na proporção do <i>consumo atendido pelo SIN (Consumo atendido pelo SIN: consumo total subtraído da energia elétrica autoproduzida no SIN, ou seja, independentemente de sua localização)</i> , considerando eventual geração de propriedade da carga, provenientes de usinas localizadas no mesmo ou em outro sítio.
Deslocamento Hidráulico	Rateado na proporção do <i>consumo atendido pelo SIN (Consumo atendido pelo SIN: consumo total subtraído da energia elétrica autoproduzida no SIN, ou seja, independentemente de sua localização)</i> , de cada agente em relação a todos os agentes, respeitando o tipo de restrição, multi-submercados ou submercado único, onde para encargos por restrição de operação do tipo multi-submercados será rateado entre os agentes localizados nos submercados do agrupamento, e para encargos por restrição de operação do tipo submercado único será rateado pelos agentes localizados no mesmo submercado.

Figura 6: Formação dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS)

1.1.8. Consolidação dos Encargos

A consolidação dos encargos consiste em determinar o total de encargos a serem pagos aos agentes com usinas receptoras de encargos no mês de apuração.

Os encargos de serviços do sistema são compostos por encargos de serviços ancilares, encargos por restrição de operação, encargos por Segurança Energética, encargos por Importação e encargos por Deslocamento Hidráulico, conforme ilustrado na Figura 7.



Figura 7: Formação dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS)

Os seguintes recursos podem ser utilizados para abatimento ou alívio do total de encargos de serviços do sistema a ser pago pelos agentes proprietários de pontos de medição de consumo registrados na CCEE:

- Saldo remanescente do alívio de exposições do mês vigente;
- Sobra de receitas advindas do mês anterior, a qual também considera eventual saldo remanescente da Conta de Energia de Reserva (CONER) após o término de suprimento dos Contratos de Energia de Reserva (CER) (Para maiores informações sobre Energia de Reserva consulte o módulo específico); e
- Recursos advindos da aplicação de penalidades anteriores a novembro de 2005 por insuficiência de lastro de comercialização de energia, acrescido do pagamento de penalidades por falta de combustível, associada aos processos de coleta de dados de medição pela CCEE, multas atribuídas ao não aporte das garantias financeiras e multa por inadimplência na liquidação financeira do mercado de curto prazo.

A Figura 8 ilustra essa etapa de alívio de encargos:



Figura 8: Total de Encargos superior a Reserva para Alívio de ESS

Se o recurso para alívio de ESS for maior que o total de encargos de serviços do sistema, os agentes proprietários de pontos de medição de consumo não pagam ESS e o valor remanescente é alocado da seguinte forma:

- O saldo remanescente do alívio de exposições do mês vigente, caso haja, será utilizado para processar o alívio retroativo de exposições residuais dos geradores em função do tratamento das exposições e os encargos de serviços do sistema de meses anteriores (Vide módulo “Consolidação de Resultados”); e
- Caso haja recursos advindos da aplicação de penalidades e a sobra de receita do mês anterior, seus saldos remanescentes, após o alívio dos ESS do mês de apuração, serão utilizados para alívio de ESS de meses futuros.

A Figura 9 ilustra essa etapa de alívio de encargos:

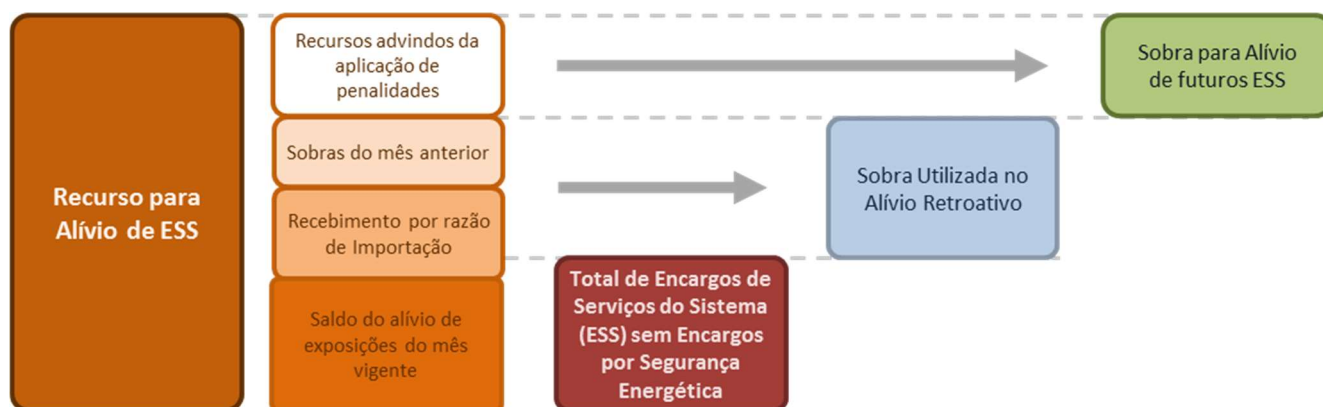


Figura 9: Total de Encargos inferior a Reserva para Alívio de ESS no mês

Por sua vez, o encargo de segurança energética é constituído pelo custo da geração de segurança energética e pelo deslocamento hidráulico de origem energética. Destaca-se que essa modalidade de encargo não tem direito a alívio como ocorre com os encargos de serviços do sistema.

2. Detalhamento das Etapas de Encargos

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Encargos”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

2.1. Encargos por Restrição de Operação

Objetivo:

Apurar os montantes em reais devidos às usinas a título de encargos por restrição operacional.

Contexto:

Os Encargos por Restrição de Operação compõem um dos tipos de Encargos de Serviços do Sistema (ESS). A Figura 10 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

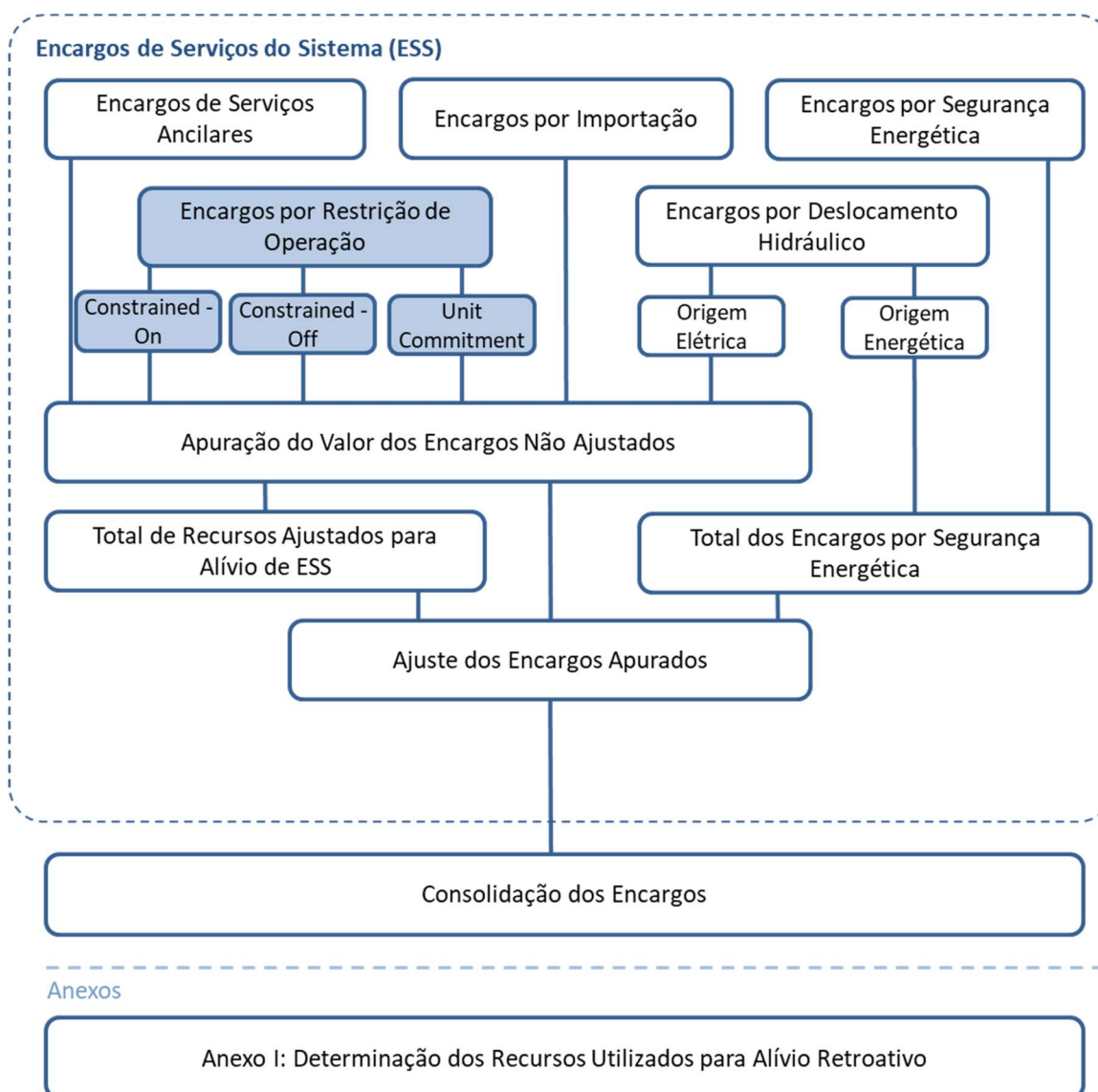


Figura 10: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

2.1.1. Detalhamento dos Encargos por Restrição de Operação

O processo de cálculo relativo aos encargos por restrição de operação é composto pelos seguintes comandos e expressões:

1. O cálculo dos encargos por restrição de operação incorpora eventuais diferenças não previstas pelo despacho sem restrição *Ex-Ante* da CCEE e captadas pelo despacho real verificado.
2. Os Encargos por Restrição de Operação são calculados para as usinas não hidráulicas com modalidade de despacho tipo I com CVU ou IIA (não emergenciais) e os interconectores internacionais que atendem restrições operativas do SIN, conforme informado pelo ONS, e são subdivididos em dois tipos *Constrained-On* e *Constrained-Off*.
 - 2.1. Encargos por Restrição de Operação por *Constrained-On* são pagos às usinas que não foram despachadas para atender os requisitos de demanda e de estabilidade do sistema, por sua geração ser mais cara, entretanto em função de restrições operativas o ONS faz essas usinas produzirem acima do que havia sido despachado; e
 - 2.2. Encargos por Restrição de Operação por *Constrained-Off* são pagos às usinas que foram despachadas para atender os requisitos de demanda e de estabilidade do sistema, entretanto em função de restrições operativas o ONS faz essas usinas produzirem menos do que o despachado.
 - 2.3. Encargos por Restrição de Operação por Unit Commitment são pagos às usinas que foram despachadas para atender restrições físicas das usinas para a geração da ordem do mérito.

2.1.2. Encargos por Restrição de Operação por *Constrained-On*

3. As usinas, enquadradas na Linha de Comando 2, acionadas por restrição de operação pelo ONS, em condição *CONSTRAINED-ON*, têm seu Encargo por Restrição de Operação calculado a partir da geração de energia verificada acima da respectiva instrução de despacho para o período, valorado pela diferença entre o Custo Declarado associado à produção da energia e o Preço de Liquidação das Diferenças. O Encargo por Restrição de Operação *Constrained-On* é determinado conforme a seguinte expressão:

$$ENC_CONST_ON_{p,j} = (G_CONST_ON_{p,j}) * \max \left(0; (INC_{p,j} - PLD_{s,j}) \right)$$

Onde:

$ENC_CONST_ON_{p,j}$ é o Encargo por Restrição de Operação *Constrained-On* da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G_CONST_ON_{p,j}$ é a Geração para atendimento a uma Restrição de Operação *Constrained-On* da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$INC_{p,j}$ é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

“s” refere-se ao submercado onde está localizada a parcela de usina “p”

- 3.1. O Fator do Encargo por Restrição de Operação estabelece o percentual da produção de energia elétrica, de uma usina acionada por razão de restrição operativa efetivamente realizada, acima da instrução de despacho para o período considerado. Esse fator é expresso por:

$$F_REST_OP_{p,j} = \min \left(1; \frac{G_ONS_CONST_ON_{p,j}}{G_VOP_{p,j}} \right)$$

Onde:

$F_REST_OP_{p,j}$ é o Fator do Encargo por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G_ONS_CONST_ON_{p,j}$ é a Geração informada pelo Operador do Sistema para atendimento a uma Restrição de Operação *Constrained-On* da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G_{VOP_{p,j}}$ é a Geração Verificada pelo Operador do Sistema da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

- 3.2. A Geração Realizada para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On é determinada pela geração da usina multiplicada pelo Fator do Encargo por Restrição de Operação, expresso por:

$$G_{CONST_ON_{p,j}} = G_{p,j} * F_{REST_OP_{p,j}}$$

Onde:

$G_{CONST_ON_{p,j}}$ é a Geração para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G_{p,j}$ é a Geração Final da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$F_{REST_OP_{p,j}}$ é o Fator do Encargo por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

2.1.3. Encargos por Restrição de Operação por *Constrained-Off*

4. O ajuste da Quantidade de Energia Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação é realizado de modo a referenciar essa informação à Rede Básica nos moldes do tratamento dado no caderno de Medição Contábil por meio da aplicação do Fator de Rateio de Perdas da Geração associado à usina além do respectivo Fator de Abatimento das Perdas Internas, sendo assim a Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação é expressa por:

$$QEA_{REST_OP_{p,j}} = \max \left(0; (M_{CONST_OFF_{p,j}} * F_{PDI_{p,j}} * UXP_{GLF_{p,j}}) \right)$$

Onde:

$QEA_{REST_OP_{p,j}}$ é a Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$M_{CONST_OFF_{p,j}}$ é o Montante de geração frustrada por Constrained-Off determinado pelo ONS da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$F_{PDI_{p,j}}$ é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$UXP_{GLF_{p,j}}$ é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p” por período de comercialização “j”

5. Para as usinas passíveis de recebimento de encargos por restrição elétrica devido a situação de Constrained-off, para cada período de comercialização, seu Encargo por Restrição de Operação será calculado a partir da geração de energia verificada abaixo da respectiva instrução de despacho para o período, valorado pela diferença entre o Preço de Liquidação das Diferenças Final e o Custo Declarado associado à produção da energia. O Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off é determinado conforme a seguinte expressão:

$$ENC_{CONST_OFF_{p,j}} = QEA_{REST_OP_{p,j}} * \max \left(0; (PLD_{s,j} - INC_{p,j}) \right)$$

Onde:

$ENC_{CONST_OFF_{p,j}}$ é o Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$QEA_{REST_OP_{p,j}}$ é a Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$INC_{p,j}$ é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

“s” refere-se ao submercado onde está localizada a parcela de usina “p”

2.1.4. Encargos por Restrição de Operação por Unit Commitment

6. O Encargo por Restrição de Operação Unit Commitment será calculado a partir da geração de energia classificada por esse fim, valorado pela diferença entre o Preço de Liquidação das Diferenças Final e o Custo Declarado associado à produção da energia, conforme a seguinte expressão:

$$\text{Se } INC_{p,j} > PLD_{s,j} \text{ então:}$$

$$ENC_REST_UNIT_{p,j} = G_UNIT_{p,j} * (INC_{p,j} - PLD_{s,j})$$

Onde:

$ENC_REST_UNIT_{p,j}$ é o Encargo por Restrição de Operação Unit Commitment da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G_UNIT_{p,j}$ é a Geração por Unit Commitment da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$INC_{p,j}$ é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

“s” refere-se ao submercado onde está localizada a parcela de usina “p”

- 6.1. A Geração por Unit Commitment da usina é definida a partir do Fator de energia gerada por Unit Commitment da usina aplicado na Geração da Final da mesma, de acordo com a expressão a seguir:

$$G_UNIT_{p,j} = G_{p,j} * F_UNIT_C_{p,j}$$

Onde:

$G_UNIT_{p,j}$ é a Geração por Unit Commitment da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G_{p,j}$ é a Geração Final da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$F_UNIT_C_{p,j}$ é o Fator de Determinação da Energia gerada por Unit Commitment da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

- 6.1.1. O cálculo do Fator de Determinação da Energia gerada por Unit Commitment representa a relação entre a Geração por Unit Commitment, definida pelo ONS, e a geração apurada por este:

$$F_UNIT_C_{p,j} = \min\left(1; \frac{UNIT_{p,j}}{G_VOP_{p,j}}\right)$$

Onde:

$F_UNIT_C_{p,j}$ é o Fator de Determinação da Energia gerada por Unit Commitment da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$UNIT_{p,j}$ é o Geração por Unit Commitment de cada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G_VOP_{p,j}$ é a Geração Verificada pelo Operador do Sistema da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

2.1.5. Dados de Entrada dos Encargos por Restrição de Operação

Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas		
F_PDI_{p,j}	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da parcela de usina "p" por período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração Final da Usina		
G_{p,j}	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina "p", ajustada por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração por Unit Commitment		
G_UNIT_{p,j}	Descrição	Geração por Unit Commitment da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou zero
Geração informada pelo ONS para atendimento a uma restrição de operação Constrained-On		
G_ONS_CONST_ON_{p,j}	Descrição	Geração informada pelo Operador do Sistema para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou zero
Geração Verificada pelo Operador do Sistema		
G_VOP_{p,j}	Descrição	Geração Verificada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) de uma parcela de usina não hidráulica "p", ajustada por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração por Unit Commitment da Usina		
UNIT_{p,j}	Descrição	Volume de energia gerada por Unit Commitment verificada pelo ONS para a parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Custo Declarado da Parcela de Usina Não Hidráulica		
INC_{p,j}	Descrição	Declaração do custo associado à produção de cada MWh produzido pela parcela de usina não hidráulica "p", com modalidade de despacho tipo I com CVU ou IIA, por período de comercialização "j". O valor dessa declaração deverá incorporar todos os diferentes componentes da declaração de preço da usina não-hidráulica.
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Montante de geração frustrada por Constrained-Off		
M_CONST_OFF_{p,j}	Descrição	Montante de geração frustrada por Constrained-Off determinado pelo ONS da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Preço de Liquidação das Diferenças		
PLD_{s,j}	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado "s" e período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças (Determinação do PLD)
	Valores Possíveis	Positivos
Fator de Rateio de Perdas de Geração Associado à Usina		
UXP_GLF_{p,j}	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser associado à parcela de usina "p", por período de comercialização "j". Caso a parcela da usina não participa do rateio de perdas da Rede Básica, o UXP_GLF _{p,j} é igual a 1.
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.1.6. Dados de Saída dos Encargos por Restrição de Operação

Encargo por Restrição de Operação Constrained-On		
ENC_CONST_ON_{p,j}	Descrição	Encargo por Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off		
ENC_CONST_OFF_{p,j}	Descrição	Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Encargo por Restrição de Operação Unit Commitment		
ENC_REST_UNIT_{p,j}	Descrição	Encargo por Restrição de Operação Unit Commitment da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Determinação da Energia gerada por Unit Commitment		
F_UNIT_C_{p,j}	Descrição	Fator de Determinação da Energia gerada por Unit Commitment da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On		
G_CONST_ON_{p,j}	Descrição	Geração para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

2.2. Encargos de Serviços Ancilares

Objetivo:

Apurar os montantes em reais devidos às usinas por prestação de serviços ancilares.

Contexto:

Os serviços ancilares são destinados a garantir a qualidade e segurança da energia gerada, contribuindo para a confiabilidade do SIN. Os custos incorridos na prestação desses serviços são ressarcidos por meio dos Encargos de Serviços Ancilares, sendo esse um componente dos Encargos de Serviços do Sistema. A Figura 11 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

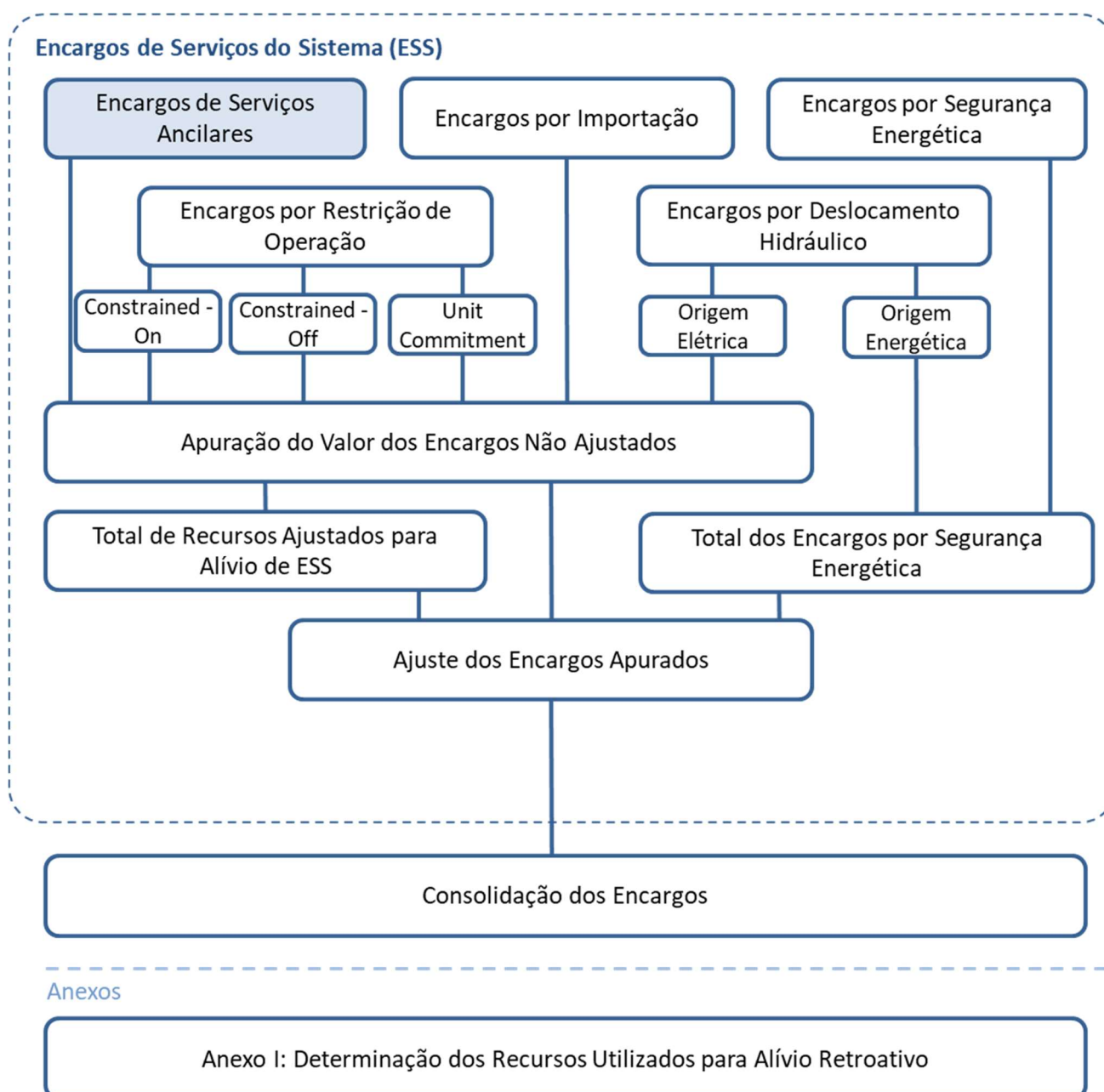


Figura 11: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Encargos"

2.2.1. Detalhamento dos Encargos de Serviços Ancilares

O processo de determinação dos encargos de serviços ancilares é composto pelos seguintes comandos e expressões:

7. A determinação do Encargo de Compensação Síncrona da usina refere-se ao fornecimento ou absorção de energia reativa e será remunerado à Tarifa de Serviços Ancilares (TSA), estabelecida pela ANEEL em resolução específica. O Encargo de Compensação Síncrona é dado pela expressão:

$$ENC_CS_{p,j} = MER_CS_{p,j} * TSA_{p,m}$$

Onde:

$ENC_CS_{p,j}$ é o Encargo por Compensação Síncrona, da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MER_CS_{p,j}$ é a Medição de Energia Reativa Associada à Compensação Síncrona, da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$TSA_{p,m}$ é a Tarifa de Serviços Ancilares da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

8. O Encargo por Outros Serviços Ancilares atribuído a uma usina é determinado pela relação de todos os ressarcimentos autorizados pelo regulador em função de investimentos realizados para prestação de serviços ancilares ao sistema, operação e manutenção de equipamentos necessários à participação do Controle Automático de Geração (CAG), do Sistema Especial de Proteção (SEP), equipamentos de autorrestabelecimento e por contratação de usinas emergenciais. O Encargo por Outros Serviços Ancilares é expresso por:

$$ENC_OSA_{p,m} = RISA_{p,m} + RCAG_{p,m} + RSEP_{p,m} + RART_{p,m} + RCUE_{p,m}$$

Onde:

$ENC_OSA_{p,m}$ é o Encargo por Outros Serviços Ancilares da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$RISA_{p,m}$ é o Ressarcimento por Investimentos para Prestação de Serviços Ancilares da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$RCAG_{p,m}$ é o Ressarcimento pelo Custo de Operação e Manutenção dos Equipamentos de Supervisão e Controle e de Comunicação Necessários à Participação no CAG (Controle Automático de Geração) da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$RSEP_{p,m}$ é o Ressarcimento pelo Custo de Implantação, Operação e Manutenção de SEP (Sistema Especial de Proteção) da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$RART_{p,m}$ é o Ressarcimento pelo Custo de Operação e Manutenção dos Equipamentos de Autorrestabelecimento da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$RCUE_{p,m}$ é o Ressarcimento pelo Custo de Usinas Emergenciais da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

9. O Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa a ser pago às usinas, informadas pelo ONS, não hidráulicas com modalidade de despacho tipo I com CVU ou IIA, é determinado pela geração realizada no cumprimento desse serviço ao sistema, valorado pela diferença entre o preço determinado para essa energia, com base no critério de atendimento satisfatório ao despacho, e o PLD verificado no momento da geração:

Se a usina estiver atendendo o despacho complementar para manutenção de reserva de potência operativa

$$ENC_RESPOP_{p,j} = G_RESPOP_{p,j} * \max(0; \mathbf{PRECO_RESPOP}_{p,j} - PLD_{s,j})$$

Onde:

$ENC_RESPOP_{p,j}$ é o Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”

$G_RESPOP_{p,j}$ é a Geração Realizada para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”

$PRECO_RESPOP_{p,j}$ é o Preço para Valoração do Encargo referente ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

- 9.1. O Preço para Valoração do Encargo referente ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa é determinado em função do atendimento satisfatório ou não do despacho pela usina. Em caso de atendimento satisfatório, a usina tem direito ao preço ofertado no mecanismo. Caso o atendimento seja insatisfatório, a usina terá direito apenas ao seu custo declarado para fins de despacho por ordem de mérito. Para determinar se o despacho foi satisfatório, é observado se a proporção da geração realizada foi superior às indisponibilidades forçada e programada da usina:

Se o atendimento ao despacho complementar para manutenção da reserva operativa foi satisfatório pela usina “p”

$$PRECO_RESPOP_{p,j} = PRECO_OF_RESPOP_{p,j}$$

Caso contrário

$$PRECO_RESPOP_{p,j} = INC_{p,j}$$

Onde:

PRECO_RESPOP_{p,j} é o Preço para Valoração do Encargo referente ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”

INC_{p,j} é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

PRECO_OF_RESPOP_{p,j} é o Preço Ofertado pelo agente para Valoração do Encargo referente ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”

2.2.2. Dados de Entrada dos Encargos de Serviços Ancilares

Geração Final da Usina		
G_{p,j}	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina "p", ajustada por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração Realizada para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa		
G_RESPOP_{p,j}	Descrição	Geração Realizada para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de UsinasI (Determinação da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, CER Quantidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração Verificada pelo Operador do Sistema		
G_VOP_{p,j}	Descrição	Geração Verificada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) de uma parcela de usina não hidráulica "p", ajustada por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Custo Declarado da Parcela de Usina Não Hidráulica		
INC_{p,j}	Descrição	Declaração do custo associado à produção de cada MWh produzido pela parcela de usina não hidráulica "p", com modalidade de despacho tipo I com CVU ou IIA, por período de comercialização "j". O valor dessa declaração deverá incorporar todos os diferentes componentes da declaração de preço da usina não-hidráulica.
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Energia Reativa Associada à Compensação Síncrona		
MER_CS_{p,j}	Descrição	Parcela de energia reativa da usina "p" associada à prestação de serviços ancilares por compensação síncrona, por período de comercialização "j". O ressarcimento em si é calculado no Módulo de Regras relativo aos Encargos
	Unidade	MVArh
	Fornecedor	Medição Contábil (Anexo III)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Preço de Liquidação das Diferenças		
PLD_{s,j}	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado “s” e período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças (Determinação do PLD)
	Valores Possíveis	Positivos
Preço Ofertado pelo agente Valoração do Encargo Referente ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa		
PRECO_OF_RESPOP_{p,j}	Descrição	Preço Ofertado pelo agente para Valoração do Encargo Referente ao Despacho Complementar Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos
Ressarcimento pelo Custo de Operação e Manutenção dos Equipamentos de Autorrestabelecimento		
RART_{p,m}	Descrição	Montante financeiro que a usina deverá ser ressarcida referente aos custos incorridos pela operação e manutenção dos equipamentos de autorrestabelecimento
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Ressarcimento pelo Custo de Implantação, Operação e Manutenção de SEP		
RSEP_{p,m}	Descrição	Montante financeiro que a usina deverá ser ressarcida referente aos custos incorridos pela implantação, operação e manutenção de Sistema Especial de Proteção (SEP)
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Ressarcimento pelo Custo de Usinas Emergenciais		
RCUE_{p,m}	Descrição	Ressarcimento pelo Custo de Usinas Emergenciais da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Ressarcimento por Investimentos para Prestação de Serviços Ancilares		
RISA_{p,m}	Descrição	Montante a ser ressarcido para a usina pelo investimento para prestação de serviços ancilares
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Ressarcimento pelo Custo de Operação e Manutenção dos Equipamentos de Supervisão e Controle e de Comunicação		
RCAG_{p,m}	Descrição	Montante financeiro que a usina deverá ser ressarcida referente aos custos incorridos pela operação e manutenção dos equipamentos de supervisão e controle e de comunicação necessários à participação da usina no Controle Automático de Geração (CAG)
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Tarifa de Serviços Ancilares		
TSA_{p,m}	Descrição	Valor para ressarcimento de custos adicionais de operação e manutenção referente ao suporte de reativo provido pelas parcelas de usinas "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$/MVArh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos

2.2.3. Dados de Saída dos Encargos de Serviços Ancilares

Encargo por Compensação Síncrona		
ENC_CS _{p,j}	Descrição	Pagamento devido à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, por prestação de serviço de compensação síncrona
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Encargo por Outros Serviços Ancilares		
ENC_OSA _{p,m}	Descrição	Ressarcimento devido à parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, por outros serviços ancilares autorizados pela ANEEL tais como custos de O&M dos equipamentos de autorrestabelecimento, sistemas especiais de proteção, equipamentos de supervisão e controle de serviços ancilares, além de investimentos realizados pelas usinas para prestação desses serviços ao sistema
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.3. Encargos por Importação

Objetivo:

Apurar os montantes a título de encargos por importação.

Contexto:

A energia elétrica interruptível da República Argentina e da República Oriental do Uruguai poderão ser ofertadas ao ONS, anteriormente à programação da operação e à formação do PLD, com entrega de energia no Centro de Gravidade do SIN. Tal energia poderá ser utilizada de forma integral ou parcial pelo ONS, desde que essa importação viabilize a redução do custo imediato de operação do SIN. Este montante será liquidado no MCP e estará isento do seu rateio de inadimplência.

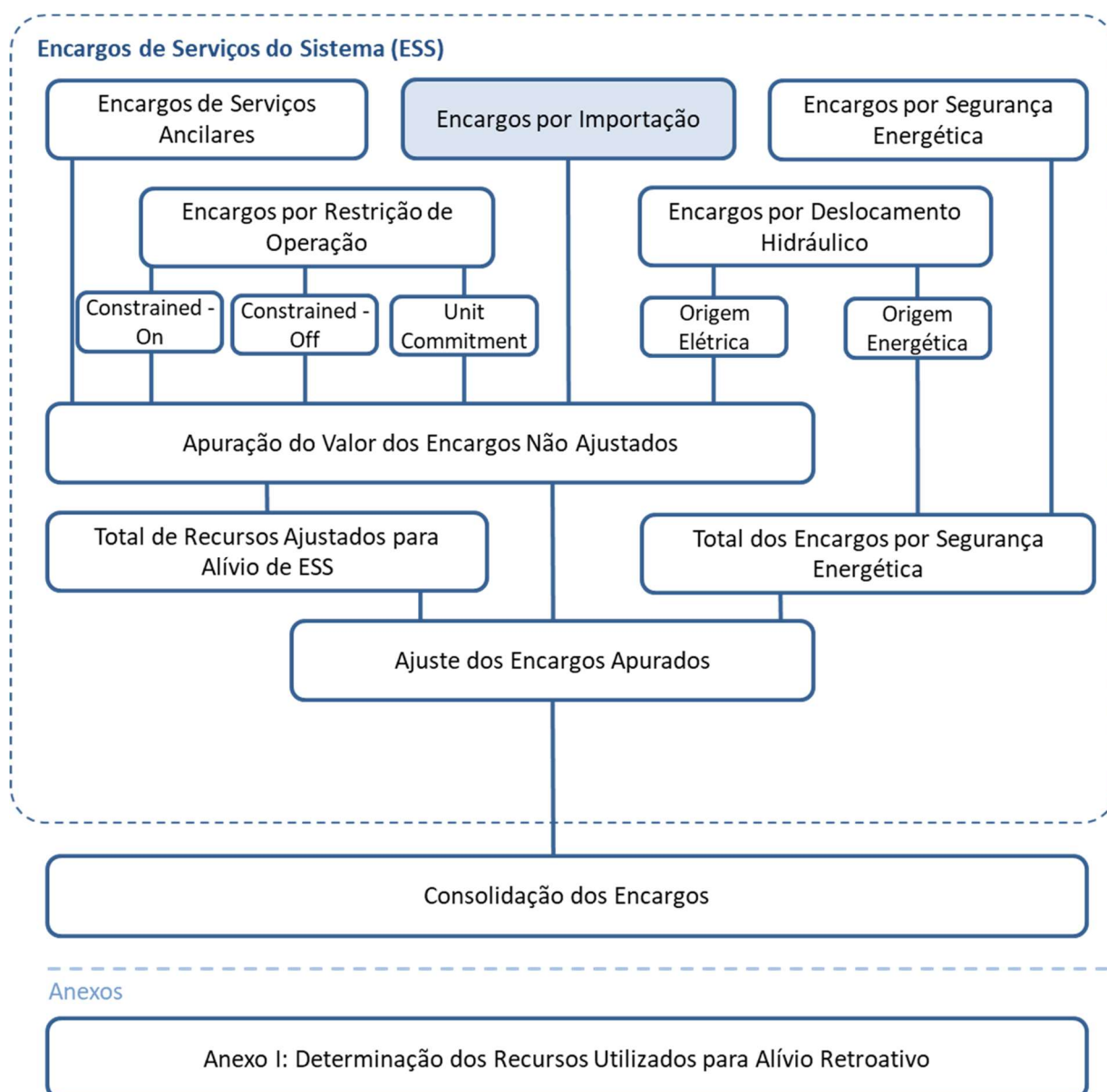


Figura 12: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Encargos"

2.3.1. Detalhamento dos Encargos por Importação

O processamento dos encargos por importação é composto pelos seguintes comandos e expressões:

10. A importação de energia realizada através de estações conversoras, para efeito de operacionalização na CCEE, será representada pela modelagem de uma usina térmica virtual.
11. Esta usina estará modelada sob um perfil de agente comercializador importador, e é vedado a modelagem de qualquer outro tipo de ativo sob este mesmo perfil de agente.
12. Eventuais créditos relativos ao processo de importação de energia da República Argentina ou da República Oriental do Uruguai são isentos do processo de rateio de inadimplência.
13. Os custos arcados pelos consumidores responsáveis pelo pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema – ESS, relativos à importação da energia elétrica serão obtidos pela energia, determinada em função do montante verificado nas conversoras no centro de gravidade e atribuída à Geração da usina virtual, sendo valorada pela diferença entre o Preço de Oferta de Importação e o Preço de Liquidação das Diferenças. O Encargo por Razão de Importação é expresso por:

$$ENC_IMP_{p^*,j} = G_{p^*,j} * \max \left(0; (P_IMP_{p^*,j} - PLD_{s,j}) \right)$$

∀ s onde está localizada a estação conversora

Onde:

$ENC_IMP_{p^*,j}$ é o Encargo de Importação de energia da parcela de usina virtual “p*”, no período de comercialização “j”

$G_{p^*,j}$ é Geração de energia de uma parcela de usina “p*”, no período de comercialização “j”

$P_IMP_{p^*,j}$ é o Preço de Oferta de Importação de Energia da parcela de usina virtual “p*”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças de um submercado “s”, no período de comercialização “j”

“p*” é a parcela de usina virtual que representa a Importação

14. Nos casos em que o PLD for maior que o Preço de Oferta para Importação será apurado uma diferença financeira destinada para alívio de ESS. Esta diferença deverá ser determinada a partir da geração de energia verificada valorada pela diferença entre o PLD e o Preço de Oferta de Importação. O cálculo será expresso por:

$$EXCD_FIN_IMP_{p^*,j} = G_{p^*,j} * \max \left(0; (PLD_{s,j} - P_IMP_{p^*,j}) \right)$$

Onde:

$EXCD_FIN_IMP_{p^*,j}$ é o Excedente Financeiro de Importação de energia da parcela de usina “p*”, no período de comercialização “j”

$G_{p^*,j}$ é Geração de energia de uma parcela de usina “p*”, no período de comercialização “j”

$P_IMP_{p^*,j}$ é o Preço de Oferta de Importação de Energia da parcela de usina virtual “p*”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças de um submercado “s”, no período de comercialização “j”

“p*” é a parcela de usina virtual que representa a Importação

2.3.2. Apuração de valores a serem pagos devido ao montante de Importação inferior ao programado

15. Quando o montante de energia efetivamente importado for inferior ao montante definido pelo ONS, os agentes comercializadores responsáveis pela importação deverão arcar com os custos dessa diferença de energia, sendo esse recurso financeiro revertido em benefício a conta de ESS. Esse montante será valorado de acordo com os critérios estabelecidos a seguir:
 - 15.1. Para o caso em que haja importação sem substituição de geração de usinas termelétricas e seja verificado um Montante de Importação Não Entregue, a sanção imposta ao comercializador será de 5% do Limite Máximo Estrutural do PLD, de acordo com a seguinte expressão:

$$V_CUSTO_IMP_SS_{p^*,j} = MONT_IMP_NE_{p^*,j} * (0,05 * PLD_MAX_EST_f)$$

Onde:

$V_CUSTO_IMP_SS_{p^*,j}$ é a Valoração do Custo de Energia de Importação Sem Substituição da parcela de usina virtual “p*”, no período de comercialização “j”

$MONT_IMP_NE_{p^*,j}$ é o Montante de Importação Não Entregue da parcela de usina “p*”, no período de comercialização “j”

$PLD_MAX_EST_f$ é o Limite Máximo Estrutural do Preço de Liquidação das Diferenças determinado para o ano de apuração “f”

“p*” é a parcela de usina virtual que representa a Importação

- 15.1.1. O Montante de Importação Não Entregue será calculado pela diferença, no centro de gravidade do sistema, entre o Despacho de Importação para o período e o Montante de Importação Verificado pelo ONS da usina substituída. Seu cálculo é definido de acordo com a seguinte expressão:

$$MONT_IMP_NE_{p^*,j} = \max \left(0; \left((MONT_IMP_ONS_{p^*,j} - MONT_IMP_VOP_{p^*,j}) * UXP_GLF_{p^*,j} * F_PRC_GF_{p^*,j} \right) \right)$$

Onde:

$MONT_IMP_NE_{p^*,j}$ é o Montante de Importação Não Entregue da parcela de usina “p*”, no período de comercialização “j”

$MONT_IMP_ONS_{p^*,j}$ é o Montante de Importação definido pelo ONS da parcela de usina “p*”, no período de comercialização “j”

$MONT_IMP_VOP_{p^*,j}$ é o Montante de Importação Verificado pelo ONS da parcela de usina “p*”, no período de comercialização “j”

$UXP_GLF_{p,j}$ é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p*”, no período de comercialização “j”

$F_PRC_GF_{p,j}$ é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina “p*”, no período de comercialização “j”

“p*” é a parcela de usina virtual que representa a Importação

- 15.2. Para o caso em que o CVU da usina termelétrica substituída seja inferior ao PLD, a valoração se dará pela diferença entre o PLD vigente no submercado da usina termelétrica substituída e seu CVU, de acordo com a seguinte expressão:

Se $INC_{p,j} < PLD_{s,j}$, então:

$$V_CUSTO_IMP_{p,p^*,j} = QE_IMP_NE_{p,p^*,j} * \max \left(0; (PLD_{s,j} - INC_{p,j}) \right)$$

Onde:

$V_CUSTO_IMP_{p,p^*,j}$ é a Valoração do Custo da diferença de energia entre a Importação efetiva e a definida pelo ONS da parcela de usina substituída “p”, referente a geração da parcela de usina “p*”, no período de comercialização “j”

$QE_IMP_NE_{p,p^*,j}$ é a Quantidade Energia de Importação Não Entregue, proporcionalizada para parcela de usina substituída “p”, referente a geração da parcela de usina “p*”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças de um submercado “s”, no período de comercialização “j”

$INC_{p,j}$ é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

“p*” é a parcela de usina virtual que representa a Importação

- 15.3. Para o caso em que o CVU da usina termelétrica substituída seja superior ao PLD, a valoração será de 5% do Limite Máximo Estrutural do PLD, de acordo com a seguinte expressão:

Se $INC_{p,j} \geq PLD_{s,j}$, então:

$$V_CUSTO_IMP_{p,p^*,j} = QE_IMP_NE_{p,p^*,j} * (0,05 * PLD_MAX_EST_f)$$

Onde:

$V_CUSTO_IMP_{p,p^*,j}$ é a Valoração do Custo da diferença de energia entre a Importação efetiva e a definida pelo ONS da parcela de usina substituída “p”, referente a geração da parcela de usina “p*”, no período de comercialização “j”

$INC_{p,j}$ é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças de um submercado “s”, no período de comercialização “j”

$PLD_MAX_EST_f$ é o Limite Máximo Estrutural do Preço de Liquidação das Diferenças determinado para o ano de apuração “f”

$QE_IMP_NE_{p,p^*,j}$ é a Quantidade de Energia de Importação Não Entregue, proporcionalizada para parcela de usina substituída “p”, referente a geração da parcela de usina “p*”, no período de comercialização “j”

“p*” é a parcela de usina virtual que representa a Importação

- 15.3.1. Para definição dos custos da diferença entre a importação efetiva e a definida pelo ONS é necessário a determinação da Quantidade de Energia de Importação Não Entregue rateada para cada usina térmica substituída, pois, as usinas de importação podem substituir uma ou mais usinas do SIN. O cálculo se dará pelo rateio do montante de importação não entregue de cada usina importadora proporcionalizado pela disponibilidade verificada da usina e o despacho sem restrição das usinas substituídas. A determinação desse volume é expressa por:

$$QE_IMP_NE_{p,p^*,j} = MONT_IMP_NE_{p^*,j} * \frac{DOMP_ONS_{p,j}}{\sum_{p_{sub}} DOMP_ONS_{p,j}}$$

Onde:

$QE_IMP_NE_{p,p^*,j}$ é a Quantidade de Energia de Importação Não Entregue, proporcionalizada para parcela de usina substituída “p”, d referente a geração a parcela de usina “p*”, no período de comercialização “j”

$MONT_IMP_NE_{p^*,j}$ é o Montante de Importação Não Entregue da parcela de usina “p*”, no período de comercialização “j”

$DOMP_ONS_{p,j}$ é o Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS da parcela de usina substituída “p”, no período de comercialização “j”

“PSUB” é o conjunto de usinas que foram substituídas para realização da importação

“p*” é a parcela de usina virtual que representa a Importação

2.3.3. Dados de Entrada dos Encargos por Importação

DOMP_ONS_{p,j}	Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS	
	Descrição	Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
G_{p,j}	Geração de energia	
	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina "p", ajustada no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
INC_{p,j}	Custo Declarado da Parcela de Usina Não Hidráulica	
	Descrição	Declaração do custo associado à produção de cada MWh produzido pela parcela de usina não hidráulica "p" substituída pelo processo de importação, com modalidade de despacho tipo I com CVU ou IIA, por período de comercialização "j". O valor dessa declaração deverá incorporar todos os diferentes componentes da declaração de preço da usina não-hidráulica.
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
MONT_IMP_ONS_{p*,j}	Montante de Importação definido pelo ONS	
	Descrição	Montante de Importação definido pelo ONS da parcela de usina virtual que representa a importação "p*", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
MONT_IMP_VOP_{p*,j}	Montante de Importação Verificado pelo ONS	
	Descrição	Montante de Importação Verificado pelo ONS da parcela de usina virtual que representa a Importação "p*", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
P_IMP_{p*,j}	Preço de Oferta de Importação de Energia	
	Descrição	Preço de Oferta de Importação de Energia da parcela de usina virtual "p*", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Preço de Liquidação das Diferenças		
PLD_{s,j}	Descrição	Preço de Liquidação das Diferenças definido por submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças (Determinação do PLD)
	Valores Possíveis	Positivos

Preço de Liquidação das Diferenças Máximo Estrutural		
PLD_MAX_EST_f	Descrição	Limite Máximo Estrutural do PLD no dia. Esse valor, estipulado pela Aneel, é atualizado anualmente pelo IPCA e válido para todo o ano de apuração “f”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos

Fator de Rateio de Perdas de Geração Associado à Usina		
UXP_GLF_{p,j}	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”. Caso a parcela da usina não participa do rateio de perdas da Rede Básica, o UXP_GLF _{p,j} é igual a 1.
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.3.4. Dados de Saída dos Encargos por Importação

Encargo de Importação de energia		
ENC_IMP _{p*,j}	Descrição	Pagamento pago ao comercializador importador referente à parcela de usina virtual "p*", criada para representar a Importação, no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Excedente Financeiro de Importação do intercâmbio de energia		
EXCD_FIN_IMP _{p*,j}	Descrição	Excedente Financeiro de Importação pago pelo comercializador importador referente a parcela de usina virtual "p*", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Valoração do Custo da diferença de energia entre a Importação efetiva e a definida pelo ONS		
V_CUSTO_IMP _{p,p*,j}	Descrição	Valoração do Custo da diferença de energia entre a importação efetiva e a definida pelo ONS da parcela de usina substituída "p", referente a geração da parcela de usina virtual "p*", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade de Energia de Importação Não Entregue		
QE_IMP_NE _{p,p*,j}	Descrição	Quantidade de Energia de Importação Não Entregue, proporcionalizada para parcela de usina substituída "p", referente a geração da parcela de usina virtual "p*", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Montante de Importação Não Entregue		
MONT_IMP_NE _{p*,j}	Descrição	Montante de Importação Não Entregue da parcela de usina virtual "p*", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Valoração do Custo de energia de Importação Sem Substituição		
V_CUSTO_IMP_SS _{p*,j}	Descrição	Encargo aplicado ao comercializador responsável pela Importação que ocorreu Sem Substituição de usina termoeletrica, sendo ocasionado pela não entrega de todo o montante definido pelo ONS referente a parcela de usina virtual "p*", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.4. Encargos por Segurança Energética

Objetivo:

Identificar os montantes, em reais, devidos às usinas despachadas pelo ONS por razão de segurança energética.

Contexto:

Os Encargos por Segurança Energética são responsáveis pelo ressarcimento dos custos incorridos pelas usinas não hidráulicas despachadas por decisão CMSE. A Figura 13 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

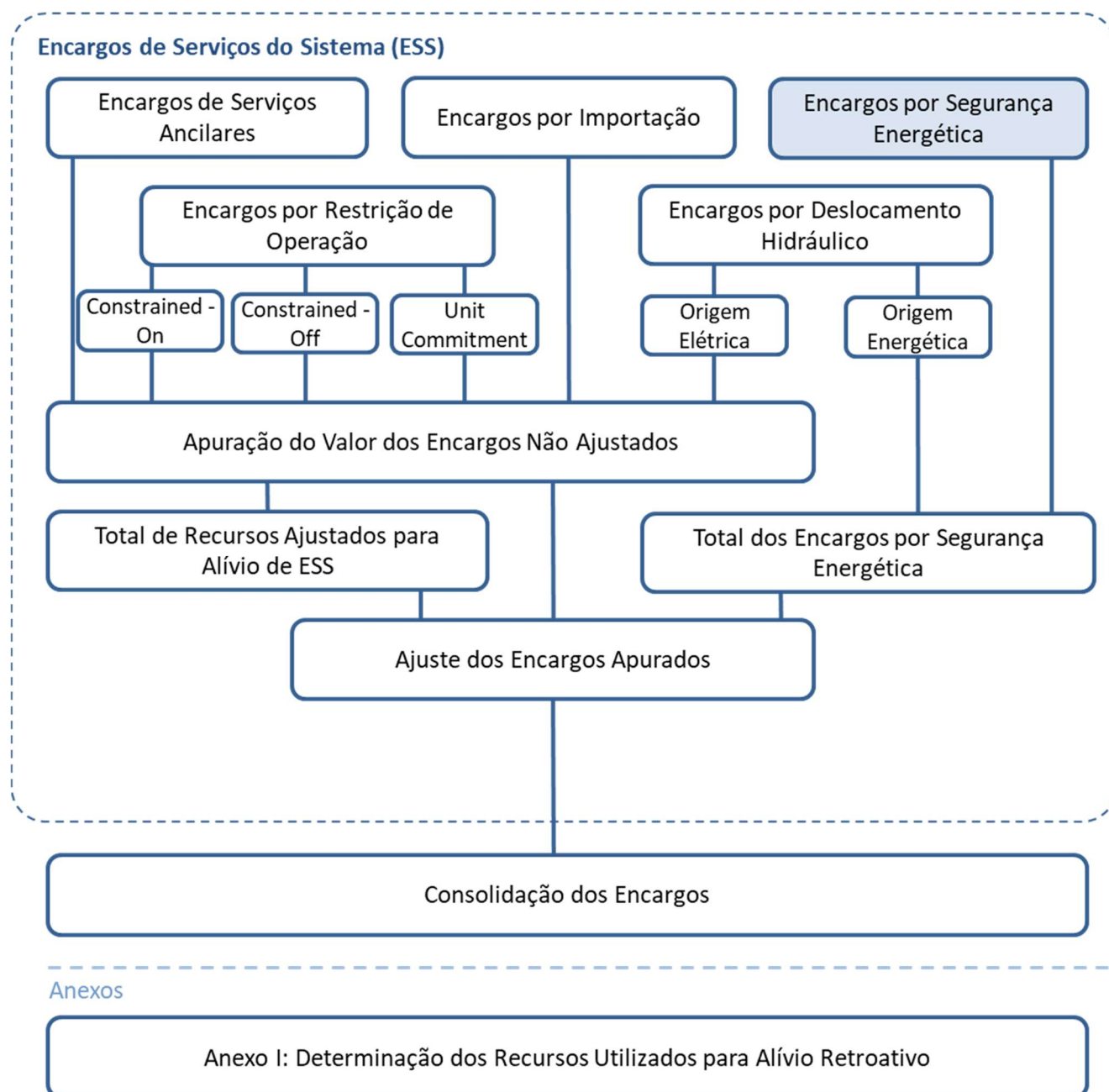


Figura 13 - Esquema Geral do Módulo de Regras: "Encargos"

2.4.1. Detalhamento dos Encargos por Segurança Energética

O processo de apuração dos encargos por segurança energética é composto pelos seguintes comandos e expressões:

16. O ONS deverá informar a CCEE, conforme estabelecido no Acordo Operativo CCEE/ONS, a lista de usinas e os períodos em que foram despachadas por razões de segurança energética.
17. O Encargo por Razão de Segurança Energética a ser pago às usinas, informadas pelo ONS, não hidráulicas com modalidade de despacho tipo I com CVU ou IIA, no período de comercialização é determinado pela produção de energia despachada por razão de segurança energética a ser efetivamente ressarcida, valorada pela diferença entre o Custo Declarado associado à produção de energia da usina e o Preço de Liquidação das Diferenças ex-ante apurado pela CCEE. O Encargo por Razão de Segurança Energética é expresso por:

$$ENC_SEG_ENER_{p,j} = (G_SE_{p,j}) * \max(0; (INC_{p,j} - PLD_{s,j}))$$

Onde:

$ENC_SEG_ENER_{p,j}$ é o Encargo por Razão de Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G_SE_{p,j}$ é a Geração por Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$INC_{p,j}$ é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

“s” refere-se ao submercado onde está localizada a parcela de usina “p”

- 17.1. A Geração realizada por segurança energética corresponde à geração da usina multiplicada pelo Fator do Encargo por Razão de Segurança Energética:

$$G_SE_{p,j} = G_{p,j} * F_SEG_ENER_{p,j}$$

Onde:

$G_SE_{p,j}$ é a Geração por Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G_{p,j}$ é a Geração Final da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$F_SEG_ENER_{p,j}$ é o Fator do Encargo por Razões de Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

- 17.1.1. O Fator do Encargo por Razão de Segurança Energética é utilizado para determinar a geração de energia passível de ressarcimento por razão de segurança energética e é dado pela seguinte expressão:

$$F_SEG_ENER_{p,j} = \min\left(1; \frac{G_ONS_SEG_{p,j}}{G_VOP_{p,j}}\right)$$

Onde:

$F_SEG_ENER_{p,j}$ é o Fator do Encargo por Razões de Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G_VOP_{p,j}$ é a Geração Verificada pelo Operador do Sistema da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G_ONS_SEG_{p,j}$ é a Geração informada pelo Operador Nacional do Sistema por Razões de Segurança Energética de uma parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

18. A Diferença no Encargo devido a Substituição de Geração das usinas não hidráulicas com modalidade de despacho tipo I com CVU ou IIA no período de comercialização é determinado pelo montante informado pelo ONS de energia gerada para substituição por razão de segurança energética, valorada pela diferença entre o Custo Declarado associado à produção de energia da usina que efetivamente gerou e a usina que está sendo substituída, conforme a seguinte expressão:

$$DIF_ENC_SUB_H_{p,p*,j} = (G_SE_SUB_{p,p*,j}) * \max(0; (INC_{p,j} - INC_{p*,j}))$$

Onde:

$DIF_ENC_SUB_H_{p,p^*,j}$ é a Diferença no Encargo devido a Substituição de Geração da parcela de usina não hidráulica “p”, parcela de usina substituída “p*”, por período de comercialização “j”

$G_SE_SUB_{p,p^*,j}$ é a Geração por Segurança Energética de Substituição da parcela de usina não hidráulica “p”, parcela de usina substituída “p*”, por período de comercialização “j”

$INC_{p,j}$ é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

“p*” é a parcela de usina “p” da usina substituída

18.1. A Geração realizada por substituição de geração corresponde à geração da usina multiplicada pelo Fator do Encargo por Substituição de Geração:

$$G_SE_SUB_{p,p^*,j} = G_{p,j} * F_SUB_ENER_{p,p^*,j}$$

Onde:

$G_SE_SUB_{p,p^*,j}$ é a Geração por Segurança Energética de Substituição da parcela de usina não hidráulica “p”, parcela de usina substituída “p*”, por período de comercialização “j”

$G_{p,j}$ é a Geração Final da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$F_SUB_ENER_{p,p^*,j}$ é o Fator do Encargo por Substituição de Geração da parcela de usina não hidráulica “p”, parcela de usina substituída “p*”, por período de comercialização “j”

“p*” é a parcela de usina “p” da usina substituída

18.1.1. O Fator do Encargo por Substituição de Geração é utilizado para determinar a geração de energia passível de ressarcimento por razão de substituição de geração e é dado pela seguinte expressão:

$$F_SUB_ENER_{p,p^*,j} = \min \left(1, \frac{G_ONS_SUB_{p,p^*,j}}{G_VOP_{p,j}} \right)$$

Onde:

$F_SUB_ENER_{p,p^*,j}$ é o Fator do Encargo por Substituição de Geração da parcela de usina não hidráulica “p”, parcela de usina substituída “p*”, por período de comercialização “j”

$G_VOP_{p,j}$ é a Geração Verificada pelo Operador do Sistema da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G_ONS_SUB_{p,p^*,j}$ é a Geração informada pelo Operador Nacional do Sistema por Razões de Substituição de Geração de uma parcela de usina não hidráulica “p”, parcela de usina substituída “p*”, por período de comercialização “j”

“p*” é a parcela de usina “p” da usina substituída

2.4.2. Dados de Entrada dos Encargos por Segurança Energética

G_{p,j}	Geração Final da Usina	
	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina "p", ajustada por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
G_VOP_{p,j}	Geração Verificada pelo Operador do Sistema	
	Descrição	Geração Verificada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) de uma parcela de usina não hidráulica "p", ajustada por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
G_ONS_SEG_{p,j}	Geração informada pelo Operador do Sistema por Razões de Segurança Energética	
	Descrição	Geração informada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) por Razões de Segurança Energética de uma parcela de usina não hidráulica "p", ajustada por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
G_ONS_SUB_{p,p*,j}	Geração informada pelo Operador do Sistema por Razões de Substituição de Geração	
	Descrição	Geração informada pelo Operador Nacional do Sistema por Razões de Substituição de Geração de uma parcela de usina não hidráulica "p", parcela de usina substituída "p*", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
INC_{p,j}	Custo Declarado da Parcela de Usina Não Hidráulica	
	Descrição	Declaração do custo associado à produção de cada MWh produzido pela parcela de usina não hidráulica "p", com modalidade de despacho tipo I com CVU ou IIA, por período de comercialização "j". O valor dessa declaração deverá incorporar todos os diferentes componentes da declaração de preço da usina não-hidráulica.
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
PLD_{s,j}	Preço de Liquidação das Diferenças	
	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado "s" e período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças (Determinação do PLD)
	Valores Possíveis	Positivos

2.4.3. Dados de Saída dos Encargos por Segurança Energética

Encargo por Razão de Segurança Energética		
ENC_SEG_ENER _{p,j}	Descrição	Pagamento devido à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, por produção de energia elétrica associada ao despacho por razão de segurança energética
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Diferença no Encargo devido a Substituição de Geração		
DIF_ENC_SUB_H _{p,p*,j}	Descrição	Diferença no Encargo devido a Substituição de Geração da parcela de usina não hidráulica “p”, parcela de usina substituída “p*”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração por Segurança Energética		
G_SE _{p,j}	Descrição	Geração por Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.5. Encargos por Deslocamento Hidráulico

Objetivo:

Identificar os montantes, em reais, devidos às usinas hidráulicas participantes do MRE que tiveram sua geração deslocada em função de despacho de usinas termelétricas fora da ordem de mérito de custo e por importação de energia sem garantia física associada, de acordo com a Lei 13.360/2016.

Contexto:

Os Encargos por Deslocamento Hidráulico são responsáveis pelo ressarcimento dos custos incorridos pelas usinas hidráulicas participantes do MRE em função da redução de sua geração originada pela geração de usinas termelétricas despachadas fora da ordem de mérito de custo e por importação de energia. A Figura 14 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

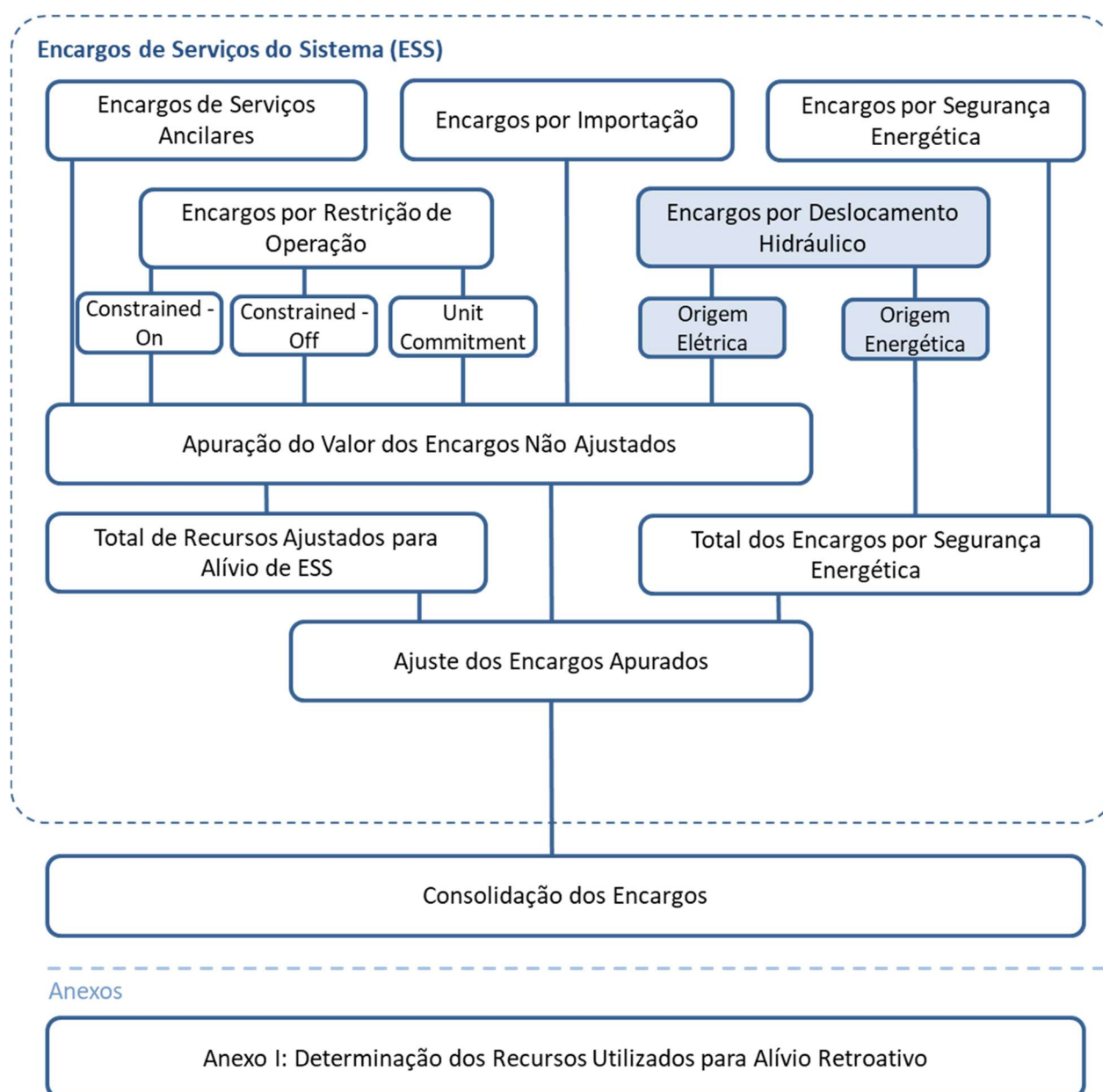


Figura 14: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

2.5.1. Determinação dos montantes de deslocamento hidráulico das usinas participantes do MRE

O processo de apuração dos montantes de energia vinculados ao deslocamento hidráulico das usinas participantes do MRE é obtido a partir dos seguintes comandos e expressões.

19. O montante de Deslocamento Hidráulico Energético Preliminar é determinado pela soma da geração por segurança energética e da importação líquida de energia sem garantia física associada, a partir da seguinte expressão:

$$DH_ENER_PRE_j = \sum_p G_SE_{p,j} + (IMP_j * XP_GLF_j)$$

Onde:

DH_ENER_PRE_j é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Energética, por período de comercialização “j”

G_SE_{p,j} é a Geração por Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

IMP_j é a Importação Líquida sem Garantia Física Associada, por período de comercialização “j”

XP_GLF_j é o Fator de Rateio de Perdas de Geração, por período de comercialização “j”

- 19.1. O montante de Importação Líquida sem Garantia Física Associada é determinado pela soma da importação líquida dos pontos de medição de todas as conversoras que viabilizam o intercâmbio de energia entre Brasil e os países vizinhos. Este montante é definido a partir da seguinte expressão:

$$IMP_j = \sum_{CONV} IMP_CONV_{i^*,j}$$

Onde:

IMP_j é a Importação Líquida sem Garantia Física Associada por período de comercialização “j”

IMP_CONV_{i*,j} é a Importação Líquida de Conversora, de todos os pontos de medição da conversora, i*, por período de comercialização “j”

“CONV” refere-se ao conjunto de conversoras que viabilizam o intercâmbio de energia entre o Brasil e países vizinhos

“i*” representa todos os pontos de medição “i” de uma unidade conversora

Importante:

A Importação Líquida de Conversora (IMP_CONV) será apurada através dos valores registrados no SCDE, abatidos dos montantes de importação com garantia física programada por ordem de mérito que causem substituição de usinas do bloco térmico.

20. O montante de Deslocamento Hidráulico Elétrico Preliminar é determinado considerando as parcelas de usinas termelétricas despachadas por restrição elétrica, cuja geração foi indicada pelo ONS como elegível à composição do deslocamento hidráulico de usinas do MRE, a partir da seguinte expressão:

$$DH_ELE_PRE_j = \sum_p (G_CONST_ON_{p,j} * F_DH_{p,j})$$

Onde:

DH_ELE_PRE_j é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Elétrica no período de comercialização “j”

G_CONST_ON_{p,j} é a Geração para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

F_DH_{p,j} Fator de Deslocamento Hidráulico da usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

Importante:

A princípio, a geração por *constrained-on* que desloca o MRE é aquela associada a uma restrição que afeta todo o SIN, ou seja, restrições que afetam somente um submercado, ou grupos de submercados, não causam deslocamento hidráulico por restrição elétrica. Contudo, dentre as restrições que afetam todo o SIN, devem ser desconsideradas as que estiverem:

- i) representadas nos modelos computacionais de programação da operação Newave, Decomp e Dessem ou resultantes deles;
- ii) associadas à necessidade de recuperação de reserva de potência operativa classificados como restrição elétrica;
- iii) relacionadas a aplicação do Título III da Resolução Normativa nº 1.030, de 26 de julho de 2022, no que se refere ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa;
- iv) enquadradas no atendimento às Portarias do MME nº 41/2015; nº 15/2016; nº 179/2016; nº 180/2016; nº 492/2017; e nº 406/2020;
- v) vinculadas ao despacho excepcional e temporário de usinas termelétricas para o atendimento a circuitos elétricos em condições operativas de ilhamento; e
- vi) com inflexibilidade.

Por exemplo, supondo que em um determinado período de comercialização há 10 usinas despachadas por *constrained-on* que afetem todo o SIN. A princípio, toda essa geração deslocou o MRE. Todavia, se duas já estavam previstas no Deck do Decomp e uma foi indicada pelo ONS que não deve ser considerada, apenas a geração de 7 dessas usinas despachadas por *constrained-on* causam deslocamento ao MRE.

21. A Indisponibilidade Associada ao Deslocamento Hidráulico Energético é determinada a partir da alocação do total de indisponibilidade de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito de forma proporcional ao montante de deslocamento hidráulico de origem energética, em relação ao total de deslocamento hidráulico apurado, a partir da seguinte expressão:

$$IND_{DH_ENER_j} = TOT_IND_j * \frac{DH_ENER_PRE_j}{DH_ENER_PRE_j + DH_ELE_PRE_j + G_CONST_ON_NDH_j}$$

Onde:

IND_{DH_ENER_j} é a Indisponibilidade Associada ao Deslocamento Hidráulico de Origem Energética, por período de comercialização "j"

TOT_IND_j é o Total de Indisponibilidade de Usinas Termelétricas Despachadas por Ordem de Mérito Econômico, por período de comercialização, "j"

DH_ENER_PRE_j é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Energética, por período de comercialização "j"

DH_ELE_PRE_j é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Elétrica no período de comercialização "j"

G_CONST_ON_NDH_j é a Geração Associada a Restrição de Operação Constrained-On que Não causa Deslocamento Hidráulico no período de comercialização "j"

- 21.1. O Total de Indisponibilidade de Usinas Termelétricas Despachadas por Ordem de Mérito Econômico é determinada a partir da soma das indisponibilidades, subtraído a Geração Substituta no centro de gravidade, apuradas para as usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito econômico, a partir da seguinte expressão:

$$TOT_IND_j = \max \left(0; \sum_p IND_{p,j} - \sum_p (G_{SUB_ONS_{p,j}} * F_{PDI_{p,j}} * UXP_GLF_{p,j}) \right)$$

Onde:

TOT_IND_j é o Total de Indisponibilidade de Usinas Termelétricas Despachadas por Ordem de Mérito Econômico, por período de comercialização "j"

$IND_{p,j}$ é a Indisponibilidade de Usina Termelétrica Despachada por Ordem de Mérito Econômico, da parcela de usina não hidráulica despachada por mérito de custo “p”, por período de comercialização “j”

$G_{SUB_ONS_{p,j}}$ é a Geração Substituta para fins de Compensação da Indisponibilidade da parcela de usina não hidráulica despachada por mérito de custo por período de comercialização “j”

$F_{PDI_{p,j}}$ é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$UXP_GLF_{p,j}$ é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

- 21.1.1. A Indisponibilidade de Usina Termelétrica Despachada por Ordem de Mérito do ONS deve ser calculada para usinas não hidráulicas despachadas por ordem de mérito, sendo determinada a partir da diferença entre o despacho efetivo do ONS e a geração efetivamente realizada, a partir da seguinte expressão:

$$\text{Se } DOMP_ONS_{p,j} = 0$$

$$IND_{p,j} = 0$$

Caso Contrário

$$IND_{p,j} = (DOMP_DECK_DESSEM_{p,j} * F_{PDI_{p,j}} * UXP_GLF_{p,j}) - G_DOMP_{p,j} - QEA_REST_OP_{p,j}$$

Onde:

$IND_{p,j}$ é a Indisponibilidade de Usina Termelétrica Despachada por Ordem de Mérito do ONS, da parcela de usina não hidráulica despachada por mérito de custo, “p”, por período de comercialização, “j”

$DOMP_DECK_DESSEM_{p,j}$ é o Despacho por Ordem de Mérito baseado no Deck do ONS por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$QEA_REST_OP_{p,j}$ é a Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$DOMP_ONS_{p,j}$ é o Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$F_{PDI_{p,j}}$ é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$UXP_GLF_{p,j}$ é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

$G_DOMP_{p,j}$ é a Geração Final na Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

Importante:

Somente haverá valores para $DOMP_DECK_DESSEM$ em períodos em que o CVU é menor CMO do barramento da usina, exceto para usinas a GNL, para as quais será utilizado o despacho realizado pelo DECOMP.

- 21.2. A Geração Associada a Restrição de Operação Constrained-On que não causa Deslocamento Hidráulico é pela seguinte expressão:

$$G_CONST_ON_NDH_j = \sum_p (G_CONST_ON_{p,j} * F_NDH_{p,j})$$

Onde:

$G_CONST_ON_NDH_j$ é a Geração Associada a Restrição de Operação Constrained-On que não causa Deslocamento Hidráulico no período de comercialização “j”

$G_CONST_ON_{p,j}$ é a Geração para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

$F_NDH_{p,j}$ Fator de Não Deslocamento Hidráulico da usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

Importante:

A geração por constrained-on que não desloca o MRE é aquela associada a uma restrição que afeta um determinado submercado ou subsistema (grupo de submercados).

22. A Indisponibilidade Associada ao Deslocamento Hidráulico Elétrico é determinada a partir da diferença entre a indisponibilidade total apurada das usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito e o montante de indisponibilidade alocado para o deslocamento hidráulico de origem energética e elétrica, a partir da seguinte expressão:

$$IND_{DH_ELE_j} = TOT_IND_j * \frac{DH_ELE_PRE_j}{DH_ENER_PRE_j + DH_ELE_PRE_j + G_CONST_ON_NDH_j}$$

Onde:

IND_{DH_ELE_j} é a Indisponibilidade Associada ao Deslocamento Hidráulico de Origem Elétrica, por período de comercialização “j”

TOT_IND_j é o Total de Indisponibilidade de Usinas Termelétricas Despachadas por Ordem de Mérito Econômico, no período de comercialização, “j”

DH_ENER_PRE_j é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Energética no período de comercialização “j”

DH_ELE_PRE_j é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Elétrica no período de comercialização “j”

G_CONST_ON_NDH_j é a Geração Associada a Restrição de Operação Constrained-On que não causa Deslocamento Hidráulico no período de comercialização “j”

23. O montante de Deslocamento Hidráulico Energético é determinado pela diferença entre o deslocamento hidráulico energético preliminar e a indisponibilidade vinculada a essa usina termelétrica, a partir da seguinte expressão:

$$DH_ENER_j = \max\left(0; (DH_ENER_PRE_j - IND_DH_ENER_j)\right)$$

Onde:

DH_ENER_j é o Deslocamento Hidráulico de origem Energética, por período de comercialização “j”

DH_ENER_j é o Deslocamento Hidráulico Energético, por período de comercialização “j”

DH_ENER_PRE_j é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Energética, por período de comercialização “j”

IND_DH_ENER_j é a Indisponibilidade Associada ao Deslocamento Hidráulico de Origem Energética, por período de comercialização “j”

24. O montante de Deslocamento Hidráulico Elétrico é determinado pela diferença entre o deslocamento hidráulico elétrico preliminar e a indisponibilidade vinculada a essa parcela de deslocamento, a partir da seguinte expressão:

$$DH_ELE_j = \max\left(0; (DH_ELE_PRE_j - IND_DH_ELE_j)\right)$$

Onde:

DH_ELE_j é o Deslocamento Hidráulico de origem Elétrica no período de comercialização “j”

DH_ELE_PRE_j é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Elétrica no período de comercialização “j”

IND_DH_ELE_j é a Indisponibilidade Associada ao Deslocamento Hidráulico de Origem Elétrica no período de comercialização “j”

2.5.2. Destinação do Deslocamento Hidráulico às Usinas Hidrelétricas do MRE

O processo de destinação dos montantes de deslocamento hidráulico às usinas hidrelétricas participantes do MRE é obtido a partir dos seguintes comandos e expressões.

25. O montante de Deslocamento Hidráulico Energético Preliminar de uma Usina Hidrelétrica é determinado a partir da alocação do deslocamento hidráulico energético total de forma proporcional à garantia física modulada e ajustada com sazonalização uniforme (*flat*), a partir da seguinte expressão:

$$DH_ENER_PRE_UH_{p,j} = DH_ENER_j * \frac{GFIS_2_RRH_{p,j}}{\sum_p GFIS_2_RRH_{p,j}}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$DH_ENER_PRE_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

DH_ENER_j é o Deslocamento Hidráulico de origem Energética, por período de comercialização “j”

$GFIS_2_RRH_{p,j}$ é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada da parcela de usina “p”, participante do MRE, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

26. O montante de Deslocamento Hidráulico Elétrico Preliminar de uma Usina Hidrelétrica é determinado a partir da alocação do deslocamento hidráulico elétrico total de forma proporcional à garantia física modulada e ajustada com sazonalização uniforme (flat), a partir da seguinte expressão:

$$DH_ELE_PRE_UH_{p,j} = DH_ELE_j * \frac{GFIS_2_RRH_{p,j}}{\sum_p GFIS_2_RRH_{p,j}}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$DH_ELE_PRE_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Elétrico de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

DH_ELE_j é o Deslocamento Hidráulico de origem Elétrica no período de comercialização “j”

$GFIS_2_RRH_{p,j}$ é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada da parcela de usina “p”, participante do MRE, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

2.5.3. Tratamento das usinas hidrelétricas que repactuaram o risco hidrológico no ACR

O processo de tratamento das usinas que optaram pela repactuação do risco hidrológico no ACR é obtido a partir dos seguintes comandos e expressões.

27. Os proprietários das usinas que optaram pela repactuação do risco hidrológico no âmbito do ACR podem ter escolhido repactuar a não totalidade da garantia física dessas usinas. Dessa forma, é necessário segregarmos os montantes de deslocamento hidráulico associados a essas usinas em duas parcelas: a parcela associada à repactuação do risco hidrológico e a parcela não associada à repactuação, sendo que para os volumes de deslocamento hidráulico associados à repactuação existe um tratamento que depende do produto de repactuação escolhido e do Ajuste MRE (GSF) verificado.

- 27.1. Para as usinas que repactuaram o risco hidrológico no ACR, o montante de Deslocamento Hidráulico Energético Preliminar Repactuado, que corresponde ao total de deslocamento hidráulico energético preliminar da usina associado ao volume de garantia física comprometido no processo de repactuação, é determinado pela seguinte expressão:

$$DH_ENER_PRE_REP_UH_{p,j} = DH_ENER_PRE_UH_{p,j} * \min\left(1; \frac{MONT_CVR_{p,m}}{QM_GF_RRH_{p,m}}\right)$$

$$\forall j \in m$$

$$\forall p \in PMRE_RRH_ACR$$

Onde:

$DH_ENER_PRE_REP_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH_ENER_PRE_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$MONT_CVR_{p,m}$ é o Montante de Contratos do Ambiente Regulado de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$QM_GF_RRH_{p,m}$ é a Quantidade de Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico, no centro de gravidade do sistema, da parcela da usina “p”, no mês de apuração “m”

“PMRE_RRH_ACR” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

- 27.2. Para todas as usinas participantes do MRE, o montante de Deslocamento Hidráulico Energético não Repactuado, que corresponde ao total de deslocamento hidráulico energético preliminar da usina que não está associado ao volume de garantia física comprometido no processo de repactuação, é determinado pela seguinte expressão:

$$DH_ENER_NREP_UH_{p,j} = DH_ENER_PRE_UH_{p,j} - DH_ENER_PRE_REP_UH_{p,j}$$

$$\forall j \in m$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$DH_ENER_NREP_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético não Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH_ENER_PRE_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH_ENER_PRE_REP_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

Importante:

Para as parcelas de usinas cujos proprietários optaram pela não repactuação no ACR, o valor do acrônimo $DH_ENER_PRE_REP_UH_{p,j}$ será zero.

- 27.3. Para as usinas que repactuaram o risco hidrológico no ACR, o montante de Deslocamento Hidráulico Elétrico Preliminar Repactuado, que corresponde ao total de deslocamento hidráulico elétrico preliminar da usina associado ao volume de garantia física comprometido no processo de repactuação, é determinado pela seguinte expressão:

$$DH_ELE_PRE_REP_UH_{p,j} = DH_ELE_PRE_UH_{p,j} * \min\left(1; \frac{MONT_CVR_{p,m}}{QM_GF_RRH_{p,m}}\right)$$

$$\forall j \in m$$

$$\forall p \in PMRE_RRH_ACR$$

Onde:

$DH_ELE_PRE_REP_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Elétrico Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

$DH_ELE_PRE_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Elétrico de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

$MONT_CVR_{p,m}$ é o Montante de Contratos do Ambiente Regulado de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$QM_GF_RRH_{p,m}$ é a Quantidade de Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico, no centro de gravidade do sistema, da parcela da usina “p”, no mês de apuração “m”

“PMRE_RRH_ACR” é o conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

- 27.4. Para todas as usinas participantes do MRE, o montante de Deslocamento Hidráulico Elétrico não Repactuado, que corresponde ao total de deslocamento hidráulico elétrico preliminar da usina que não está associado ao volume de garantia física comprometido no processo de repactuação, é determinado pela seguinte expressão:

$$DH_ELE_NREP_UH_{p,j} = DH_ELE_PRE_UH_{p,j} - DH_ELE_PRE_REP_UH_{p,j}$$

$$\forall j \in m$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$DH_ELE_NREP_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Elétrico Não Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

$DH_ELE_PRE_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Elétrico de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

$DH_ELE_PRE_REP_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Elétrico Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

Importante:

Para as parcelas de usinas cujos proprietários optaram pela não repactuação no ACR, o valor do acrônimo $DH_ELE_PRE_REP_UH_{p,j}$ será zero.

28. Para as usinas que repactuaram o risco hidrológico no ACR é necessário ajustar os valores dos montantes de deslocamento hidrológico repactuados em função do produto de repactuação escolhido e pelo valor do Ajuste MRE (GSF) apurado.
29. Para o produto P, no qual o proprietário de uma usina optou por não repassar eventual energia secundária à Conta Bandeiras, quando o Ajuste MRE for superior a um, situação que denota a presença de energia secundária, as usinas terão direito integral aos montantes de deslocamentos hidráulicos repactuados. Em situações com Ajuste MRE inferior a um, os montantes de deslocamentos hidráulicos repactuados que as usinas terão direito irão variar em função do valor do fator “f”, vinculado ao produto de repactuação escolhido, e do valor apurado do Ajuste_MRE. Dessa forma, os montantes de Deslocamento Hidráulico Energético Repactuado e de Deslocamento Hidráulico Elétrico Repactuado de parcelas de usinas, que optaram por repactuar o risco hidrológico em um produto classe “P”, para cada período de comercialização, são determinados pelas seguintes expressões:

Para parcela da usina hidráulica que repactuou o risco hidrológico do ACR em um produto da classe “P” e o $AJUSTE_MRE_RRH_j > 1$

$$DH_ENER_REP_UH_{p,j} = DH_ENER_PRE_REP_UH_{p,j}$$

$$DH_ELE_REP_UH_{p,j} = DH_ELE_PRE_REP_UH_{p,j}$$

$$\forall p \in PMRE_RRH_ACR_P$$

Para parcela da usina hidráulica que repactuou o risco hidrológico do ACR em um produto da classe “P” e o $AJUSTE_MRE_RRH_j \leq 1$

$$DH_ENER_REP_UH_{p,j} = DH_ENER_PRE_REP_UH_{p,j} * \min\left(1; \frac{F_{p,j}}{1 - AJUSTE_MRE_RRH_j}\right)$$

$$DH_ELE_REP_UH_{p,j} = DH_ELE_PRE_REP_UH_{p,j} * \min\left(1; \frac{F_{p,j}}{1 - AJUSTE_MRE_RRH_j}\right)$$

$$\forall p \in PMRE_RRH_ACR_P$$

Onde:

$DH_ENER_REP_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Energético Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH_ENER_PRE_REP_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH_ELE_REP_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Elétrico Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

$DH_ELE_PRE_REP_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Elétrico Preliminar Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

$F_{p,j}$ é o Fator de Risco Hidrológico aceito pelo gerador, variando entre zero e 11%, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$AJUSTE_MRE_RRH_j$ é o Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico no período de comercialização “j”

“ $PMRE_RRH_ACR_P$ ” é o conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR na classe de produto P

30. Para os produtos SPR e SP, como o proprietário da usina optou em repassar eventual energia secundária à Conta Bandeiras, sempre que o Ajuste MRE for superior a um, o que denota uma situação de presença de energia secundária, os valores de deslocamentos hidráulicos repactuados serão zerados. Em situações com Ajuste MRE inferior a um, os montantes de deslocamentos hidráulicos repactuados que as usinas terão direito irão variar em função do valor do fator “f”, vinculado ao produto de repactuação escolhido, e do valor apurado do Ajuste_MRE.
31. Dessa forma, os montantes de Deslocamento Hidráulico Energético Repactuado e de Deslocamento Hidráulico Elétrico Repactuado de parcelas de usinas, que optaram por repactuar o risco hidrológico em produtos das classes SPR ou SP, para cada período de comercialização, são determinados pelas seguintes expressões:

Para parcela da usina hidráulica que repactuou o risco hidrológico do ACR em um produto da classe “SP” ou produto “SPR” e o $AJUSTE_MRE_RRH_j > 1$

$$DH_ENER_REP_UH_{p,j} = 0$$

$$DH_ELE_REP_UH_{p,j} = 0$$

$$\forall p \in PMRE_RRH_ACR_SP_SPR$$

Para parcela da usina hidráulica que repactuou o risco hidrológico do ACR em um produto da classe “SP” ou produto “SPR” e o $AJUSTE_MRE_RRH_j \leq 1$

$$DH_ENER_REP_UH_{p,j} = DH_ENER_PRE_REP_UH_{p,j} * \min\left(1; \frac{F_{p,j}}{1 - AJUSTE_MRE_RRH_j}\right)$$

$$DH_ELE_REP_UH_{p,j} = DH_ELE_PRE_REP_UH_{p,j} * \min\left(1; \frac{F_{p,j}}{1 - AJUSTE_MRE_RRH_j}\right)$$

$$\forall p \in PMRE_RRH_ACR_SP_SPR$$

Onde:

$DH_ENER_REP_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Energético Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH_ENER_PRE_REP_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH_ELE_REP_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Elétrico Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

$DH_ELE_PRE_REP_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Elétrico Preliminar Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

$F_{p,j}$ é o Fator de Risco Hidrológico aceito pelo gerador, variando entre zero e 11%, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$AJUSTE_MRE_RRH_j$ é o Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico no período de comercialização “j”

“PMRE_RRH_ACR_P” é o conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR na classe de produto SP ou produto SPR

Importante:

Para as parcelas de usinas cujos proprietários optaram pela repactuação em produto da classe SPR, o Fator de Risco Hidrológico assumido pela usina ($F_{p,j}$) é sempre zero.

2.5.4. Determinação do montante final de deslocamento hidráulico de usinas hidrelétricas participantes do MRE

O processo de determinação dos montantes de deslocamento hidráulico consolidados das usinas hidrelétricas participantes do MRE é determinado a partir dos seguintes comandos e expressões.

32. O montante de Deslocamento Hidráulico Energético de uma Usina Hidrelétrica é determinado a partir da soma dos montantes de deslocamento repactuado e não repactuado, para cada parcela de usina hidráulica, a partir da seguinte expressão:

$$DH_ENER_UH_{p,j} = DH_ENER_REP_UH_{p,j} + DH_ENER_NREP_UH_{p,j}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$DH_ENER_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH_ENER_REP_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Energético Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH_ENER_NREP_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético Não Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

33. O montante de Deslocamento Hidráulico Elétrico de uma Usina Hidrelétrica é determinado a partir da soma dos montantes de deslocamento repactuado e não repactuado, para cada parcela de usina hidráulica, a partir da seguinte expressão:

$$DH_ELE_UH_{p,j} = DH_ELE_REP_UH_{p,j} + DH_ELE_NREP_UH_{p,j}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$DH_ELE_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Elétrico de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH_ELE_REP_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Elétrico Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

$DH_ELE_NREP_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Elétrico Não Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

2.5.5. Determinação dos Encargos por Deslocamento Hidráulico

O processo de determinação dos montantes de encargos oriundos do deslocamento hidráulico é determinado a partir dos seguintes comandos e expressões.

34. O montante de Encargo por Deslocamento Hidráulico Energético de uma Usina Hidrelétrica é determinado a partir do produto entre o montante de deslocamento energético da usina hidrelétrica e a diferença entre o PLD do submercado da usina hidrelétrica e o PLD_X , preço associado ao custo de oportunidade da geração em

razão do armazenamento incremental nos reservatórios em virtude do deslocamento hidráulico, para cada parcela de usina hidráulica, para cada período de comercialização, a partir das seguintes expressões:

Para a parcela da usina de Itaipu e para parcelas de usinas hidráulicas participantes do MRE e que façam parte do regime de Cotas de Garantia Física:

$$ENC_DH_ENER_{p,j} = 0$$

Para as demais parcelas de usinas hidráulicas participantes do MRE:

$$ENC_DH_ENER_{p,j} = \max\left(0; DH_ENER_UH_{p,j} * (PLD_{s,j} - PLD_{X_f})\right)$$

$$\forall p \in PMRE$$

$$p \in s$$

Onde:

$ENC_DH_ENER_{p,j}$ é o Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH_ENER_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação de Diferenças do submercado “s” e período de contabilização “j” em que está localizada a parcela de usina hidráulica “p”

PLD_{X_f} é o preço associado ao custo de oportunidade de geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios das usinas hidrelétricas decorrente do deslocamento de geração hidrelétrica, no ano de apuração “f”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

35. O montante de Encargo por Deslocamento Hidráulico Elétrico de uma Usina Hidrelétrica é determinado a partir do produto entre o montante de deslocamento elétrico da usina hidrelétrica e a diferença entre o PLD do submercado da usina hidrelétrica e o PLD_X , preço associado ao custo de oportunidade da geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios em virtude do deslocamento hidráulico, para cada parcela de usina hidráulica, no período de comercialização, a partir das seguintes expressões:

Para a parcela da usina de Itaipu e para parcelas de usinas hidráulicas participantes do MRE e que façam parte do regime de Cotas de Garantia Física:

$$ENC_DH_ELE_{p,j} = 0$$

Para as demais parcelas de usinas hidráulicas participantes do MRE:

$$ENC_DH_ELE_{p,j} = \max\left(0; DH_ELE_UH_{p,j} * (PLD_{s,j} - PLD_{X_j})\right)$$

$$\forall p \in PMRE$$

$$p \in s$$

Onde:

$ENC_DH_ELE_{p,j}$ é o Encargo do Deslocamento Elétrico de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH_ELE_UH_{p,j}$ é o Deslocamento Hidráulico Elétrico de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação de Diferenças do submercado “s” em que está localizada a parcela de usina hidráulica “p”, no período de contabilização “j”

PLD_{X_f} é o preço associado ao custo de oportunidade de geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios das usinas hidrelétricas decorrente do deslocamento de geração hidrelétrica, no ano de apuração “f”

“p” é a usina hidráulica para a qual é determinado o custo do deslocamento hidráulico

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

2.5.6. Dados de Entrada de Encargos por Deslocamento Hidráulico

Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico		
AJUSTE_MRE_RRH_j	Descrição	Representa a relação entre a Geração Total Agregada e a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico, ambas referentes ao MRE. Calculado por período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Detalhamento Ajuste da Garantia Física para Fins de Repasse do Risco Hidrológico do ACR)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Despacho por Ordem de Mérito Enviado pelo ONS		
DOMP_ONS_{p,j}	Descrição	Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS para cada parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Despacho por Ordem de Mérito Efetivo do Deck do ONS		
DOMP_DECK_DESSEM_{p,j}	Descrição	Despacho por Ordem de Mérito baseado no Deck do ONS por parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Risco Hidrológico		
F_{p,j}	Descrição	Fator de Risco hidrológico aceito pelo gerador, variando entre zero e 11%, da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Deslocamento Hidráulico		
F_DH_{p,j}	Descrição	Fator de Deslocamento Hidráulico da usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ONS/CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Intercâmbio		
F_INT_{i,j}	Descrição	Fator Intercâmbio vinculado ao ponto de medição "i", que indica se no período de comercialização "j" está ocorrendo importação ou exportação de energia
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Fator de Não Deslocamento Hidráulico		
F_NDH_{p,j}	Descrição	Fator de Não Deslocamento Hidráulico da usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ONS/CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Abatimento das Perdas Internas		
F_PDI_{p,j}	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo de Perdas Internas das Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração Final na Ordem de Mérito		
G_DOMP_{p,j}	Descrição	Geração Final na Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas! (Determinação da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, CER Quantidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração Substituta Efetiva		
GSUB_ONS_{p,j}	Descrição	Geração Substituta para fins de Compensação da Indisponibilidade da parcela de usina não hidráulica despachada por mérito de custo por período de comercialização, “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On		
G_CONST_ON_{p,j}	Descrição	Geração para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Restrição de Operação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração por Segurança Energética		
G_SE_{p,j}	Descrição	Geração por Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Segurança Energética)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada		
GFIS_2_RRH_{p,j}	Descrição	Garantia Física, para cálculo do repasse do risco hidrológico, modulada e ajustada, em função das perdas internas e indisponibilidade da usina e das perdas da rede básica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Modulação da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração Verificada pelo Operador do Sistema		
G_VOP_{p,j}	Descrição	Geração Verificada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) de uma parcela de usina não hidráulica “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Importação Líquida de Conversora		
IMP_CONV_{i*,j}	Descrição	Importação Líquida de Conversora, de todos os pontos de medição da conversora, i*, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS e CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração Termelétrica Associada ao Deslocamento Hidráulico		
G_TERM_DH_{p,j}	Descrição	Geração termelétrica Associada ao Deslocamento Hidráulico da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Montante de Contratos do Ambiente Regulado de Repasse do Risco Hidrológico		
MONT_CVR_{p,m}	Descrição	Montante de Contratos do Ambiente Regulado de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Valor de Repasse do Risco Hidrológico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Preço de Liquidação das Diferenças		
PLD_{s,j}	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado “s” e Período de Contabilização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças (Determinação do PLD)
	Valores Possíveis	Positivos

Preço do Deslocamento Hidráulico		
PLD_X_j	Descrição	Preço associado ao custo de oportunidade de geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios das usinas hidrelétricas decorrente do deslocamento de geração hidrelétrica, por período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças (Detalhamento do Cálculo do PLD_X)
	Valores Possíveis	Positivos
Quantidade de Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico		
QM_GF_RRH_{p,m}	Descrição	Quantidade de Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico, no centro de gravidade do sistema, da parcela da usina "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Valor de Repasse do Risco Hidrológico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Rateio de Perdas de Geração Associado à Usina		
UXP_GLF_{p,j}	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser associado à parcela de usina "p", por período de comercialização "j". Caso a parcela da usina não participa do rateio de perdas da Rede Básica, o UXP_GLF _{p,j} é igual a 1
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Despacho Associado ao Deslocamento Hidráulico		
XA_DH_{p,j}	Descrição	Despacho Associado ao Deslocamento Hidráulico da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Rateio de Perdas de Geração		
XP_GLF_j	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser aplicado aos pontos de geração que participam do rateio de perdas (50% das perdas alocadas para a categoria geração e 50% das perdas alocadas para a categoria consumo), por período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.5.7. Dados de Saída de Encargos por Deslocamento Hidráulico

Encargo de Deslocamento Elétrico		
ENC_DH_ELE_{p,j}	Descrição	Encargo de Deslocamento Elétrico de uma Usina Hidrelétrica com parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica		
ENC_DH_ENER_{p,j}	Descrição	Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.6. Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados

Objetivo:

Identificar os valores preliminares em reais por MWh para pagamento dos encargos de serviços do sistema às usinas que recebem esses montantes.

Contexto:

A apuração do valor dos encargos a ser aplicado aos agentes leva em conta o total de encargos de serviços do sistema, exceto os Encargos por Segurança Energética, e o total de consumo em que incidem esses custos. Esse valor ainda deve sofrer alívio conforme verificado na etapa Ajuste dos Encargos Apurados. A Figura 15 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

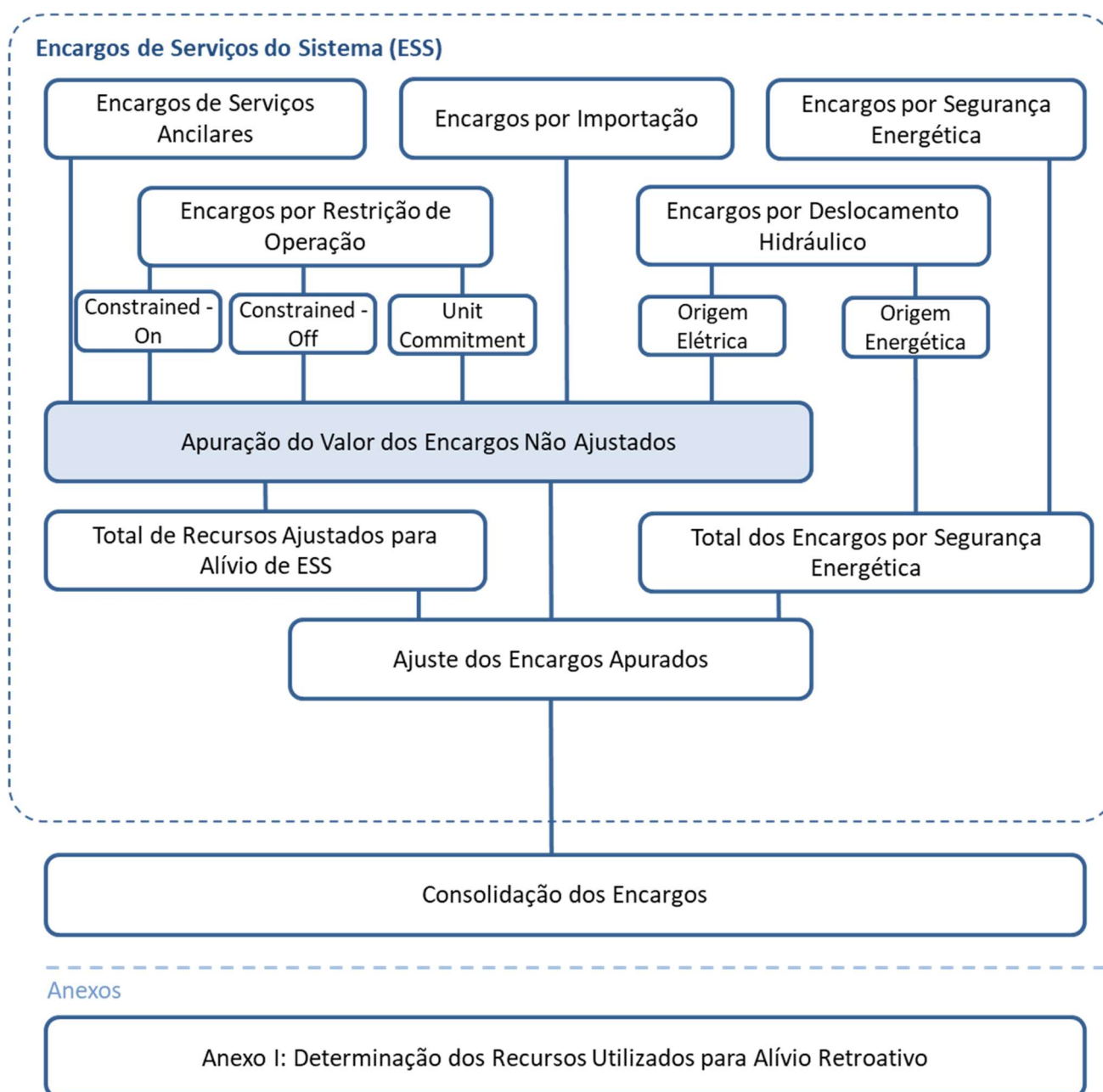


Figura 15: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Encargos"

2.6.1. Detalhamento da Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados

O processo de apuração do valor dos encargos não ajustados é composto pelos seguintes comandos e expressões:

36. Os Encargos de Serviços do Sistema devem ser rateados entre o consumo total atendido pelo SIN. A determinação do Consumo de Referência para Pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema depende do perfil do agente na CCEE:
- 36.1. Se o agente pertencer à categoria de distribuição, o Consumo de Referência para Pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema refere-se ao Consumo Total determinado no Módulo de Regras “Medição Contábil”, expresso por:

$$TRC_ESS_{a,s,j} = TRC_{a,s,j}$$

Onde:

$TRC_ESS_{a,s,j}$ é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TRC_{a,s,j}$ é o Consumo Total do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

- 36.2. Caso contrário, o Consumo de Referência para Pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema refere-se ao Consumo Atendido pelo SIN considerando uma eventual parcela cativa de consumo e os ajustes de consumo entre distribuidores e varejista referentes à agregação de medição dos consumidores livres do varejo e eventuais atrasos na suspensão de fornecimento. O Consumo Atendido pelo SIN verifica a geração de propriedade do agente, deduzindo essa parcela de geração de seu(s) ponto(s) de consumo. O Consumo de Referência para Pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema é expresso, nessa condição, por:

$$TRC_ESS_{a,s,j} = \max \left(0; \left(\sum_{\substack{c \in S \\ c \in a}} RC_SIN_{c,j} \right) - TRC_CAT_CL_{a,s,j} + TRC_CAT_D_G_{a,s,j} - TRC_AGREG_DIS_A_{a,s,j} + TRC_AGREG_VAR_{a,s,j} + TRC_ATR_SUSP_DIS_A_{a,s,j} - TRC_ATR_SUSP_CL_{a,s,j} \right)$$

Onde:

$TRC_ESS_{a,s,j}$ é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

$RC_SIN_{c,j}$ é o Consumo Atendido pelo Sistema Interligado Nacional da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

$TRC_CAT_CL_{a,s,j}$ é o Total de Consumo Cativo do perfil de agente “a”, Consumidor Livre, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TRC_CAT_D_G_{a,s,j}$ é o Total de Consumo Cativo Associado ao Distribuidor/Gerador do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TRC_AGREG_DIS_A_{a,s,j}$ é o Consumo Total Agregado a ser Abatido do Perfil de Agente de Distribuição “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TRC_AGREG_VAR_{a,s,j}$ é o Consumo Total Agregado no Perfil Varejista de Medição Simplificada “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TRC_ATR_SUSP_DIS_A_{a,s,j}$ é o Consumo Total a ser Acrescido à Carga do Perfil de Agente de Distribuição pelo Atraso de Suspensão, referente ao perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TRC_ATR_SUSP_CL_{a,s,j}$ é o Consumo Total a ser Abatido do Consumidor ou Representante Varejista pelo Atraso de Suspensão, do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

- 36.2.1. O Consumo Atendido pelo Sistema Interligado Nacional deve considerar a parcela de geração de propriedade do agente, pois, conforme estabelecido no parágrafo único do Art 59 do Decreto nº 5163, par fins de pagamento dos Encargos de Serviço do Sistema, o autoprodutor equipara-se ao consumidor na parcela de seu consumo líquido, calculado pela expressão a seguir:

$$RC_{SIN_{c,j}} = \max \left(0; RC_{c,j} - \sum_p \left((G_{p,j} + GFT_{p,j} + FLUXO_{MRE_{p,j}}) * PG_{ALOC_{p,c,j}} \right) \right)$$

Onde:

$RC_{SIN_{c,j}}$ é o Consumo Atendido pelo Sistema Interligado Nacional da parcela de carga "c", por período de comercialização "j"

$RC_{c,j}$ é o Consumo Reconciliado da parcela de carga "c", por período de comercialização "j"

$G_{p,j}$ é a Geração Final da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

$GFT_{p,j}$ é a Geração Final de Teste da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

$FLUXO_{MRE_{p,j}}$ é o Fluxo de Energia no MRE por parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

$PG_{ALOC_{p,c,j}}$ é o Percentual de Geração Alocada da parcela de usina "p", para a parcela de carga "c", por período de comercialização "j"

- 36.2.1.1. O Percentual de Geração Alocada da usina para atendimento à carga estabelece a proporção horária de alocação de geração que cada parcela de carga possui, com base no percentual de direito de alocação do agente. No caso do agente Varejista, tal percentual deve se limitar aos agentes representados que possuam participação no respectivo empreendimento de geração, garantindo que os demais representados não usufruam indevidamente de uma energia que não possuam direito, conforme expressão abaixo:

(I) No caso de agente **Varejista**:

$$PG_{ALOC_{p,c,j}} = PGDA_{V_{\alpha,rp,p}} * \frac{RC_{AL_{c,j}}}{\sum_{c \in CP_ALFA_RP} RC_{AL_{c,j}}}$$

$\forall "c" \in "rp",$ modelada sob algum perfil do agente Varejista "α"

(II) Para os demais agentes:

$$PG_{ALOC_{p,c,j}} = PGDA_{\alpha,p} * \frac{RC_{AL_{c,j}}}{\sum_{c \in CP_ALFA_AGP} RC_{AL_{c,j}}}$$

$\forall "c",$ modelada sob algum perfil do agente "α"

Onde:

$PG_{ALOC_{p,c,j}}$ é o Percentual de Geração Alocada da parcela de usina "p", para a parcela de carga "c", por período de comercialização "j"

$PGDA_{V_{\alpha,rp,p}}$ é o Percentual de Geração Destinada ao Agente Varejista "α", vinculado ao representado "rp", que possui propriedade da parcela de usina "p"

$RC_{AL_{c,j}}$ é o Consumo no Ambiente Livre da parcela de carga "c", no período de comercialização "j"

$PGDA_{\alpha,p}$ é o Percentual de Geração Destinada ao Agente "α", da parcela de usina "p"

"CP_ALFA_RP" é o conjunto de parcelas de cargas "c", modeladas nos perfis pertencentes ao agente Varejista "alfa", vinculadas ao representado "rp", que possuem o direito de alocação da geração da parcela de usina "p"

"CP_ALFA_AGP" é o conjunto de parcelas de cargas "c", modeladas nos perfis pertencentes ao agente "alfa", que possuem o direito de alocação da geração da parcela de usina "p"

37. O ONS deverá informar à CCEE, conforme estabelecido no Acordo Operativo CCEE/ONS, para cada restrição de operação ocorrida, a lista de usinas impactadas e o tipo de restrição considerando a forma de rateio que deve ser aplicada para os consumidores.
38. Os Seguintes agrupamentos de submercados são utilizados tanto para o cálculo do Valor dos Encargos de Serviços de Restrição de Operação (incluindo as restrições por unit commitment) quanto para o cálculo do Valor do Encargos de Outros Serviços Ancilares:

Tabela 1 - Subsistemas

Agrupamentos (SUB_SS)

SE	S-SE	S-SE-NE
S	N-NE	S-SE-N
NE	SE-NE	SE-NE-N
N	SE-N	SIN

38.1. O Valor dos Encargos de Serviços de Restrição de Operação de multi-submercados em cada submercado “s” por período de comercialização “j”, em R\$/MWh, é expresso por:

$$VE_{RO_SUBSIS_{s,j}} = \sum_{SUB_SS \supset s} \left(\frac{\sum_{p \in RO_SS} (ENC_REST_UNIT_{p,j} + ENC_CONST_ON_{p,j} + ENC_CONST_OFF_{p,j})}{\sum_{s \in SUB_SS} TRC_ESS_{a,s,j}} \right)$$

Onde:

$VE_{RO_SUBSIS_{s,j}}$ é o Valor dos Encargos de Serviços de Restrição de Operação de multi-submercados devido à parcela de usina “p”, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$ENC_CONST_ON_{p,j}$ é o Encargo por Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$ENC_CONST_OFF_{p,j}$ é o Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$ENC_REST_UNIT_{p,j}$ é o Encargo por Restrição de Operação Unit Commitment da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$TRC_ESS_{a,s,j}$ é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

“RO_SS” é o conjunto de parcelas de usinas “p”, sujeitas a uma restrição de operação do tipo multi-submercados cujo custo deve ser rateado pelo consumo do subsistema “SUB_SS” no período de comercialização “j”

“SUB_SS” é o conjunto submercados “s” compreendidos no agrupamento em que ocorreu a restrição de operação

Importante:

O conjunto “SUB_SS” considerado na expressão deverá ser o mesmo atribuído a parcela de usina “p” pelo ONS.

39. O Valor do Encargo de Compensação Síncrona relaciona a soma dos encargos de compensação síncrona apurados, em Reais (R\$), pelo Consumo de Referência para Pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema, em MWh, resultando em um valor em R\$/MWh preliminar a ser pago pelos agentes e expresso por:

$$VE_{CS_{s,j}} = \frac{\sum_{p \in s} ENC_CS_{p,j}}{\sum_{a \in s} TRC_ESS_{a,s,j}}$$

Onde:

$VE_{CS_{s,j}}$ é o Valor do Encargo de Compensação Síncrona, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$ENC_CS_{p,j}$ é o Encargo de Compensação Síncrona, da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$TRC_ESS_{a,s,j}$ é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

40. O Valor do Encargo de Importação relaciona a soma dos encargos de importação apurados, em Reais (R\$), pelo Consumo de Referência para Pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema, em MWh, resultando em um valor em R\$/MWh preliminar a ser pago pelos agentes e expresso por:

$$VE_{IMP_{s,j}} = \frac{\sum_p (ENC_IMP_{p*,j})}{\sum_a \sum_s (TRC_ESS_{a,s,j})}$$

$$\forall j \in m$$

Onde:

$VE_IMP_{s,j}$ é o Valor dos Encargos de Importações no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$ENC_IMP_{p*,j}$ é o Encargo de Importação de energia da parcela de usina virtual “p*”, no período de comercialização “j”

$TRC_ESS_{a,s,j}$ é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

“p*” é a parcela de usina virtual que representa a Importação

41. O Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares consolida o valor dos encargos de serviços ancilares apurados para a cobertura do custo de usinas que prestaram tais serviços, acrescido do valor dos encargos de serviços ancilares para cobertura do custo de distribuidoras e consumidores responsáveis pela implantação, operação e manutenção de Sistema Especial de Proteção. O valor final é apurado de acordo com o submercado dos agentes que devem ser responsáveis pela cobertura desses custos, resultando em um valor em R\$/MWh a ser pago por esses agentes e expresso por:

$$VE_OSA_{s,j} = VE_OSA_USI_{s,j} + VE_OSA_DCON_{s,j}$$

Onde:

$VE_OSA_{s,j}$ é o Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$VE_OSA_USI_{s,j}$ é o Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares para Usinas, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$VE_OSA_DCON_{s,j}$ é o Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares para Distribuidoras e Consumidores, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

- 41.1. O Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares para Usinas relaciona os encargos de serviços ancilares devido às usinas que prestaram os serviços, com o consumo dos agentes que são responsáveis pela cobertura desses custos, conforme segue:

$$VE_OSA_USI_{s,j} = \sum_{SUB_SS \supset s} \left(\frac{\sum_{p \in PSA_SS} ENC_OSA_{p,m}}{\sum_{s \in SUB_SS} \sum_{j \in m} \sum_a TRC_ESS_{a,s,j}} \right)$$

$$\forall j \in m$$

Onde:

$VE_OSA_USI_{s,m}$ é o Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares para Usinas, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$ENC_OSA_{p,m}$ é o Encargo por Outros Serviços Ancilares da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$TRC_ESS_{a,s,j}$ é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

“PSA_SS” é o conjunto de usinas “p” cujo custo por outros serviços ancilares deve ser rateado pelo consumo do subsistema “SUB_SS”

“SUB_SS” é agrupamento de submercados “s” utilizado para determinar o rateio de custos entre consumidores

- 41.2. O Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares para Distribuidoras e Consumidores relaciona os encargos de serviços ancilares referentes à implantação, operação e manutenção de Sistema Especial de Proteção, com o consumo dos agentes responsáveis pela cobertura desses custos, conforme segue:

$$VE_OSA_DCON_{s,j} = \sum_{SUB_SS \supset s} \left(\frac{\sum_{a \in DCSSA_SS} RSEP_D_{a,m}}{\sum_{s \in SUB_SS} \sum_{j \in m} \sum_a TRC_ESS_{a,s,j}} \right)$$

$$\forall j \in m$$

Onde:

$VE_OSA_DCON_{s,m}$ é o Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares para Distribuidoras e Consumidores, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

RSEP_{D_{a,m}} é o Ressarcimento ao Agente Distribuidor ou Consumidor pelo Custo de Implementação, Operação e Manutenção de Sistema Especial de Proteção (SEP) ou por Reposição dos Sistemas Existentes do perfil de agente “a”, no mês de Apuração “m”

TRC_{ESS_{a,s,j}} é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

“DCSA_{SS}” é o conjunto de agentes distribuidores ou consumidores cujo custo por outros serviços ancilares deve ser rateado pelo consumo do subsistema “SUB_{SS}”

“SUB_{SS}” é agrupamento de submercados “s” utilizado para determinar o rateio de custos entre consumidores

Importante:

Para cada usina ou agente que prestou serviços ancilares, o valor do conjunto “SUB_{SS}” considerado para determinar o rateio dos pagadores que devem cobrir o seu custo, é informado pela Aneel. Quando esse dado não for informado, será considerado o SIN como agrupamento de submercados.

42. O Valor do Encargo de Pagamento da Utilização do Saldo de Alívio de ESS relaciona o Pagamento da Utilização do Saldo de Alívio de ESS, pelo Consumo de Referência para Pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema, em MWh, resultando em um valor em R\$/MWh preliminar a ser pago pelos agentes e expresso por:

$$VE_SALDO_{s,j} = \frac{PAG_SALDO_ESS_m}{\sum_{s \in SIN} \sum_{j \in m} \sum_a TRC_ESS_{a,s,j}}$$

Onde:

VE_{SALDO_{s,j}} é o Valor do Encargo de Pagamento da Utilização do Saldo de Alívio de ESS, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

PAG_{SALDO_{ESS_m}} é o Pagamento da Utilização do Saldo de Alívio de ESS no mês de apuração “m”

TRC_{ESS_{a,s,j}} é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

43. O Valor de Encargo de Deslocamento Elétrico relaciona a soma dos encargos de deslocamento elétrico apurados, em Reais (R\$), pelo Consumo de Referência para Pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema, em MWh, resultando em um valor em R\$/MWh preliminar a ser pago pelos agentes e expresso por:

$$VE_DH_ELE_{s,j} = \frac{\sum_p (ENC_DH_ELE_{p,j})}{\sum_a \sum_s (TRC_ESS_{a,s,j})}$$

$\forall j \in m$

Onde:

VE_{DH_{ELE_{s,j}}} é o Valor de Encargo de Deslocamento Elétrico no submercado “s”, no período de comercialização “j”

ENC_{DH_{ELE_{p,j}}} é o Encargo de Deslocamento Elétrico de uma Usina Hidrelétrica da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

TRC_{ESS_{a,s,j}} é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

44. O Valor do encargo por submercado, associado a redução de Resposta da Demanda, correspondente ao valor incremental, que será rateado entre todos os consumidores do SIN, sendo determinado pela seguinte expressão:

$$VE_RD_{s,j} = \frac{\sum_{rv} \sum_a V_REC_H_RD_{a,rv,o,s,j}}{\sum_{s \in SIN} \sum_a TRC_ESS_{a,s,j}}$$

$\forall s$

Onde:

$VE_RD_{s,j}$ é o Valor do encargo associado à redução de Resposta da Demanda para repasse em forma de encargos de serviços do sistema para os consumidores no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$V_REC_H_RD_{a,rv,o,s,j}$ é o Valor Horário a ser recebido pela Redução de Resposta da Demanda para cada perfil de agente ofertante “a”, associado ao produto “rv”, para a oferta “o”, por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$TRC_ESS_{a,s,j}$ é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

45. O Valor dos Encargos de Serviços do Sistema Não Ajustados é um valor em R\$/MWh, que consolida os valores apurados em apenas uma informação por submercado e período de comercialização, incluindo a parcela de valores associada às ofertas despachadas do programa de RD com preços superiores ao PLD, rateados conforme consumo de referência para fins de ESS, conforme expressão abaixo:

$$VE_ESS_{s,j} = VE_OSA_{s,j} + VE_CS_{s,j} + VE_RO_SUBSIS_{s,j} + VE_SALDO_{s,j} + VE_IMP_{s,j} + VE_DH_ELE_{s,j} + VE_RD_{s,j}$$

Onde:

$VE_ESS_{s,j}$ é o Valor dos Encargos de Serviços do Sistema Não Ajustados no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$VE_OSA_{s,j}$ é o Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$VE_CS_{s,j}$ é o Preço do Encargo de Compensação Síncrona, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$VE_RO_SUBSIS_{s,j}$ é o Preço dos Encargos de Serviços de Restrição de Operação de multi-submercados, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$VE_SALDO_{s,j}$ é o Valor do Encargo de Pagamento da Utilização do Saldo de Alívio de ESS, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$VE_IMP_{s,j}$ é o Valor dos Encargos de Importações no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$VE_DH_ELE_{s,j}$ é o Valor de Encargo de Deslocamento Elétrico no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$VE_RD_{s,j}$ é o Valor do encargo associado à redução de Resposta da Demanda para repasse em forma de encargos de serviços do sistema para os consumidores no submercado “s”, por período de comercialização “j”

Importante:

O Valor dos Encargos de Serviços do Sistema Não Ajustados submercados (VE_ESS) não consta o encargo referente a reserva de potência operativa, visto o tratamento distinto para fins de rateio.

46. O Valor do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa determina o valor a ser pago para cada MWh consumido pelo agente consumidor, considerando o rateio de todos os valores a serem recebidos pelas usinas que prestam tal serviço pelo consumo mensal líquido do SIN, entre todos os submercados:

$$VE_RESPOP_m = \frac{\sum_p \sum_{j \in m} ENC_RESPOP_{p,j}}{\sum_a TRC_SEG_ENER_{a,m}}$$

Onde:

VE_RESPOP_m é o Valor do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa no mês de apuração “m”

$ENC_RESPOP_{p,j}$ é o Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”

$TRC_SEG_ENER_{a,m}$ é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

2.6.2. Dados de Entrada da Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados

Encargo por Restrição de Operação Constrained-On		
ENC_CONST_ON_p	Descrição	Encargo por Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Restrição de Operação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off		
ENC_CONST_OFF_{p,j}	Descrição	Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Restrição de Operação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Encargo por Compensação Síncrona		
ENC_CS_{p,j}	Descrição	Pagamento devido à parcela de usina "p", no período de comercialização "j", por prestação de serviço de compensação síncrona
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos de Serviços Ancilares)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Encargo de Deslocamento Elétrico		
ENC_DH_ELE_{p,j}	Descrição	Encargo de Deslocamento Elétrico originado por uma usina hidrelétrica "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Deslocamento Hidráulico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Encargo por Importação do intercâmbio de energia		
ENC_IMP_{p*,j}	Descrição	Encargo de Importação de energia pago ao comercializador importador referente à parcela de usina virtual "p*", criada para representar a Importação, no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Importação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa		
ENC_RESPOP_{p,j}	Descrição	Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Totalização e Rateio dos Encargos por Segurança Energética)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Encargo por Outros Serviços Ancilares		
ENC_OSA_{p,m}	Descrição	Ressarcimento devido à parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, por outros serviços ancilares autorizados pela ANEEL tais como custos de O&M dos equipamentos de autorrestabelecimento, sistemas especiais de proteção, equipamentos de supervisão e controle de serviços ancilares, além de investimentos realizados pelas usinas para prestação desses serviços ao sistema
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos de Serviços Ancilares)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Encargo por Restrição de Operação Unit Commitment		
ENC_REST_UNIT_{p,j}	Descrição	Encargo por Restrição de Operação Unit Commitment da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Restrição de Operação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Cálculo dos Ajustes Totais do MRE		
FLUXO_MRE_{p,j}	Descrição	Corresponde aos ajustes totais de energia elétrica de uma parcela de usina “p” participante do MRE, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Cálculo dos Ajustes Totais do MRE)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Geração Final da Usina		
G_{p,j}	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração Final de Teste da Usina		
GFT_{p,j}	Descrição	Geração de teste de uma parcela de usina “p” ajustada, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Pagamento da Utilização do Saldo de Alívio de ESS		
PAG_SALDO_ESS_m	Descrição	Pagamento da Utilização do Saldo de Alívio de ESS no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Anexo II – Cálculo e Utilização do Saldo de Alívio de ESS)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Percentual de Geração Destinada ao Agente		
PGDA_{α,p}	Descrição	Percentual de Geração Destinada ao Agente “α”, da parcela de usina “p”, que corresponde ao percentual de participação do agente no respectivo ativo de geração.
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Alocação de Geração Própria (Anexo I - Definição dos Percentuais de Propriedade do Agente na Usina)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Percentual de Geração Destinada ao Agente Varejista		
PGDA_V_{α,rp,p}	Descrição	Percentual de Geração Destinada ao Agente Varejista “α”, vinculado ao representado “rp”, da parcela de usina “p”, que corresponde ao percentual de participação do representado no respectivo ativo de geração
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Alocação de Geração Própria (Anexo I - Definição dos Percentuais de Propriedade do Agente na Usina)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Consumo Reconciliado da Carga		
RC_{c,j}	Descrição	Consumo de energia ajustado de uma parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Consumo no Ambiente Livre		
RC_AL_{c,j}	Descrição	Consumo no Ambiente Livre da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Ressarcimento do Agente Distribuidor ou Consumidor pelo Custo de Implementação, Operação e Manutenção do SEP		
RSEP_D_{a,m}	Descrição	Montante financeiro que o agente distribuidor ou consumidor deverá ser ressarcido referente aos custos incorridos pela implantação, operação e manutenção de Sistema Especial de Proteção (SEP)
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Consumo Total do Agente		
TRC_{a,s,j}	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de cada perfil de agente “a”, por submercado “s” e período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Consumo Total Agregado a ser Abatido do Perfil de Agente de Distribuição		
TRC_AGREG_DIS_A_{a,s,j}	Descrição	Consumo Total Agregado a ser Abatido do Perfil de Agente de Distribuição "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Consumo Total Agregado no Perfil Varejista de Medição Simplificada		
TRC_AGREG_VAR_{a,s,j}	Descrição	Consumo Total Agregado no Perfil Varejista de Medição Simplificada "a", por submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Consumo Total a ser Abatido do Consumidor ou Representante Varejista pelo Atraso de Suspensão		
TRC_ATR_SUSP_CL_{a,s,j}	Descrição	Consumo Total a ser Abatido do Consumidor ou Representante Varejista pelo Atraso de Suspensão, do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Consumo Total a ser Acrescido à Carga do Perfil de Agente de Distribuição pelo Atraso de Suspensão		
TRC_ATR_SUSP_DIS_A_{a,s,j}	Descrição	Consumo Total a ser Acrescido à Carga do Perfil de Agente de Distribuição pelo Atraso de Suspensão, referente ao perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Total de Consumo Cativo do Consumidor Livre		
TRC_CAT_CL_{a,s,j}	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo cativo atribuído ao consumidor livre, "a", por submercado "s" e período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Valor Horário a ser recebido pelo agente que participa da Redução de Resposta da Demanda		
V_REC_H_RD_{a,rv,o,s,j}	Descrição	Valor Horário a ser recebido pela Redução de Resposta da Demanda para cada perfil de agente ofertante "a", associado ao produto "rv", para a oferta "o", por submercado "s", por período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Resposta da Demanda (Custo da Redução de Resposta da Demanda)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.6.3. Dados de Saída da Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados

Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema		
TRC_ESS_{a,s,j}	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de referência para pagamento de encargos de serviços do sistema por agente, "a", por submercado "s" e período de comercialização "j" baseada na informação do consumo atendido pelo SIN
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Valor dos Encargos de Serviços do Sistema Não Ajustado		
VE_ESS_{s,j}	Descrição	Valor preliminar a ser pago, por período de comercialização "j", no submercado "s", para cobrir os encargos de serviços do sistema apurados
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Valor do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa		
VE_RESPOP_m	Descrição	Valor do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.7. Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS

Objetivo:

Calcular o montante financeiro de recursos disponível para alívio de encargos de serviços do sistema.

Contexto:

Esta etapa consolida o total de recursos financeiros disponíveis para alívio de encargos de serviços do sistema. Esses recursos são utilizados para ajuste dos valores dos encargos calculados na etapa anterior, reduzindo o montante de encargos a serem rateados pelos consumidores de energia do SIN. A Figura 16 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

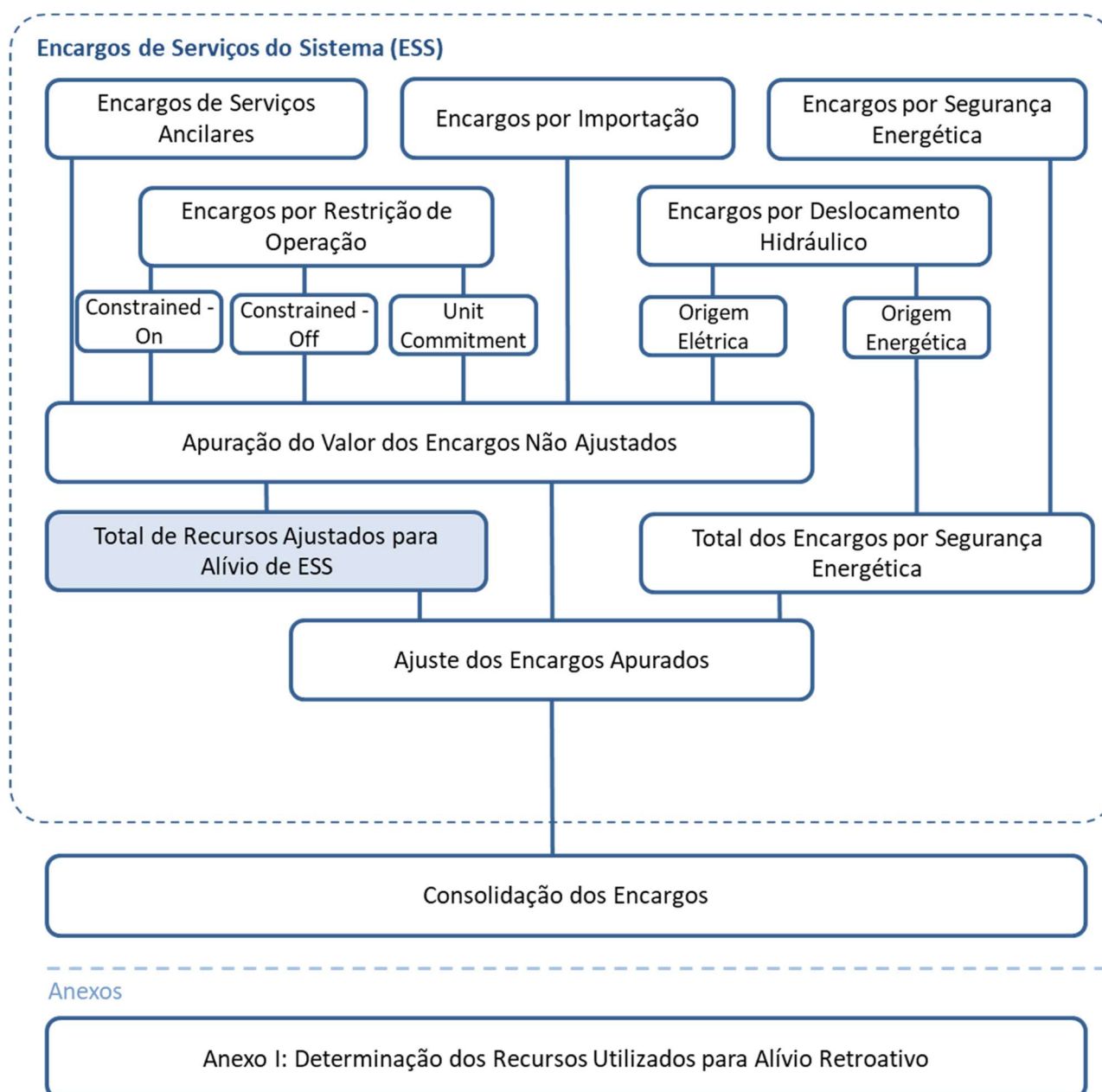


Figura 16: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Encargos"

2.7.1. Detalhamento do Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS

O processo de cálculo do total de recursos ajustados para alívio de encargos de serviços do sistema é composto pelos seguintes comandos e expressões:

47. Serão utilizados para o alívio dos Encargos de Serviços do Sistema os seguintes recursos:

- Penalidade de Medição;
- Multa por Falta de Combustível;
- Multa pelo não aporte de Garantias Financeiras;
- Multa por inadimplência na liquidação financeira do mercado de curto prazo;
- Saldo remanescente do alívio de exposições do mês vigente; e
- Sobra de receitas advindas do mês anterior, a qual também considera eventual saldo remanescente da Conta de Energia de Reserva (CONER) após o término de suprimento dos Contratos de Energia de Reserva (CER) (Para maiores informações sobre Energia de Reserva consulte o módulo específico).

48. O Total de Penalidades para Abatimento dos ESS é composto pela soma dos montantes financeiros efetivamente pagos pelos agentes a título de (i) penalidades pela não geração de energia por falta de combustível, (ii) penalidades associadas à coleta de dados de medição, (iii) penalidades por inobservância do aporte de garantias financeiras, nos termos dos Procedimentos de Comercialização vigentes, e (iv) multa por inadimplência na liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo. O Total de Demais Penalidades para Abatimento dos ESS é expresso por:

$$TDP_ESS_{a,m} = \sum_{k \in AKP} (MFEP_PMED_{a,m,k} + MFEP_FC_{a,m,k} + MFEP_MGFIN_{a,m,k} + MFEP_INAD_{a,m,k})$$

Onde:

$TDP_ESS_{a,m}$ é o Total de Demais Penalidades para Abatimento dos ESS, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$MFEP_PMED_{a,m,k}$ é o Montante Financeiro Efetivamente Pago referente à Penalidade de Medição do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", referente à penalidade apurada no mês "k"

$MFEP_FC_{a,m,k}$ é o Montante Financeiro Efetivamente Pago pela Energia não Gerada por Falta de Combustível do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", referente à penalidade apurada no mês "k"

$MFEP_MGFIN_{a,m,k}$ é o Montante Financeiro Efetivamente Pago pelo Não Aporte das Garantias Financeiras do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", referente à inobservância do aporte de garantias financeiras apurada no mês "k"

$MFEP_INAD_{a,m,k}$ é o Montante Financeiro Efetivamente Pago referente à multa por inadimplência no MCP do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", relativa à inadimplência no mês "k"

"AKP" é o conjunto de penalidades de cada perfil de agente "a", a serem aplicadas no mês de apuração "m", referentes às penalidades apuradas nos meses "k"

49. O Total das Penalidades Aplicadas para Alívio do ESS consolida o Total de Penalidades para Abatimento dos ESS, por mês de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$TPAP_ESS_m = \sum_a (TDP_ESS_{a,m})$$

Onde:

$TPAP_ESS_m$ é o Total de Penalidades Aplicadas para Alívio do ESS no mês de apuração "m"

$TDP_ESS_{a,m}$ é o Total de Demais Penalidades para Abatimento do ESS, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

50. O Recebimento por razão de Importação do intercâmbio de energia corresponde à somatória dos valores referente aos custos por importação, e o excedente financeiro de importação, tais valores são revertidos em benefício da conta de Encargos de Serviços de Sistemas - ESS, expresso por:

$$REC_IMP_m = \sum_a (V_CUSTO_IMP_M_{a,m} + EXCD_FIN_IMP_M_{a,m})$$

Onde:

REC_IMP_m é o Recebimento por razão de Importação de energia no mês de apuração “m”

V_CUSTO_IMP_M_{a,m} é o Valor referente aos Custos por razão de Importação Energética do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

EXCD_FIN_IMP_M_{a,m} é o Excedente Financeiro de Importação de energia total do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

50.1. O valor referente aos custos por razão de importação, identifica os montantes financeiros a serem pagos pelo agente no mês vigente em função da importação de energia elétrica, no mês de apuração, expresso por:

$$V_CUSTO_IMP_M_{a,m} = \sum_{p^* \in a} \sum_{j \in m} (V_CUSTO_IMP_TOT_{p^*,j})$$

Onde:

V_CUSTO_IMP_M_{a,m} é o Valor referente aos Custos por razão de Importação energética do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

V_CUSTO_IMP_TOT_{p*,j} é o Valor referente aos Custos por razão de Importação energética Total da parcela de usina virtual substituta “p*”, no período de comercialização “j”

“p*” é a parcela de usina virtual que representa a Importação

50.1.1. O valor referente aos custos por razão de importação total, identifica os montantes totais financeiros a serem pagos pelos agentes em função da importação de energia elétrica, no mês de apuração, expresso por:

$$V_CUSTO_IMP_TOT_{p^*,j} = V_CUSTO_IMP_A_{p^*,j} + V_CUSTO_IMP_SS_{p^*,j}$$

Onde:

V_CUSTO_IMP_TOT_{p*,j} é o Valor referente aos Custos por razão de Importação energética Total da parcela de usina virtual substituta “p*”, no período de comercialização “j”

V_CUSTO_IMP_A_{p*,j} é a Valoração do Custo Total das diferenças de energia entre a Importação efetiva e a definida pelo ONS da parcela de usina virtual “p*”, no período de comercialização “j”

V_CUSTO_IMP_SS_{p*,j} é a Valoração do Custo de energia de Importação Sem Substituição da parcela de usina virtual “p*”, no período de comercialização “j”

“p*” é a parcela de usina virtual que representa a Importação

50.1.1.1. O valor referente aos custos por razão de importação, identifica os montantes financeiros a serem pagos pelos agentes em função da importação de energia elétrica, no mês de apuração, expresso por:

$$V_CUSTO_IMP_A_{p^*,j} = \sum_{P \in PSUB} V_CUSTO_IMP_{p,p^*,j}$$

Onde:

V_CUSTO_IMP_A_{p*,j} é a Valoração de Custo Total das diferenças de energia entre a Importação efetiva e a definida pelo ONS da parcela de usina virtual “p*”, no período de comercialização “j”

V_CUSTO_IMP_{p,p*,j} é a Valoração do Custo da diferença de energia entre a Importação efetiva e a definida pelo ONS da parcela de usina substituída “p”, referente a geração da parcela de usina virtual “p*”, no período de comercialização “j”

“PSUB” é o conjunto de usinas que foram substituídas para realização da importação

“p*” é a parcela de usina virtual que representa a Importação

51. O Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS considera os recursos remanescentes oriundos do tratamento das exposições em função das eventuais diferenças de preços entre os submercados, os montantes residuais de meses anteriores, além das penalidades utilizadas para alívio de ESS. Esse montante mensal é utilizado para determinar o ajuste nos valores apurados na etapa anterior e é expresso por:

$$TRDA_ESS_m = TRU_ESS_m + TPAP_ESS_m + \max(0; SF_MA_m - ADDC_SF_MA_m) + REC_IMP_m$$

Onde:

TRDA_ESS_m é o Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS do mês de apuração “m”

TRU_ESS_m é o Total de Recursos Utilizados para Alívio de ESS do mês de apuração “m”

TPAP_ESS_m é o Total de Penalidades Aplicadas para Alívio do ESS no mês de apuração “m”

SF_MAm é a Sobra Financeira do Mês Anterior utilizada no mês de apuração “m”

ADDC_SF_MA_{a,m} é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas referente Sobra Financeira do Mês Anterior utilizada no mês de apuração “m”

REC_IMP_m é o Recebimento por razão de Importação de energia no mês de apuração “m”

Representação Gráfica

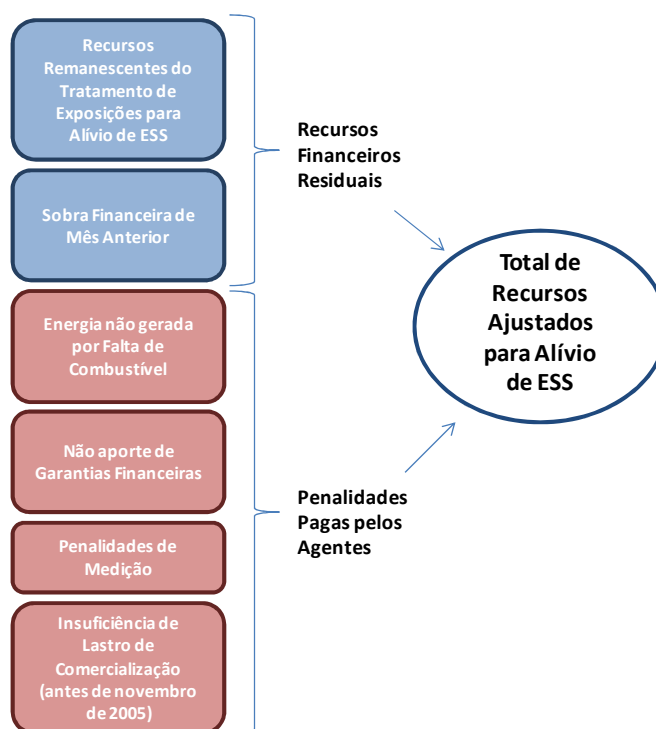


Figura 17: Composição do Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS

2.7.2. Dados de Entrada do Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS

Excedente Financeiro de Importação de energia total		
EXCD_FIN_IMP_M _{a,m}	Descrição	Excedente Financeiro de Importação de energia total do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação dos Encargos (Detalhamento da Consolidação dos Encargos)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Montante Financeiro Efetivamente Pago pela Energia não Gerada por Falta de Combustível		
MFEP_FC _{a,m,k}	Descrição	Valor pago pelo perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente à penalidade por energia não gerada por falta de combustível apurada no mês "k"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Montante Financeiro Efetivamente Pago referente à multa por inadimplência no MCP		
MFEP_INAD _{a,m,k}	Descrição	Valor pago pelo perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente à multa por inadimplência na liquidação financeira do mercado de curto prazo, apurada no mês "k"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Montante Financeiro Efetivamente Pago pelo Não Aporte das Garantias Financeiras		
MFEP_MGFIN _{a,m,k}	Descrição	Valor pago pelo perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente à penalidade por inobservância do aporte de garantias financeiras de acordo com o estabelecido em Procedimentos de Comercializado, apurada no mês "k"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Sobra Financeira do Mês Anterior		
SF_MA _m	Descrição	Montante financeiro referente à sobra do excedente financeiro apurado no mês anterior "m-1", sob gestão da CCEE em conta corrente específica, que retorna no mês de apuração "m" ao processo de contabilização, ajustado pelo resultado de aplicação além da própria movimentação financeira no período. Eventual saldo remanescente da CONER, findo os prazos dos CERS, será acrescido nesta conta corrente
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Montante Financeiro Efetivamente Pago referente à Penalidade de Medição		
MFEP_PMED_{a,m,k}	Descrição	Valor pago pelo perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente à penalidade associada ao processo de coleta de medição pela CCEE apurada no mês "k"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Total de Recursos Utilizados para Alívio de ESS		
TRU_ESS_m	Descrição	Corresponde à sobra de recursos decorrentes do tratamento de exposições em função da diferença de preços entre os submercados para alívio de despesas com ESS dos agentes com carga modelada na CCEE, mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições por Diferenças de Preços entre Submercados (Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio de ESS)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Valoração do Custo da diferença de energia entre a Importação efetiva e a definida pelo ONS		
V_CUSTO_IMP_{p,p*,j}	Descrição	Valoração do Custo da diferença de energia entre a Importação efetiva e a definida pelo ONS da parcela de usina substituída "p", referente a geração da usina virtual "p*", criada para representar a importação, no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Importação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Valoração do Custo de energia de Importação Sem Substituição		
V_CUSTO_IMP_SS_{p*,j}	Descrição	Encargo aplicado ao comercializador responsável pela Importação que ocorreu Sem Substituição de usina termoeletrica, sendo ocasionado pela não entrega de todo o montante definido pelo ONS referente a parcela de usina virtual "p*", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Importação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Valor referente aos Custos por razão de Importação energética		
V_CUSTO_IMP_M_{a,m}	Descrição	Corresponde aos Custos por razão de Importação energética do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação dos Encargos (Detalhamento da Consolidação dos Encargos)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.7.3. Dados de Saída do Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS

Recebimento por razão de Importação do intercâmbio de energia		
REC_IMP _m	Descrição	Corresponde ao total dos montantes recebíveis de encargos por razão de importação de energia apurados no mês de apuração "m".
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Total de Demais Penalidades para Abatimento dos ESS		
TDP_ESS _{a,m}	Descrição	Corresponde à soma de valores pagos pelo perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente às demais penalidades destinadas para abatimento de ESS. São incluídos nestas penalidades, os montantes pagos referentes às penalidades de medição, energia não gerada por falta de combustível, as penalidades pagas pelo não aporte das garantias financeiras calculadas e a multa por inadimplência na liquidação financeira do mercado de curto prazo.
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS		
TRDA_ESS _m	Descrição	Montante financeiro consolidado no mês de apuração "m" para alívio de encargos de serviços do sistema
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Valoração do Custo Total das diferenças de energia entre a Importação efetiva e a definida pelo ONS		
V_CUSTO_IMP_A _{p*,j}	Descrição	Valoração Total das diferenças de energia entre a Importação efetiva e a definida pelo ONS da parcela de usina virtual "p*", criada para representar a importação, no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.8. Ajuste dos Encargos Apurados

Objetivo:

Ajustar os valores de encargos apurados em função dos recursos disponíveis para alívio.

Contexto:

O valor dos encargos ajustados corresponde ao valor em R\$/MWh efetivamente aplicado à contabilização dos agentes para composição do pagamento de encargos associados às usinas afetadas por restrições de operação, despachadas por razão de segurança energética e/ou que prestam serviços ancilares ao sistema. A Figura 18 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

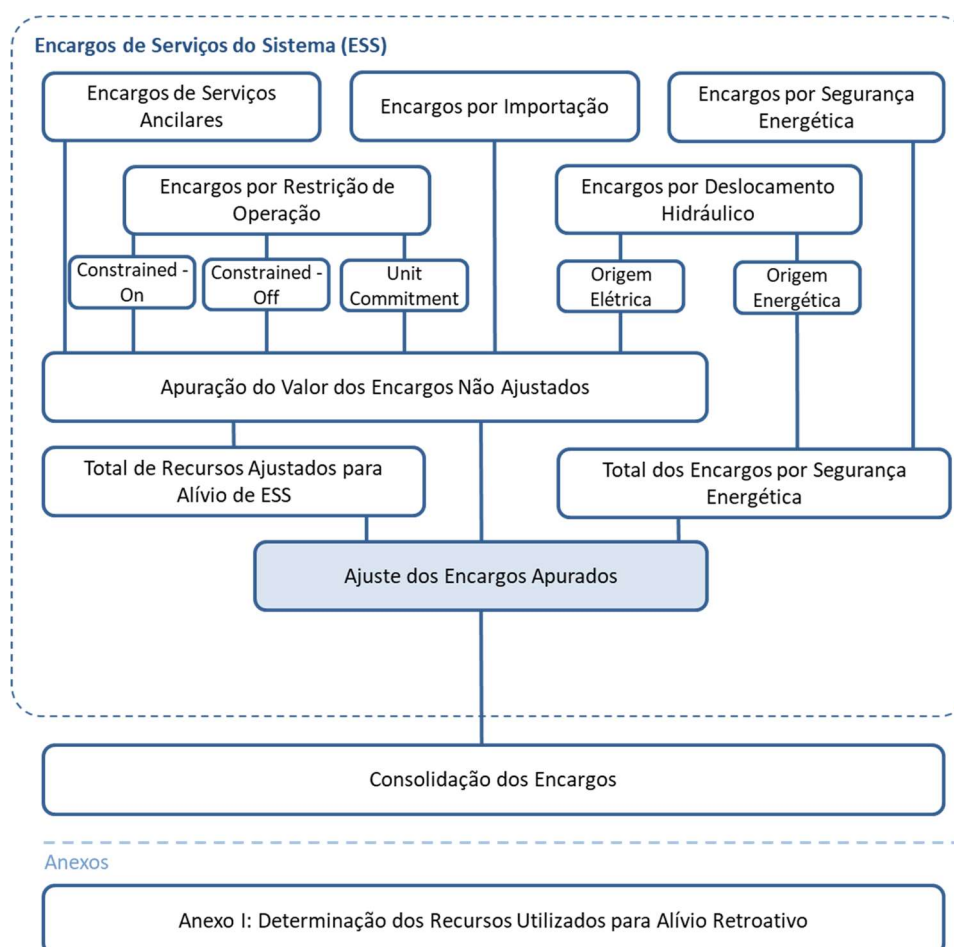


Figura 18: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

2.8.1. Detalhamento do Ajuste dos Encargos Apurados

O processo de cálculo do ajuste dos encargos apurados é composto pelos seguintes comandos e expressões:

52. O Total de Encargos de Serviços do Sistema indica o valor em reais a ser pago aos geradores por ESS. O Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema (expresso em termos de energia) multiplicado pelo Valor dos Encargos de Serviços do Sistema Não Ajustados, expresso em R\$/MWh, incluindo o encargo para atendimento da reserva de potência operativa, somado ao Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos para fins de Recontabilização e sobras financeiras para alívio despesas futuras para fins de recontabilização, fornece o Total de Encargos de Serviços do Sistema, conforme expressão abaixo:

$$T_ESS_m = \sum_s \sum_{j \in m} \left(\left(\sum_a TRC_ESS_{a,s,j} \right) * VE_ESS_{s,j} \right) + \sum_a TRC_SEG_ENER_{a,m} * VE_RESPOP_m + \sum_a TAR_ENC_RECONT_{a,m} + SFM_FUT_RECONT_m$$

Onde:

T_ESS_m é o Total de Encargos de Serviços do Sistema no mês de apuração "m"

$TRC_ESS_{a,s,j}$ é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente "a", por submercado "s", no período de comercialização "j"

$VE_ESS_{s,j}$ é o Valor dos Encargos de Serviços do Sistema Não Ajustados, no submercado "s", por período de comercialização "j"

VE_RESPOP_m é o Valor do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa no mês de apuração "m"

$TRC_SEG_ENER_{a,m}$ é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$TAR_ENC_RECONT_{a,m}$ é o Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos para fins de recontabilização do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$SFM_FUT_RECONT_m$ é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração "m".

52.1. O alívio retroativo não é reprocessado em recontabilizações onde houve sobra futura, assim é necessário garantir que sejam mantidos os mesmos efeitos percebidos na contabilização do mês de apuração. O valor referente ao encargo de meses passados já aliviados na contabilização é incluído no total de encargos de serviços do sistema do mês recontabilizado, a fim de serem considerados nos montantes passíveis de alívio:

Se $SFM_FUT_RECONT_m > 0$, então;

$$TAR_ENC_RECONT_{a,m} = TAR_ENC_{a,m,u-1}$$

Caso contrário:

$$TAR_ENC_RECONT_{a,m} = 0$$

Onde:

$TAR_ENC_RECONT_{a,m}$ é o Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos para fins de Recontabilização do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$TAR_ENC_{a,m}$ é o Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$SFM_FUT_RECONT_m$ é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração "m"

"m" representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de "m-12" a "m-1"

"u-1" refere-se ao processamento (contabilização, ou ajuste de contabilização, ou recontabilização), do mês de apuração "m", anterior ao processamento "u"

53. O ajuste dos valores de encargos depende da relação entre o Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS e o Total de Encargos Passíveis de Alívio:

53.1. Caso o Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS seja suficiente para atender o Total de Encargos de Serviços do Sistema, então os Encargos de Serviços do Sistema são iguais à zero.

53.2. Os valores dos Encargos de Serviços do Sistema podem sofrer ajustes em função dos recursos disponíveis, representado pelo Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema, conforme seguinte equação:

$$VA_ESS_{s,j} = VE_ESS_{s,j} * F_AJUSTE_ESS_m$$

Onde:

$VA_ESS_{s,j}$ é o Valor Ajustado dos Demais Encargos de Serviços do Sistema do submercado "s", no período de Comercialização "j"

$VE_ESS_{s,j}$ é o Preço dos Demais Encargos de Serviços do Sistema, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$F_AJUSTE_ESS_m$ é o Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de apuração “m”

54. O valor do Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos Ajustado para fins de Recontabilização pode sofrer ajuste em função dos recursos disponíveis, representado pelo Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema

$$TAR_ENC_RECONT_A_{a,m} = TAR_ENC_RECONT_{a,m} * F_AJUSTE_ESS_m$$

Onde:

$TAR_ENC_RECONT_A_{a,m}$ é o Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos Ajustado para fins de Recontabilização do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TAR_ENC_RECONT_{a,m}$ é o Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos para fins de recontabilização do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$F_AJUSTE_ESS_m$ é o Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de apuração “m”

55. O valor da Sobra Financeira Final para Alívio das Despesas Futuras Ajustado para fins de Recontabilização pode sofrer ajuste em função dos recursos disponíveis, representado pelo Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema

$$SFM_FUT_RECONT_A_{a,m} = \left(SFM_FUT_RECONT_m * \frac{\sum_s \sum_{j \in m} (TRC_ESS_{a,s,j})}{\sum_a \sum_s \sum_{j \in m} (TRC_ESS_{a,s,j})} \right) * F_AJUSTE_ESS_m$$

Onde:

$SFM_FUT_RECONT_A_{a,m}$ é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras Ajustado para fins de Recontabilização do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$SFM_FUT_RECONT_m$ é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração “m”

$TRC_ESS_{a,s,j}$ é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

“mr” representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de “m-12” a “m-1”

“u-1” refere-se ao processamento (contabilização, ou ajuste de contabilização, ou recontabilização), do mês de apuração “m”, anterior ao processamento “u”

- 55.1. Os valores dos Encargos de Reserva de Potência Operativa podem sofrer ajustes em função dos recursos disponíveis, representado pelo Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema, conforme seguinte equação:

$$VA_RESPOP_m = VE_RESPOP_m * F_AJUSTE_ESS_m$$

Onde:

VA_RESPOP_m é o Valor Ajustado do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa no mês de apuração “m”

VE_RESPOP_m é o Valor do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa no mês de apuração “m”

- 55.2. $F_AJUSTE_ESS_m$ é o Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de apuração “m”. O Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema considera Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS em relação ao Total de Encargos de Serviços do Sistema por meio da seguinte expressão:

$$F_AJUSTE_ESS_m = \max \left(0; \frac{T_ESS_m - TRDA_ESS_m}{T_ESS_m} \right)$$

Onde:

$F_AJUSTE_ESS_m$ é o Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de apuração “m”

T_ESS_m é o Total de Encargos de Serviços do Sistema no mês de apuração “m”

$TRDA_ESS_m$ é o Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS do mês de apuração “m”

2.8.2. Dados de Entrada do Ajuste dos Encargos Apurados

Sobra Financeira Final para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização		
SFF_FUT_RECONT _m	Descrição	Sobra Financeira Final para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Total das Exposições Positivas e Negativas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema		
TRC_ESS _{a,s,j}	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de referência para pagamento de encargos de serviços do sistema por perfil de agente "a", por submercado "s" e período de comercialização "j" baseada na informação do consumo atendido pelo SIN
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Consumo de Referência para Pagamento de Encargo de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva		
TRC_SEG_ENER _{a,m}	Descrição	Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS		
TRDA_ESS _m	Descrição	Montante financeiro consolidado no mês de apuração "m" para alívio de encargos de serviços do sistema
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos		
TAR_ENC _{a,m}	Descrição	Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Determinação dos Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Valor dos Encargos de Serviços do Sistema Não Ajustado		
VA_RESPOP_m	Descrição	Valor Ajustado do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Encargos (Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Valor dos Encargos de Serviços do Sistema Não Ajustado		
VE_ESS_{s,j}	Descrição	Valor preliminar a ser pago, por período de comercialização "j", no submercado "s", para cobrir os encargos de serviços do sistema apurados
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Encargos (Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.8.3. Dados de Saída do Ajuste dos Encargos Apurados

Total de Encargos de Serviços do Sistema		
T_ESS _m	Descrição	Total de Encargos de Serviços do Sistema no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Valor Ajustado dos Demais Encargos de Serviços do Sistema		
VA_ESS _{s,j}	Descrição	Valor a ser pago, por período de comercialização "j", no submercado "s", para cobrir os encargos de serviços do sistema apurados
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Valor do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa		
VE_RESPOP _m	Descrição	Valor a ser pago, por período de comercialização "j", no submercado "s", para cobrir os encargos de serviços do sistema apurados
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.9. Totalização e Rateio dos Encargos por Segurança Energética

Objetivo:

Totalizar os encargos por segurança energética e definir a forma de rateio desses encargos.

Contexto:

O total de encargos por segurança energética é constituído pela soma dos encargos pagos às usinas despachadas por segurança energética e pelos encargos devidos às usinas hidrelétricas participantes do MRE em função do despacho fora da ordem de mérito e de importação sem garantia física associada. Esse encargo é assumido pelos agentes de consumo a partir dos critérios estabelecidos nesta etapa das regras de comercialização. A Figura 19 relacionada esta etapa em relação ao módulo completo:

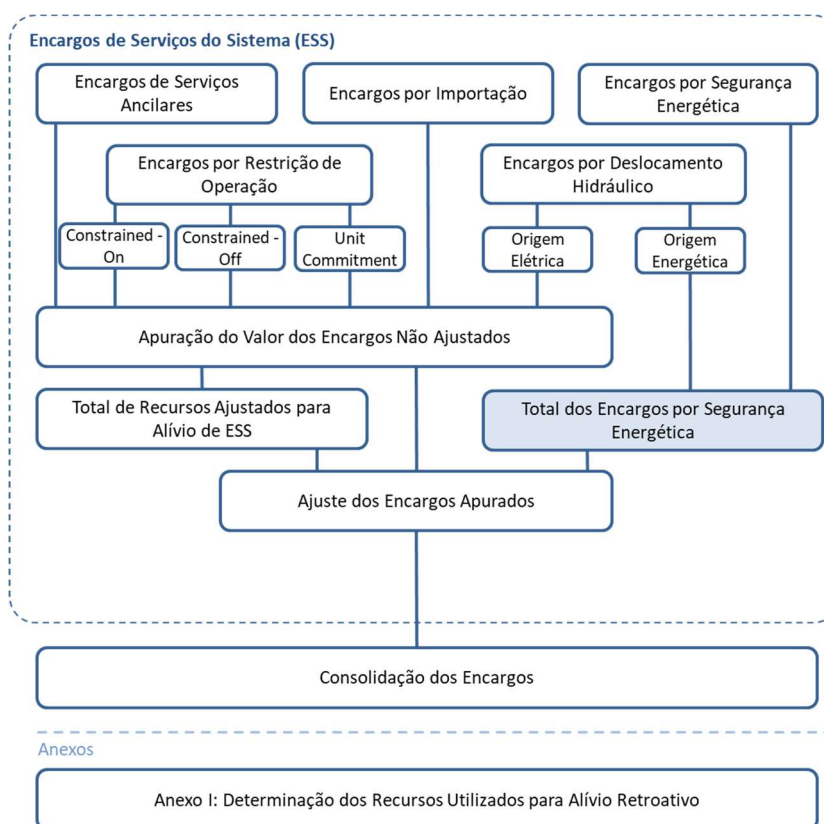


Figura 19: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Encargos"

2.9.1. Totalização dos Encargos por Segurança Energética

O processo de totalização dos encargos por segurança energética é composto pelos seguintes comandos e expressões:

56. O Total de Encargos por Razão de Segurança Energética indica o valor em reais a ser pago pelos agentes de consumo aos agentes proprietários de usinas termelétricas que geraram por razões de segurança energética e também o valor a ser pago aos agentes proprietários de usinas hidrelétricas participantes do MRE que tiveram sua geração deslocada em função da geração efetuada fora da ordem de mérito e por importação de energia sem lastro associado. Este valor é obtido pela seguinte expressão:

$$T_SEG_ENER_m = \sum_{j \in m} \sum_p (ENC_SEG_ENER_{p,j} + ENC_DH_ENER_{p,j}) - \sum_a DIF_ENC_SUB_{a,m}$$

Onde:

$T_SEG_ENER_m$ é o Total de Encargos por Razão de Segurança Energética no mês de apuração “m”

$ENC_SEG_ENER_{p,j}$ é o Encargo por Razão de Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$ENC_DH_ENER_{p,j}$ é o Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DIF_ENC_SUB_{a,m}$ é o Total de Ajuste da Diferença no Encargo devido a Substituição de Geração, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

2.9.2. Detalhamento do Consumo de Referência para o Rateio de Encargos de Segurança Energética e Encargos de Energia de Reserva

57. Os Encargos por Segurança Energética e Encargos de Energia de Reserva devem ser rateados pelo consumo líquido dos agentes:

$$TRC_SEG_ENER_{a,m} = \max \left(0; \sum_s \sum_{j \in m} TRC_{a,s,j} - \sum_p (G_SEG_ENER_{p,a,m}) \right)$$

Onde:

$TRC_SEG_ENER_{a,m}$ é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TRC_{a,s,j}$ é o Consumo Total do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

$G_SEG_ENER_{p,a,m}$ é a Geração Utilizada na Determinação do Pagamento dos Encargos de Energia de Reserva e de Segurança Energética da parcela de usina “p”, atribuída ao perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

- 57.1. A Geração Utilizada na Determinação do Pagamento dos Encargos de Energia de Reserva e de Segurança Energética é calculada pela soma de toda geração utilizada para o abatimento das cargas, modeladas sobre o respectivo perfil de agente, conforme expressão:

$$G_SEG_ENER_{p,a,m} = \sum_{c \in a} G_SEG_ENER_ATIV_{p,c,m}$$

Onde:

$G_SEG_ENER_{p,a,m}$ é a Geração Utilizada na Determinação do Pagamento dos Encargos de Energia de Reserva e de Segurança Energética da parcela de usina “p”, atribuída ao perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$G_SEG_ENER_ATIV_{p,c,m}$ é a Geração Utilizada para Abatimento de Carga na Determinação das Cotas do PROINFA, do Pagamento dos Encargos de Energia de Reserva e de Segurança Energética da parcela de usina “p”, em relação a carga “c”, no mês de apuração “m”

2.9.3. Detalhamento do Valor dos Encargos por Segurança Energética

58. O Valor dos Encargos de Segurança Energética relaciona a soma dos encargos de segurança energética devidos às usinas, em Reais (R\$), pelo Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética de todos os agentes no mês, em MWh, resultando em um valor em R\$/MWh a ser pago pelos agentes e expresso por:

$$VE_SEG_ENER_m = \frac{T_SEG_ENER_m}{\sum_a TRC_SEG_ENER_{a,m}}$$

Onde:

$VE_SEG_ENER_m$ é o Valor dos Encargos de Segurança Energética no mês de apuração “m”

$T_SEG_ENER_m$ é o Total de Encargos por Razão de Segurança Energética no mês de apuração “m”

$TRC_SEG_ENER_{a,m}$ é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

2.9.4. Dados de entrada da Totalização e do Rateio de Encargos por Segurança Energética

ENC_DH_ENER_{p,j}	Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica,	
	Descrição	Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Deslocamento Hidráulico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
ENC_SEG_ENER_{p,j}	Encargo por Razão de Segurança Energética	
	Descrição	Encargo por Razão de Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Segurança Energética)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
FLUXO_MRE_{p,j}	Cálculo dos Ajustes Totais do MRE	
	Descrição	Corresponde aos ajustes totais de energia elétrica de uma parcela de usina "p" participante do MRE, no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Cálculo dos Ajustes Totais do MRE)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
G_{p,j}	Geração Final da Usina	
	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina "p", ajustada por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
GFT_{p,j}	Geração Final de Teste da Usina	
	Descrição	Geração de teste de uma parcela de usina "p" ajustada, por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
G_SEG_ENER_ATIV_{p,c,m}	Geração Para Abatimento de Carga de Referência	
	Descrição	Geração Utilizada para Abatimento de Carga na Determinação das Cotas do PROINFA, do Pagamento dos Encargos de Energia de Reserva e de Segurança Energética da parcela de usina "p", em relação a carga "c", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Sazonalização de contratos do PROINFA)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Consumo Total do Agente		
TRC_{a,s,j}	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de cada agente "a", por submercado "s" e período de comercialização
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.9.5. Dados de saída da Totalização e do Rateio de Encargos por Segurança Energética

Total de Encargos pelo Despacho por Segurança Energética		
T_SEG_ENER _m	Descrição	Total de pagamentos devidos às parcelas de usinas em função da produção de energia elétrica associada ao despacho por Segurança Energética, no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Consumo de Referência para Pagamento de Encargo de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva		
TRC_SEG_ENER _m	Descrição	Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Valor dos Encargos de Segurança Energética		
VE_SEG_ENER _m	Descrição	Valor dos Encargos de Segurança Energética no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.10. Consolidação dos Encargos

Objetivo:

Consolidar os valores a pagar e a receber de agente em função dos encargos apurados no mês.

Contexto:

O valor ajustado dos encargos multiplicado pela energia passível de pagamentos de encargos deve ser consolidado, por agente, de modo a compor o resultado da contabilização de cada agente, no mês de apuração. A Figura 21 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

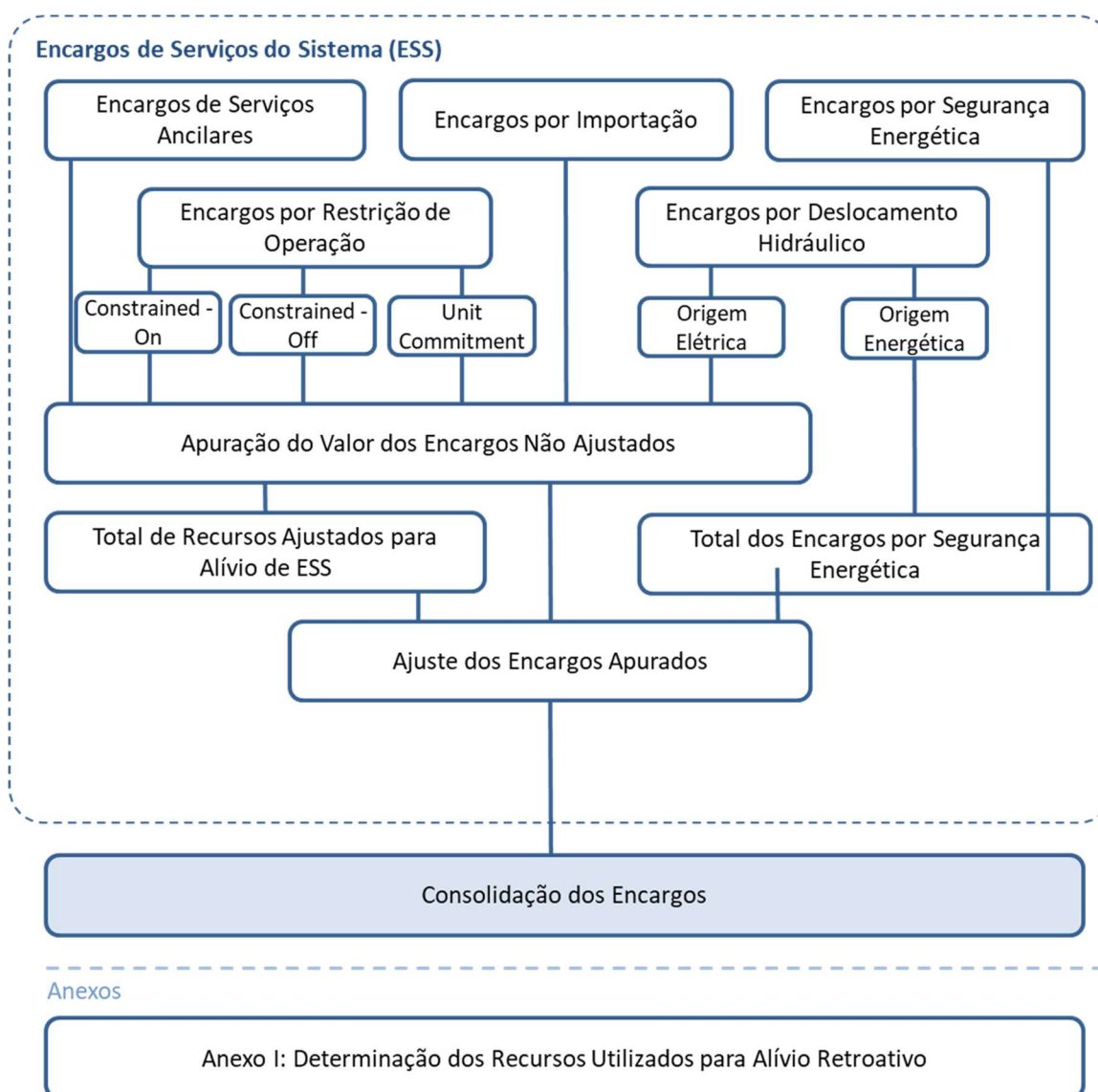


Figura 20 - Esquema Geral do Módulo de Regras: "Encargos"

2.10.1. Detalhamento da Consolidação dos Encargos

O processo de consolidação dos encargos é composto pelos seguintes comandos e expressões:

59. O Total de Recebimento por Encargos identifica todos os montantes financeiros de encargos apurados para as usinas do agente, no mês de apuração, incluindo os montantes associados às ofertas de produtos de RD. Esse valor é agregado ao resultado final do agente a título de Encargos. O Total de Recebimento do Agente por Encargos é dado pela expressão:

$$\begin{aligned} RECEBIMENTO_ENC_{a,m} &= R_ENC_RO_{a,m} + R_ENC_SE_{a,m} + R_ENC_CS_{a,m} + R_ENC_OSA_{a,m} + R_ENC_DH_{a,m} \\ &+ R_ENC_RESPOP_{a,m} + R_ENC_IMP_{a,m} + R_ENC_RD_{a,m} - DIF_ENC_SUB_{a,m} \end{aligned}$$

Onde:

RECEBIMENTO_ENC_{a,m} é o Total de Recebimento por Encargos, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

R_ENC_RO_{a,m} é o Total de Recebimento por Encargos por Restrição de Operação, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

R_ENC_SE_{a,m} é o Total de Recebimento por Encargo por Razão de Segurança Energética, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

R_ENC_CS_{a,m} é o Total de Recebimento por Encargo de Compensação Síncrona, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

R_ENC_OSA_{a,m} é o Total de Recebimento por Encargos de Outros Serviços Ancilares, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

R_ENC_DH_{a,m} é o Total de Recebimento por Encargos de Deslocamento Hidráulico, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

R_ENC_RESPOP_{a,m} é o Total de Recebimento por Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

R_ENC_IMP_{a,m} é o Total de Recebimento por Encargos de Importação, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

R_ENC_RD_{a,m} é o Recebimento via Encargos da Redução de Resposta da Demanda do perfil de agente ofertante "a", no mês de contabilização "m"

DIF_ENC_SUB_{a,m} é o Total de Ajuste da Diferença no Encargo devido a Substituição de Geração, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

- 59.1. O Total de Recebimento do Agente em função dos Encargos por Restrição de Operação identifica os montantes financeiros a serem recebidos, por restrição de operação (*constrained-on e off, e unit commitment*), pelas usinas do agente, no mês de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$R_ENC_RO_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{j \in m} (ENC_CONST_ON_{p,j} + ENC_CONST_OFF_{p,j} + ENC_REST_UNIT_{p,j})$$

Onde:

R_ENC_RO_{a,m} é o Total de Recebimento por Encargos por Restrição de Operação, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

ENC_CONST_ON_{p,j} é o Encargo por Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"

ENC_CONST_OFF_{p,j} é o Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"

ENC_REST_UNIT_{p,j} é o Encargo por Restrição de Operação Unit Commitment da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"

- 59.2. O Total de Recebimento do Agente em função dos Encargos por Razão de Segurança Energética identifica os montantes financeiros a serem recebidos pelas usinas do agente em função da geração verificada a título de segurança energética no mês de apuração, dado pela seguinte expressão:

$$R_ENC_SE_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{j \in m} ENC_SEG_ENER_{p,j}$$

Onde:

R_ENC_SE_{a,m} é o Total de Recebimento por Encargo por Razão de Segurança Energética, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$ENC_SEG_ENER_{p,j}$ é o Encargo por Razão de Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

- 59.3. O Total de Recebimento do Agente por Encargo de Compensação Síncrona identifica os montantes financeiros a serem recebidos pelas usinas do agente em função do fornecimento ou absorção de energia reativa, no mês de apuração, expresso por:

$$R_ENC_CS_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{j \in m} ENC_CS_{p,j}$$

Onde:

$R_ENC_CS_{a,m}$ é o Total de Recebimento por Encargo de Compensação Síncrona, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ENC_CS_{p,j}$ é o Valor do Encargo de Compensação Síncrona, da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

- 59.4. O Total de Recebimento por Encargos de Outros Serviços Ancilares identifica os montantes financeiros a serem recebidos pelo agente pela prestação de serviços ancilares de suas usinas, no mês de apuração, expresso por:

$$R_ENC_OSA_{a,m} = \left(\sum_{p \in a} ENC_OSA_{p,m} \right) + RSEP_D_{a,m}$$

Onde:

$R_ENC_OSA_{a,m}$ é o Total de Recebimento por Encargos de Outros Serviços Ancilares, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ENC_OSA_{p,m}$ é o Encargo por Outros Serviços Ancilares da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$RSEP_D_{a,m}$ é o Ressarcimento do Agente Distribuidor ou Consumidor pelo Custo de Implementação, Operação e Manutenção de Sistema Especial de Proteção ou por Reposição dos Sistemas Existentes do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

- 59.5. O Total de Recebimento por Encargos de Deslocamento Hidráulico identifica os montantes financeiros a serem recebidos pelo agente proprietário de usinas hidrelétricas do MRE em função dos deslocamentos hidráulicos de origem energética e/ou elétrica:

$$R_ENC_DH_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{j \in m} (ENC_DH_ENER_{p,j} + ENC_DH_ELE_{p,j})$$

Onde:

$R_ENC_DH_{a,m}$ é o Total de Recebimento por Encargos de Deslocamento Hidráulico, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ENC_DH_ENER_{p,j}$ é o Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$ENC_DH_ELE_{p,j}$ é o Encargo de Deslocamento Elétrico de uma Usina Hidrelétrica da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

- 59.6. O Total de Recebimento por Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa identifica os montantes financeiros a serem recebidos pelo agente proprietário de usinas que atendam ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa no mês:

$$R_ENC_RESPOP_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{j \in m} ENC_RESPOP_{p,j}$$

Onde:

$R_ENC_RESPOP_{a,m}$ é o Total de Recebimento por Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ENC_RESPOP_{p,j}$ é o Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”

- 59.7. O Total de Recebimento por Encargos de Importação, identifica os montantes financeiros a serem recebidos pelo perfil de agente função da importação de energia:

$$R_ENC_IMP_{a,m} = \sum_{j \in m} \sum_{p^* \in a} ENC_IMP_{p^*,j}$$

Onde:

$R_ENC_IMP_{a,m}$ é o Total de Recebimento por Encargos de Importação, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$ENC_IMP_{p^*,j}$ é o Encargo de Importação do intercâmbio de energia da parcela de usina substituta "p*", por período de comercialização "j"

"p*" é a parcela de usina de energia proveniente de Importação

59.8. O Total de Ajuste do Agente em função da Substituição de Geração identifica os montantes financeiros relativos à diferença do Custo Declarado associado à produção de energia das usinas substitutas e as que foram substituídas no mês de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$DIF_ENC_SUB_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{p^*} \sum_{j \in m} DIF_ENC_SUB_H_{p,p^*,j}$$

Onde:

$DIF_ENC_SUB_{a,m}$ é o Total de Ajuste da Diferença no Encargo devido a Substituição de Geração, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$DIF_ENC_SUB_H_{p,p^*,j}$ é a Diferença no Encargo devido a Substituição de Geração da parcela de usina não hidráulica "p", parcela de usina substituída "p*", por período de comercialização "j"

60. O Total de Pagamento do Agente por Encargos no mês de apuração identifica todos os montantes financeiros de encargos a serem pagos pelo agente. Esse valor é agregado ao resultado final do agente a título de Encargos. O Total de Pagamento do Agente por Encargos é dado pela expressão:

$$PAGAMENTO_ENC_{a,m} = P_ENC_ESS_{a,m} + P_ENC_SE_{a,m} + EXCD_FIN_IMP_M_{a,m} + V_CUSTO_IMP_M_{a,m}$$

Onde:

$PAGAMENTO_ENC_{a,m}$ é o Total de Pagamento por Encargos, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$P_ENC_ESS_{a,m}$ é o Total de Pagamento por Encargos de Serviços do Sistema, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$P_ENC_SE_{a,m}$ é o Pagamento do Encargo por Razão de Segurança Energética do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$EXCD_FIN_IMP_M_{a,m}$ é o Excedente Financeiro de Importação de energia total do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$V_CUSTO_IMP_M_{a,m}$ é o Valor referente aos Custos por Razão de Importação Energética do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

60.1. O Total de Pagamento por Encargos de Serviços do Sistema identifica o montante financeiro a ser pago, por ESS, pelo agente, no mês de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$P_ENC_ESS_{a,m} = \sum_s \sum_{j \in m} (TRC_ESS_{a,s,j} * VA_ESS_{s,j}) + TAR_ENC_RECONT_A_{a,m} + SFM_FUT_RECONT_A_{a,m} + TRC_SEG_ENER_{a,m} * VA_RESPOP_m$$

Onde:

$P_ENC_ESS_{a,m}$ é o Total de Pagamento por Encargos de Serviços do Sistema, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$TRC_ESS_{a,s,j}$ é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente "a", por submercado "s", no período de Comercialização "j"

$VA_ESS_{s,j}$ é o Valor Ajustado dos Demais Encargos de Serviços do Sistema do submercado "s", no período de Comercialização "j"

$TAR_ENC_RECONT_A_{a,m}$ é o Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos Ajustado para fins de recontabilização do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$SFM_FUT_RECONT_A_m$ é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras Ajustado para fins de Recontabilização do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$TRC_SEG_ENER_{a,m}$ é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

VA_RESPOP_m é o Valor Ajustado do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa no mês de apuração "m"

60.2. O demonstrativo financeiro da parcela dos Encargos de Serviços do Sistema em função da assunção pelos agentes conectados do consumo resultante do atraso de suspensão de fornecimento corresponde ao consumo apurado em atraso multiplicado pelo valor unitário do encargo:

$$P_ESS_ATR_SUSP_{ac,a,m} = \sum_s \sum_{j \in m} (TRC_ATR_SUSP_{ac,a,s,j} * VA_ESS_{s,j}) + \left(\sum_s \sum_{j \in m} (TRC_ATR_SUSP_{ac,a,s,j}) \right) * VA_RESPOP_m$$

Onde:

$P_ESS_ATR_SUSP_{ac,a,m}$ é a Parcela dos Encargos de Serviços do Sistema pelo Atraso de Suspensão do Fornecimento do Agente Conectado "ac", relativo ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$TRC_ATR_SUSP_{ac,a,s,j}$ é o Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão, do agente conectado "ac", do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$VA_ESS_{s,j}$ é o Valor Ajustado dos Demais Encargos de Serviços do Sistema do submercado "s", no período de Comercialização "j"

VA_RESPOP_m é o Valor Ajustado do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa no mês de apuração "m"

60.3. O Pagamento dos Encargos por Razão de Segurança Energética será rateado proporcionalmente pelo consumo considerando eventual geração de propriedade da carga, calculado conforme a seguinte expressão:

$$P_ENC_SE_{a,m} = TRC_SEG_ENER_{a,m} * VE_SEG_ENER_m$$

Onde:

$P_ENC_SE_{a,m}$ é o Pagamento do Encargo por Razão de Segurança Energética do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$VE_SEG_ENER_m$ é o Valor dos Encargos de Segurança Energética no mês de apuração "m"

$TRC_SEG_ENER_{a,m}$ é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

60.4. O demonstrativo financeiro da parcela dos Encargos de Segurança Energética em função da assunção pelos agentes conectados do consumo resultante do atraso de suspensão de fornecimento corresponde ao consumo apurado em atraso multiplicado pelo valor unitário do encargo:

$$P_SE_ATR_SUSP_{ac,a,m} = \left(\sum_s \sum_{j \in m} (TRC_ATR_SUSP_{ac,a,s,j}) \right) * VE_SEG_ENER_m$$

Onde:

$P_SE_ATR_SUSP_{ac,a,m}$ é a Parcela do Encargo por Razão de Segurança Energética pelo Atraso de Suspensão de Fornecimento do Agente Conectado "ac", relativo ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$TRC_ATR_SUSP_{ac,a,s,j}$ é o Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão, do agente conectado "ac", do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$VE_SEG_ENER_m$ é o Valor dos Encargos de Segurança Energética no mês de apuração "m"

60.5. A soma do Excedente financeiro total referente ao valor verificado dos custos por razão de importação, identifica o excedente financeiros a ser pagos pelo agente no mês vigente, expresso por:

$$EXCD_FIN_IMP_M_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{j \in m} (EXCD_FIN_IMP_{p*,j})$$

Onde:

$EXCD_FIN_IMP_M_{a,m}$ é o Excedente Financeiro de Importação de energia total do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$EXCD_FIN_IMP_{p*,j}$ é o Excedente Financeiro de Importação de energia da parcela de usina "p*", por período de comercialização "j"

"p*" é a parcela de usina para Importação

61. O Total de Encargos Consolidado identifica o valor a ser pago (**negativo**) ou recebido (**positivo**) a ser agregado ao resultado final da contabilização do agente no mês de apuração a título de Encargos, expresso por:

$$ENCARGOS_{a,m} = RECEBIMENTO_ENC_{a,m} - PAGAMENTO_ENC_{a,m}$$

Onde:

ENCARGOS_{a,m} é o Total de Encargos Consolidado, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

RECEBIMENTO_ENC_{a,m} é o Total de Recebimento por Encargos, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

PAGAMENTO_ENC_{a,m} é o Total de Pagamento por Encargos, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

2.10.2. Dados de Entrada da Consolidação dos Encargos

Energia Considerada para Rateio dos Encargos por Segurança Energética		
EC_CAR_{a,m}	Descrição	Energia Considerada para Rateio dos Encargos por Segurança Energética do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Segurança Energética)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Energia Total Considerada para Rateio dos Encargos por Segurança Energética		
EC_CAR_TOT_m	Descrição	Energia Total Considerada para Rateio dos Encargos por Segurança Energética no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Segurança)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Encargo por Restrição de Operação Constrained-On		
ENC_CONST_ON_{p,j}	Descrição	Encargo por Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Restrição de Operação)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off		
ENC_CONST_OFF_{p,j}	Descrição	Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Restrição de Operação)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Encargo por Compensação Síncrona		
ENC_CS_{p,j}	Descrição	Pagamento devido à parcela de usina "p", no período de comercialização "j", por prestação de serviço de compensação síncrona
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos de Serviços Ancilares)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica,		
ENC_DH_ENER_{p,j}	Descrição	Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Deslocamento Hidráulico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Encargo de Deslocamento Elétrico		
ENC_DH_ELE _{p,j}	Descrição	Encargo de Deslocamento Elétrico originado por uma usina hidrelétrica “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Deslocamento Hidráulico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Encargo por Outros Serviços Ancilares		
ENC_OSA _{p,m}	Descrição	Ressarcimento devido à parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, por outros serviços ancilares autorizados pela ANEEL tais como custos de O&M dos equipamentos de autorrestabelecimento, sistemas especiais de proteção, equipamentos de supervisão e controle de serviços ancilares, além de investimentos realizados pelas usinas para prestação desses serviços ao sistema
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos de Serviços Ancilares)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa		
ENC_RESPOP _{p,j}	Descrição	Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos de Serviços Ancilares)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Encargo por Razão de Segurança Energética		
ENC_SEG_ENER _{p,j}	Descrição	Pagamento devido à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, por produção de energia elétrica associada ao despacho por razão de segurança energética
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Segurança Energética)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Diferença no Encargo devido a Substituição de Geração		
DIF_ENC_SUB_H _{p,p*,j}	Descrição	Diferença no Encargo devido a Substituição de Geração da parcela de usina não hidráulica “p”, parcela de usina substituída “p*”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Segurança Energética)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Ressarcimento do Agente Distribuidor ou Consumidor pelo Custo de Implementação, Operação e Manutenção do SEP		
RSEP_D _{a,m}	Descrição	Montante financeiro que o agente distribuidor ou consumidor deverá ser ressarcido referente aos custos incorridos pela implantação, operação e manutenção de Sistema Especial de Proteção (SEP)
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	Recebimento de Encargo associado à Redução de Resposta da Demanda	
R_ENC_RD _{a,m}	Descrição	Recebimento mensal via Encargo por conta de atendimento à produtos de RD do perfil de agente ofertante "a", no mês de contabilização "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Resposta da Demanda (Custo da Redução de Resposta da Demanda)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão	
TRC_ATR_SUSP _{ac,a,s,j}	Descrição	Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão, do agente conectado "ac", do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema	
TRC_ESS _{a,s,j}	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de referência para pagamento de encargos de serviços do sistema por perfil de agente, "a", por submercado "s" e período de comercialização "j", baseada na informação do consumo atendido pelo SIN
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	Consumo de Referência para Pagamento de Encargo Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva	
TRC_SEG_ENER _{a,m}	Descrição	Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Fornecedor	Encargos (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	Valor Ajustado dos Demais Encargos de Serviços do Sistema	
VA_ESS _{s,j}	Descrição	Valor ajustado a ser pago, por período de comercialização "j", no submercado "s" para cobrir os encargos de serviços do sistema apurados
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Encargos (Ajuste dos Encargos Apurados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	Valor Ajustado do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa	
VA_RESPOP _m	Descrição	Valor Ajustado do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Encargos (Ajuste dos Encargos Apurados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.10.3. Dados de Saída da Consolidação dos Encargos

Total de Encargos Consolidado		
ENCARGOS _{a,m}	Descrição	Informação líquida de todos os montantes a serem pagos ou recebidos em função dos encargos apurados no mês "m", para o perfil de agente "a"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Excedente Financeiro de Importação de energia total		
EXCD_FIN_IMP_M _{a,m}	Descrição	Excedente Financeiro de Importação de energia total do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Total de Pagamentos por Encargos		
PAGAMENTO_ENC _{a,m}	Descrição	Informação consolidada de todos os montantes a serem pagos por encargos apurados no mês "m", para o perfil de agente, "a"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Pagamento do Encargo por Razão de Segurança Energética rateada proporcionalmente pela energia comercializada		
P_ENC_CAR _{a,m}	Descrição	Pagamento do Encargo por Razão de Segurança Energética da parcela rateada proporcionalmente pela energia comercializada, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Total de Pagamento por Encargos de Serviços do Sistema		
P_ENC_ESS _{a,m}	Descrição	Informação consolidada dos encargos de serviços do sistema apurados no mês "m", para o perfil de agente "a"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Parcela dos Encargos de Serviços do Sistema pelo Atraso de Suspensão do Fornecimento do Agente Conectado		
P_ESS_ATR_SUSP _{ac,a,m}	Descrição	Parcela dos Encargos de Serviços do Sistema pelo Atraso de Suspensão do Fornecimento do Agente Conectado "ac", relativo ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Parcela do Encargo por Razão de Segurança Energética pelo Atraso de Suspensão de Fornecimento do Agente Conectado		
P_ESS_SE_SUSP _{ac,a,m}	Descrição	Parcela do Encargo por Razão de Segurança Energética pelo Atraso de Suspensão de Fornecimento do Agente Conectado "ac", relativo ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Total de Recebimento por Encargos		
RECEBIMENTO_ENC_{a,m}	Descrição	Informação consolidada de todos os montantes a serem recebidos por encargos apurados no mês "m", para o perfil de agente "a"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Total de Recebimento por Encargo de Compensação Síncrona		
R_ENC_CS_{a,m}	Descrição	Total de Recebimento por Encargo de Compensação Síncrona do perfil de agente "a", no mês de apuração "m".
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3. Anexos

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Encargos”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

3.1. Anexo I – Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio Retroativo

Objetivo:

Calcular os recursos residuais utilizados no alívio retroativo e ainda sua eventual utilização em futuros ciclos contábeis.

Contexto:

Os recursos financeiros residuais após o alívio dos encargos de serviços do sistema são utilizados para abatimento de exposições e encargos não aliviados nos doze últimos ciclos contábeis. Após esse alívio retroativo, um eventual saldo residual é armazenado para utilização no próximo ciclo contábil. A Figura 21 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

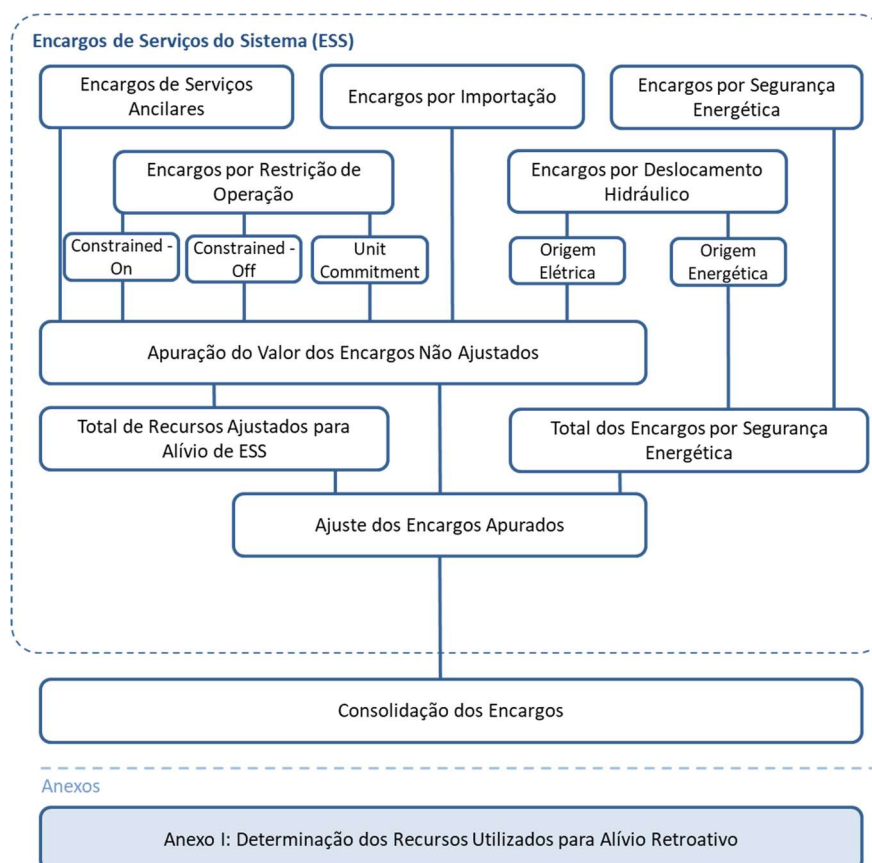


Figura 21: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

3.1.1. Detalhamento da Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio Retroativo

62. O processo de cálculo da determinação dos recursos utilizados para alívio retroativo é composto pelos seguintes comandos e expressões:

- 62.1. O Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do 12º Mês Anterior corresponde ao montante residual entre o Total de Recursos Utilizados para Alívio de ESS oriundo do tratamento das exposições em função da diferença de preços entre os submercados e o Total de Encargos de Serviços do Sistema no mês de apuração, utilizado para alívio retroativo das doze últimas contabilizações. Em caso de Recontabilização, este acrônimo não é reapurado, assumindo o mesmo valor obtido na contabilização do mês, expresso por:

Se $SFM_FUT_RECONT_m > 0$, então;

$$RD_AR12_m = RD_AR12_{m,u-1}$$

Caso contrário:

$$RD_AR12_m = \max(0; TRU_ESS_m - T_ESS_m)$$

Onde:

RD_AR12_m é o Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do 12º Mês Anterior, no mês de apuração “m”

TRU_ESS_m é o Total de Recursos Utilizados para Alívio de ESS do mês de apuração “m”

T_ESS_m é o Total de Encargos de Serviços do Sistema no mês de apuração “m”

SFM_FUT_RECONT_m é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração “m”

“u-1” refere-se ao processamento (contabilização, ou ajuste de contabilização, ou recontabilização), do mês de apuração “m”, anterior ao processamento “u”

- 62.2. A Sobra Financeira para Alívio das Despesas Futuras com ESS corresponde à sobra residual de recursos disponível para alívio de ESS descontada ainda a parcela utilizada para alívio das doze últimas contabilizações, este último somente nos processamentos de contabilização, utilizada no próximo ciclo contábil e dada pela expressão:

Se $SFM_FUT_RECONT_m > 0$, então;

$$SF_ESS_FUT_m = \max(0; TRDA_ESS_m - T_ESS_m)$$

Caso contrário:

$$SF_ESS_FUT_m = \max(0; TRDA_ESS_m - T_ESS_m - RD_AR12_m)$$

Onde:

SF_ESS_FUT_m é a Sobra Financeira para Alívio das Despesas Futuras com ESS no mês de apuração “m”

TRDA_ESS_m é o Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS do mês de apuração “m”

T_ESS_m é o Total de Encargos de Serviços do Sistema no mês de apuração “m”

RD_AR12_m é o Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do 12º Mês, no mês de apuração “m”

SFM_FUT_RECONT_m é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração “m”

- 62.3. O Total de Pagamento de Encargos Passível de Alívio Retroativo refere-se ao total de pagamentos referentes aos encargos de serviços do sistema. Desta forma, a expressão que determina o Total de Pagamento de Encargos Passível de Alívio Retroativo por agente no mês de apuração é dada por:

$$TP_ENC_AR_{a,m} = P_ENC_ESS_{a,m}$$

Onde:

TP_ENC_AR_{a,m} é o Total de Pagamento de Encargos Passível de Alívio Retroativo, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

P_ENC_ESS_{a,m} é o Total de Pagamento por Encargos de Serviços do Sistema, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

Importante:

Os perfis de agente das classes de Importação e Exportação para os meses em que for observado exportação de energia elétrica em caráter interruptível não farão jus ao alívio retroativo do total de seus encargos passíveis de alívio, ou seja, o Total de Pagamento de Encargos Passível de Alívio Retroativo (TP_ENC_AR_{a,m}) para os referidos meses serão iguais a ----

3.1.2. Dados de Entrada da Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio Retroativo

Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS		
TRDA_ESS _m	Descrição	Montante financeiro consolidado no mês de apuração "m" para alívio de encargos de serviços do sistema
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Total de Recursos Utilizados para Alívio de ESS		
TRU_ESS _m	Descrição	Corresponde à sobra de recursos decorrentes do tratamento de exposições em função da diferença de preços entre os submercados para alívio de despesas com ESS dos agentes com carga modelada na CCEE, mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio de ESS)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Total de Encargos de Serviços do Sistema		
T_ESS _m	Descrição	Total de Encargos de Serviços do Sistema no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Ajuste dos Encargos Apurados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização		
SFM_FUT_RECONT _m	Descrição	Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Total das Exposições Positivas e Negativas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3.1.3. Dados de Saída da Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio Retroativo

Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do 12º Mês Anterior		
RD_AR12_m	Descrição	Corresponde à sobra de recursos decorrentes do alívio de encargos de serviços do sistema no mês de apuração “m” destinado ao alívio retroativo das exposições financeiras do 12º mês anterior
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Sobra Financeira para Alívio das Despesas Futuras com ESS		
SF_ESS_FUT_m	Descrição	Corresponde à sobra de recursos decorrentes do alívio de encargos de serviços do sistema no mês de apuração “m” para eventual alívio de despesa futuras com ESS
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Total de Pagamentos de Encargos Passível de Alívio Retroativo		
TP_ENC_AR_{a,m}	Descrição	Montante de encargos apurados passível de alívio retroativo, composto pelos encargos de serviços do sistema e os encargos por razão de segurança energética, por agente perfil de agente “a”, calculados no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

regras de
comercialização

ccee

Consolidação de Resultados

versão 2024.X.X

ccee

ÍNDICE

CONSOLIDAÇÃO DE RESULTADOS	3
1. <i>Introdução</i>	3
1.1. Conceitos Básicos	4
2. <i>Detalhamento das Etapas de Consolidação de Resultados</i>	11
2.1. Determinação dos Ajustes Decorrentes da Contratação por Disponibilidade	11
2.2. Determinação dos Ajustes Decorrentes do Contrato de Cota de Garantia Física - CCGF	27
2.3. Determinação dos Ajustes Decorrentes dos Contratos de Cota de Energia Nuclear – CCEN	35
2.4. Determinação dos Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo	42
2.5. Determinação da Restituição, aos Usuários de Energia de Reserva, dos Montantes Financeiros Excedentes da CONER	52
2.6. Determinação dos Ajustes Decorrentes dos Resultados de Itaipu	60
2.7. Determinação dos Ajustes Decorrentes do Repasse do Risco Hidrológico do ACR	68
2.8. Determinação da Consolidação de Resultados	73
3. <i>Anexos</i>	85
3.1. Anexo I - Apuração da Sobra de Recursos Financeiros	85
3.2. Anexo II - Ajustes decorrentes da Contratação de CCEAR por quantidade para usinas aptas	91
3.3. Anexo III - Ajustes decorrentes do custo de usinas despachadas por ordem de mérito que se enquadrem na situação PLD<INC	98

Consolidação de Resultados

1. Introdução

O Módulo de Consolidação de Resultados promove a consolidação de todas as componentes financeiras consideradas para fins de obtenção dos valores associados à contabilização das operações realizadas no âmbito da CCEE pelos agentes. Tal módulo visa determinar os efeitos da contratação na modalidade de disponibilidade, por regime de cota de garantia física, por contrato de Cota de Energia Nuclear (CCEN), os ajustes referentes ao alívio retroativo de encargos, a restituição dos montantes financeiros excedentes da CONER, os ajustes decorrentes dos resultados de Itaipu, os ajustes decorrentes do repasse do risco hidrológico do ACR, bem como consolidar o resultado de cada agente da CCEE.

Este módulo envolve:

- ✓ Todos os agentes da CCEE.

A Figura 1 apresenta a relação do módulo de "Consolidação de Resultados" com os demais módulos das Regras de Comercialização.

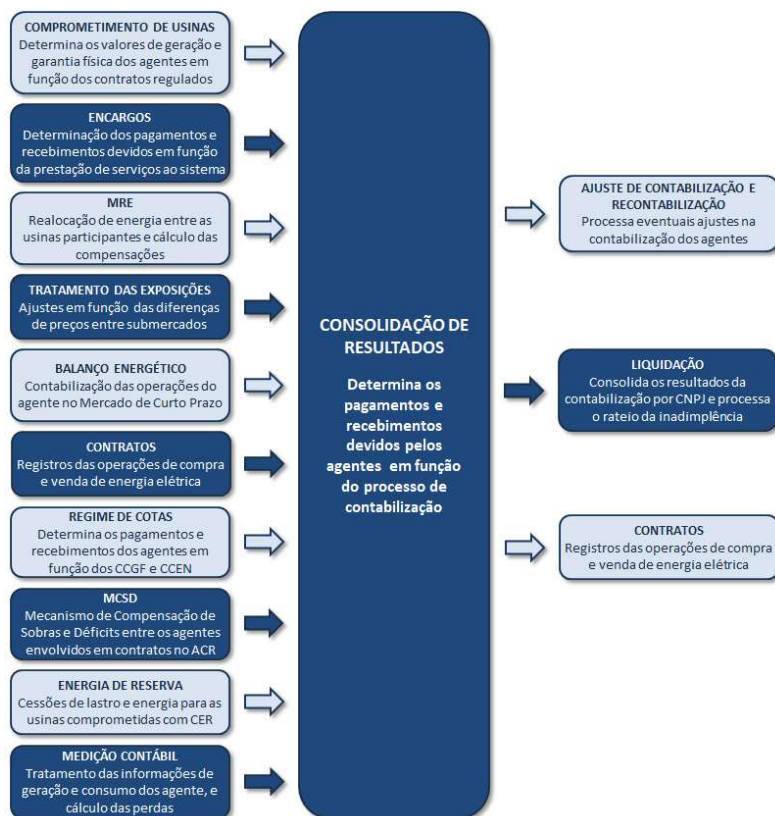


Figura 1: Relação do módulo Consolidação de Resultados com os demais módulos das Regras de Comercialização

O Módulo de Regras "Consolidação de Resultados" subsidia os processos de: (i) liquidação financeira conduzido mensalmente pela CCEE, (ii) cálculo das garantias financeiras a serem aportadas pelos agentes, com o objetivo de mitigar os riscos de inadimplência nos processos de liquidação financeira e (iii) determinação dos ajustes de recontabilização e eventuais ajustes na contabilização.

1.1. Conceitos Básicos

1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Consolidação de Resultados”, esquematizado na Figura 2, é composto por várias etapas de cálculo, com o objetivo principal de apurar os valores de receitas e despesas resultantes do processamento da contabilização na CCEE, visando o processo de liquidação financeira:

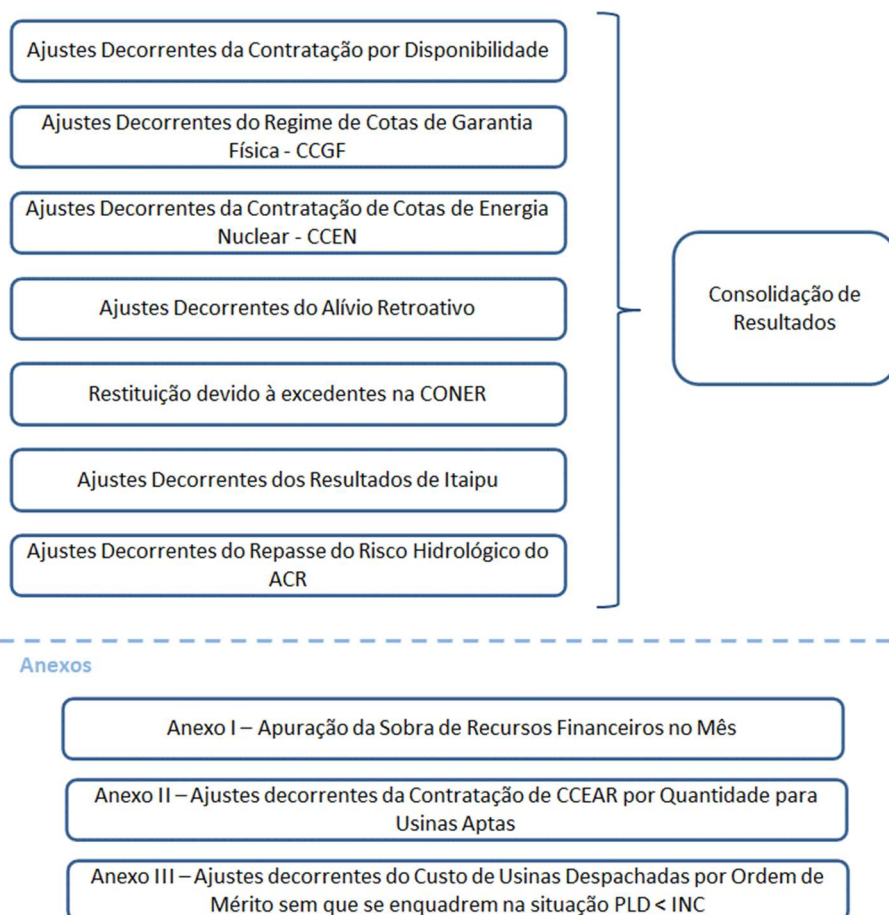


Figura 2: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Consolidação de Resultados”

São apresentadas abaixo as descrições das etapas que serão detalhadas neste documento:

- **Ajustes Decorrentes da Contratação por Disponibilidade:** determina os efeitos da contratação por disponibilidade a serem considerados nos resultados da contabilização dos agentes. Em linhas gerais, este submódulo responde pela apuração do repasse às distribuidoras devido aos efeitos contábeis da operação no Mercado de Curto Prazo e os encargos recebidos das usinas comprometidas com contratos por disponibilidade.
- **Ajustes Decorrentes da Contratação por Regime de Cotas de Garantia Física:** determina os efeitos da contratação pelo regime de cotas de garantia física a serem considerados nos resultados da contabilização dos agentes. Em linhas gerais, este submódulo responde pela apuração do repasse às distribuidoras dos efeitos contábeis da operação no Mercado de Curto Prazo, dos Ajustes de exposições financeiras, dos efeitos da compensação do MRE, de recebimento de encargo referente à compensação síncrona, e pagamentos de encargos por Segurança Energética referentes às usinas.

- **Ajustes Decorrentes da Contratação de Energia Nuclear:** determina os efeitos da contratação de Energia Nuclear a serem considerados nos resultados da contabilização dos agentes. Em linhas gerais, este submódulo responde pela apuração do repasse às distribuidoras dos efeitos contábeis da operação no Mercado de Curto Prazo, dos Ajustes de exposições financeiras, dos efeitos da compensação do MRE e de Encargos recebidos das usinas.
- **Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo:** calcula os ajustes necessários para cobertura retroativa de exposições financeiras negativas e dos valores de encargos já liquidados, na contabilização dos agentes da CCEE. **Este mecanismo não é reapurado em recontabilizações.**
- **Restituição, aos Usuários de Energia de Reserva, dos montantes financeiros excedentes da CONER:** apura o excedente estimado na CONER, a partir dos resultados do agente ACER na contabilização e o consolida com os montantes apurados de sobras existentes na CONER após realizados os pagamentos no âmbito da Liquidação de Energia de Reserva. O montante final é calculado para impactar o resultado do agente Usuário de Energia de Reserva que receberá a restituição dos montantes no MCP.
- **Ajustes Decorrentes dos Resultados de Itaipu:** apura os valores a serem repassados aos agentes de distribuição referentes aos riscos hidrológicos associados à geração de Itaipu, conforme determinado pelo Decreto nº 8.401/2015. Este submódulo responde pela apuração do repasse às distribuidoras dos efeitos contábeis da operação no Mercado de Curto Prazo, dos Ajustes de exposições financeiras, dos efeitos da compensação do MRE, associados à operação de Itaipu.
- **Ajustes Decorrentes do Repasse do Risco Hidrológico do ACR:** apura os valores a serem repassados aos agentes de distribuição a partir do valor determinado de repasse do risco hidrológico do ACR de cada parcela de usina cujos proprietários optaram em repassar essa parcela de risco aos agentes de distribuição.
- **Consolidação de Resultados:** consolida os montantes apurados nos demais módulos das regras de comercialização em um único valor (resultado), visando a liquidação financeira das operações dos agentes no mês de apuração.

1.1.1.1. Anexos

- **Apuração da Sobra de Recursos Financeiros no Mês:** determina as sobras de recursos financeiros decorrentes do processo de contabilização, após o processo de alívio retroativo. Estes valores são destinados para alívio futuro de encargos, mediante constituição do fundo de reserva de ESS a ser administrado pela CCEE.
- **Ajustes decorrentes da Contratação de CCEAR por quantidade de usinas Aptas:** determina os efeitos das exposições negativas, resultante do Mercado de Curto Prazo – MCP, que deverão ser assumidas pelos compradores de CCEARs por Quantidade decorrente da declaração, promovida pela ANEEL, do status de aptas¹ a gerar para as parcelas de usinas relacionadas como parte vendedoras.
- **Ajustes decorrentes do custo de usinas despachadas por ordem de mérito que se enquadrem na situação PLD<INC:** determina os ressarcimentos dos custos dos geradores, despachados por ordem de mérito de preço no ONS, não cobertos pelo PLD,

¹ Apta à operação comercial: situação operacional em que a unidade geradora encontrasse apta a produzir energia para atender aos compromissos mercantis ou para seu uso exclusivo, contudo está impedida de disponibilizar sua potência instalada para o sistema em razão de atraso ou restrição no sistema de transmissão ou distribuição;

rateando o custo remanescente por todos os agentes que apresentarem consumo no mês de apuração.

1.1.2. Os Efeitos da Contratação por Disponibilidade

Conforme visto no Módulo de Regras “Comprometimento de Usinas”, os contratos por disponibilidade preveem a assunção dos riscos hidrológicos por parte dos agentes compradores, exceto CCEARs com obrigação de entrega de usinas térmicas com modalidade de despacho tipos I com CVU ou IIA, e CCEARs de leilões realizados de 2011 em diante de usinas a biomassa, cabendo ao vendedor o compromisso da manutenção da disponibilidade contratada nestes leilões.

No processo de contabilização, a energia gerada pelo agente vendedor é comparada com a energia comprometida nos contratos de venda por disponibilidade e o resultado é repassado às distribuidoras, na forma de efeito da contratação por disponibilidade. Este tratamento é dado para os leilões na modalidade disponibilidade, com exceção para as usinas termoeletricas comprometidas com CCEARs com obrigação de entrega provenientes de leilões de energia nova ou energia existente. Para estes contratos é comparada a obrigação de entrega de energia com os contratos de venda, sendo este resultado repassado para as distribuidoras independente da geração realizada.

A geração verificada das usinas, bem como eventuais recebimentos por prestação de serviços do sistema também são repassados aos compradores, exceto para as usinas térmicas com modalidade de despacho tipos I com CVU ou IIA comprometidas com CCEARs por disponibilidade com obrigação de entrega provenientes de leilões de energia nova ou energia existente. Para as usinas comprometidas com produtos por disponibilidade com obrigação de entrega provenientes de leilões de energia nova ou energia existente, os encargos de serviços do sistema são liquidados para o vendedor.

A Figura 3 exemplifica o processo de apuração dos efeitos da contratação por disponibilidade para uma usina com garantia física totalmente comprometida com um contrato por disponibilidade, exceto os contratos com obrigação de entrega de usinas térmicas com modalidade de despacho tipos I com CVU ou IIA. Neste caso, o PLD apurado no período é menor que o Custo Variável Unitário – CVU da usina atrelada a esse contrato. Neste caso, a usina não é despachada pelo ONS e não existe parcela variável aplicável à contratação. O efeito da contratação por disponibilidade refere-se ao balanço energético da usina assumido pela distribuidora:



Figura 3: Efeito da Contratação por Disponibilidade

Em um segundo caso, exemplificado pela Figura 4, o PLD apurado no período é maior que o CVU da usina. Neste caso, a usina é despachada pelo ONS acrescentando uma parcela variável à receita fixa assumida pela distribuidora. Da mesma forma que no exemplo anterior, o efeito da contratação por disponibilidade refere-se ao balanço energético da usina assumido pela distribuidora:



Figura 4: Efeito da Contratação por Disponibilidade

Em uma terceira situação, caso a usina seja termoeletrica, e totalmente comprometida com CCEARs por disponibilidade com obrigação de entrega provenientes de leilões de energia nova ou energia existente, o processo de apuração dos efeitos da contratação por disponibilidade verifica a obrigação de entrega de energia comparada com o contrato, independentemente da geração realizada, conforme exemplificado na Figura 5.

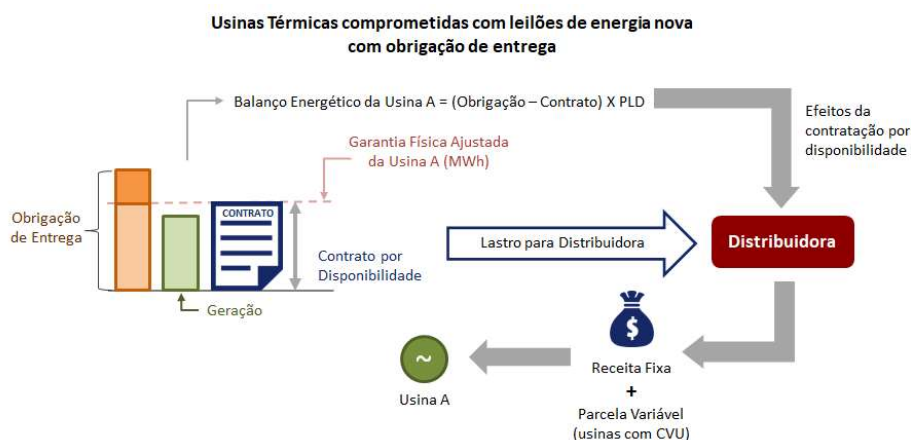


Figura 5: Efeito da Contratação por Disponibilidade

De modo análogo à operação no curto prazo determinada pelo cálculo do balanço energético das usinas comprometidas com contratos por disponibilidade, os encargos atribuídos a estes empreendimentos também compõem os efeitos da contratação por disponibilidade, aplicáveis aos resultados da contabilização dos agentes envolvidos nesta modalidade de contratação.

1.1.3. Os Efeitos da Contratação por Regime de Cotas de Garantia Física

Os contratos por regime de cotas de garantia física preveem a assunção dos riscos hidrológicos por parte dos agentes cotistas (distribuidoras), cabendo ao gerador (agente concessionário) o compromisso da manutenção da geração contratada nesta modalidade.

No processo de contabilização, a energia gerada pelo agente vendedor é comparada com a energia comprometida no contrato de cota de garantia física e o resultado é repassado às distribuidoras.

A geração verificada das usinas hidráulicas comprometidas com o regime de cotas de garantia física, bem como eventuais recebimentos de encargos por prestação de serviços ancilares ao sistema, e resultados positivos do MRE também são repassados aos cotistas, uma vez que estes devem arcar com o custo de operação destas usinas.

1.1.4. Os Efeitos da Contratação de Energia Nuclear

Os Contratos de Cota de Energia Nuclear preveem a assunção dos riscos hidrológicos por parte dos agentes cotistas (distribuidoras), cabendo ao gerador (agente concessionário) o compromisso da manutenção da geração contratada nesta modalidade.

No processo de contabilização, a energia gerada pelo agente vendedor é comparada com a energia comprometida nos contratos de Cotas de Energia Nuclear, e o resultado é repassado às distribuidoras.

A geração verificada das usinas nucleares Angra I e II, bem como eventuais recebimentos de encargos, os efeitos do MCP e as exposições financeiras também são repassados aos agentes cotistas, uma vez que estes devem arcar com o custo de operação destas usinas, conforme estabelecido no art. 10º da Lei 12.111 de 2009 e em regulamentação específica.

1.1.5. Alívio Retroativo de Encargos e Exposições Negativas

A regulamentação vigente determina que a sobra do excedente financeiro e das exposições positivas, após o alívio das exposições negativas residuais do mês de apuração, do mês anterior e das despesas com encargos no mês de apuração, seja utilizada para abater de forma alternada as eventuais exposições negativas remanescentes de até doze meses anteriores e os encargos, ordenados do mês "m-12" até o mês "m-2", finalizando com o alívio de encargos do mês "m-1". A partir de então, os recursos restantes são depositados em um fundo destinado ao alívio das despesas futuras com encargos dos agentes.

A Figura 6 ilustra a forma com a qual os recursos residuais advindos do excedente financeiro no mês e o total de exposições positivas, são destinados inicialmente para compensação das exposições negativas residuais do mês anterior, seguido do auxílio no pagamento de encargos devidos no mês corrente. Permanecendo um saldo positivo, e o processamento não sendo uma recontabilização, (para manter os impactos restritos ao mês recontabilizado), este deve ser utilizado para compensação das exposições negativas residuais e de encargos dos doze meses anteriores de forma intercalada, ordenados do mês "m-12" a "m-2", finalizando com o pagamento de encargos do mês "m-1". Finalmente, ainda restando um saldo positivo, este deve ser destinado a um fundo reserva para mitigar os encargos calculados em meses futuros.

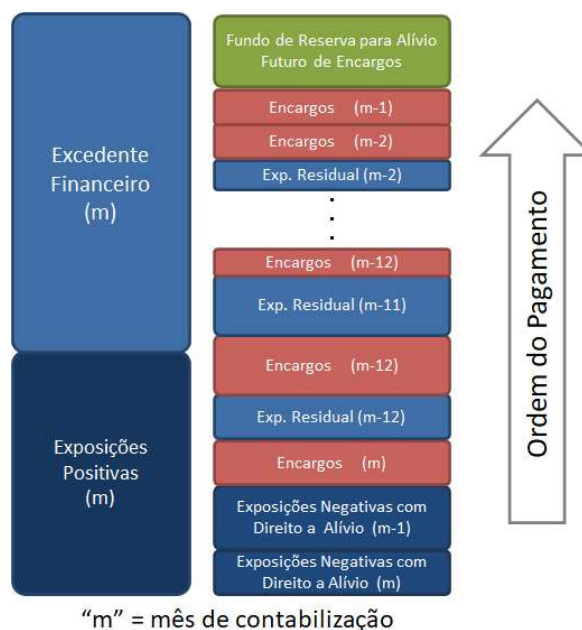


Figura 6: Tratamento do Alívio Retroativo de Encargos e Exposições Negativas

1.1.6. Restituição, aos Usuários de Energia de Reserva, dos montantes financeiros excedentes da CONER

Em cenários de PLD elevado ou com alto volume de geração, o resultado do ACER, que é integralmente destinado para a composição do saldo na CONER, pode motivar a existência de montante nessa conta mais que suficiente para o pagamento de todos os custos incorridos na contratação de Energia de Reserva. Como a existência de montantes monetários não utilizados nessa conta faz com que esses permaneçam imobilizados até a Liquidação de Energia de Reserva, quando já é identificado que o agente ACER motivará a formação de excedentes na CONER a partir de estimativas de custos futuros, esse montante deve ser lançado a crédito do Usuário de Energia de Reserva na liquidação do MCP.

Tanto os excedentes apurados na Liquidação de Energia de Reserva, como as estimativas de excedentes apuradas com base no resultado do ACER no MCP, são consolidados e considerados no resultado final dos agentes. Agentes que se apresentem como inadimplentes na Liquidação de Energia de Reserva não recebem a restituição, sendo esse valor retornado ao agente ACER, para constituição de saldo na CONER.

1.1.7. Ajustes Decorrentes dos Resultados de Itaipu

A contratação da energia referente à geração da usina de Itaipu é definida pelo Decreto 4.550/2002, que regulamenta a comercialização de sua energia elétrica. O referido Decreto institui a Eletrobrás como Agente Comercializador de Itaipu, atribuindo-lhe a responsabilidade pela comercialização da energia gerada pela usina. Os concessionários de distribuição de energia recebem cotas da energia elétrica a serem repassadas pela Eletrobrás.

O Decreto 8.401/2015, que instituiu as Banderas tarifárias, alterou o Decreto 4.550, de forma a atribuir às concessionárias de distribuição, na proporção de suas cotas parte, os riscos hidrológicos associados à geração de Itaipu, considerados os efeitos do MRE. Dessa forma, os valores dos efeitos observados no MCP do balanço energético de Itaipu, os efeitos das exposições financeiras de submercados arcados por Itaipu, e o resultado dos efeitos do MRE são consolidados e repassados para as concessionárias de distribuição na proporção das suas cotas parte.

1.1.8. Ajustes Decorrentes do Repasse do Risco Hidrológico do ACR

A Lei nº 13.203/2015 estabelece que o risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, mediante contrapartida dos agentes de geração hidrelétrica.

Com isso, os resultados apurados de risco hidrológico das usinas participantes do MRE que optaram em repassar esse risco devem ser assumidos pelos agentes de distribuição no ACR, nos termos da regulamentação específica, que regulamenta os critérios de anuência e as condições para a repactuação do risco hidrológico. Desta maneira, os valores dos efeitos observados no MCP do balanço energético dessas usinas que optaram pela repactuação e o resultado dos efeitos do MRE são consolidados e repassados para as concessionárias de distribuição, nas devidas proporções de acordo com o produto de repactuação que as usinas optaram e o valor do GSF.

1.1.9. Ajustes decorrentes da Contratação de CCEAR por Quantidade de usinas Aptas

A ausência de redes de distribuição ou transmissão pode acarretar a impossibilidade do escoamento da geração de algumas usinas que estejam localizadas nesta região de atendimento. Para usinas que apresentem contratos no ambiente regulado, a ANEEL possui a atribuição de atestar estas usinas como Aptas a gerar, de forma que as exposições negativas verificadas no Mercado de Curto Prazo - MCP, resultantes da ausência da geração, deverão ser repassadas aos compradores, na proporção de seus comprometimentos, até a efetiva implantação destas redes. Este tratamento é garantido pelas cláusulas contratuais de alguns leilões de energia, e amparados por regulamentação específica.

1.1.10. Consolidação de Resultados

A consolidação de resultados incorpora, por perfil de agente, no mês de apuração, os seguintes pagamentos e recebimentos, visando o processo de liquidação financeira realizado pela CCEE:

- Mercado de Curto Prazo;
- Compensação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE);
- Ajuste de Exposições;
- Encargos;
- Efeitos da Contratação por Disponibilidade;
- Efeitos da Contratação por Regime de Cotas de Garantia Física;
- Efeitos da Contratação de Energia Nuclear;
- Pagamento de Penalidades;
- Ajuste Mensal de Disputas;
- Ajustes Referente ao Alívio Retroativo;
- Ajuste Decorrente do Processamento do MCSD Ex-post;
- Ajuste Decorrente da Restituição dos Excedentes da CONER;
- Ajuste Decorrente da Contratação de CCER por Quantidade de usinas Aptas;
- Ajuste Decorrente dos Resultados de Itaipu;
- Ajuste Decorrente do Repasse do Risco Hidrológico do ACR.

2. Detalhamento das Etapas de Consolidação de Resultados

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Consolidação de Resultados”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

2.1. Determinação dos Ajustes Decorrentes da Contratação por Disponibilidade

Objetivo:

Apurar o efeito da contratação por disponibilidade a ser considerado nos resultados da contabilização dos agentes.

Contexto:

Os contratos por disponibilidade preveem que a receita fixa e os custos variáveis de produção associados à operação das usinas, devem ser repassados às distribuidoras compradoras destes contratos. Em contrapartida, os efeitos contábeis da operação destas usinas no Mercado de Curto Prazo e os encargos recebidos devem ser igualmente repassados às distribuidoras nos termos das disposições contratuais. A Figura 7 situa essa etapa do cálculo em relação ao módulo completo de consolidação de resultados:

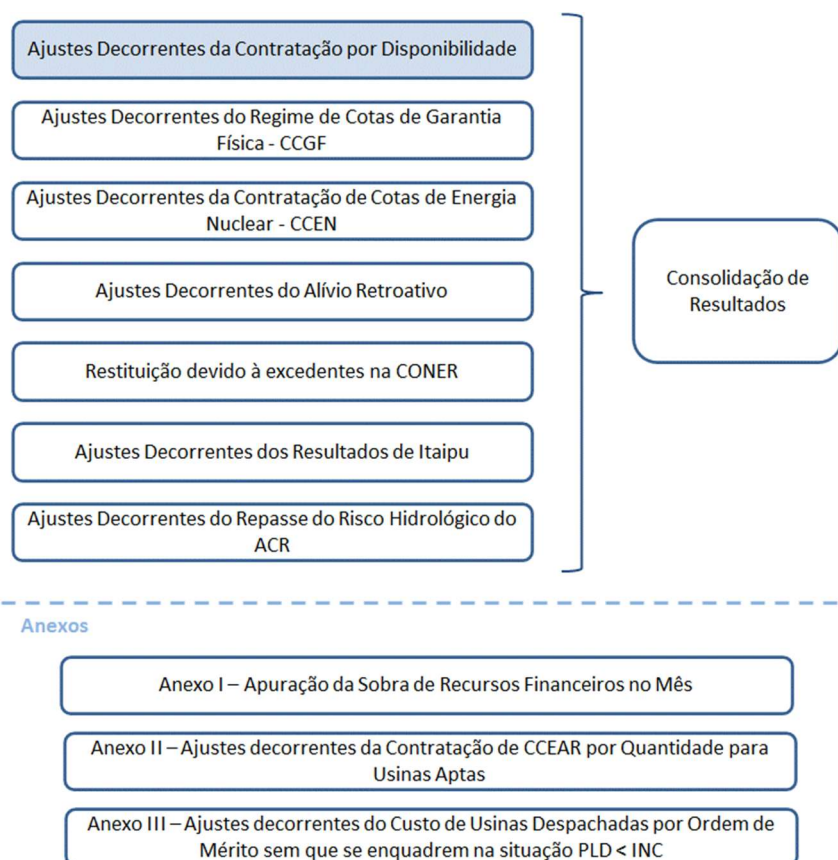


Figura 7: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Consolidação de Resultados”

2.1.1. Detalhamento dos Ajustes Decorrentes da Contratação por Disponibilidade

1. O cálculo do efeito da contratação por disponibilidade no resultado da contabilização dos agentes é realizado de acordo com os seguintes comandos e expressões:
 2. O Balanço Energético do Produto é determinado para a usina comprometida com contratos por disponibilidade, de modo a calcular os efeitos no mercado de curto prazo da operação destes empreendimentos. O cálculo do Balanço Energético do Produto depende do tipo de contrato (CCEAR ou CER) firmado:
- 2.1. Para a usina vinculada a um produto negociado em CCEAR por disponibilidade, exceto CCEAR com obrigação de entrega de usinas térmicas com modalidade de despacho tipos I com CVU ou IIA, e CCEARs de usinas a biomassa comprometidas com leilões realizados de 2011 em diante, o Balanço Energético do Produto corresponde à diferença entre a energia gerada para atendimento ao produto e a quantidade de energia vendida em CCEARs por disponibilidade nesse mesmo produto. Também são considerados no cálculo a energia para atendimento do contrato nos casos de início do período de suprimento do CCEAR em data anterior à entrada em operação comercial da usina. Dessa forma, o Balanço Energético do Produto é expresso por:

$$NET_PROD_{p,t,l,j} = (G_PROD_{p,t,l,j} + EAPS_{p,t,l,j}) - \sum_{e \in EPTL} CQ_{e,j}$$

Onde:

$NET_PROD_{p,t,l,j}$ é o Balanço Energético do Produto, de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$G_PROD_{p,t,l,j}$ é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$EAPS_{p,t,l,j}$ é a Energia para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso ou Suspensão de Unidade Geradora de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$CQ_{e,j}$ é a Quantidade Contratada do contrato "e", no período de comercialização "j"

"EPTL" é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade "e", pertencentes à usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l"

- 2.2. Para a usina termelétrica com modalidade de despacho tipo I com CVU ou IIA comprometidas com CCEARs por disponibilidade com obrigação de entrega, e usinas a biomassa comprometidas com CCEARs de leilões realizados de 2011 em diante, o Balanço Energético do Produto corresponde à diferença entre a obrigação de entrega de energia ao produto e a quantidade de energia vendida em CCEARs por disponibilidade nesse mesmo produto, conforme seguinte equação:

$$NET_PROD_{p,t,l,j} = \sum_{e \in EPTL} (OBE_PROD_{p,t,l,e,j} - CQ_{e,j})$$

Onde:

$NET_PROD_{p,t,l,j}$ é o Balanço Energético do Produto, de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$OBE_PROD_{p,t,l,e,j}$ é a Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", do contrato "e", no período de comercialização "j"

$CQ_{e,j}$ é a Quantidade Contratada do contrato "e", no período de comercialização "j"

"EPTL" é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade "e", pertencentes à usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l"

- 2.3. Para a usina vinculada a um produto negociado em um CER, o Balanço Energético do Produto corresponde à própria energia gerada destinada para atendimento ao produto, expresso por:

$$NET_PROD_{p,t,l,j} = G_PROD_{p,t,l,j}$$

Onde:

$NET_PROD_{p,t,l,j}$ é o Balanço Energético do Produto, de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$G_PROD_{p,t,l,j}$ é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

3. Para as usinas termelétricas com CVU comprometidas com CCEAR proveniente de leilões de energia nova realizado de 2016 em diante ou 23º e 24º leilões de energia existente, o Efeito no Mercado de Curto Prazo (MCP), corresponde à totalização no mês da valoração do Balanço Energético do Produto ao Preço de Liquidação das Diferenças. Além disso em caso de exposição negativa, devido a indisponibilidade forçada ou programada, com relação a obrigação de entrega, nos 3 primeiros anos após entrada em operação comercial, haverá tratamento diferenciado, conforme seguinte expressão:

$$EMCP_PROD_{p,t,l,m} = \sum_{j \in m} (NET_PROD_{p,t,l,j} * PLD_{s,j}) + \sum_{j \in m} EMCP_PROD_IFP_3A_{p,t,l,j}$$

Onde:

$EMCP_PROD_{p,t,l,m}$ é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Produto de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$NET_PROD_{p,t,l,j}$ é o Balanço Energético do Produto, de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado "s", no período de comercialização "j"

$EMCP_PROD_IFP_3A_{p,t,l,j}$ é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Produto de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

"s" é o submercado em que a parcela de usina "p" está localizada

- 3.1. Nos 3 primeiros anos após entrada em operação comercial, eventual exposição negativa do gerador com relação obrigação de entrega ocasionado por indisponibilidade forçada ou programada, é valorada ao gerador com ICB atualizado, sendo as diferenças do distribuidor, conforme as seguintes expressões:

Para o período de comercialização posterior a entrada da primeira unidade geradora, e inferior ou igual a 3 anos desta data

$$EMCP_PROD_IFP_3A_{p,t,l,j} = \max(OBE_PROD_CPF_{p,t,l,j} - G_{p,j} - QEA_REST_OP_{p,j}; 0) * (ICB_AP_{p,t,l,m} - PLD_{s,j})$$

Para os demais períodos:

$$EMCP_PROD_IFP_3A_{p,t,l,j} = 0$$

Onde:

$EMCP_PROD_IFP_3A_{p,t,l,j}$ é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Produto em função da Indisponibilidade nos três primeiros anos de operação comercial de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$OBE_PROD_CPF_{p,t,l,j}$ é a Obrigação de Entrega de Energia Considerando Indisponibilidade Forçada e Programada da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$G_{p,j}$ é a Geração Final da parcela de Usina "p", no período de comercialização "j"

$QEA_REST_OP_{p,j}$ é a Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"

$ICB_AP_{p,t,l,m}$ é o Índice de Custo Benefício atualizado e ponderado da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado "s", no período de comercialização "j"

"s" é o submercado em que a parcela de usina "p" está localizada

4. Para as demais usinas, o Efeito no Mercado de Curto Prazo (MCP) do Produto de cada usina comprometida com CCEAR por disponibilidade ou CER, corresponde à totalização no mês da valoração do Balanço Energético do Produto ao Preço de Liquidação das Diferenças. Esse montante é incorporado ao Efeito da Contratação por Disponibilidade do agente para repasse às distribuidoras no processo de consolidação de resultados e é expresso por:

$$EMCP_PROD_{p,t,l,m} = \sum_{j \in m} (NET_PROD_{p,t,l,j} * PLD_{s,j})$$

Onde:

$EMCP_PROD_{p,t,l,m}$ é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Produto de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$NET_PROD_{p,t,l,j}$ é o Balanço Energético do Produto, de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado "s", no período de comercialização "j"

"s" é o submercado em que a parcela de usina "p" está localizada

5. O Total de Encargos Associado ao Produto identifica os encargos atribuídos a cada usina térmica com despacho tipo I com CVU ou IIA vinculada a um contrato por disponibilidade, dada pela Geração destinada ao produto descontada a inflexibilidade contratual. Este total, consolidado no mês de apuração, engloba os encargos recebidos em face de despacho por (i) restrição de operação, (ii) razão de segurança energética, (iii) unit commitment e (iv) o encargo associado à diferença de CVUs em função do despacho diferenciado.
6. Para as usinas térmicas com despacho tipo I com CVU ou IIA comprometidas com os CCEARs ou CERs por disponibilidade sem obrigação de entrega:

Para usinas comprometidas com CCEAR por Disponibilidade sem obrigação de entrega

$$TENC_PROD_P_{p,t,l,j} = TENC_PROD_P_ON_{p,t,l,j} + TENC_PROD_P_OFF_{p,t,l,j}$$

Para usinas comprometidas com CER por Disponibilidade

$$TENC_PROD_P_{p,t,l,j} = TENC_PROD_P_OFF_{p,t,l,j}$$

Onde:

$TENC_PROD_P_{p,t,l,j}$ é o Total Preliminar de Encargos Associado ao Produto, de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$TENC_PROD_P_ON_{p,t,l,j}$ é o Total Preliminar de Encargos Associado ao Produto, referente à restrição de operação constrained-on, unit commitment ou segurança energética, de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$TENC_PROD_P_OFF_{p,t,l,j}$ é o Total Preliminar de Encargos Associado ao Produto, referente à restrição de operação constrained-off, de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

- 6.1. Para usinas que estejam despachadas por restrição de operação constrained-on, unit commitment ou segurança energética, o total de encargos passíveis de repasse será calculado conforme expressão abaixo:

$$TENC_PROD_P_ON_{p,t,l,j} = G_PROD_LIQ_{p,t,l,j} * (\max(INC_{p,j} - PLD_{s,j}; 0) - DIF_INC_CVU_{p,j})$$

Onde:

$TENC_PROD_P_ON_{p,t,l,j}$ é o Total Preliminar de Encargos Associado ao Produto, referente à restrição de operação constrained-on, unit commitment ou segurança energética, de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$G_PROD_LIQ_{p,t,l,j}$ é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto, descontada a inflexibilidade, de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$INC_{p,j}$ é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"

$DIF_INC_CVU_{p,j}$ é a Diferença entre o CVU considerado para cálculo de encargos à serem repassados ao produto e o valor utilizado na Receita de Venda da parcela de usina "p", no período de apuração "j"

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado "s", no período de comercialização "j"

- 6.1.1. A geração referente aos encargos passíveis de repasse é calculada pela diferença entre a Geração Destinada para atendimento ao Produto e a Geração Inflexível destinada ao produto, ambas fora da ordem de mérito, conforme expressão abaixo:

$$G_PROD_LIQ_{p,t,l,j} = G_PROD_NDOMP_{p,t,l,j} - G_INFLEX_NDOMP_{p,t,l,j}$$

Onde:

$G_PROD_LIQ_{p,t,l,j}$ é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto, descontada a inflexibilidade, de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$G_PROD_NDOMP_{p,t,l,j}$ é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto Fora da Ordem de Mérito de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$G_INFLEX_NDOMP_{p,t,l,j}$ é a Geração Inflexível Fora da Ordem de Mérito de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

- 6.1.2. O Encargo associado à Diferença de CVUs representa o valor do encargo que não será repassado aos compradores dos CCEARs por disponibilidade, em razão da diferença entre o CVU que a usina foi despachada e o CVU dos CCEARs. Seu valor será diferente de zero apenas para as usinas devidamente autorizadas pela Aneel e despachadas por encargo pelo ONS a um CVU diferente do definido no CCEAR, e é obtido pela diferença entre o CVU despachado pelo ONS e o CVU dos CCEARs, conforme expressão abaixo:

Se o ONS despachar a usina, autorizada pela Aneel, por encargo a um CVU diferente do definido no CCEAR

$$DIF_INC_CVU_{p,j} = \max(0; INC_{p,j} - CVU_CCEAR_{p,j})$$

Caso contrário

$$DIF_INC_CVU_{p,j} = 0$$

Onde:

$DIF_INC_CVU_{p,j}$ é a Diferença entre o CVU considerado para cálculo de encargos à serem repassados ao produto e o valor utilizado na Receita de Venda da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$INC_{p,j}$ é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"

$CVU_CCEAR_{p,j}$ é o Custo variável unitário utilizado para pagamento do CCEAR da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"

- 6.2. Para usinas que estejam despachadas por restrição de operação constrained-off, o total de encargos passíveis de repasse é calculado conforme expressão abaixo:

Para usinas comprometidas com CCEAR por Disponibilidade sem obrigação de entrega:

$$TENC_PROD_P_OFF_{p,t,l,j} = \min(ENC_CONST_OFF_{p,j} * PC_PROD_{p,t,l,m}; LIM_ENC_PROD_{p,t,l,j} * \max(0; PLD_{s,j} - INC_{p,j}))$$

Para usinas comprometidas com CER por Disponibilidade

$$TENC_PROD_P_OFF_{p,t,l,j} = ENC_CONST_OFF_{p,j} * PC_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

TENC_PROD_P_OFF_{p,t,l,j} é o Total Preliminar de Encargos Associado ao Produto, referente à restrição de operação constrained-off, de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

ENC_CONST_OFF_{p,j} é o Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"

PC_PROD_{p,t,l,m} é o Percentual de Comprometimento com Produtos da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

LIM_ENC_PROD_{p,t,l,j} é o Limite de repasse de encargos por restrição de operação constrained-off Associado ao Produto de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

PLDs_{s,j} é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado "s", no período de comercialização "j"

INC_{p,j} é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"

6.2.1. O limite de repasse de encargo por restrição de operação constrained-off representa a diferença da quantidade prevista de geração da usina despachada por encargo e a geração destinada para atendimento ao produto, conforme expressão:

$$LIM_ENC_PROD_{p,t,l,j} = \max(0; QEA_REST_OP_PROD_{p,t,l,j} - G_PROD_DOMP_{p,t,l,j})$$

Onde:

LIM_ENC_PROD_{p,t,l,j} é o Limite de repasse de encargos por restrição de operação constrained-off Associado ao Produto, de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

QEA_REST_OP_PROD_{p,t,l,j} é a Quantidade de Energia Ajustada considerada para repasse de encargo, constrained-off, ao produto de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

G_PROD_DOMP_{p,t,l,j} é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto na Ordem de Mérito de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

6.2.1.1. A quantidade de energia ajustada considerada para cálculo do repasse de encargos, por restrição de operação constrained-off ao produto é determinada conforme expressão:

$$QEA_REST_OP_PROD_{p,t,l,j} = ((M_CONST_OFF_{p,j} * F_PDI_{p,j} * UXP_GLF_{p,j}) + G_DOMP_{p,j}) * PC_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

QEA_REST_OP_PROD_{p,t,l,j} é a Quantidade de Energia Ajustada considerada para repasse de encargo, constrained-off, ao produto de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

M_CONST_OFF_{p,j} é o Montante de geração frustrada por Constrained-Off determinado pelo ONS da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"

F_PDI_{p,j} é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"

UXP_GLF_{p,j} é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina "p", no período de comercialização "j"

G_DOMP_{p,j} é a Geração na Ordem de Mérito de cada parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

PC_PROD_{p,t,l,m} é o Percentual de Comprometimento com Produtos da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

7. Para as usinas comprometidas com CCEARs com obrigação de entrega proveniente de leilões de energia nova ou existente, a receita de encargos não é repassada para distribuidora.

7.1. Para as usinas comprometidas com CCEARs com obrigação de entrega provenientes de leilões de energia nova ou energia existente, temos:

$$TENC_PROD_P_{p,t,l,j} = 0$$

Onde:

$TENC_PROD_P_{p,t,l,j}$ é o Total Preliminar de Encargos Associado ao Produto, de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de apuração "j"

8. O Total de Encargos Associado ao Produto concatena o total dos encargos associados ao Produto no mês de referência, e é calculado pelo somatório de todos os períodos de comercialização, conforme expressão:

$$TENC_PROD_{p,t,l,m} = \sum_{j \in m} TENC_PROD_P_{p,t,l,j}$$

Onde:

$TENC_PROD_{p,t,l,m}$ é o Total de Encargos Associado ao Produto, de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$TENC_PROD_P_{p,t,l,j}$ é o Total Preliminar de Encargos Associado ao Produto, de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

9. O Resultado Final da Usina Associado ao Produto consolida os montantes apurados referentes (i) ao efeito no MCP e (ii) aos encargos correspondentes a cada usina comprometida com o produto negociado em cada leilão, no mês de apuração, expresso por:

$$RFU_PROD_{p,t,l,m} = EMCP_PROD_{p,t,l,m} + TENC_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RFU_PROD_{p,t,l,m}$ é o Resultado Final da Usina Associado ao Produto da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$EMCP_PROD_{p,t,l,m}$ é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Produto de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$TENC_PROD_{p,t,l,m}$ é o Total de Encargos Associado ao Produto de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

10. O cálculo do Resultado Final da Usina Associado ao Comprador do Produto relaciona o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Produto na proporção em que o comprador foi afetado no MCP devido à contratação (incluindo efeitos diferenciados por leilão), e o Total de Encargos Associado ao Produto na proporção em que a distribuidora tem contratos com a usina que motivou os encargos, com o objetivo de determinar os efeitos do CCEAR por disponibilidade ou CER sob a óptica do comprador. O Resultado Final da Usina Associado ao Comprador do Produto é expresso por:

*Para usinas termelétricas comprometidas com leilões de energia nova realizados de 2016 em diante ou 23° e 24°
Leilões de Energia Existente:*

$$RFUC_PROD_{a,p,t,l,m} = (REC_PROD_C_{a,p,t,l,m} + REC_PROD_C_3A_{a,p,t,l,m} + REC_ATR_PROD_C_{a,p,t,l,m} - REQ_PROD_C_{a,p,t,l,m}) + TENC_PROD_C_{a,p,t,l,m}$$

Para as demais usinas:

$$RFUC_PROD_{a,p,t,l,m} = (REC_PROD_C_{a,p,t,l,m} + REC_ATR_PROD_C_{a,p,t,l,m} - REQ_PROD_C_{a,p,t,l,m}) + TENC_PROD_C_{a,p,t,l,m}$$

Onde:

$RFUC_PROD_{a,p,t,l,m}$ é o Resultado Final da Usina Associado ao Comprador do Produto, para cada perfil de agente "a", comprador de CCEAR por disponibilidade ou CER, referente a parcela de usina "p", negociada no produto "t", do leilão, "l", no mês de apuração "m"

$REC_PROD_C_{a,p,t,l,m}$ é o Recurso Associado ao Comprador do Produto, para cada perfil de agente "a", comprador de CCEAR por disponibilidade ou CER, referente a parcela de usina "p", negociada no produto "t", do leilão, "l", no mês de apuração "m"

$REC_PROD_C_3A_{a,p,t,l,m}$ é o Recurso Associado ao Comprador do Produto nos 3 Primeiros Anos, para cada perfil de agente "a", comprador de CCEAR por disponibilidade ou CER, referente a parcela de usina "p", negociada no produto "t", do leilão, "l", no mês de apuração "m"

$REC_ATR_PROD_C_{a,p,t,l,m}$ é o Recurso Associado ao Comprador do Produto Vinculado ao Atraso para cada perfil de agente "a", comprador de CCEAR por disponibilidade ou CER, referente a parcela de usina "p", negociada no produto "t", do leilão, "l", no mês de apuração "m"

$REQ_PROD_C_{a,p,t,l,m}$ é o Requisito Associado ao Comprador do Produto, para cada perfil de agente "a", comprador de CCEAR por disponibilidade ou CER, referente a parcela de usina "p", negociada no produto "t", do leilão, "l", no mês de apuração "m"

$TENC_PROD_C_{a,p,t,l,m}$ é o Total de Encargos Associado ao Comprador do Produto para cada perfil de agente "a", comprador de CCEAR por disponibilidade ou CER, referente a parcela de usina "p", negociada no produto "t", do leilão, "l", no mês de apuração "m"

10.1. Para os CCEARs por Disponibilidade e CERs, o Recurso Associado ao Comprador do Produto é determinado pela Geração entregue ao produto, ou ainda obrigação de entrega, aplicado o respectivo fator de comprometimento, conforme seguinte equação:

$$REC_PROD_C_{a,p,t,l,m} = \left(\sum_{j \in m} \left(G_PROD_{p,t,l,j} + \sum_{e \in EPTL} OBE_PROD_{p,t,l,e,j} \right) * PLD_{s,j} \right) * F_CPROD_{a,p,t,l,m}$$

Onde:

$REC_PROD_C_{a,p,t,l,m}$ é o Recurso Associado ao Comprador do Produto, para cada perfil de agente "a", comprador de CCEAR por disponibilidade ou CER, referente a parcela de usina "p", negociada no produto "t", do leilão, "l", no mês de apuração "m"

$G_PROD_{p,t,l,j}$ é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$OBE_PROD_{p,t,l,e,j}$ é a Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", do contrato "e", no período de comercialização "j"

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado "s", no período de comercialização "j"

$F_CPROD_{a,p,t,l,m}$ é o Fator de Comprometimento com o Produto, do perfil de agente "a", referente a parcela de usina "p", negociada no produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"s" é o submercado em que a parcela de usina "p" está localizada

10.1.1. O Fator de Comprometimento com o Produto é determinado em função da participação do agente comprador de um contrato por disponibilidade em relação à soma de CCEAR/CER, vinculados a uma usina, de um determinado produto e leilão, expresso por:

Caso o perfil de agente "a" seja o Agente associado à Contratação da Energia de Reserva (ACER), então:

$$F_CPROD_{a,p,t,l,m} = 1$$

Caso o perfil de agente "a" seja o comprador de CCEAR, então:

Se usina "p" for biomassa comprometidas com CCEAR antes de 2011, usinas térmicas com modalidade de despacho I com CVU e IIA sem obrigação de entrega, usinas eólicas e solares comprometidas com CCEAR:

$$F_CPROD_{a,p,t,l,m} = \frac{\sum_{e \in ECA} \sum_{j \in m} G_CTR_{p,t,l,e,j}}{\sum_{e \in EPTL} \sum_{j \in m} G_CTR_{p,t,l,e,j}}$$

Para as demais usinas:

$$F_CPROD_{a,p,t,l,m} = \frac{\sum_{e \in ECA} OBE_M_PROD_{p,t,l,e,m}}{\sum_{e \in EPTL} OBE_M_PROD_{p,t,l,e,m}}$$

Onde:

$F_CPROD_{a,p,t,l,m}$ é o Fator de Comprometimento com o Produto, do perfil de agente "a", referente à parcela de usina "p", negociada no produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$G_CTR_{p,t,l,e,j}$ é a Geração Destinada para Atendimento ao Contrato da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", do contrato "e", no período de apuração "j"

$OBE_M_PROD_{p,t,l,e,m}$ é a Obrigação Mensal de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", do contrato com a distribuidora "e", no mês de apuração "m"

"EPTL" é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade "e", pertencentes à usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l"

"ECA" é o conjunto de contratos de compra "e", do perfil de agente "a"

"e" representa o contrato CCEAR por Disponibilidade, que o perfil de agente "a" é comprador

10.2. Para os CCEARs por Disponibilidade, o Recurso Associado ao Comprador do Produto Vinculado ao Atraso é determinado conforme a Energia em Atraso, aplicado o respectivo fator de comprometimento, conforme seguinte equação:

$$REC_ATR_PROD_C_{a,p,t,l,m} = \sum_{e \in ECA} \left(\left(\sum_{j \in m} EAPS_{p,t,l,j} * PLD_{s,j} \right) * F_RC_{p,t,l,e,m} \right)$$

Onde:

$REC_ATR_PROD_C_{a,p,t,l,m}$ é o Recurso Associado ao Comprador do Produto Vinculado ao Atraso, para cada perfil de agente "a", comprador de CCEAR por disponibilidade ou CER, referente a parcela de usina "p", negociada no produto "t", do leilão, "l", no mês de apuração "m"

$EAPS_{p,t,l,j}$ é a Energia para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso ou Suspensão de Unidade Geradora de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado "s", no período de comercialização "j"

$F_RC_{p,t,l,e,m}$ é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", do contrato "e", no mês de apuração "m"

"ECA" é o conjunto de contratos de compra "e", do perfil de agente "a"

"s" é o submercado em que a parcela de usina "p" está localizada

10.3. Para usinas termelétricas com CVU comprometidas com leilões de energia nova realizados de 2016 em diante ou 23º e 24º leilões de energia existente, nos 3 primeiros anos após entrada em operação comercial, eventual exposição negativa do gerador com relação obrigação de entrega ocasionado por indisponibilidade forçada ou programada, é valorada ao gerador com ICB atualizado, ficando os distribuidores compradores com as diferenças, conforme seguinte expressão:

$$REC_PROD_C_3A_{a,p,t,l,m} = \left(\sum_{j \in m} EMCP_PROD_IFP_3A_{p,t,l,j} \right) * F_CPROD_{a,p,t,l,m}$$

Onde:

$REC_PROD_C_3A_{a,p,t,l,m}$ é o Recurso Associado ao Comprador do Produto nos 3 Primeiros Anos, para cada perfil de agente "a", comprador de CCEAR por disponibilidade ou CER, referente a parcela de usina "p", negociada no produto "t", do leilão, "l", no mês de apuração "m"

$EMCP_PROD_IFP_3A_{p,t,l,j}$ é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Produto em função da Indisponibilidade nos três primeiros anos de operação comercial de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$F_CPROD_{a,p,t,l,m}$ é o Fator de Comprometimento com o Produto, do perfil de agente "a", referente à parcela de usina "p", negociada no produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

- 10.4. Para os CCEARs por Disponibilidade, o Fator de Comprometimento com o Produto é determinado em função da participação do agente comprador de um contrato por disponibilidade em relação à soma de CCEAR, vinculados a uma usina, de um determinado produto e leilão, expresso por:

$$REQ_PROD_C_{a,p,t,l,m} = \sum_{e \in ECA} \left(\left(\sum_{j \in m} \sum_{e \in EPTL} CQ_{e,j} * PLD_{s,j} \right) * F_RC_{p,t,l,e,m} \right)$$

Onde:

$REQ_PROD_C_{a,p,t,l,m}$ é o Requisito Associado ao Comprador do Produto, para cada perfil de agente "a", comprador de CCEAR por disponibilidade ou CER, referente a parcela de usina "p", negociada no produto "t", do leilão, "l", no mês de apuração "m"

$CQ_{e,j}$ é a Quantidade Contratada do contrato "e", no período de comercialização "j"

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado "s", no período de comercialização "j"

$F_RC_{p,t,l,e,m}$ é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", do contrato "e", no mês de apuração "m"

"ECA" é o conjunto de contratos de compra "e" do perfil de agente "a"

"s" é o submercado em que a parcela de usina "p" está localizada

- 10.5. Para os CCEARs e CERs por Disponibilidade, o Total de Encargos associado ao comprador é determinado em função da participação do agente comprador de um contrato por disponibilidade em relação à soma de CCEAR ou CER, vinculados a uma usina, de um determinado produto e leilão, expresso por:

Para usinas comprometidas com CCEAR por Disponibilidade sem obrigação de entrega

$$TENC_PROD_C_{a,p,t,l,m} = \sum_{e \in ECA} (TENC_PROD_{p,t,l,m} * F_RC_{p,t,l,e,m})$$

Para usinas comprometidas com CER por Disponibilidade

$$TENC_PROD_C_{a,p,t,l,m} = TENC_PROD_{p,t,l,m} * F_CPROD_{a,p,t,l,m}$$

Onde:

$TENC_PROD_C_{a,p,t,l,m}$ é o Total de Encargos Associado ao Comprador do Produto, para cada perfil de agente "a", comprador de CCEAR por disponibilidade ou CER, referente a parcela de usina "p", negociada no produto "t", do leilão, "l", no mês de apuração "m"

$TENC_PROD_{p,t,l,m}$ é o Total de Encargos Associado ao Produto, de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$F_RC_{p,t,l,e,m}$ é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", do contrato "e", no mês de apuração "m"

$F_CPROD_{a,p,t,l,m}$ é o Fator de Comprometimento com o Produto, do perfil de agente "a", referente à parcela de usina "p", negociada no produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"ECA" é o conjunto de contratos de compra "e", do perfil de agente "a"

11. A determinação do Efeito do CCEAR por disponibilidade ou CER para o Comprador consolida os Resultados Finais das Usinas Associados ao Comprador dos Produtos negociados, no mês de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$ECDC_{a,m} = \sum_{p \in PCA} RFUC_PROD_{a,p,t,l,m}$$

Onde:

$ECD_{a,m}$ é o Efeito do CCEAR por disponibilidade ou CER para o Comprador, para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$RFUC_PROD_{a,p,t,l,m}$ é o Resultado Final da Usina Associado ao Comprador do Produto, para cada perfil de agente "a", comprador de CCEAR por disponibilidade ou CER, referente a parcela de usina "p", negociada no produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"PCA" é o conjunto de parcelas de usinas "p", comprometidas com contratos por disponibilidade, onde o perfil de agente "a" é o comprador do contrato por disponibilidade

12. A determinação do Efeito do CCEAR por disponibilidade ou CER para o Vendedor consolida, para o agente proprietário das usinas, os Resultados Finais das Usinas Comprometidas com os Produtos negociados, no mês de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$ECDV_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} RFU_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$ECDV_{a,m}$ é o Efeito do CCEAR por disponibilidade ou CER para o Vendedor, para cada perfil de agente, "a", no mês de apuração "m"

$RFU_PROD_{p,t,l,m}$ é o Resultado Final da Usina Associado ao Produto, da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"TLP" é o conjunto dos produtos "t", em que a parcela da usina "p", está comprometida com o leilão "l"

"LP" é o conjunto de leilões "l", em que cada parcela da usina "p" está comprometida

13. O Efeito do CCEAR por disponibilidade ou CER compõe o resultado da contabilização de cada agente vinculado à contratação nesta modalidade. Este cálculo representa o repasse, aos compradores de contratos por disponibilidade, dos resultados obtidos tanto na operação no curto prazo quanto com relação aos encargos recebidos pelos vendedores desses contratos. O Efeito do CCEAR por disponibilidade ou CER é dado pela diferença entre o Efeito do CCEAR por disponibilidade ou CER para o Comprador e para o Vendedor, expresso por:

$$ECD_{a,m} = ECD_{a,m} - ECDV_{a,m}$$

Onde:

$ECD_{a,m}$ é o Efeito do CCEAR por disponibilidade ou CER, para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$ECD_{a,m}$ é Efeito do CCEAR por disponibilidade ou CER para o Comprador, para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$ECDV_{a,m}$ é o Efeito do CCEAR por disponibilidade ou CER para o Vendedor, para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

2.1.2. Dados de Entrada dos Ajustes Decorrentes da Contratação por Disponibilidade

Quantidade Modulada do Contrato		
CQ_{e,j}	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato "e", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Custo Variável unitário para pagamento do CCEAR		
CVU_CCEAR_{p,j}	Descrição	Custo variável unitário utilizado para pagamento do CCEAR da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Energia para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso ou Suspensão de Unidade Geradora		
EAPS_{p,t,l,j}	Descrição	Volume de energia correspondente à parcela de usina não hidráulica "p" (exceto Biomassa), comprometida com o produto "t", do leilão "l", que não atende o CCEAR em função do atraso na entrada em operação comercial do empreendimento, ou por ocorrência de suspensão de unidades geradoras, no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off		
ENC_CONST_OFF_{p,j}	Descrição	Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Restrição de Operação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Comprometimento com o Produto		
F_CPROD_{a,p,t,l,m}	Descrição	Fator de Comprometimento com o Produto, do perfil de agente "a", referente à parcela de usina "p", negociada no produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Abatimento das Perdas Internas		
F_PDI_{p,j}	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da parcela de usina "p" no período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Fator de Rateio de Contratos		
F_RC_{p,t,l,e,m}	Descrição	Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", do contrato "e", no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Apuração da parcela variável dos empreendimentos e pagamento da receita de venda)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração Final da Usina		
G_{p,j}	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina "p", ajustada no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração Destinada para Atendimento ao Contrato		
G_CTR_{p,t,l,e,j}	Descrição	Geração Destinada para Atendimento ao Contrato da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", do contrato "e", no período de apuração "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração na Ordem de Mérito		
G_DOMP_{p,j}	Descrição	Geração na Ordem de Mérito de cada parcela de usina "p" no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração Inflexível		
G_INFLEX_{p,t,l,j}	Descrição	Geração Inflexível de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração Destinada para Atendimento ao Produto		
G_PROD_{p,t,l,j}	Descrição	Geração destinada para atendimento dos contratos por disponibilidade da parcela de usina não hidráulica "p", para atender o produto "t", associado ao leilão "l", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Índice de Custo Benefício Atualizado		
ICB_A_{p,t,l,m}	Descrição	Índice de Custo Benefício Atualizado da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m".
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (ANEXO VII – Atualização do Índice de Custo Benefício e Receita Fixa Original)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Custo Declarado da Parcela de Usina Não Hidráulica		
INC_{p,j}	Descrição	Declaração do custo associado à produção de cada MWh produzido pela parcela de usina não hidráulica "p", com modalidade de despacho tipo I com CVU ou IIA, no período de comercialização "j". O valor dessa declaração deverá incorporar todos os diferentes componentes da declaração de preço da usina não-hidráulica.
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade		
OBE_PROD_{p,t,l,e,j}	Descrição	Obrigação de Entrega de Energia Horária associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", do contrato com a distribuidora "e", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Percentual de Comprometimento com Produtos		
PC_PROD_{p,t,l,m}	Descrição	Percentual ajustado final do comprometimento com contratos por disponibilidade da parcela de usina não hidráulica "p", para atender o produto "t", associado ao leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Preço de Liquidação das Diferenças		
PLD_{s,j}	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado "s" e Período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças
	Valores Possíveis	Positivos

Montante de geração frustrada por Constrained-Off		
M_CONST_OFF_{p,j}	Descrição	Montante de geração frustrada por Constrained-Off determinado pelo ONS da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação		
QEA_REST_OP_{p,j}	Descrição	Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Fator de Rateio de Perdas de Geração associada a Usina		
UXP_GLF_{p,j}	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser associado à parcela de usina "p", no período de comercialização "j". Caso a parcela da usina não participe do rateio de perdas da Rede Básica, o UXP_GLF _{p,j} é igual a 1
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Fatores de Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.1.3. Dados de Saída dos Ajustes Decorrentes da Contratação por Disponibilidade

Efeito do CCEAR por Disponibilidade ou CER		
ECD_{a,m}	Descrição	Montante atribuído ao agente "a", no mês de apuração "m", decorrente do CCEAR por Disponibilidade ou CER. Considera os resultados dos cálculos de balanço energético e encargos, vinculados às usinas comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER, sob responsabilidade do agente perante a CCEE
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Efeito no Mercado de Curto Prazo do Produto		
EMCP_PROD_{p,t,l,m}	Descrição	Efeito no Mercado de Curto Prazo do Produto de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

2.2. Determinação dos Ajustes Decorrentes do Contrato de Cota de Garantia Física - CCGF

Objetivo:

Apurar o efeito da contratação pelo regime de cota de garantia física relacionados ao Contrato de Cota de Garantia Física – CCGF a ser considerado nos resultados da contabilização dos agentes.

Contexto:

Os CCGFs preveem que a receita fixa e os custos variáveis de produção associados à operação das usinas, devem ser repassados às distribuidoras cotistas destes contratos. Em contrapartida, os efeitos contábeis da operação destas usinas no Mercado de Curto Prazo, Encargos recebidos e Exposições Financeiras devem ser igualmente repassados às distribuidoras nos termos das disposições contratuais. A Figura 8 situa essa etapa do cálculo em relação ao módulo completo de consolidação de resultados:

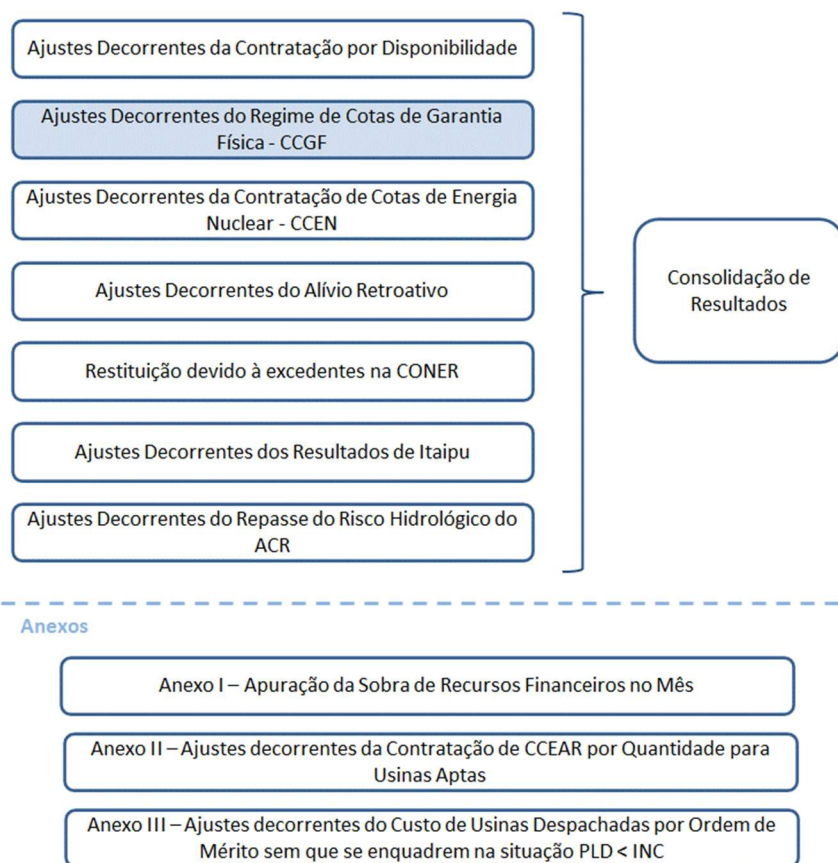


Figura 8: Geral do Módulo de Regras: “Consolidação de Resultados”

Detalhamento dos Ajustes Decorrentes do Contrato de Cota de Garantia Física - CCGF

O cálculo do efeito da contratação por regime de cota de garantia física no resultado da contabilização dos agentes é realizado de acordo com os seguintes comandos e expressões:

2.2.1. Resultados do Agente Vendedor de CCGF

Esta etapa consolida os resultados financeiros do agente vendedor de CCGF. Os efeitos do Mercado de Curto Prazo para cada agente vendedor corresponde ao total de efeitos repassados aos agentes cotistas, conforme segue abaixo:

14. O Resultado Preliminar do agente Vendedor decorrente do Resultado no Mercado de Curto Prazo do contrato de cota de garantia física – CCGF corresponde a Geração Total Disponível para Atendimento ao Contrato de Cota de Garantia Física abatendo o Consumo de Geração Final e a Quantidade Contratada, valorada ao Preço de Liquidação das Diferenças no submercado de origem da usina, expresso por:

$$RPU_MCP_{p,m} = \sum_{j \in m} \sum_s \left(\left((G_CCGF_TOT_{p,s,j} - CGF_{p,j}) - \sum_{e \in EPCCGF} CQ_{e,j} \right) * PLD_{s,j} \right)$$

Onde:

$RPU_MCP_{p,m}$ é o Resultado Preliminar da parcela de usina "p" comprometida com CCGF no Mercado de Curto Prazo do perfil de agente vendedor "a", no mês de apuração "m"

$G_CCGF_TOT_{p,s,j}$ é a Geração Total Disponível para Atendimento ao Contrato de cota de garantia física da parcela de usina "p", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$CQ_{e,j}$ é a Quantidade Contratada do contrato "e", no período de comercialização "j"

$CGF_{p,j}$ é o Consumo de Geração Final da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças, do submercado "s", no período de comercialização "j"

"EPCCGF" é o conjunto de contratos de compra CCGF "e", pertencentes à parcela de usina "p", do perfil cotista "a"

"a" é o perfil de agente proprietário da parcela de usina "p", participante do regime de cotas de garantia física

Importante:

O Consumo de Geração Final e os contratos CCGFs pertencentes à parcela de usina "p", possuem valores apenas no submercado da usina.

15. O Resultado Preliminar do agente Vendedor decorrente do Resultado no Mercado de Curto Prazo do contrato de cota de garantia física – CCGF é expresso por:

$$RPV_MCP_{a,m} = \sum_{p \in a} RPU_MCP_{p,m}$$

Onde:

$RPV_MCP_{a,m}$ é o Resultado Preliminar do Mercado de Curto Prazo do perfil de agente vendedor "a", no mês de apuração "m"

$RPU_MCP_{p,m}$ é o Resultado Preliminar da parcela de usina "p" comprometida com CCGF no Mercado de Curto Prazo "", no mês de apuração "m"

"a" é o perfil de agente proprietário da parcela de usina "p", participante do regime de cotas de garantia física

16. O Resultado Final da Usina Comprometida com Contrato de Cota de Garantia Física – CCGF é expresso por:

$$RFUV_CCGF_{a,m} = COMPENSAÇÃO_MRE_{a,m} + RPV_MCP_{a,m} + TAJ_EF_{a,m} + TAJ_AR_{a,m} + R_ENC_CS_{a,m}$$

Onde:

$RFUV_CCGF_{a,m}$ é o Resultado Final da Usina Comprometida com CCGF do perfil de agente vendedor "a", no mês de apuração "m"

$COMPENSAÇÃO_MRE_{a,m}$ é a Compensação do MRE do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$RPV_MCP_{a,m}$ é o Resultado Preliminar do Mercado de Curto Prazo do perfil de agente vendedor "a", no mês de apuração "m"

$TAJ_EF_{a,m}$ é o Total de Ajustes de Exposições Financeiras do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$TAJ_AR_{a,m}$ é o Total de Ajustes Referente ao Alívio Retroativo do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$R_ENC_CS_{a,m}$ é o Total de Recebimento por Encargo de Compensação Síncrona, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

"a" é o perfil de agente proprietário da parcela de usina "p", participante do regime de cotas de garantia física

2.2.2. Resultados do Agente Comprador de CCGF

Esta etapa busca ponderar os resultados para o cotista pelo fator de cotas, conforme segue abaixo:

17. O Resultado Preliminar da contabilização de cada agente da CCEE corresponde à soma dos montantes a pagar e/ou receber apurados:

17.1. O Resultado Preliminar do MRE para o agente cotista referente ao contrato de cota de garantia física – CCGF relaciona o resultado da Compensação do MRE com o Fator de Rateio de Cota de Garantia Física, expresso por:

$$RPC_MRE_{a,m} = \sum_p \sum_{a^*} (COMPENSAÇÃO_MRE_{a^*,m} * F_CCGF_{a,p,f})$$

Onde:

$RPC_MRE_{a,m}$ é o Resultado Preliminar do MRE do perfil de agente cotista "a", no mês de apuração "m"

$COMPENSAÇÃO_MRE_{a^*,m}$ é a Compensação do MRE do perfil de agente "a*", no mês de apuração "m"

$F_CCGF_{a,p,f}$ é o Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física para cada perfil de agente cotista "a", da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

"a" é o perfil de agente cotista

"a*" é o perfil de agente proprietário da parcela de usina "p", participante do regime de cotas de garantia física

18. O Efeito no Mercado de Curto Prazo (MCP) de cada distribuidora cotista corresponde ao efeito total no Mercado de Curto Prazo de todas as usinas comprometidas com CCGFs no montante correspondente a sua cota parte, sendo expresso por:

$$EMCP_CCGF_{a,m} = \sum_{PCCGF} (RPU_MCP_{p,m} * F_CCGF_{a,p,f})$$

Onde:

$EMCP_CCGF_{a,m}$ é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do contrato de cota de garantia física para cada perfil de agente cotista "a", no mês de referência "m"

$RPU_MCP_{p,m}$ é o Resultado Preliminar da parcela de usina "p" comprometida com CCGF no Mercado de Curto Prazo "m", no mês de apuração "m"

$F_CCGF_{a,p,f}$ é o Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física para cada perfil de agente cotista "a", da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

"PCCGF" é o conjunto de usinas comprometidas com Contratos de Cotas de Garantia Física

18.1. O Resultado Preliminar do Cotista decorrente de Ajustes de Exposições Financeiras do contrato de cota de garantia física – CCGF relaciona o Total de Ajustes de Exposições Financeiras com o Fator de Rateio de Cota de Garantia Física, expresso por:

$$RPC_EF_{a,m} = \sum_p \sum_{a^*} (TAJ_EF_{a^*,m} * F_CCGF_{a,p,f})$$

Onde:

RPC_EF_{a,m} é o Resultado Preliminar de Ajustes de Exposições Financeiras do perfil de agente cotista "a", no mês de apuração "m"

TAJ_EF_{a*,m} é o Total de Ajustes de Exposições Financeiras do perfil de agente "a*", no mês de apuração "m"

F_CCGF_{a,p,f} é o Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física para cada perfil de agente cotista "a", da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

"a" é o perfil de agente cotista

"a*" é o perfil de agente proprietário da parcela de usina "p", participante do regime de cotas de garantia física

18.2. O Resultado Preliminar do Cotista decorrente de Ajustes Referentes ao Alívio Retroativo do contrato de cota de garantia física – CCGF relaciona o Total de Ajustes Referentes ao Alívio Retroativo do agente proprietário da usina com o Fator de Rateio de Cota de Garantia Física, expresso por:

$$RPC_AR_{a,m} = \sum_p \sum_{a^*} (TAJ_AR_{a^*,m} * F_CCGF_{a,p,f})$$

Onde:

RPC_AR_{a,m} é o Resultado Preliminar de Ajustes Referente ao Alívio Retroativo do perfil de agente cotista "a", no mês de apuração "m"

TAJ_AR_{a,m} é o Total de Ajustes Referente ao Alívio Retroativo do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

F_CCGF_{a,p,f} é o Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física para cada perfil de agente cotista "a", da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

"a" é o perfil de agente cotista

"a*" é o perfil de agente proprietário da parcela de usina "p", participante do regime de cotas de garantia física

18.3. O Resultado Preliminar referente a Encargos por Compensação Síncrona repassados para o agente cotista, decorrente do contrato de cota de garantia física – CCGF relaciona o Total de Recebimento por Encargo de Compensação Síncrona com o Fator de Rateio de Cota de Garantia Física, expresso por:

$$RPC_ENC_CS_{a,m} = \sum_p \sum_{a^*} (R_ENC_CS_{a^*,m} * F_CCGF_{a,p,f})$$

Onde:

RPC_ENC_CS_{a,m} é o Resultado Preliminar de Encargos de Compensação Síncrona do perfil de agente cotista "a", no mês de apuração "m"

R_ENC_CS_{a,m} é o Total de Recebimento por Encargo de Compensação Síncrona, do perfil do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

F_CCGF_{a,p,f} é o Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física para cada perfil de agente cotista "a", da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

"a" é o perfil de agente cotista

"a*" é o perfil de agente proprietário da parcela de usina "p", participante do regime de cotas de garantia física

19. O Resultado Final do Rateio de Cotas do Comprador comprometido com contrato de cota de garantia física – CCGF é expresso por:

$$RFUC_CCGF_{a,m} = RPC_MRE_{a,m} + EMCP_CCGF_{a,m} + RPC_EF_{a,m} + RPC_AR_{a,m} + RPC_ENC_CS_{a,m}$$

Onde:

$RFUC_CCGF_{a,m}$ é o Resultado Final do Rateio de Cotas do perfil de agente cotista "a", no mês de apuração "m"

$RPC_MRE_{a,m}$ é o Resultado Preliminar do MRE do perfil de agente cotista "a", no mês de apuração "m"

$EMCP_CCGF_{a,m}$ é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do contrato de cota de garantia física para cada perfil de agente cotista "a", no mês de referência "m"

$RPC_EF_{a,m}$ é o Resultado Preliminar dos Ajustes de Exposições Financeiras do perfil de agente cotista "a", no mês de apuração "m"

$RPC_AR_{a,m}$ é o Resultado Preliminar de Ajustes Referente ao Alívio Retroativo do perfil de agente cotista "a", no mês de apuração "m"

$RPC_ENC_CS_{a,m}$ é o Resultado Preliminar de Encargos de Compensação Síncrona do perfil de agente cotista "a", no mês de apuração "m"

"a" é o perfil de agente cotista

2.2.3. Efeito do Contrato de Cota de Garantia Física - CCGF

20. A etapa do efeito do contrato de cota de garantia física – CCGF busca aferir o resultado final para o agente gerador e o agente cotista, conforme segue abaixo.
21. O Efeito do CCGF compõe o resultado da contabilização de cada agente vinculado à contratação nesta modalidade. Este cálculo representa o repasse, aos compradores de contratos CCGF, dos resultados obtidos tanto na operação no MRE, mercado de curto prazo, tratamento de exposições, e encargos de compensação síncrona e segurança energética com relação aos vendedores desses contratos. O Efeito do CCGF é dado pelo Resultado Final do Rateio de Cotas do agente cotista e o Resultado Final do Rateio de Cotas do Vendedor, expresso por:

$$ECCGF_{a,m} = RFUC_CCGF_{a,m} - RFUV_CCGF_{a,m}$$

Onde:

$ECCGF_{a,m}$ é o Efeito do CCGF, para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$RFUC_CCGF_{a,m}$ é o Resultado Final do Rateio de Cotas do perfil de agente cotista "a", no mês de apuração "m"

$RFUV_CCGF_{a,m}$ é o Resultado Final da Usina Comprometida com CCGF do perfil de agente vendedor "a", no mês de apuração "m"

2.2.4. Dados de Entrada da Determinação dos Ajustes Decorrentes do Contrato de Cota de Garantia Física - CCGF

Quantidade Modulada do Contrato		
CQ_{e,j}	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato "e", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Consumo da Geração Final da Usina		
CGF_{p,j}	Descrição	Consumo associado a uma parcela de usina "p" ajustado, no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Consumo de Geração destinado ao Contrato de Cota de Garantia Física		
CG_CCGF_{a,p,s,j}	Descrição	Consumo de Geração a ser destinado a cada perfil de agente cotista "a", por meio do Contrato de Cota de Garantia Física vinculado à parcela de usina "p", no submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cota de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Compensação do MRE		
COMPENSAÇÃO_MRE_{a,m}	Descrição	Corresponde ao valor total a ser pago ou recebido pelo perfil de agente "a", referente à suas parcelas de usinas integrantes do MRE em função das regras desse mecanismo, no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	MRE (Cálculo da Compensação da Geração no MRE)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física		
F_CCGF_{a,p,f}	Descrição	Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física para cada perfil de agente cotista "a", da parcela de usina "p", ano de apuração "f"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração Total Disponível para Atendimento ao Contrato de Cota de Garantia Física		
G_CCGF_TOT_{p,s,j}	Descrição	Geração Total Disponível para Atendimento ao Contrato de cota de garantia física da parcela de usina "p", no submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cota de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Geração destinada ao Contrato de Cota de Garantia Física		
G_CCGF_{a,p,s,j}	Descrição	Geração Final a ser destinada a cada perfil de agente cotista "a", por meio do Contrato de Cota de Garantia Física vinculado à parcela de usina "p", no submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cota de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Preço de Liquidação das Diferenças		
PLD_{s,j}	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças
	Valores Possíveis	Positivos
Total de Recebimento por Encargo de Compensação Síncrona		
R_ENC_CS_{a,m}	Descrição	Total de Recebimento por Encargo de Compensação Síncrona do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Consolidação de Encargos)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Total de Ajustes Referentes ao Alívio Retroativo		
TAJ_AR_{a,m}	Descrição	Corresponde ao total de ajustes a serem efetuados na contabilização de um agente "a", para alívio das exposições financeiras negativas, decorrentes da diferença de PLDs entre os submercados, e para cobertura de encargos já liquidados, ambos observados no intervalo de doze meses anteriores ao mês de apuração ("m-12" a "m-1"). É calculado no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Total de Ajustes de Exposições Financeiras		
TAJ_EF_{a,m}	Descrição	Corresponde ao total de ajustes a serem efetuados na contabilização de um perfil de agente "a" face às exposições financeiras positivas e negativas apuradas e em função dos recursos disponíveis para alocação. É calculado no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições por Diferenças de Preços entre Submercados (Consolidação dos Ajustes Decorrentes do Tratamento de Exposições)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativo ou Zero

2.2.5. Dados de Saída da Determinação dos Ajustes Decorrentes do Contrato de Cota de Garantia Física – CCGF

		Efeito do CCGF
ECCGF_{a,m}	Descrição	Montante atribuído ao agente "a", no mês de apuração "m", decorrente do CCGF. Considera os resultados dos cálculos dos obtidos tanto na operação no MRE, mercado de curto prazo, tratamento de exposições e encargos de compensação síncrona e CAR com relação aos encargos recebidos pelos vendedores desses contratos, sob responsabilidade do agente perante a CCEE
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

2.3. Determinação dos Ajustes Decorrentes dos Contratos de Cota de Energia Nuclear – CCEN

Objetivo:

Apurar o efeito da contratação de energia nuclear a ser considerado nos resultados da contabilização dos agentes.

Contexto:

Os CCENs preveem que a receita fixa e os custos variáveis de produção associados à operação das usinas, devem ser repassados às distribuidoras, contrapartes destes contratos. Os efeitos contábeis da operação destas usinas no Mercado de Curto Prazo, Exposições Financeiras e Encargos recebidos devem ser igualmente repassados às distribuidoras nos termos das disposições contratuais. A Figura 9 situa essa etapa do cálculo em relação ao módulo completo de consolidação de resultados:

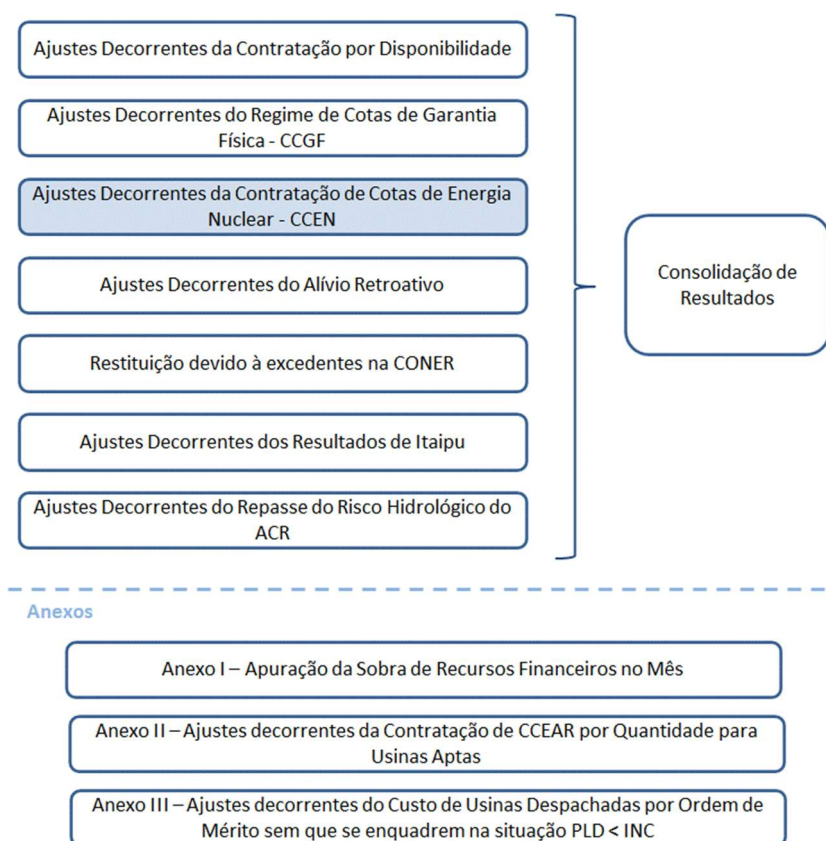


Figura 9: Geral do Módulo de Regras: “Consolidação de Resultados”

2.3.1. Detalhamento dos Ajustes Decorrentes da Contratação de Energia Nuclear

O cálculo do efeito da contratação de energia nuclear no resultado da contabilização dos agentes é realizado de acordo com os seguintes comandos e expressões:

22. O Balanço Energético corresponde à diferença entre o produto da energia gerada para atendimento aos contratos e o consumo de geração e a quantidade de energia comprometida em contratos. Dessa forma, o Balanço Energético do agente cotista é expresso por:

$$NET_CCEN_{a,s,j} = (G_CCEN_{a,s,j} - CG_CCEN_{a,s,j}) - \sum_{EDCCEN} CQ_{e,j}$$

Onde:

$NET_CCEN_{a,s,j}$ é o Balanço Energético de cada perfil de agente cotista "a", por meio do Contratos de Cota de Energia Nuclear no submercado "s", no período de comercialização "j"

$G_CCEN_{a,s,j}$ é a Geração Final a ser destinado a cada perfil de agente cotista "a", por meio dos Contratos de Cota de Energia Nuclear, no submercado "s", no período de comercialização "j"

$CG_CCEN_{a,s,j}$ é a o Consumo de Geração a ser destinado a cada perfil de agente cotista "a", por meio dos Contratos de Cota de Energia Nuclear, no submercado "s", no período de comercialização "j"

$CQ_{e,j}$ é a Quantidade Contratada do contrato "e", no período de comercialização "j"

"EDCCEN" é o conjunto de contratos de compra CCEN "e", do perfil de agente cotista "a", no submercado "s"

"a" é o perfil de agente do distribuidor cotista

23. O Efeito no Mercado de Curto Prazo (MCP) de cada usina comprometida com CCEN corresponde ao montante mensal do Balanço Energético da usina valorado ao Preço de Liquidação das Diferenças. Esse montante é incorporado ao Efeito da Contratação de Energia Nuclear do agente para repasse às distribuidoras no processo de consolidação de resultados e é expresso por:

$$RPCA_MCP_{a,m} = \sum_s \sum_{j \in m} (NET_CCEN_{a,s,j} * PLD_{s,j})$$

Onde:

$RPCA_MCP_{a,m}$ é o Resultado Preliminar do Mercado de Curto Prazo do perfil de agente cotista "a", no mês de apuração "m"

$NET_CCEN_{a,s,j}$ é o Balanço Energético de cada perfil de agente cotista "a", por meio do Contrato de Cota de Energia Nuclear, no submercado "s", no período de comercialização "j"

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças, do submercado "s", no período de comercialização "j"

2.3.2. Resultado Preliminar do Rateio de Cotas do Cotista

A etapa do resultado preliminar do rateio de cotas dos agentes cotistas, busca ponderar os resultados para o cotista pelo fator de cotas, conforme segue abaixo.

24. O Resultado Preliminar da contabilização de cada agente da CCEE corresponde à soma dos montantes a pagar e/ou receber apurados:

- 24.1. O Resultado Preliminar do Cotista decorrente de Ajustes de Exposições Financeiras dos Contratos Cota de Energia Nuclear relaciona o Total de Ajustes de Exposições Financeiras com o Fator de Rateio de Contratos de Cota de Energia Nuclear, expresso por:

$$RPCA_EF_{a,m} = TAJ_EF_{a*,m} * F_CCEN_{a,m}$$

Onde:

$RPCA_EF_{a,m}$ é o Resultado Preliminar de Ajustes de Exposições Financeiras para o perfil de agente cotista "a", no mês de apuração "m"

$TAJ_EF_{a*,m}$ é o Total de Ajustes de Exposições Financeiras do perfil de agente gerador vendedor de CCEN "a", no mês de apuração "m"

$F_CCEN_{a,m}$ é o Fator de Rateio de Contratos de Cota de Energia Nuclear de cada perfil de agente distribuidor "a", no mês de apuração "m"

"a*" é o perfil de agente vendedor do Contrato de Cotas de Energia Nuclear

"a" é o perfil de agente do distribuidor cotista

24.2. O Total de Encargos Associado aos Contratos de Cotas de Energia Nuclear atribuídos aos agentes cotistas, consolidado no mês de apuração, engloba os encargos recebidos em face de despacho por (i) restrição de operação e (ii) razão de segurança energética, e relaciona com o Fator de Rateio de Contratos de Cota de Energia Nuclear, expresso por:

$$RPCA_ENC_{a,m} = ENCARGOS_{a,m} * F_CCEN_{a,m}$$

Onde:

$RPCA_ENC_{a,m}$ é o Total de Encargos Associado aos Contratos de Cota de Energia Nuclear de cada perfil de agente cotista "a", no mês de apuração "m"

$ENCARGOS_{a,m}$ é o Total de Encargos Consolidado do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$F_CCEN_{a,m}$ é o Fator de Rateio de Contratos de Cota de Energia Nuclear de cada perfil de agente distribuidor "a", no mês de referência "m"

24.3. O Resultado Final do Rateio de Cotas do Comprador comprometido com o Contrato de Cota de Energia Nuclear, é expresso por:

$$RFAC_CCEN_{a,m} = RPCA_MCP_{a,m} + RPCA_EF_{a,m} + RPCA_ENC_{a,m}$$

Onde:

$RFAC_CCEN_{a,m}$ é o Resultado Final do Rateio de Cotas de CCEN do perfil de agente cotista "a", no mês de apuração "m"

$RPCA_MCP_{a,m}$ é o Resultado Preliminar do Mercado de Curto Prazo do perfil de agente cotista "a", no mês de apuração "m"

$RPCA_EF_{a,m}$ é o Resultado Preliminar de Ajustes de Exposições Financeiras para o perfil de agente cotista "a", no mês de apuração "m"

$RPCA_ENC_{a,m}$ é o Total de Encargos Associado aos Contratos de Cotas de Energia Nuclear de cada perfil de agente cotista "a", no mês de apuração "m"

2.3.3. Resultado Preliminar do Rateio de Cotas de Energia Nuclear para Angra

A etapa do resultado preliminar do agente Angra, busca ponderar os resultados para o agente vendedor, conforme segue abaixo.

24.4. O Resultado Preliminar da contabilização de cada agente da CCEE corresponde à soma dos montantes a pagar e/ou receber apurados:

24.5. O Resultado Preliminar do agente Angra decorrente do Resultado no Mercado de Curto Prazo dos contratos de Cotas de Energia Nuclear, é expresso por:

$$RPA_MCP_{a,m} = \sum_s \sum_{j \in m} (NET_{a,s,j} * PLD_{s,j})$$

Onde:

$RPA_MCP_{a,m}$ é o Resultado Preliminar do Mercado de Curto Prazo do perfil de agente de angra "a", no mês de apuração "m"

$NET_{a,s,j}$ é o Balanço Energético do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado "s", no período de comercialização "j"

24.6. O Resultado Final da Usina de Angra Associado aos CCEN consolida os montantes apurados referentes (i) ao efeito no MCP, (ii) ajustes de exposições financeiras e (iii) aos encargos correspondentes a cada usina, no mês de apuração, expresso por:

$$RFIN_CCEN_{a,m} = RPA_MCP_{a,m} + TAJ_EF_{a,m} + ENCARGOS_{a,m}$$

Onde:

$RFIN_CCEN_{a,m}$ é o Resultado Final do perfil de agente de angra "a", no mês de apuração "m"

$RPA_MCP_{a,m}$ é o Resultado Preliminar do Mercado de Curto Prazo do perfil de agente de angra "a", no mês de apuração "m"

$TAJ_EF_{a,m}$ é o Total de Ajustes de Exposições Financeiras do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$ENCARGOS_{a,m}$ é o Total de Encargos Consolidado do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

2.3.4. Efeito dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear - CCEN

A etapa do efeito dos contratos de Cotas de Energia Nuclear busca aferir o resultado final para o agente gerador e o agente cotista, conforme segue abaixo.

25. O Efeito do CCEN compõe o resultado da contabilização de cada agente vinculado à contratação nesta modalidade. Este cálculo representa o repasse aos compradores de contratos CCEN, dos resultados obtidos tanto no mercado de curto prazo, tratamento de exposições e encargos com relação aos encargos recebidos pelos vendedores desses contratos. O Efeito do CCEN é dado pelo Resultado Final do Rateio de Cotas do agente cotista e o Resultado Final do Rateio de Cotas do Vendedor, expresso por:

$$ECCEN_{a,m} = RFAC_CCEN_{a,m} - RFIN_CCEN_{a,m}$$

Onde:

$ECCEN_{a,m}$ é efeito do CCEN para o perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$RFIN_CCEN_{a,m}$ é o Resultado Final do Rateio de Cotas de CCEN do perfil de agente gerador vendedor de CCEN "a", no mês de apuração "m"

$RFAC_CCEN_{a,m}$ é o Resultado Final do Rateio de Cotas de CCEN do perfil de agente cotista "a", no mês de apuração "m"

2.3.5. Dados de Entrada para Determinação dos Ajustes da Contratação de Energia Nuclear - CCEN

Quantidade Modulada do Contrato		
CQ_{e,j}	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato "e", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Consumo de Geração dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear		
CG_CCEN_{a,s,j}	Descrição	Consumo de Geração a ser destinado a cada perfil de agente distribuidor "a", por meio dos Contratos de Cota de Energia Nuclear no submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Determinação da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, CER Quantidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Total de Encargos Consolidado		
ENCARGOS_{a,m}	Descrição	Informação líquida de todos os montantes a serem pagos ou recebidos em função dos encargos apurados no mês "m", para o perfil de agente "a"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Consolidação dos Encargos)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

Fator de Rateio de Montante de Energia Nuclear		
F_CCEN_{a,m}	Descrição	Fator de Rateio do Montante de Energia Nuclear do perfil de agente distribuidor "a", no mês de referência "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Geração destinada aos Contratos de Cotas de Energia Nuclear		
G_CCEN_{a,s,j}	Descrição	Geração Final a ser destinado a cada perfil de agente distribuidor "a", por meio dos Contratos de Cota de Energia Nuclear no submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Determinação da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, CER Quantidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Preço de Liquidação das Diferenças		
PLD_{s,j}	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças

Valores Possíveis Positivos

Valores Possíveis Positivos		
Balanco Energético do Agente		
NET_{a,s,j}	Descrição	O Balanco Energético consolida as diferenças entre os valores medidos de geração e consumo versus os volumes comercializados verificados em cada perfil de agente "a", por submercado "s" (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste), no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Balanco Energético (Cálculo do Balanco Energético)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Total de Ajustes de Exposições Financeiras		
TAJ_EF_{a,m}	Descrição	Corresponde ao total de ajustes a serem efetuados na contabilização de um perfil de agente "a" face às exposições financeiras positivas e negativas apuradas e em função dos recursos disponíveis para alocação. É calculado no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições por Diferenças de Preços entre Submercados (Consolidação dos Ajustes Decorrentes do Tratamento de Exposições)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativo ou Zero

2.3.6. Dados de Saída para Determinação dos Ajustes da Contratação de Energia Nuclear - CCEN

		Efeito do CCEN
ECCEN_{a,m}	Descrição	Montante atribuído ao agente "a", no mês de apuração "m", decorrente do CCEN. Considera os resultados dos cálculos obtidos tanto no mercado de curto prazo, tratamento de exposições e encargos com relação aos encargos recebidos pelos vendedores desses contratos, sob responsabilidade do agente perante a CCEE
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

2.4. Determinação dos Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo

Objetivo:

Estabelecer os ajustes na contabilização dos agentes da CCEE necessários para cobertura retroativa de exposições financeiras negativas e de valores de encargos já liquidados.

Contexto:

Após a compensação das exposições negativas residuais do mês anterior e a redução dos montantes de ESS do mês corrente, os saldos positivos do excedente financeiro e das exposições positivas dos agentes serão destinados para compensação das exposições negativas residuais e de ESS dos 12 meses anteriores de forma intercalada, ordenados do mês 'm-12' ao mês 'm-2', finalizando com pagamento de ESS do mês 'm-1'. A Figura 10 relaciona a etapa de cálculo desses ajustes em relação ao Módulo de Regras "Consolidação de Resultados":

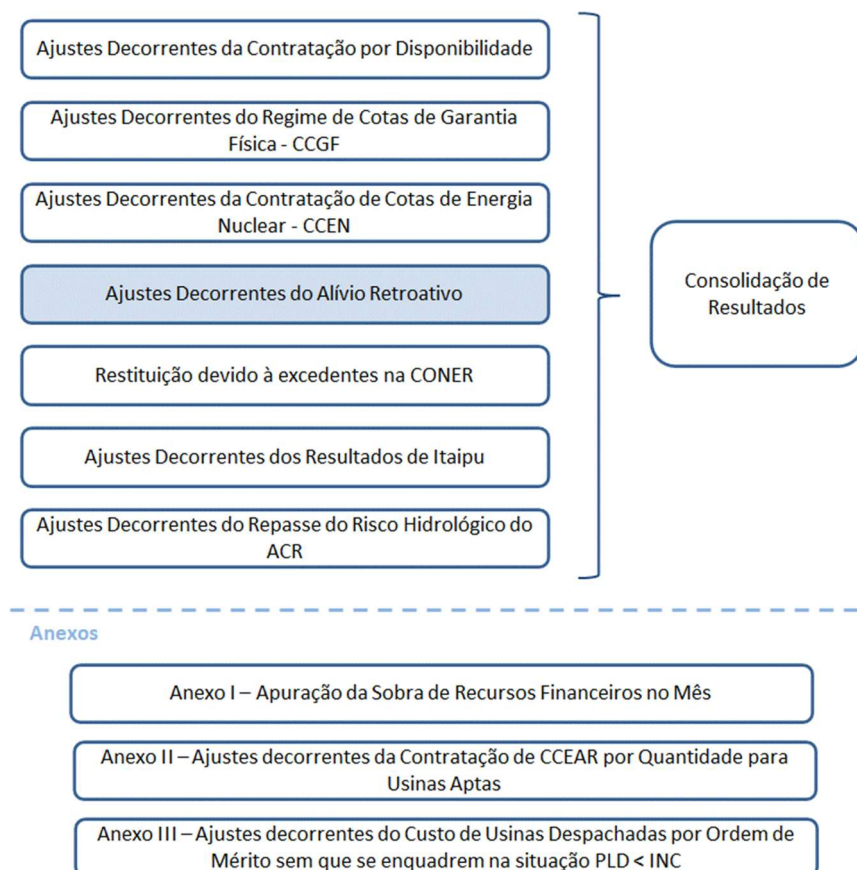


Figura 10: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Consolidação de Resultados"

2.4.1. Detalhamento do Cálculo dos Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo

O cálculo dos ajustes para alívio retroativo de exposições financeiras negativas e encargos dos agentes é formado pelo seguinte conjunto de comandos e expressões:

26. O Alívio Retroativo não é processado em recontabilizações, dessa forma, os cálculos presentes nessa subseção assumirão os mesmos valores do último processamento válido.

27. Os recursos financeiros residuais formados pelos saldos positivos do excedente financeiro e pelas exposições positivas dos agentes, após a compensação das exposições negativas residuais do mês anterior e a redução dos montantes de ESS do mês corrente, devem ser usados para compensação das exposições negativas residuais e de encargos relativos aos doze meses anteriores de forma intercalada, ordenados do mês m-12 a m-2, finalizando com pagamento dos encargos do mês m-1.

2.4.1.1. Alívios Retroativos Referentes às Exposições Financeiras

28. A obtenção do Recurso Disponível para o Alívio Retroativo das Exposições Financeiras Negativas relativo ao mês de referência, calculado no mês de apuração, define o montante financeiro a ser utilizado para formação dos ajustes decorrentes do alívio retroativo nos termos da regulamentação vigente. Sendo assim:

Se o mês de referência para o alívio, "mr", corresponder ao "m-12", então:

$$RD_AR_EF_{m,mr} = RD_AR_{12m}$$

Caso contrário:

$$RD_AR_EF_{m,mr} = RD_AR_ENC_{m,mr-1} - RU_AR_ENC_{m,mr-1}$$

Onde:

$RD_AR_EF_{m,mr}$ é o Recurso Disponível para o Alívio Retroativo das Exposições Financeiras Negativas, no mês de apuração "m" referente ao mês de referência para alívio retroativo "mr"

RD_AR_{12m} é o Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do 12º Mês Anterior, no mês de apuração "m"

$RD_AR_ENC_{m,mr}$ é o Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos, no mês de apuração "m" referente ao mês de referência para alívio retroativo "mr"

$RU_AR_ENC_{m,mr}$ é o Recurso Utilizado para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos no mês de apuração "m" referente ao mês de referência para alívio retroativo "mr"

"mr" representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de "m-12" a "m-1"

29. O cálculo do Recurso Utilizado para o Alívio Retroativo das Exposições Financeiras Negativas, relativo a cada mês de referência para alívio retroativo, é realizado com base no Recurso Disponível para o Alívio Retroativo das Exposições Financeiras Negativas, limitado pelo Total de Exposições Financeiras Negativas Líquidas Finais para Alívio Retroativo, conforme a seguinte expressão:

$$RU_AR_EF_{m,mr} = \min(RD_AR_EF_{m,mr}; TEF_N_LFAR_{m,mr})$$

Onde:

$RU_AR_EF_{m,mr}$ é o Recurso Utilizado para o Alívio Retroativo das Exposições Financeiras Negativas, no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para alívio retroativo "mr"

$RD_AR_EF_{m,mr}$ é o Recurso Disponível para o Alívio Retroativo das Exposições Financeiras Negativas, no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para alívio retroativo "mr"

$TEF_N_LFAR_{m,mr}$ é o Total de Exposições Financeiras Negativas Líquidas Finais para Alívio Retroativo no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para alívio retroativo "mr"

- 29.1. O Total de Exposições Financeiras Negativas Líquidas Finais para Alívio Retroativo corresponde à soma das Exposições Financeiras Negativas Líquidas Finais para Alívio Retroativo de todos os agentes, para cada mês de referência do alívio retroativo, no mês de apuração, e é expresso por:

$$TEF_N_LFAR_{m,mr} = \sum_a EF_N_LFAR_{a,m,mr}$$

Onde:

$TEF_N_LFAR_{m,mr}$ é o Total de Exposições Financeiras Negativas Líquidas Finais para Alívio Retroativo no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para alívio retroativo "mr"

$EF_N_LFAR_{a,m,mr}$ é a Exposição Financeira Negativa Líquida Final para Alívio Retroativo do perfil de agente "a" no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para alívio retroativo "mr"

"mr" representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de "m-12" a "m-1"

29.1.1. O cálculo da Exposição Financeira Negativa Líquida Final para Alívio Retroativo do agente, referente ao mês de referência para alívio retroativo, apura as exposições financeiras negativas ainda pendentes de cobertura no mês de apuração, após os ajustes observados ao longo do período de doze meses. A Exposição Financeira Negativa Líquida Final para Alívio Retroativo é expressa por:

$$EF_N_LFAR_{a,m,mr} = \max\left(0; (EF_N_LF_{a,mr} - TAJ_EF_AR_{a,m,mr})\right)$$

Onde:

$EF_N_LFAR_{a,m,mr}$ é a Exposição Financeira Negativa Líquida Final para Alívio Retroativo do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para alívio retroativo "mr"

$EF_N_LF_{a,mr}$ é a Exposição Financeira Negativa Líquida Final do perfil de agente "a", no mês de referência para o cálculo do alívio retroativo "mr"

$TAJ_EF_AR_{a,m,mr}$ é o Total de Ajuste das Exposições Financeiras para o Alívio Retroativo do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para o alívio "mr"

"mr" representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de "m-12" a "m-1"

29.1.1.1. O Total de Ajuste das Exposições Financeiras para o Alívio Retroativo do agente, calculado no mês de apuração e relativo ao mês de referência para alívio retroativo, corresponde ao montante utilizado para alívio das exposições negativas remanescentes do agente em cada mês compreendido no intervalo dos doze meses anteriores ao mês de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$TAJ_EF_AR_{a,m,mr} = \left(\sum_{m \in MMR} AJ_EF_AR_{a,m,mr} \right) + AJ_AEFA_{a,mr+1}$$

Onde:

$TAJ_EF_AR_{a,m,mr}$ é o Total de Ajuste das Exposições Financeiras para o Alívio Retroativo do perfil de agente "a", no mês de apuração "m" referente ao mês de referência para o alívio "mr"

$AJ_AEFA_{a,m}$ é o Ajuste das Exposições Financeiras do Mês Anterior do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$AJ_EF_AR_{a,m,mr}$ é o Ajuste das Exposições Financeiras no Alívio Retroativo do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para o alívio "mr"

"mr" representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de "m-12" a "m-1"

"MMR" é o conjunto de meses "m" para o qual se tenha calculado alívio associado ao mês de referência para o alívio retroativo "mr"

Observação:

Quando o mês de referência para o alívio, identificado por "mr", corresponder ao "m-1", não existe Ajuste das Exposições Financeiras no Alívio Retroativo ($AJ_EF_AR_{a,m,mr}$) calculado, ou seja, o Total de Ajuste das Exposições Financeiras para o Alívio Retroativo ($TAJ_EF_AR_{a,m,mr}$) corresponderá ao Ajuste das Exposições Financeiras do Mês Anterior ($AJ_AEFA_{a,m}$), calculado no próprio mês de apuração "m".

30. O Ajuste das Exposições Financeiras no Alívio Retroativo distribui o Recurso Financeiro Utilizado para Alívio Retroativo na proporção das Exposições Financeiras Negativas Líquidas Finais para Alívio Retroativo de cada agente em relação ao total. O Ajuste das Exposições Financeiras no Alívio Retroativo é calculado no mês de apuração, para cada mês de referência do alívio retroativo e é expresso por:

$$AJ_EF_AR_{a,m,mr} = \frac{EF_N_LFAR_{a,m,mr}}{TEF_N_LFAR_{m,mr}} * RU_AR_EF_{m,mr}$$

Onde:

$AJ_EF_AR_{a,m,mr}$ é o Ajuste das Exposições Financeiras no Alívio Retroativo do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para o alívio "mr"

$EF_N_LFAR_{a,m,mr}$ é a Exposição Financeira Negativa Líquida Final para Alívio Retroativo do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para alívio retroativo "mr"

$TEF_N_LFAR_{m,mr}$ é o Total de Exposições Financeiras Negativas Líquidas Finais para Alívio Retroativo no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para alívio retroativo "mr"

$RU_AR_EF_{m,mr}$ é o Recurso Utilizado para o Alívio Retroativo das Exposições Financeiras Negativas, no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para alívio retroativo "mr"

"mr" representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de "m-12" a "m-1"

2.4.1.2. Alívios Retroativos Referentes aos Encargos

31. A determinação dos Recursos Disponíveis para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos resulta da diferença entre o recurso disponível e o recurso utilizado para alívio retroativo das exposições financeiras. O Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos é calculado no mês de apuração, relativo ao mês de referência para alívio retroativo e expresso por:

$$RD_AR_ENC_{m,mr} = RD_AR_EF_{m,mr} - RU_AR_EF_{m,mr}$$

Onde:

$RD_AR_ENC_{m,mr}$ é o Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos, no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para alívio retroativo "mr"

$RD_AR_EF_{m,mr}$ é o Recurso Disponível para o Alívio Retroativo das Exposições Financeiras Negativas, no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para alívio retroativo "mr"

$RU_AR_EF_{m,mr}$ é o Recurso Utilizado para o Alívio Retroativo das Exposições Financeiras Negativas, no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para alívio retroativo "mr"

"mr" representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de "m-12" a "m-1"

32. O cálculo do Recurso Utilizado para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos, relativo a cada mês de referência para alívio retroativo, é realizado com base nos Recursos Disponíveis para Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos, limitado pelo Total de

Pagamento de Encargos Ajustado para Alívio Retroativo no mês de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$RU_AR_ENC_{m,mr} = \min(RD_AR_ENC_{m,mr}; TPA_ENC_AR_{m,mr})$$

Onde:

$RU_AR_ENC_{m,mr}$ é o Recurso Utilizado para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para alívio retroativo "mr"

$RD_AR_ENC_{m,mr}$ é o Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos, no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para alívio retroativo "mr"

$TPA_ENC_AR_{m,mr}$ é o Total de Pagamento de Encargos Ajustado para Alívio Retroativo no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para alívio retroativo "mr"

"mr" representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de "m-12" a "m-1"

32.1. O Total de Pagamento de Encargos Ajustado para Alívio Retroativo corresponde à soma dos Pagamentos de Encargos Ajustados para Alívio Retroativo de todos os agentes, para cada mês de referência do alívio retroativo, no mês de apuração, e é expresso por:

$$TPA_ENC_AR_{m,mr} = \sum_a PA_ENC_AR_{a,m,mr}$$

Onde:

$TPA_ENC_AR_{m,mr}$ é o Total de Pagamento de Encargos Ajustado para Alívio Retroativo no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para alívio retroativo "mr"

$PA_ENC_AR_{a,m,mr}$ é Pagamento de Encargos Ajustado para Alívio Retroativo do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para alívio retroativo "mr"

"mr" representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de "m-12" a "m-1"

32.1.1. O cálculo do Pagamento de Encargos Ajustado para Alívio Retroativo do agente, referente ao mês de referência para alívio retroativo, apura os encargos pagos, passíveis de alívio retroativo, ainda pendentes de cobertura no mês de apuração, após os ajustes observados ao longo do período de doze meses. O Pagamento de Encargos Ajustado para Alívio Retroativo é expressa por:

$$PA_ENC_AR_{a,m,mr} = \max(0; (TP_ENC_AR_{a,mr} - TAJ_ENC_AR_{a,m,mr}))$$

Onde:

$PA_ENC_AR_{a,m,mr}$ é o Pagamento de Encargos Ajustado para Alívio Retroativo do perfil de agente "a", no mês de apuração "m" referente ao mês de referência para alívio retroativo "mr"

$TP_ENC_AR_{a,mr}$ é o Total de Pagamento de Encargos Passível de Alívio Retroativo, do perfil de agente "a", no mês de referência para o cálculo do alívio retroativo "mr"

$TAJ_ENC_AR_{a,m,mr}$ é o Total de Ajuste do Pagamento de Encargos para o Alívio Retroativo do perfil de agente "a", referente ao mês de referência para o alívio "mr"

"mr" representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de "m-12" a "m-1"

Importante:

O perfil de agente da classe de Importação/Exportação não fará jus ao recebimento de alívio retroativo para os meses que tiver exportado energia elétrica em caráter interruptível, ou seja, o Pagamento de Encargos Ajustado para Alívio Retroativo ($PA_ENC_AR_{a,m,mr}$) para o referido mês será igual a zero.

32.1.1.1. O cálculo do Total de Ajuste dos Pagamentos de Encargos para o Alívio Retroativo é realizado por agente, no mês de apuração, relativo ao mês de referência para alívio retroativo. Este valor corresponde ao total de ajustes realizados para o agente, no intervalo de doze meses anteriores ao mês de apuração, para cobertura de encargos já liquidados, e é expresso por:

$$TAJ_ENC_AR_{a,m,mr} = \sum_{m \in MMR} AJ_ENC_AR_{a,m,mr}$$

Onde:

$TAJ_ENC_AR_{a,m,mr}$ é o Total de Ajuste do Pagamento de Encargos para o Alívio Retroativo do perfil de agente "a", referente ao mês de referência para o alívio "mr"

$AJ_ENC_AR_{a,m,mr}$ é o Ajuste do Pagamento de Encargos no Alívio Retroativo do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para o alívio "mr"

"mr" representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de "m-12" a "m-1"

"MMR" é o conjunto de meses "m" para o qual se tenha calculado alívio associados ao mês de referência para o alívio retroativo "mr"

33. O Ajuste do Pagamento de Encargos no Alívio Retroativo distribui o Recurso Utilizado para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos na proporção do Pagamento de Encargos Ajustado para Alívio Retroativo atribuído a cada agente, em relação ao total de pagamentos. O Ajuste do Pagamento de Encargos no Alívio Retroativo é calculado por mês de apuração, relativo ao mês de referência para alívio retroativo e é expresso por:

$$AJ_ENC_AR_{a,m,mr} = \frac{PA_ENC_AR_{a,m,mr}}{TPA_ENC_AR_{m,mr}} * RU_AR_ENC_{m,mr}$$

Onde:

$AJ_ENC_AR_{a,m,mr}$ é o Ajuste do Pagamento de Encargos no Alívio Retroativo do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para o alívio "mr"

$PA_ENC_AR_{a,m,mr}$ é Pagamento de Encargos Ajustado para Alívio Retroativo do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para alívio retroativo "mr"

$TPA_ENC_AR_{m,mr}$ é o Total de Pagamento de Encargos Ajustado para Alívio Retroativo no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para alívio retroativo "mr"

$RU_AR_ENC_{m,mr}$ é o Recurso Utilizado para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para alívio retroativo "mr"

"mr" representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de "m-12" a "m-1"

2.4.1.3. Totalização dos Alívios Retroativos

34. O Total de Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras do agente, calculado no mês de apuração, corresponde ao total de Ajustes das Exposições Financeiras no Alívio Retroativo atribuídos ao agente dentro do intervalo de dozes meses anteriores ao mês de apuração e é expresso por:

$$TAR_EF_{a,m} = \sum_{mr \in MRM} AJ_EF_AR_{a,m,mr}$$

Onde:

$TAR_EF_{a,m}$ é o Total de Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$AJ_EF_AR_{a,m,mr}$ é o Ajuste das Exposições Financeiras no Alívio Retroativo do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para o alívio "mr"

"mr" representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de "m-12" a "m-1"

"MRM" é o conjunto de meses de referência para o alívio retroativo "mr" compreendidos pelo mês de apuração "m"

35. O Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos do agente, calculado no mês de apuração, corresponde ao total de Ajustes dos Pagamentos de Encargos no Alívio Retroativo atribuídos ao agente dentro do intervalo de doze meses anteriores ao mês de apuração e é expresso por:

$$TAR_ENC_{a,m} = \sum_{mr \in MRM} AJ_ENC_AR_{a,m,mr}$$

Onde:

TAR_ENC_{a,m} é o Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

AJ_ENC_AR_{a,m} é o Ajuste do Pagamento de Encargos no Alívio Retroativo do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", referente ao mês de referência para o alívio "mr"

"mr" representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de "m-12" a "m-1"

"MRM" é o conjunto de meses de referência para o alívio retroativo "mr" compreendidos pelo mês de apuração "m"

36. A determinação do Total de Ajustes Referente ao Alívio Retroativo, calculado no mês de apuração, corresponde ao montante considerado no resultado final da contabilização do agente tanto para cobertura de encargos já liquidados como para alívio das exposições financeiras negativas, decorrentes da diferença de PLDs entre os submercados, observados no intervalo de doze meses anteriores ao mês de apuração. O Total de Ajustes Referentes ao Alívio Retroativo é expresso por:

$$TAJ_AR_{a,m} = TAR_ENC_{a,m} + TAR_EF_{a,m} - TAR_EF_RECONT_{a,m} + ADDC_AR_RECONT_{a,m}$$

Onde:

TAJ_AR_{a,m} é o Total de Ajustes Referente ao Alívio Retroativo do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

TAR_ENC_{a,m} é o Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

TAR_EF_{a,m} é o Total de Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

TAR_EF_RECONT_{a,m} é o Total de Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras para fins de Recontabilização do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

ADDC_AR_RECONT_{a,m} é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Alívio Retroativo associado a Recontabilizações do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

Importante:

Este cálculo também será realizado nos processamentos de recontabilização.

2.4.2. Dados de Entrada do Cálculo dos Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo

Ajuste das Exposições Financeiras do Mês Anterior		
AJ_AEFA_{a,m}	Descrição	Corresponde ao ajuste da contabilização atribuído ao perfil de agente "a" para alívio das exposições negativas remanescentes líquidas do mês anterior. É calculado no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições por Diferenças de Preços entre Submercados (Cálculo de Compensação das Exposições do Mês Anterior)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Exposição Financeira Negativa Líquida Final		
EF_N_LF_{a,m}	Descrição	Corresponde ao montante das exposições financeiras negativas líquidas do perfil de agente "a" que deixou de ser aliviado pela ausência de recursos financeiros disponíveis no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições por Diferenças de Preços entre Submercados (Cálculo do Rateio das Exposições Residuais)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do 12º Mês Anterior		
RD_AR12_m	Descrição	Corresponde à sobra de recursos decorrentes do alívio de encargos de serviços do sistema no mês de apuração "m" destinado ao alívio retroativo das exposições financeiras do 12º mês anterior
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Anexo I – Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio Retroativo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos		
RD_AR_ENC_{m,mr}	Descrição	Corresponde ao total de recursos financeiros disponível, relativo ao mês de referência para alívio retroativo "mr", para alívio retroativo do pagamento de encargos, mês de apuração "m", formado pela sobra de recursos utilizados para alívio retroativo de exposições financeiras.
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Total de Pagamentos de Encargos Passível de Alívio Retroativo		
TP_ENC_AR_{a,m}	Descrição	Montante de encargos apurados passível de alívio retroativo, composto pelos encargos de serviços do sistema e os encargos por razão de segurança energética, calculados no mês de apuração "m", por perfil de agente "a"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Anexo I – Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio Retroativo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero



Total de Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras para fins de Recontabilização		
TAR_EF_RECONT_{a,m}	Descrição	Total de Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras para fins de Recontabilização do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Total das Exposições Positivas e Negativas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.4.3. Dados de Saída do Cálculo dos Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo

Recurso Utilizado para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos		
RU_AR_ENC_{m,mr}	Descrição	Corresponde ao montante de recursos financeiros, relativo ao mês de referência para alívio retroativo "mr", utilizado para alívio retroativo do pagamento de encargos, limitado pelo total de pagamento retroativo de encargos, no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Total de Ajustes Referentes ao Alívio Retroativo		
TAJ_AR_{a,m}	Descrição	Corresponde ao total de ajustes a serem efetuados na contabilização de um agente "a", para alívio das exposições financeiras negativas, decorrentes da diferença de PLDs entre os submercados, e para cobertura de encargos já liquidados, ambos observados no intervalo de doze meses anteriores ao mês de apuração ("m-12" a "m-1"). É calculado no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.5. Determinação da Restituição, aos Usuários de Energia de Reserva, dos Montantes Financeiros Excedentes da CONER

Objetivo:

Apurar eventuais montantes excedentes na Conta de Energia de Reserva, cuja destinação será a restituição aos Usuários de Energia de Reserva.

Contexto:

Na Liquidação de Energia de Reserva é calculado o valor necessário para pagamento das receitas devidas aos geradores comprometidos com Contratos de Energia de Reserva. Para o cálculo do encargo a ser pago pelos participantes do rateio, é considerado como crédito o resultado financeiro obtido na contabilização do MCP, referente à geração das usinas associadas aos CERs. Em alguns casos, esse valor pode ser maior que o necessário para cobrir todos os custos com as receitas devidas às usinas, resultando em um encargo nulo, e sobra na conta de energia de reserva. Visando minimizar essas sobras, resultando em um montante financeiro imobilizado por pelo menos um mês, será identificado na contabilização do MCP se o resultado do agente ACER poderá ser responsável pela formação de excedente na conta, baseado em uma estimativa dos valores devidos na Liquidação de Energia de Reserva. O valor (excedente) estimado é somado ao excedente existente na CONER, apurado na Liquidação de Energia de Reserva anterior, para formar a restituição a que o agente faz jus, e que deverá receber como crédito na contabilização do MCP.

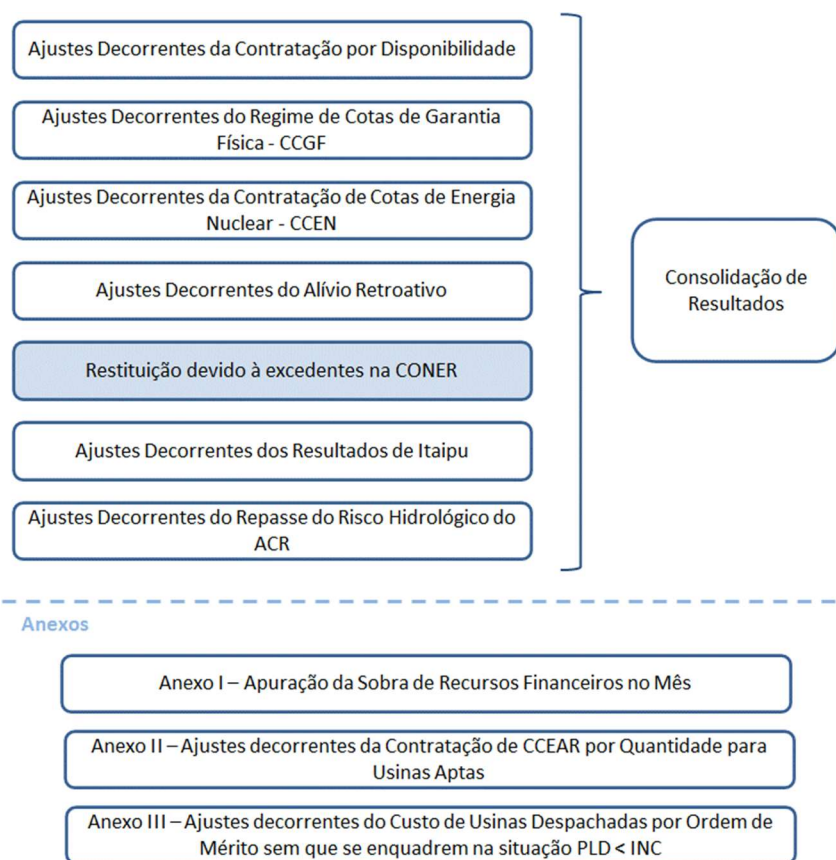


Figura 11: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Consolidação de Resultados"

2.5.1. Detalhamento da Apuração de Excedente Estimado no MCP

37. Mensalmente é apurado o resultado do ACER, que recebe a valoração da geração das usinas comprometidas com CERs, comparando-o à estimativa de pagamento do EER. Eventual excedente identificado nessa etapa é somado ao excedente já existente na CONER, após o pagamento do último Encargo de Energia de Reserva. Essa soma é então utilizada para impactar positivamente o montante financeiro a liquidar dos agentes pagadores de Encargos de Energia de Reserva, e negativamente o Agente Associado à Contratação de Energia de Reserva, para que haja a transferência do montante da CONER para a liquidação do MCP:
38. O cálculo do Excedente da Energia de Reserva no MCP apura o valor excedente, caso o resultado do agente ACER e o Excedente da CONER sejam mais do que suficiente para o pagamento estimado mensal das usinas geradoras e outras obrigações, em conformidade com os contratos de energia de reserva. O excedente é determinado conforme a seguinte equação:

Se:

$$(ECD_{a*,m} + AJU_RECON_{a*,m} + ADDC_RESERVA_{a*,m} + EXCD_CONER_m) > F_GEST_CONER_m * ESTM_PFER_m$$

Então:

$$EXCD_ER_MCP_m = (ECD_{a*,m} + AJU_RECON_{a*,m} + ADDC_RESERVA_{a*,m} + EXCD_CONER_m) - F_GEST_CONER_m * ESTM_PFER_m$$

Caso Contrário:

$$EXCD_ER_MCP_m = 0$$

Onde:

EXCD_ER_MCP_m é o Excedente da Energia de Reserva no MCP no mês de apuração "m"

ECD_{a,m} é o Efeito do CCEAR por disponibilidade ou CER para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

AJU_RECON_{a,m} é o Ajuste Decorrente de Recontabilizações do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

ADDC_RESERVA_{a,m} é Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para o Resultado do Agente ACER do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

F_GEST_CONER_m é o Fator de Gestão da CONER a ser aplicado pela CCEE para o mês de apuração "m"

ESTM_PFER_m é a Estimativa de Pagamentos Futuros de Energia de Reserva no mês de apuração "m"

EXCD_CONER_m é o Excedente de Saldo na CONER no mês de apuração "m"

a* é o Agente associado à Contratação de Energia de Reserva (ACER)

39. O Resultado Preliminar do Agente Referente ao Excedente da Energia de Reserva calcula o montante financeiro que deve ser considerado no resultado do agente no MCP no mês de apuração. Para o Agente associado à Contratação de Energia de Reserva, o excedente total deve ser considerado como débito na liquidação para a liberação do montante financeiro a ser creditado para os pagadores de EER. Para os agentes usuários de energia de reserva, o crédito deve ser realizado na proporção de pagamento do Encargo de Energia de Reserva. A determinação do valor preliminar a ser considerado na liquidação de cada agente é dado conforme as seguintes equações:

Caso o agente seja o ACER:

$$RES_EXCD_ER_PRE_{a,m} = -EXCD_ER_MCP_m$$

Caso contrário:

$$RES_EXCD_ER_PRE_{a,m} = EXCD_ER_MCP_m * F_EER_{a,m}$$

Onde:

RES_EXCD_ER_PRE_m é o Resultado Preliminar do Agente Referente ao Excedente da Energia de Reserva do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

EXCD_ER_MCP_m é o Excedente da Energia de Reserva no MCP no mês de apuração "m"

F_EER_{a,m} é o fator de participação no pagamento de Encargos de Energia de Reserva do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

- 39.1. Para a restituição dos excedentes da CONER deve ser apurada a proporção de participação de cada agente no pagamento do Encargo de Energia de Reserva, que é a proporção na qual deve ser feita a restituição. Dessa forma, é apurada a proporção do Consumo de Referência para Pagamento de Encargo de Energia de Reserva dos últimos 12 meses do perfil de agente, em relação à essa grandeza de todo o mercado:

$$F_EER_{a,m} = \frac{\sum_{m \in 12} (TRC_SEG_ENER_{a,m-2} + REC_AJU_{a,m-2})}{\sum_{m \in 12} \sum_a (TRC_SEG_ENER_{a,m-2} + REC_AJU_{a,m-2})}$$

Onde:

F_EER_{a,m} é o fator de participação no pagamento de Encargos de Energia de Reserva do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

TRC_SEG_ENER_{a,m} é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

REC_AJU_{a,m} é o Montante de MWh definido pelo Conselho de Administração da CCEE que altera o valor do Consumo Mensal do perfil de agente "a", para fins do Rateio do Encargo de Energia de Reserva no mês de apuração "m"

"12M" é o conjunto de meses compreendidos nos 12 (doze) meses anteriores ao mês de apuração "m", contabilizados e certificados

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

2.5.2. Consolidação das restituições a serem realizadas referentes à eventuais excedentes da CONER

40. O valor a ser considerado no resultado do agente, para dar efeito à restituição dos excedentes da Liquidação de Energia de Reserva, deve ser ajustado de acordo com a inadimplência de agentes nessa liquidação, conforme segue:

- 40.1. O agente ACER deve receber os créditos inicialmente destinados aos agentes inadimplentes na Liquidação de Energia de Reserva, como efeito da devolução desse montante à CONER, conforme a seguinte expressão:

Caso o agente seja o ACER:

$$RES_EXCD_ER_{a,m} = RES_EXCD_ER_PRE_{a,m} + N_REST_INAD_m$$

Onde:

RES_EXCD_ER_{a,m} é o Resultado Referente ao Excedente Financeiro da Energia de Reserva por cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

RES_EXCD_ER_PRE_{a,m} é o Resultado Preliminar do Agente Referente ao Excedente da Energia de Reserva por cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$N_REST_INAD_m$ é o Valor Não Restituído da CONER aos agentes inadimplentes na Liquidação de Energia de reserva no mês de apuração "m"

- 40.1.1. O valor não restituído da CONER aos agentes inadimplentes na Liquidação de Energia de Reserva concatena os valores inicialmente calculados de restituição para esses agentes:

$$N_REST_INAD_m = \sum_{a \in AILR} (RES_EXCD_ER_PRE_{a,m})$$

Onde:

$N_REST_INAD_m$ é o Valor Não Restituído da CONER aos agentes inadimplentes na Liquidação de Energia de reserva no mês de apuração "m"

$RES_EXCD_ER_PRE_m$ é o Resultado Preliminar do Agente Referente ao Excedente da Energia de Reserva do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

"AILR" é o conjunto de agentes "a" inadimplentes na última Liquidação de Energia de Reserva

- 40.2. Agentes inadimplentes na última Liquidação de Energia de Reserva não recebem os créditos referentes ao excedente da Energia de Reserva no mês. Dessa forma, o Resultado Referente ao Excedente Financeiro da Energia de Reserva deve ser zero, enquanto os demais agentes não são impactados, conforme as seguintes expressões:

Se o agente estiver inadimplente na Liquidação de Energia de Reserva:

$$RES_EXCD_ER_{a,m} = 0$$

Caso contrário:

$$RES_EXCD_ER_{a,m} = RES_EXCD_ER_PRE_{a,m}$$

Onde:

$RES_EXCD_ER_{a,m}$ é o Resultado Referente ao Excedente Financeiro da Energia de Reserva por cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$RES_EXCD_ER_PRE_{a,m}$ é o Resultado Preliminar do Agente Referente ao Excedente da Energia de Reserva do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

41. Conforme previsto em ato normativo as usinas comprometidas com CERs por Disponibilidade provenientes do Procedimento Competitivo Simplificado, possuem isenção do rateio de inadimplência com relação aos encargos. A exceção ocorre com o Constrained-off, o qual é repassado para o agente ACER, uma vez que é utilizado para abater o ressarcimento por geração abaixo do despacho. Assim, o Resultado de Encargos relativos ao CER por Disponibilidade é apurado conforme seguinte equação:

$$RES_ENC_CER_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{j \in m} (ENC_CONST_ON_{p,j} + ENC_REST_UNIT_{p,j} + ENC_SEG_ENER_{p,j} + ENC_OSA_{p,m})$$

$$p \in P_CER_DISP$$

Onde:

$RES_ENC_CER_{a,m}$ é o Resultado dos Encargos relativos ao CER por Disponibilidade do perfil de agente "a", no mês de contabilização "m"

$ENC_CONST_ON_{p,j}$ é o Encargo por Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"

$ENC_REST_UNIT_{p,j}$ é o Encargo por Restrição de Operação Unit Commitment da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"

$ENC_SEG_ENER_{p,j}$ é o Encargo por Razão de Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"



ENC_OSA_{p,m} é o Encargo por Outros Serviços Ancilares da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"
P_CER_DISP é a usina térmica que possui CER por Disponibilidade

2.5.3. Dados de Entrada do cálculo do Excedente Referente à Energia de Reserva

Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para o Resultado do Agente ACER		
ADDC_RESERVA_{a,m}	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para o Resultado do Agente ACER do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Ajuste Decorrente de Recontabilizações		
AJU_RECON_{a,m}	Descrição	Valor calculado pela CCEE referente a ajustes, decorrentes de recontabilizações, em montantes a pagar ou a receber, atribuído ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Efeito da Contratação por Disponibilidade		
ECD_{a,m}	Descrição	Montante atribuído ao agente "a", no mês de apuração "m", decorrente da contratação por disponibilidade. Considera os resultados dos cálculos de balanço energético e encargos, vinculados às usinas comprometidas com contratos por disponibilidade sob responsabilidade do agente ante a CCEE
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Ajustes Decorrentes da Contratação por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Estimativa de Pagamentos Futuros de Energia de Reserva		
ESTM_PFER_m	Descrição	Valor estimado dos custos a serem incorridos em futura liquidação de Energia de Reserva para o mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Apuração do Excedente Referente à Energia de Reserva)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Excedente de Saldo na CONER		
EXCD_CONER_m	Descrição	Montante financeiro calculado na Liquidação de Energia financeira não utilizado para pagamentos e determinado como Excedente de Saldo na CONER no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Apuração do Excedente Referente à Energia de Reserva)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Gestão da CONER		
F_GEST_CONER_m	Descrição	Fator de Gestão da CONER a ser aplicado pela CCEE de forma a evitar a restituição de excedente em cenários de expectativa de cobrança de encargos, e reter montantes na conta em cenários de valores consideráveis mantidos, para o mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Ajuste no Consumo do Agente por determinação do Conselho de Administração da CCEE	
REC_AJU_{a,m}	<p>Descrição Montante de MWh definido pelo Conselho de Administração da CCEE que altera o valor do consumo mensal do perfil de agente "a", para fins do rateio do Encargo de Energia de Reserva no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva "m"</p> <p>Unidade MWh</p> <p>Fornecedor CCEE</p> <p>Valores Possíveis Positivos, Negativos ou Zero</p>
Consumo de Referência para Pagamento de Encargo de Energia de Reserva	
TRC_SEG_ENER_{a,m}	<p>Descrição Informação consolidada correspondente ao consumo de referência para pagamento de encargos de Energia de Reserva por agente "a", no mês de apuração "m"</p> <p>Unidade MWh</p> <p>Fornecedor Encargos (Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados)</p> <p>Valores Possíveis Positivos ou Zero</p>

2.5.4. Dados de Saída do cálculo do Excedente Referente à Energia de Reserva

Resultado Referente ao Excedente Financeiro da Energia de Reserva		
RES_EXCD_ER_{a,m}	Descrição	Montante financeiro restituído aos agentes pagadores de Encargos de Energia de Reserva por sobras previstas na CONER, apurada para cada perfil de agente "a", no mês "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.6. Determinação dos Ajustes Decorrentes dos Resultados de Itaipu

Objetivo:

Apurar os efeitos do repasse de Resultados de Itaipu aos distribuidores cotistas.

Contexto:

Os resultados apurados para Itaipu referentes aos riscos hidrológicos devem ser assumidos pelos cotistas, nos termos do Decreto 8.401/2015.

Para fins de modicidade tarifária, desde 2018, o cálculo do Risco Hidrológico de Itaipu foi alterado de forma a excluir uma parte da receita proveniente do MRE relativa à energia não vinculada à potência contratada, passando a ser contabilizada como crédito da Eletrobras.

A Figura 12 situa essa etapa do cálculo em relação ao módulo completo de consolidação de resultados:

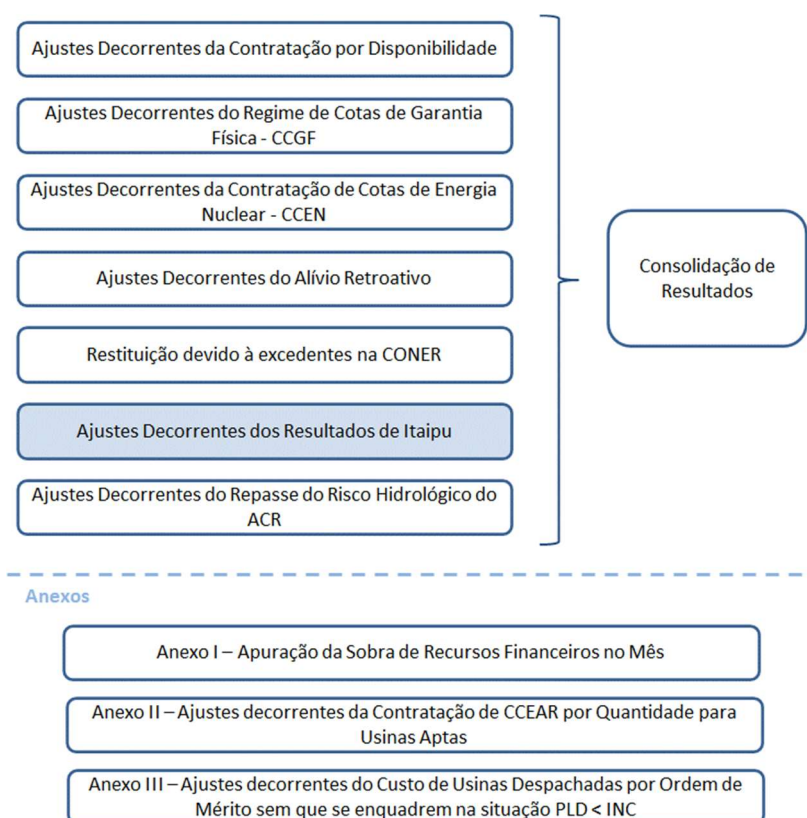


Figura 12: Geral do Módulo de Regras: "Consolidação de Resultados"

2.6.1. Detalhamento dos Ajustes Decorrentes dos Resultados de Itaipu

O cálculo dos resultados de Itaipu a serem repassados para os agentes cotistas é realizado de acordo com os seguintes comandos e expressões:

42. Os efeitos a serem repassados aos agentes cotistas de Itaipu compreendem os efeitos das exposições de curto prazo baseados no balanço energético, parte dos recursos financeiros do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE e exposições financeiras relativas às diferenças entre submercados, considerando os alívios retroativos.

43. O cálculo do Rateio do Balanço Energético de Itaipu identifica a exposição energética de Itaipu que deve ser assumida por cada perfil de agente cotista:

$$NET_IT_{a,s,j} = NET_{a*,s,j} * QP_IT_{e,f}$$

Onde:

$NET_IT_{a,s,j}$ é o Rateio do Balanço Energético de Itaipu para o perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$NET_{a*,s,j}$ é o Balanço Energético do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$QP_IT_{e,f}$ é a Cota-parte de Itaipu correspondente a cada contrato "e", no ano de apuração "f"

"e" é o contrato onde Itaipu é vendedora, e o agente "a" é o comprador

"a*" é o perfil de agente ACEI

44. O Resultado Preliminar dos Efeitos de Curto Prazo para Repasse de Itaipu faz a valoração do montante de energia exposto de Itaipu que deve ser repassado aos agentes cotistas:

$$RP_IT_MCP_{a,m} = \sum_s \sum_{j \in m} (NET_IT_{a,s,j} * PLD_{s,j})$$

Onde:

$RP_IT_MCP_{a,m}$ é o Resultado Preliminar dos Efeitos de Curto Prazo para Repasse de Itaipu do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$NET_IT_{a,s,j}$ é o Rateio do Balanço Energético de Itaipu para o perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado "s", no período de comercialização "j"

45. O cálculo do Resultado Preliminar de Exposições Financeiras de Submercados para Repasse de Itaipu identifica as exposições de submercados referentes aos contratos de Itaipu que devem ser repassadas aos agentes cotistas:

$$RP_IT_EF_{a,m} = TAJ_EF_{a*,m} * QP_IT_{e,f}$$

Onde:

$RP_IT_EF_{a,m}$ é o Resultado Preliminar de Exposições Financeiras de Submercados para Repasse de Itaipu do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$TAJ_EF_{a,m}$ é o Total de Ajustes de Exposições Financeiras do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$QP_IT_{e,f}$ é a Cota-parte de Itaipu correspondente a cada contrato "e", no ano de apuração "f"

"e" é o contrato onde Itaipu é vendedora, e o agente "a" é o comprador

"a*" é o perfil de agente ACEI

46. O cálculo do Resultado Preliminar dos Efeitos do MRE para Repasse de Itaipu rateia parte dos efeitos líquidos do mecanismo para Itaipu entre os agentes cotistas:

$$RP_IT_MRE_{a,m} = (COMPENSAÇÃO_MRE_{a*,m} - ALOCF_ENER_NVINC_{a*,m}) * QP_IT_{e,f}$$

Onde:

$RP_IT_MRE_{a,m}$ é o Resultado Preliminar dos Efeitos do MRE para Repasse de Itaipu do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$COMPENSAÇÃO_MRE_{a,m}$ é a Compensação do MRE do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$ALOCF_ENER_NVINC_{a*,m}$ é a Alocação Financeira da Energia não Vinculada à Potência de Itaipu, associada à Compensação do MRE, que não será rateado entre os agentes cotistas, do perfil de agente "a*", no mês de apuração "m"

$QP_IT_{e,f}$ é a Cota-parte de Itaipu correspondente a cada contrato "e", no ano de apuração "f"

"e" é o contrato onde Itaipu é vendedora, e o agente "a" é o comprador

"a*" é o perfil de agente ACEI

- 46.1. O cálculo da Alocação Financeira da Energia não Vinculada à Potência de Itaipu, associada à Compensação do MRE, que não será rateado entre os agentes cotistas é realizado a partir da seguinte expressão:

$$ALOCF_ENER_NVINC_{a*,m} = \sum_{j \in m} ENER_NVINC_{a*,j} * TEO_{p,m}$$

Onde:

ALOCF_ENER_NVINC_{a*,m} é a Alocação Financeira da Energia não Vinculada à Potência de Itaipu, associada à Compensação do MRE, que não será rateado entre os agentes cotistas, do perfil de agente "a*", no mês de apuração "m"

ENER_NVINC_{a*,j} é a Energia não Vinculada à Potência de Itaipu, associada à Compensação do MRE, que não será rateado entre os agentes cotistas, do perfil de agente "a*", no período de comercialização "j"

TEO_{p,m} Tarifa de Energia de Otimização da parcela de usina "p", utilizada para valorar os custos da energia trocada no MRE, no mês de apuração "m"

"a*" é o perfil de agente ACEI

- 46.1.1. O valor da Energia não Vinculada à Potência de Itaipu, associada à Compensação do MRE, que não será rateado entre os agentes cotistas, será calculado no período de comercialização:

$$ENER_NVINC_{a*,j} = \max \left(0; \sum_{p \in a*} (G_{p,j} - (GFIS_2_{p,j} + DSEC_P_{p,j})) \right)$$

Onde:

ENER_NVINC_{a*,j} é a Energia não Vinculada à Potência de Itaipu, associada à Compensação do MRE, que não será rateado entre os agentes cotistas, do perfil de agente "a*", no mês de apuração "m"

G_{p,j} é a Geração Final da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

GFIS_2_{p,j} é a Garantia Física Modulada Ajustada pelo Fator de Disponibilidade da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

DSEC_P_{p,j} é o Direito à Energia Secundária, por parcela de usina "p", participante do MRE, no período de comercialização "j"

"a*" é o perfil de agente ACEI

47. O cálculo do Resultado Preliminar do Alívio Retroativo para Repasse de Itaipu para cada agentes cotistas é calculado conforme segue:

$$RP_IT_AR_{a,m} = TAJ_AR_{a*,m} * QP_IT_{e,f}$$

Onde:

RP_IT_AR_{a,m} é o Resultado Preliminar do Alívio Retroativo para Repasse de Itaipu do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

TAJ_AR_{a,m} é o Total de Ajustes referente ao Alívio Retroativo do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

QP_IT_{e,f} é a Cota-parte de Itaipu correspondente a cada contrato "e", no ano de apuração "f"

"e" é o contrato onde Itaipu é vendedora, e o agente "a" é o comprador

"a*" é o perfil de agente ACEI

48. O Resultado Final do Comprador comprometido com contrato de cotas de Itaipu faz o repasse dos riscos hidrológicos de Itaipu para o agente cotista, para ser considerado no seu resultado do MCP:

$$RFINC_IT_{a,m} = RP_IT_MCP_{a,m} + RP_IT_EF_{a,m} + RP_IT_MRE_{a,m} + RP_IT_AR_{a,m}$$

Onde:

RFINC_IT_{a,m} é o Resultado Final do Comprador comprometido com contrato de cotas de Itaipu para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

RP_IT_MCP_{a,m} é o Resultado Preliminar dos Efeitos de Curto Prazo para Repasse de Itaipu do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

RP_IT_EF_{a,m} é o Resultado Preliminar de Exposições Financeiras de Submercados para Repasse de Itaipu do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

RP_IT_MRE_{a,m} é o Resultado Preliminar dos Efeitos do MRE para Repasse de Itaipu do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

RP_IT_AR_{a,m} é o Resultado Preliminar do Alívio Retroativo para Repasse de Itaipu do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

49. O Resultado Final do Vendedor comprometido com contrato de cotas de Itaipu retira de Itaipu os resultados referente aos riscos hidrológicos, que são repassados para os cotistas no MCP:

Se o perfil de agente for o ACEI

$$RFINV_IT_{a,m} = TM_MCP_IT_{a,m} + TAJ_EF_{a,m} + COMPENSAÇÃO_MRE_{a,m} - ALOCF_ENER_NVINC_{a,m} + TAJ_AR_{a,m}$$

Onde:

RFINV_IT_{a,m} Resultado Final do Vendedor comprometido com contrato de cotas de Itaipu para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

TM_MCP_IT_{a,m} é o Total Mensal do Resultado no MCP de Itaipu do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

TAJ_EF_{a,m} é o Total de Ajustes de Exposições Financeiras do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

COMPENSAÇÃO_MRE_{a,m} é a Compensação do MRE do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

ALOCF_ENER_NVINC_{a,m} é a Alocação Financeira da Energia não Vinculada à Potência de Itaipu, associada à Compensação do MRE, que não será rateado entre os agentes cotistas, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

TAJ_AR_{a,m} é o Total de Ajustes referente ao Alívio Retroativo do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

- 49.1. O Total Mensal do Resultado no MCP de Itaipu que deverá ser considerado para repasse aos cotistas é calculado:

$$TM_MCP_IT_{a,m} = \sum_s \sum_{j \in m} (NET_{a,s,j} * PLD_{s,j})$$

Onde:

TM_MCP_IT_{a,m} é o Total Mensal do Resultado no MCP de Itaipu do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

NET_{a,s,j} é o Balanço Energético do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

PLD_{s,j} é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado "s", no período de comercialização "j"

50. O Efeito no MCP referente ao resultado de Itaipu a ser considerado no resultado dos agentes é calculado conforme segue:

$$EC_IT_{a,m} = RFINC_IT_{a,m} - RFINV_IT_{a,m}$$

Onde:

EC_IT_{a,m} é o Efeito da Contratação de Itaipu, para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

RFINC_IT_{a,m} é o Resultado Final do Comprador comprometido com contrato de cotas de Itaipu para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"



RFINV_IT_{a,m} Resultado Final do Vendedor comprometido com contrato de cotas de Itaipu para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

2.6.2. Dados de Entrada para Determinação dos Ajustes Decorrentes dos Resultado de Itaipu

Compensação do MRE		
COMPENSAÇÃO_MRE_{a,m}	Descrição	Corresponde ao valor total a ser pago ou recebido pelo perfil de agente "a", referente à suas parcelas de usinas integrantes do MRE em função das regras desse mecanismo, no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	MRE (Cálculo da Compensação da Geração no MRE)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Direito à Energia Secundária		
DSEC_P_{p,j}	Descrição	O Direito à Energia Secundária da parcela de usina "p" participante do MRE corresponde à relação entre a garantia física de cada integrante do MRE pelo total aplicado sobre o volume de Energia Secundária apurado no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Energia Secundária)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração Final da Usina		
G_{p,j}	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina "p", ajustada no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Garantia Física Modulada Ajustada		
GFIS_2_{p,j}	Descrição	Garantia Física modulada da parcela de usina "p" e ajustada em função do Fator de Rateio de Perdas da Rede Básica e do MRGF, no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Garantia Física (Ajuste da Garantia Física)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Preço de Liquidação das Diferenças		
PLD_{s,j}	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças
	Valores Possíveis	Positivos
Cota-Parte de Itaipu		
QP_IT_{e,f}	Descrição	Percentual do valor correspondente, nas regras da CCEE, à participação de cada cotista na Garantia Física da usina de Itaipu, correspondente a cada contrato "e", no ano de apuração "f"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Balanco Energético do Agente

NET_{a,s,j}	Descrição	O Balanço Energético consolida as diferenças entre os valores medidos de geração e consumo versus os volumes comercializados verificados em cada perfil de agente "a", por submercado "s" (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste), no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Balanço Energético (Cálculo do Balanço Energético)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Total de Ajustes de Exposições Financeiras

TAJ_EF_{a,m}	Descrição	Corresponde ao total de ajustes a serem efetuados na contabilização de um perfil de agente "a" face às exposições financeiras positivas e negativas apuradas e em função dos recursos disponíveis para alocação. É calculado no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições por Diferenças de Preços entre Submercados (Consolidação dos Ajustes Decorrentes do Tratamento de Exposições)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativo ou Zero

Total de Ajustes Referentes ao Alívio Retroativo

TAJ_AR_{a,m}	Descrição	Corresponde ao total de ajustes a serem efetuados na contabilização de um agente "a", para alívio das exposições financeiras negativas, decorrentes da diferença de PLDs entre os submercados, e para cobertura de encargos já liquidados, ambos observados no intervalo de doze meses anteriores ao mês de apuração ("m-12" a "m-1"). É calculado no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero



2.6.3. Dados de Saída para Determinação dos Ajustes Decorrentes dos Resultado de Itaipu

EC_IT _{a,m}	Efeito da Contratação de Itaipu	
	Descrição	Efeito da Contratação de Itaipu, para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

2.7. Determinação dos Ajustes Decorrentes do Repasse do Risco Hidrológico do ACR

Objetivo:

Apurar os efeitos do Repasse do Risco Hidrológico do ACR aos agentes de distribuição.

Contexto:

Os resultados apurados de risco hidrológico das usinas participantes do MRE que optaram em repassar esse risco devem ser assumidos pelos agentes de distribuição, nos termos da regulamentação específica. A Figura 13 situa essa etapa do cálculo em relação ao módulo completo de consolidação de resultados:

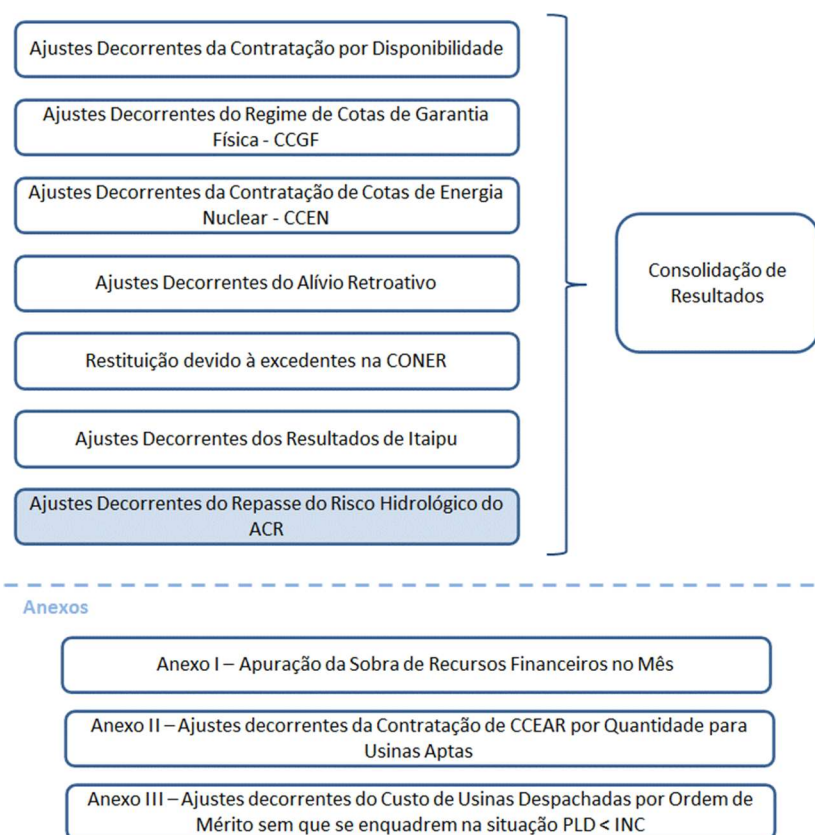


Figura 13: Geral do Módulo de Regras: "Consolidação de Resultados"

2.7.1. Detalhamento dos Ajustes Decorrentes do Repasse do Risco Hidrológico do ACR

O cálculo dos ajustes decorrentes do repasse do Risco Hidrológico a serem repassados para os agentes de distribuição é apresentado nos itens seguintes.

2.7.2. Resultados do Agente Proprietário de Usina que Repassam o Risco Hidrológico do ACR

51. O Resultado Final do Agente Proprietário de usina que repassa o risco hidrológico do ACR é expresso por:

$$RFV_RRH_{a,m} = \sum_{p \in a} VRRH_ACR_{p,m}$$

Onde:

$RFV_RRH_{a,m}$ é o Resultado Final do Repasse do Risco Hidrológico do perfil do agente "a", no mês de apuração "m"

$VRRH_ACR_{p,m}$ é o Valor de Repasse do Risco Hidrológico do ACR da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

"a" é o perfil de agente proprietário da parcela de usina "p" que repactuou o risco hidrológico no ACR

52. O Valor Total de Repasse do Risco Hidrológico do ACR em um mês de apuração é determinado pela seguinte expressão:

$$VTRRH_ACR_m = \sum_a RFV_RRH_{a,m}$$

Onde:

$VTRRH_ACR_m$ é o Valor Total de Repasse do Risco Hidrológico do ACR no mês de apuração "m"

$RFV_RRH_{a,m}$ é o Resultado Final do Repasse do Risco Hidrológico do perfil do agente "a", no mês de apuração "m"

"a" é o perfil de agente proprietário da parcela de usina "p" que repactuou o risco hidrológico no ACR

2.7.3. Resultados do Agente de Distribuição Referente ao Repasse do Risco Hidrológico do ACR

53. O efeito a ser repassado aos agentes de distribuição está atrelado ao cálculo do risco hidrológico do ACR determinado seguindo as diretrizes estabelecidas na regulamentação específica.

54. O Fator de Rateio do Valor de Repasse de Risco Hidrológico do ACR entre os agentes de distribuição é determinado pela seguinte expressão:

$$F_RVRRH_{a,m} = \frac{\sum_s \sum_{j \in m} TRC_{a,s,j}}{\sum_{a \in CD} \sum_s \sum_{j \in m} TRC_{a,s,j}}$$

Onde:

$F_RVRRH_{a,m}$ é a o Fator de Rateio do Valor Total de Repasse do Risco Hidrológico do ACR de cada perfil de agente de distribuição "a", no mês de referência "m"

$TRC_{a,s,j}$ é o Consumo Total do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

"CD" é a classe de Distribuição

55. O Resultado Final do Repasse do Risco Hidrológico dos agentes de distribuição é expresso por:

$$RFC_RRH_{a,m} = VTRRH_ACR_m * F_RVRRH_{a,m}$$

Onde:

$RFC_RRH_{a,m}$ é o Resultado Final do Repasse do Risco Hidrológico do perfil do agente de distribuição "a", no mês de referência "m"

$VTRRH_ACR_m$ é o Valor Total de Repasse do Risco Hidrológico do ACR no mês de apuração "m"

$F_RVRRH_{a,m}$ é a o Fator de Rateio do Valor Total de Repasse do Risco Hidrológico do ACR de cada perfil de agente de distribuição "a", no mês de referência "m"

56. O demonstrativo financeiro da parcela do Resultado Final do Repasse do Risco Hidrológico em função da assunção pelos agentes conectados do consumo resultante do atraso de suspensão de fornecimento corresponde à proporção do consumo acrescido ao assumir o

atraso de suspensão em relação ao total do consumo apurado, conforme a seguinte expressão

$$RFC_RRH_ATR_SUSP_{ac,a^*,m} = VTRRH_ACR_m * \frac{\sum_s \sum_{j \in m} (TRC_ATR_SUSP_{ac,a^*,s,j})}{\sum_{a \in CD} \sum_s \sum_{j \in m} TRC_{a,s,j}}$$

$\forall ac \notin$ "agente de transmissão"

Onde:

$RFC_RRH_ATR_SUSP_{ac,a^*,m}$ é a Parcela do Repasse do Risco Hidrológico pelo Atraso de Suspensão Associado ao Agente Conectado "ac", relativo ao perfil de agente "a*", no mês de apuração "m"

$VTRRH_ACR_m$ é o Valor Total de Repasse do Risco Hidrológico do ACR no mês de apuração "m"

$TRC_ATR_SUSP_{ac,a^*,s,j}$ é o Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão, do agente conectado "ac", do perfil de agente "a*", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$TRC_{a,s,j}$ é o Consumo Total do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

"CD" é a Classe de Distribuição

"a" representa o perfil de agente da classe de distribuição

"a*" representa o perfil de agente de consumo ou varejista

2.7.4. Efeito do Repasse do Risco Hidrológico do ACR

57. A etapa do efeito do repasse do risco hidrológico busca aferir o resultado final para o agente gerador e o agente de distribuição, conforme segue.
58. O Efeito do Repasse do Risco Hidrológico do ACR compõe o resultado da contabilização de cada agente vinculado a essa modalidade de repactuação do risco, expresso por:

$$ERRH_{a,m} = RFV_RRH_{a,m} - RFC_RRH_{a,m}$$

Onde:

$ERRH_{a,m}$ é o Efeito do Repasse do Risco Hidrológico do ACR, para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$RFC_RRH_{a,m}$ é o Resultado Final do Repasse do Risco Hidrológico do perfil do agente "a", comprador de contratos do ACR sujeitos a repasse do risco hidrológico, no mês de referência "m"

$RFV_RRH_{a,m}$ é o Resultado Final do Repasse do Risco Hidrológico do perfil do agente "a", no mês de apuração "m"

2.7.5. Dados de Entrada para Determinação dos Ajustes Decorrentes do Repasse do Risco Hidrológico do ACR

Valor de Repasse do Risco Hidrológico do ACR		
VRRH_ACR_{p,m}	Descrição	Valor de Repasse do Risco Hidrológico do ACR da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Detalhamento do Valor de Repasse do Risco Hidrológico do ACR)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão		
TRC_ATR_SUS_{ac,a,s,j}	Descrição	Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão, do agente conectado "ac", do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Consumo Total do Perfil do Agente		
TRC_{a,s,j}	Descrição	Consumo Total do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.7.6. Dados de Saída para Determinação dos Ajustes Decorrentes do Repasse do Risco Hidrológico do ACR

Efeito do Repasse do Risco Hidrológico do ACR		
ERRH_{a,m}	Descrição	Efeito do Repasse do Risco Hidrológico do ACR, para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Parcela do Repasse do Risco Hidrológico pelo Atraso de Suspensão Associado ao Agente Conectado		
RFC_RRH_ATR_SUSP_{ac,a,m}	Descrição	Parcela do Repasse do Risco Hidrológico pelo Atraso de Suspensão Associado ao Agente Conectado "ac", relativo ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

2.8. Determinação da Consolidação de Resultados

Objetivo:

Apurar o resultado da contabilização dos agentes na CCEE.

Contexto:

A etapa de consolidação de resultados, ilustrada por meio da Figura 14, consolida os montantes apurados nos demais módulos das Regras de Comercialização em um único valor, visando à liquidação financeira das operações dos agentes no mês de apuração. Um resultado positivo indica a posição credora do agente no período, enquanto um resultado negativo indica uma posição devedora no âmbito da CCEE.

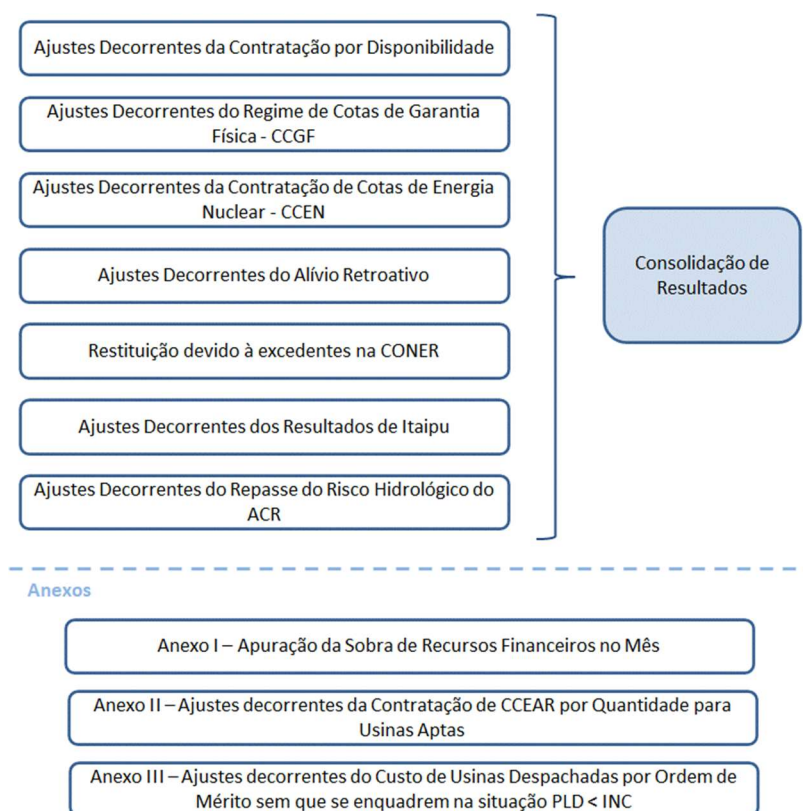


Figura 14: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Consolidação de Resultados"

2.8.1. Detalhamento da Consolidação de Resultados

59. A etapa de consolidação de resultados é um processo de cálculo realizado mensalmente, envolvendo todos os agentes da CCEE e constituído pelos seguintes comandos e expressões:
60. O cálculo do Total Mensal do Resultado no Mercado de Curto Prazo, componente do Resultado Final do Agente na CCEE, corresponde ao Resultado no Mercado de Curto Prazo do agente (as exposições financeiras no mercado de curto prazo associadas à contratação por disponibilidade são tratadas separadamente), consolidado por mês de apuração, em todos os submercados do SIN e expresso por:

$$TM_MCP_{a,m} = \sum_s \sum_{j \in m} MCP_{a,s,j}$$

Onde:

$TM_MCP_{a,m}$ é o Total Mensal do Resultado no Mercado de Curto Prazo do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$MCP_{a,s,j}$ é o Resultado no Mercado de Curto Prazo do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

60.1. O Resultado no Mercado de Curto Prazo é dado pela valoração do Balanço Energético do agente ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) correspondente ao período de comercialização e submercado, expresso por:

$$MCP_{a,s,j} = NET_{a,s,j} * PLD_{s,j}$$

Onde:

$MCP_{a,s,j}$ é o Resultado no Mercado de Curto Prazo do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$NET_{a,s,j}$ é o Balanço Energético do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado "s", no período de comercialização "j"

60.2. O demonstrativo financeiro da parcela do Resultado no Mercado de Curto Prazo em função da assunção pelos agentes conectados do consumo resultante do atraso de suspensão de fornecimento corresponde ao consumo apurado em atraso de suspensão multiplicado pelo PLD, conforme a seguinte expressão:

$$MCP_ATR_SUSP_{ac,a,m} = \sum_s \sum_{j \in m} (TRC_ATR_SUSP_{ac,a,s,j} * PLD_{s,j})$$

Onde:

$MCP_ATR_SUSP_{ac,a,m}$ é o Resultado no Mercado de Curto Prazo pelo Atraso de Suspensão Associado ao Agente Conectado "ac", relativo ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$TRC_ATR_SUSP_{ac,a,s,j}$ é o Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão, do agente conectado "ac", do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado "s", no período de comercialização "j"

61. O Resultado Preliminar da contabilização de cada agente da CCEE corresponde à soma dos montantes a pagar e/ou receber apurados, sendo tal resultado reflexo do somatório dos montantes calculados referente a efeitos de balanço energético e repasses, e dos montantes calculados referentes aos efeitos de contratações no ambiente regulado. Dessa forma o Resultado Preliminar do agente é expresso por:

$$RES_PRE_{a,m} = E_BAL_REP_{a,m} + E_CT_ACR_{a,m}$$

Onde:

$RES_PRE_{a,m}$ é o Resultado Preliminar do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$E_BAL_REP_{a,m}$ são os Efeitos oriundos de balanço energéticos e repasses no MCP do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$E_CT_ACR_{a,m}$ são os Efeitos oriundos da contratação no ACR do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

61.1. Os efeitos no MCP referentes a balanço energético e repasses consideram (i) o acerto financeiro promovido no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), (ii) a valoração do balanço energético do agente, (iii) o tratamento das exposições financeiras de CCEARs e de relações comerciais que possuem direito a alívio de exposições, (iv) os

ajustes decorrentes de recontabilizações, (v) a apuração dos encargos setoriais tratados no âmbito da CCEE (a exceção do Encargo de Energia de Reserva - EER), e (vi) a verificação dos valores monetários associados ao mecanismo de alívio retroativo:

$$E_BAL_REP_{a,m} = COMPENSAÇÃO_MRE_{a,m} + TM_MCP_{a,m} + TAJ_EF_{a,m} + AJU_RECON_{a,m} + ENCARGOS_{a,m} + TAJ_AR_{a,m}$$

Onde:

$E_BAL_REP_{a,m}$ são os Efeitos oriundos de balanço energéticos e repasses no MCP do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$COMPENSAÇÃO_MRE_{a,m}$ é a Compensação do MRE do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$TM_MCP_{a,m}$ é o Total Mensal do Resultado no Mercado de Curto Prazo do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$TAJ_EF_{a,m}$ é o Total de Ajustes de Exposições Financeiras do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$AJU_RECON_{a,m}$ é o Ajuste Decorrente de Recontabilizações do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$ENCARGOS_{a,m}$ é o Total de Encargos Consolidado, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$TAJ_AR_{a,m}$ é o Total de Ajustes referente ao Alívio Retroativo do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

61.2. Os efeitos de contratos no ACR consideram: (i) os efeitos da contratação por disponibilidade no mercado de curto prazo; (ii) os efeitos de contratação por regime de cotas de garantia física; (iii) os efeitos dos contratos de Cota de Energia Nuclear; (iv) o acerto financeiro promovido pelas distribuidoras em face do processamento do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit Ex-Post; (v) o retorno do excedente referente à Conta de Energia de Reserva; (vi) o Efeito da contratação por quantidade de usinas aptas; (vii) o Efeito da Contratação de Itaipu; e (viii) o Efeito do Repasse do Risco Hidrológico.

$$E_CT_ACR_{a,m} = ECD_{a,m} + ECCGF_{a,m} + ECCEN_{a,m} + MCSD_XP_{a,m} + RES_EXCD_ER_{a,m} + ECQA_{a,m} + E_DESC_{a,m} + EC_IT_{a,m} + ERRH_{a,m}$$

Onde:

$E_CT_ACR_{a,m}$ são os Efeitos oriundos da contratação no ACR do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$ECD_{a,m}$ é o Efeito da Contratação por Disponibilidade para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$ECCGF_{a,m}$ é o Efeito do CCGF para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$ECCEN_{a,m}$ é Efeito do CCEN para o perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$MCSD_XP_{a,m}$ é o Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post do perfil do agente "a", no mês de apuração "m"

$RES_EXCD_ER_{a,m}$ é o Resultado Referente ao Excedente Financeiro da Energia de Reserva por cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$ECQA_{a,m}$ é o Efeito do CCEAR Quantidade de Usinas Aptas para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$E_DESC_{a,m}$ é o Efeito total dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$EC_IT_{a,m}$ é o Efeito da Contratação de Itaipu para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$ERRH_{a,m}$ é o Efeito de Repasse do Risco Hidrológico para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

62. O Fator de Ajuste Financeiro, necessário para assegurar que o total de recebimentos seja igual ao total de pagamentos, corrigindo eventuais distorções de arredondamento, equivale à razão entre (i) o Total de Recebimentos, acrescido da Sobra Financeira Final para Alívio das Despesas Futuras com encargos descontada a Sobras Financeiras do Mês Anterior, e (ii) o Total de Pagamentos no mês de apuração, acrescido do Total de Penalidades Pagas pelos agentes. O cálculo do Fator de Ajuste Financeiro é expresso por:

$$F_{AF_m} = \frac{TOT_REC_m + SFF_ESS_FUT_m - SF_MA_m}{TOT_PAG_m + TOT_PEN_PAG_m}$$

Onde:

F_{AF_m} é o Fator de Ajuste Financeiro no mês de apuração "m"

TOT_REC_m é o Total de Recebimento no mês de apuração "m"

$SFF_ESS_FUT_m$ é a Sobra Financeira Final para Alívio das Despesas Futuras com ESS no mês de apuração "m"

SF_MA_m é a Sobra Financeira do Mês Anterior utilizada no mês de apuração "m"

TOT_PAG_m é o Total de Pagamento no mês de apuração "m"

$TOT_PEN_PAG_m$ é o Total de Penalidades Pagas pelos Agentes, no mês de apuração "m"

Observação:

Em circunstâncias normais seu valor deverá ser muito próximo de 1.

62.1. O Total de Recebimento e o Total de Pagamento, calculados todos os meses pela CCEE, consolidam os Resultados Preliminares apurados para todos os agentes e são utilizados para determinação do Fator de Ajuste Financeiro.

62.1.1. Os Resultados Preliminares positivos correspondem aos montantes a serem recebidos pelos agentes. Dessa forma o Total de Recebimento é determinado pela soma de todos os agentes credores no mês de apuração, conforme expressão abaixo:

$$TOT_REC_m = \sum_a \max(0, RES_PRE_{a,m})$$

Onde:

TOT_REC_m é o Total de Recebimento no mês de apuração "m"

$RES_PRE_{a,m}$ é o Resultado Preliminar do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

62.1.2. Os Resultados Preliminares negativos correspondem aos valores a serem pagos pelos agentes. Dessa forma, o Total de Pagamento é determinado pela soma de todos os agentes devedores no mês de apuração, conforme expressão abaixo:

$$TOT_PAG_m = \sum_a \max(0, -1 * RES_PRE_{a,m})$$

Onde:

TOT_PAG_m é o Total de Pagamento no mês de apuração "m"

$RES_PRE_{a,m}$ é o Resultado Preliminar do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

62.2. O Total de Penalidades Pagas pelos Agentes, utilizado para determinação do Fator de Ajuste Financeiro, consolida o Total de Penalidades Pagas por todos os agentes, conforme expressão abaixo:

$$TOT_PEN_PAG_m = \sum_a TPEN_PAG_{a,m}$$

Onde:

$TOT_PEN_PAG_m$ é o Total de Penalidades Pagas pelos Agentes, no mês de apuração "m"

$TPEN_PAG_{a,m}$ é o Total de Penalidades Pagas pelo perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

62.2.1. O Total de Penalidades Pagas pelo agente corresponde à soma de todas as penalidades pagas por insuficiência de lastro de energia e potência, e/ou as demais

penalidades previstas nas Regras e nos Procedimentos de Comercialização. O Total de Penalidades Pagas pelo agente, no mês de apuração é expresso por:

$$TPEN_PAG_{a,m} = TPILE_EF_{a,m} + TPILP_EF_{a,m} + TDP_ESS_{a,m}$$

Onde:

$TPEN_PAG_{a,m}$ é o Total de Penalidades Pagas pelo perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$TPILE_EF_{a,m}$ é o Total de Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia, a partir de 2005, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$TPILP_EF_{a,m}$ é o Total de Penalidade por Insuficiência de Lastro de Potência, a partir de 2005, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$TDP_ESS_{a,m}$ é o Total de Demais Penalidades para Abatimento dos ESS, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

63. O Resultado Final de cada agente da CCEE corresponde ao Resultado Preliminar calculado, ajustado pelo Fator de Ajuste Financeiro apenas caso o resultado preliminar forneça uma posição devedora ao agente no mês de apuração. Do contrário, o Resultado Final do agente será o próprio Resultado Preliminar, dado pelo conjunto de expressões abaixo:

Se $RES_PRE_{a,m} \geq 0$, então:

$$RESULTADO_{a,m} = RES_PRE_{a,m}$$

Caso contrário:

$$RESULTADO_{a,m} = RES_PRE_{a,m} * F_AF_m$$

Onde:

$RESULTADO_{a,m}$ é o Resultado Final do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$RES_PRE_{a,m}$ é o Resultado Preliminar do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

F_AF_m é o Fator de Ajuste Financeiro no mês de apuração "m"

2.8.2. Demonstrativos dos Resultados Financeiros Motivados pelo Atraso de Suspensão de Fornecimento que devem ser Assumidos pelos Agentes Conectados

64. O demonstrativo do resultado financeiro, que deve ser assumido pelos agentes conectados devido a cargas em status de atraso de suspensão de fornecimento de consumidores aderidos diretamente à CCEE ou representados por varejistas, é composto pela soma dos valores referentes aos encargos, efeitos financeiros do risco hidrológico e do MCP, conforme expressão:

$$RFIN_ATR_SUSP_{ac,a,m} = MCP_ATR_SUSP_{ac,a,m} + EER_ATR_SUSP_{ac,a,m} + P_ESS_ATR_SUSP_{ac,a,m} + P_SE_ATR_SUSP_{ac,a,m} + RFC_RRH_ATR_SUSP_{ac,a,m}$$

Onde:

$RFIN_ATR_SUSP_{ac,a,m}$ é o Resultado Financeiro Final Pelo Atraso de Suspensão que deve ser Assumido pelo Agente de Conectado "ac", do perfil de consumo ou de comercialização varejista "a", no mês de apuração "m"

$MCP_ATR_SUSP_{ac,s,m}$ é o Resultado no Mercado de Curto Prazo pelo Atraso de Suspensão Associado ao Agente Conectado "ac", relativo ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$EER_ATR_SUSP_{ac,a,m}$ é o Valor do Encargo da Energia de Reserva pelo Atraso de Suspensão Associado ao Agente Conectado "ac", relativo ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$P_ESS_ATR_SUSP_{ac,a,m}$ é a Parcela dos Encargos de Serviços do Sistema pelo Atraso de Suspensão do Fornecimento do Agente Conectado "ac", relativo ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$P_SE_ATR_SUSP_{ac,a,m}$ é a Parcela do Encargo por Razão de Segurança Energética pelo Atraso de Suspensão de Fornecimento do Agente Conectado "ac", relativo ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$RFC_RRH_ATR_SUSP_{ac,a,m}$ é a Parcela do Repasse do Risco Hidrológico pelo Atraso de Suspensão Associado ao Agente Conectado "ac", relativo ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

64.1. Caso o agente conectado seja permissionária de distribuição não aderida à CCEE, o agente de distribuição supridor da permissionária que assumiu o consumo em atraso de suspensão deve ser ressarcido pela suprida bilateralmente, pelos valores a seguir:

$$RFIN_ATR_SUSP_PERM_{\alpha,ac,m} = \sum_a RFIN_ATR_SUSP_{ac,a,m}$$

Onde:

$RFIN_ATR_SUSP_PERM_{\alpha,ac,m}$ é o Resultado Financeiro Final da Permissionária Não Agente da CCEE pelo Atraso de Suspensão Assumido pelo Agente de Distribuição Supridor "a", relativo à permissionária "ac" não aderida à CCEE, no mês de apuração "m"

$RFIN_ATR_SUSP_{\alpha,ac,m}$ é o Resultado Financeiro Final Pelo Atraso de Suspensão que deve ser Assumido pelo Agente de Conectado "ac", do perfil de consumo ou de comercialização varejista "a", no mês de apuração "m"

"a" representa o agente de distribuição aderido na CCEE, supridor do agente de distribuição conectado "ac", no caso do "ac" não ser agente da CCEE.

64.2. Caso o agente conectado seja agente de transmissão, o consumo em atraso de suspensão assumido pelo próprio agente consumidor ou representante varejista deve ser ressarcido pela transmissora bilateralmente, pelos valores da expressão a seguir. Se o agente consumidor aderido à CCEE ficar inadimplente com seus débitos contabilizados, a CCEE deve contatar a transmissora para a cobrança dos efeitos financeiros pelo atraso de suspensão, para cobrir os débitos do consumidor inadimplente, também pelos valores a seguir:

$$RFIN_ATR_SUSP_T_{\alpha,ac,m} = RFIN_ATR_SUSP_{ac,a,m}$$

$$\forall ac \in \text{"agente de transmissão"}$$

Onde:

$RFIN_ATR_SUSP_T_{\alpha,ac,m}$ é o Resultado Financeiro Final pelo Atraso de Suspensão que deve ser Assumido pelo Agente de Transmissão "ac", do perfil de consumo ou de comercialização varejista "a", no mês de apuração "m"

$RFIN_ATR_SUSP_{\alpha,ac,m}$ é o Resultado Financeiro Final Pelo Atraso de Suspensão que deve ser Assumido pelo Agente de Conectado "ac", do perfil de consumo ou de comercialização varejista "a", no mês de apuração "m"

64.3. O resultado financeiro em função do atraso de suspensão de fornecimento para ser considerado nos processos de reajustes tarifários das distribuidoras, com vedação de repasse, conforme a regulamentação, é definido pela soma dos resultados do atraso de suspensão atribuído ao agente de distribuição, conforme a seguinte expressão:

$$RFIN_ATR_SUSP_D_{\alpha,m} = \sum_{ac \in ALFAD} \sum_a RFIN_ATR_SUSP_{ac,a,m}$$

Onde:

$RFIN_ATR_SUSP_D_{\alpha,m}$ é o Resultado Financeiro Final pelo Atraso de Suspensão Assumido pelo Agente de Distribuição "a", no mês de apuração "m"

"ALFAD" representa o agente de distribuição "a" aderido na CCEE, supridor do agente de distribuição conectado "ac", no caso do "ac" não ser agente da CCEE. Para os casos do "ac" ser agente da CCEE, o agente de distribuição "a" é o agente de conectado "ac"

2.8.3. Dados de Entrada da Consolidação de Resultados

Ajuste Decorrente de Recontabilizações		
AJU_RECON_{a,m}	Descrição	Valor calculado pela CCEE referente a ajustes, decorrentes de recontabilizações, em montantes a pagar ou a receber, atribuído ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Compensação do MRE		
COMPENSAÇÃO_MRE_{a,m}	Descrição	Corresponde ao valor total a ser pago ou recebido pelo perfil do perfil de agente "a", referente à suas parcelas de usinas integrantes do MRE em função das regras desse mecanismo, no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	MRE (Cálculo da Compensação da Geração no MRE)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Efeito da Contratação por Disponibilidade		
ECD_{a,m}	Descrição	Montante atribuído ao agente "a", no mês de apuração "m", decorrente da contratação por disponibilidade. Considera os resultados dos cálculos de balanço energético e encargos, vinculados às usinas comprometidas com contratos por disponibilidade sob responsabilidade do agente ante a CCEE
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Ajustes Decorrentes da Contratação por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Efeito do CCGF		
ECCGF_{a,m}	Descrição	Montante atribuído ao agente "a", no mês de apuração "m", decorrente do CCGF. Considera os resultados dos cálculos dos obtidos tanto na operação no MRE, mercado de curto prazo, tratamento de exposições e encargos de compensação síncrona com relação aos encargos recebidos pelos vendedores desses contratos, sob responsabilidade do agente perante a CCEE
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Decorrentes da Contratação por Regime de Cotas relacionados ao Contrato de Cota de Garantia Física - CCGF)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Efeito dos CCEN		
ECCEN_{a,m}	Descrição	Montante atribuído ao agente "a", no mês de apuração "m", decorrente do CCEN. Considera os resultados dos cálculos obtidos tanto no mercado de curto prazo, tratamento de exposições e encargos com relação aos encargos recebidos pelos vendedores desses contratos, sob responsabilidade do agente perante a CCEE
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Ajustes Decorrentes do Contrato de Cotas de Energia Nuclear - CCEN)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

Efeito do CCEAR Quantidade de Usinas Aptas		
ECQA_{a,m}	Descrição	Efeito da contratação por quantidade no caso de usinas atestadas como aptas a entrar em operação comercial, para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Ajustes decorrentes da Contratação de CCEAR por quantidade para usinas aptas)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Efeito dos Custos devido ao descolamento entre PLD e CMO		
E_DESC_{a,m}	Descrição	Efeito total dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (ANEXO II - Ajustes decorrentes do Custo de usinas Termelétricas despachadas por ordem de mérito que se enquadrem na situação PLD<INC)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Total de Encargos Consolidado		
ENCARGOS_{a,m}	Descrição	Informação líquida de todos os montantes a serem pagos ou recebidos em função dos encargos apurados no mês "m", para o perfil de agente "a"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Consolidação dos Encargos)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post		
MCSD_XP_{a,m}	Descrição	Valor resultante ao processamento do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits Ex-Post, referente às trocas de energia entre os agentes cedentes (positivos) e cessionários (negativos) de CCEARs por quantidade, atribuído ao perfil de agente "a", no mês de janeiro de cada ano
	Unidade	R\$
	Fornecedor	MCSD (Cálculo do MCSD Ex-Post)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Balanco Energético do Agente		
NET_{a,s,j}	Descrição	O Balanço Energético consolida as diferenças entre os valores medidos de geração e consumo versus os volumes comercializados verificados em cada perfil de agente "a", por submercado "s" (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste) no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Balanço Energético (Cálculo do Balanço Energético)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativo ou Zero
Preço de Liquidação das Diferenças		
PLD_{s,j}	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado "s" e no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças
	Valores Possíveis	Positivos

Resultado Referente ao Excedente Financeiro da Energia de Reserva		
RES_EXCD_ER_{a,m}	Descrição	Montante financeiro restituído aos agentes pagadores de Encargos de Energia de Reserva por sobras previstas na CONER, apurada para cada perfil de agente "a", no mês "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Determinação do Excedente Referente à Energia de Reserva)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Sobra Financeira do Mês Anterior		
SF_MA_m	Descrição	Montante financeiro referente à sobra do excedente financeiro apurado no mês anterior "m-1", sob gestão da CCEE em conta corrente específica, que retorna no mês de apuração "m" ao processo de contabilização, ajustado pelo resultado de aplicação além da própria movimentação financeira no período. Eventual saldo remanescente da CONER, findo os prazos dos CERs, será acrescido nesta conta corrente
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Sobra Financeira Final para Alívio das Despesas Futuras com ESS		
SFF_ESS_FUT_m	Descrição	Corresponde à sobra de recursos decorrentes do alívio de encargos de serviços do sistema no mês de apuração "m" para eventual alívio de despesa futuras com ESS acrescido da sobra dos recursos financeiros destinados ao alívio retroativo
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Anexo I - Apuração da Sobra de Recursos Financeiros no Mês)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Total de Ajustes Referentes ao Alívio Retroativo		
TAJ_AR_{a,m}	Descrição	Corresponde ao total de ajustes a serem efetuados na contabilização de um agente "a", para alívio das exposições financeiras negativas, decorrentes da diferença de PLDs entre os submercados, e para cobertura de encargos já liquidados, ambos observados no intervalo de doze meses anteriores ao mês de apuração ("m-12" a "m-1"). É calculado no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Total de Ajustes de Exposições Financeiras		
TAJ_EF_{a,m}	Descrição	Corresponde ao total de ajustes a serem efetuados na contabilização de um perfil de agente "a" face às exposições financeiras positivas e negativas apuradas e em função dos recursos disponíveis para alocação. É calculado no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições por Diferenças de Preços entre Submercados (Consolidação dos Ajustes Decorrentes do Tratamento de Exposições)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativo ou Zero

Total de Demais Penalidades para Abatimento dos ESS

TDP_ESS_{a,m}

Descrição	Corresponde à soma de valores pagos pelo perfil de agente "a", no mês de apuração "m" referente às demais penalidades por destinadas para abatimento de ESS, referente às penalidades apuradas em meses anteriores a novembro de 2005. São incluídos nestas penalidades, os montantes pagos referentes às penalidades de medição, energia não gerada por falta de combustível e as penalidades pagas pelo não aporte das garantias financeiras calculadas
Unidade	R\$
Fornecedor	Encargos (Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Total de Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia

TPILE_EF_{a,m}

Descrição	Corresponde à soma de valores pagos pelo perfil de agente "a", no mês de apuração "m" referente à penalidade por insuficiência de lastro de energia referente às penalidades apuradas a partir de novembro de 2005, inclusive
Unidade	R\$
Fornecedor	Tratamento das Exposições por Diferenças de Preços entre Submercados (Consolidação das Penalidades Utilizadas para Alívio de Exposições de CCEARs)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Total de Penalidade por Insuficiência de Lastro de Potência

TPILP_EF_{a,m}

Descrição	Corresponde à soma de valores pagos pelo perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente à penalidade por insuficiência de lastro de potência referente às penalidades apuradas a partir de novembro de 2005, inclusive
Unidade	R\$
Fornecedor	Tratamento das Exposições por Diferenças de Preços entre Submercados (Consolidação das Penalidades Utilizadas para Alívio de Exposições de CCEARs)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão

TRC_ATR_SUSP_{ac,a,s,j}

Descrição	Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão, do agente conectado "ac", do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"
Unidade	MWh
Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Valor do Encargo da Energia de Reserva pelo Atraso de Suspensão Associado ao Agente Conectado

EER_ATR_SUSP_{ac,a,m}

Descrição	Valor do Encargo da Energia de Reserva pelo Atraso de Suspensão Associado ao Agente Conectado "ac", relativo ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
Unidade	R\$
Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Cálculo do Encargo de Energia de Reserva)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Parcela dos Encargos de Serviços do Sistema pelo Atraso de Suspensão do Fornecimento do Agente Conectado	
P_ESS_ATR_SUSP_{ac,a,m}	<p>Descrição Parcela dos Encargos de Serviços do Sistema pelo Atraso de Suspensão do Fornecimento do Agente Conectado "ac", relativo ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m"</p> <p>Unidade R\$</p> <p>Fornecedor Encargos (Consolidação dos Encargos)</p> <p>Valores Possíveis Positivos ou Zero</p>
Parcela do Encargo por Razão de Segurança Energética pelo Atraso de Suspensão de Fornecimento do Agente Conectado	
P_SE_ATR_SUSP_{ac,a,m}	<p>Descrição Parcela do Encargo por Razão de Segurança Energética pelo Atraso de Suspensão de Fornecimento do Agente Conectado "ac", relativo ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m"</p> <p>Unidade R\$</p> <p>Fornecedor Encargos (Consolidação dos Encargos)</p> <p>Valores Possíveis Positivos ou Zero</p>
Parcela do Repasse do Risco Hidrológico pelo Atraso de Suspensão Associado ao Agente Conectado	
RFC_RRH_ATR_SUSP_{ac,a,m}	<p>Descrição Parcela do Repasse do Risco Hidrológico pelo Atraso de Suspensão Associado ao Agente Conectado "ac", relativo ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m"</p> <p>Unidade R\$</p> <p>Fornecedor Consolidação de Resultados (Determinação dos Ajustes Decorrentes do Repasse do Risco Hidrológico do ACR)</p> <p>Valores Possíveis Positivos ou Zero</p>

2.8.4. Dados de Saída da Consolidação de Resultados

Resultado Final		
RESULTADO_{a,m}	Descrição	Montante a liquidar resultante do processo de contabilização da CCEE, atribuído ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m". Valores positivos para esta variável representam a posição credora do agente enquanto valores negativos representam um saldo devedor atribuído ao agente
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Total Mensal do Resultado no Mercado de Curto Prazo		
TM_MCP_{a,m}	Descrição	Resultado financeiro da exposição energética no MCP, constituindo o Total Mensal do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Total de Penalidades Pagas		
TPEN_PAG_{a,m}	Descrição	Montante financeiro total pago pelo perfil de perfil de agente "a", no mês de apuração "m", referente a penalidades
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3. Anexos

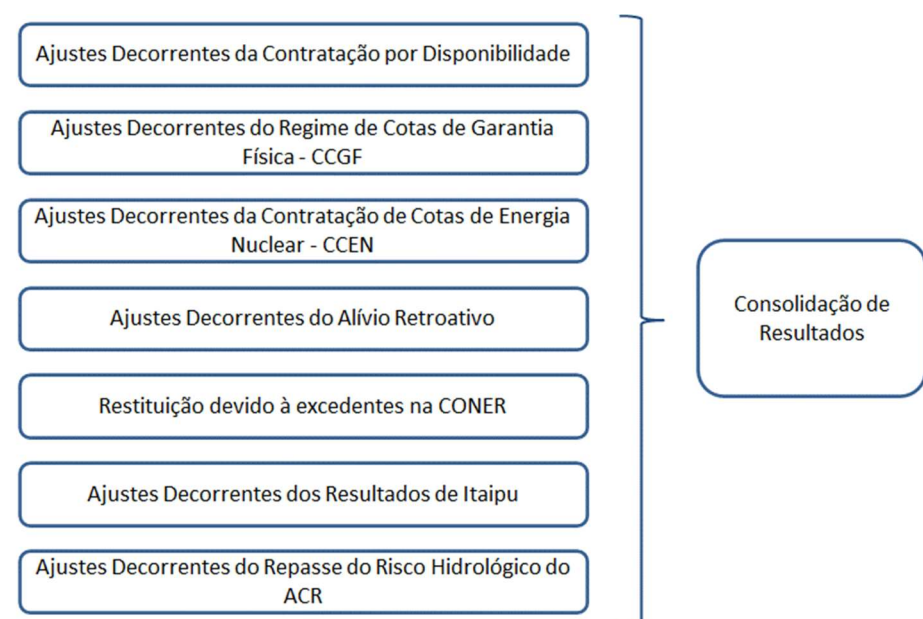
3.1. Anexo I - Apuração da Sobra de Recursos Financeiros

Objetivo:

Determinar as sobras de recursos financeiros decorrentes do processo de contabilização, após o processo de alívio retroativo.

Contexto:

Os recursos financeiros residuais, observados após o processamento da contabilização, são utilizados para alívio de despesas futuras com ESS. A Figura 15 posiciona a etapa de apuração das sobras de recursos (Anexo I) em relação ao módulo completo:



Anexos

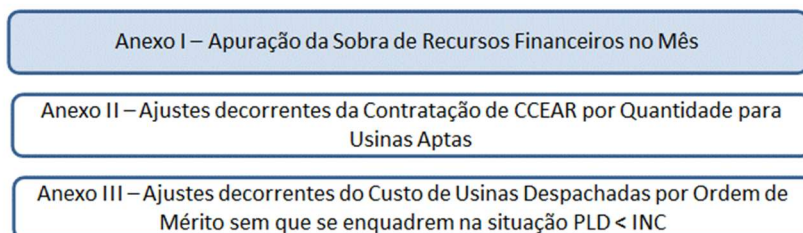


Figura 15: Geral do Módulo de Regras: “Consolidação de Resultados”

3.1.1. Detalhamento da Apuração da Sobra de Recursos Financeiros no Mês

65. O processo de determinação das sobras de recursos financeiros apurados no mês, para utilização futura no alívio de ESS, é composto pelos seguintes comandos e expressões
66. Os recursos financeiros residuais formados pelos saldos positivos do excedente financeiro e pelas exposições positivas dos agentes, após a compensação das exposições negativas residuais do mês anterior, a redução dos montantes de ESS do mês corrente, e a

compensação das exposições negativas residuais e de ESS relativos aos doze meses anteriores, serão utilizados para a formação de fundo de reserva para redução dos ESS de meses futuros.

67. A apuração da Sobra do Recurso Financeiro Destinado ao Alívio Retroativo corresponde à diferença entre o total de recursos disponíveis e o total de recursos efetivamente utilizados para alívio retroativo relativo ao mês imediatamente anterior ao mês de apuração, e é expressa por:

$$SRF_AR_m = RD_AR_ENC_{m,mr} - RU_AR_ENC_{m,mr}$$

Onde:

SRF_AR_m é a Sobra do Recurso Financeiro Destinado ao Alívio Retroativo no mês de apuração "m"

$RU_AR_ENC_{m,mr}$ é o Recurso Utilizado para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos no mês de apuração "m" referente ao mês de referência para alívio retroativo "mr"

$RD_AR_ENC_{m,mr}$ é o Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos, no mês de apuração "m" referente ao mês de referência para alívio retroativo "mr"

"mr" utilizado nessa expressão refere-se ao mês "m-1"

68. A Sobra Financeira Final para Alívio das Despesas Futuras com ESS corresponde ao total de recursos financeiros disponíveis para utilização no mês seguinte. Este valor é composto pela Sobra Financeira para Alívio das Despesas Futuras com ESS, proveniente do tratamento de encargos, acrescido da Sobra do Recurso Financeiro Destinado ao Alívio Retroativo apurado no mês. Caso o processamento se trate de uma recontabilização, é necessário garantir o mesmo montante apurado na contabilização, incluindo eventuais sobras adicionais por meio da Sobra Financeira para Alívio das Despesas Futuras:

Se $SFM_FUT_RECONT_m > 0$, então;

$$SFM_FUT_m = SF_ESS_FUT_m + SFM_FUT_RECONT_m$$

Caso contrário:

$$SFM_FUT_m = SF_ESS_FUT_m + SRF_AR_m + \max\left(0; ADDC_SF_MA_m - \sum_a ADDC_AR_RECONT_{a,m}\right)$$

Onde:

SFM_FUT_m é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras no mês de apuração "m"

$SFM_FUT_RECONT_m$ é a Sobra Financeira para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração "m"

$SF_ESS_FUT_m$ é a Sobra Financeira para Alívio das Despesas Futuras com ESS no mês de apuração "m"

SRF_AR_m é a Sobra do Recurso Financeiro Destinado ao Alívio Retroativo no mês de apuração "m"

$ADDC_AR_RECONT_{a,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Alívio Retroativo associado a Recontabilizações do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$ADDC_SF_MA_{a,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente Sobra Financeira do Mês Anterior utilizada no mês de apuração "m"

69. A Sobra Financeira Final para Alívio das Despesas Futuras considera além das Sobras Financeiras referente às operações do Mês, como os eventuais ajustes de sobras futuras provenientes de processos de recontabilização:

$$SFF_ESS_FUT_m = SFM_FUT_m + AJU_SF_RECON_m$$

Onde:

$SFF_ESS_FUT_m$ é a Sobra Financeira Final para Alívio das Despesas Futuras com ESS no mês de apuração "m"



SFM_FUT_m é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras no mês de apuração "m"

AJU_SF_RECON_m é o Ajuste da Sobra Futura Decorrente de Recontabilizações no mês de apuração "m"

3.1.2. Dados de Entrada da Apuração da Sobra de Recursos Financeiros no Mês

AJU_SF_RECON_{a,m}	Ajuste da Sobra Futura Decorrente de Recontabilizações	
	Descrição	Ajuste da Sobra Futura Decorrente de Recontabilizações do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
F_DIF_SF_TPAP_m	Sobra Financeira referente ao Total de Penalidades Aplicadas para Alívio do ESS	
	Descrição	Sobra Financeira referente ao Total de Penalidades Aplicadas para Alívio do ESS no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Ajuste de Contabilização e Recontabilização
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
RU_AR_ENC_{m,mr}	Recurso Utilizado para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos	
	Descrição	Corresponde ao montante de recursos financeiros, relativo ao mês de referência para alívio retroativo "mr", utilizado para alívio retroativo do pagamento de encargos, limitado pelo total de pagamento retroativo de encargos, no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
RD_AR_ENC_{m,mr}	Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos	
	Descrição	Corresponde ao total de recursos financeiros disponível, relativo ao mês de referência para alívio retroativo "mr", para alívio retroativo do pagamento de encargos, mês de apuração "m", formado pela sobra de recursos utilizados para alívio retroativo de exposições financeiras.
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
SF_FUT_m	Sobra Financeira para Alívio das Despesas Futuras	
	Descrição	Corresponde à sobra de recursos decorrentes do alívio de encargos de serviços do sistema no mês de apuração "m" para eventual alívio de despesa futuras
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Anexo I – Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio Retroativo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
SF_MA_TPAP_m	Sobra Financeira do Mês Anterior referente ao Total de Penalidades Aplicadas para Alívio do ESS	
	Descrição	Sobra Financeira do Mês Anterior referente ao Total de Penalidades Aplicadas para Alívio do ESS no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Sobra Financeira para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização		
SFM_FUT_RECONT_m	Descrição	Sobra Financeira para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Total das Exposições Positivas e Negativas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Total de Penalidades Aplicadas para Alívio do ESS		
TPAP_ESS_m	Descrição	Total de Penalidades Aplicadas para Alívio do ESS no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3.1.3. Dados de Saída da Apuração da Sobra de Recursos Financeiros no Mês

Sobra Financeira Final para Alívio das Despesas Futuras com ESS		
SFF_ESS_FUT _m	Descrição	Corresponde à sobra de recursos decorrentes do alívio de Encargos de Serviços do Sistema no mês de apuração "m" para eventual alívio de despesas futuras com ESS acrescido da sobra dos recursos financeiros destinados ao alívio retroativo
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3.2. Anexo II - Ajustes decorrentes da Contratação de CCEAR por quantidade para usinas aptas

Objetivo:

Apurar o efeito da contratação por quantidade para as usinas aptas a ser considerado nos resultados da contabilização dos agentes.

Contexto:

Os contratos regulados por quantidade para usinas aptas a gerar preveem, em suas cláusulas contratuais, que o compromisso de contratação seja reduzido, na proporção do comprometimento, do agente vendedor. Os efeitos de exposições negativas provenientes do MCP deverão ser alocados aos agentes compradores. A Figura 16 situa essa etapa do cálculo em relação ao módulo completo de consolidação de resultados:

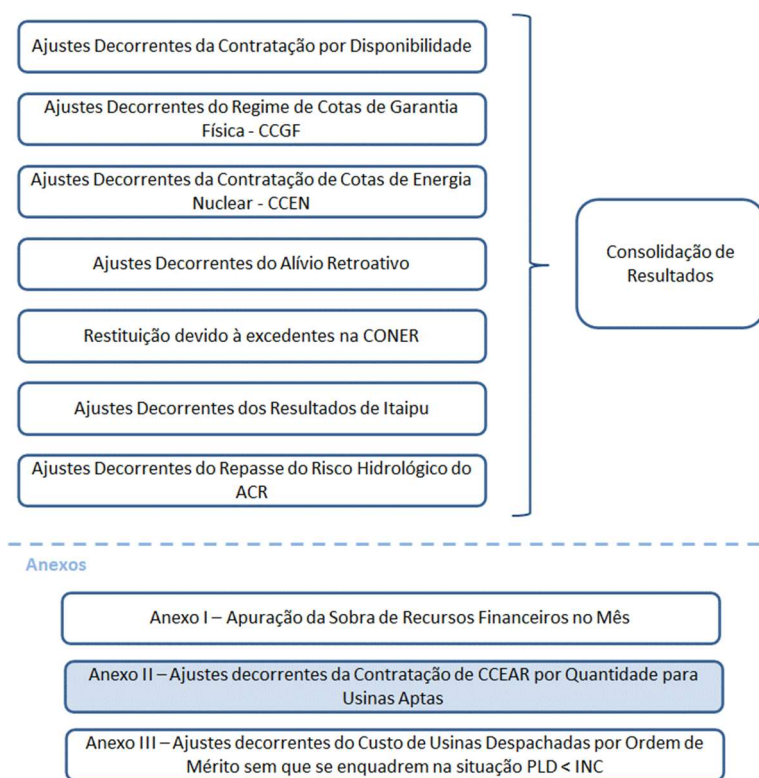


Figura 16: Geral do Módulo de Regras: “Consolidação de Resultados”

3.2.1. Detalhamento dos Ajustes Decorrentes da Contratação por Quantidade

- 70. Para usinas hidráulicas que negociaram energia em leilões de energia nova que possuam em seus contratos cláusulas específicas de isenção de exposições negativas em caso de atraso, desde que atestado pela ANEEL, da entrada em operação comercial das instalações de uso do âmbito de distribuição ou de transmissão da Rede básica necessárias para o escoamento da energia produzida pela usina, terá tratamento específico de acordo com os seguintes comandos e expressões:
- 71. A alocação da garantia física apta será priorizada para o atendimento aos CCEAR-Q que apresentem isenção de exposições negativas de curto prazo.

72. Os efeitos relacionados a usinas vinculadas a produtos negociados em CCEAR por quantidade, que possuam ao menos uma unidade geradora com status de apta, será dado pelo menor valor entre a soma dos contratos passíveis de repasse de efeitos de apta, e a garantia física vinculada a unidade geradora apta multiplicada pelo fator de proporcionalização de alocação da garantia física apta. Dessa forma, o Efeito a ser considerado é expresso por:

$$EFAP_CCEAR_Q_{p,j} = \min \left(\sum_{e \in ISAPTA} CQ_{e,j}; (GF_AOC_Q_{p,j} * FPA_APTA_{\alpha,j}) \right)$$

Onde:

EFAP_CCEAR_Q_{p,j} é o Efeito de Apta com CCEAR por Quantidade de cada parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

CQ_{e,j} é a Quantidade Contratada do contrato "e", no período de comercialização "j"

GF_AOC_Q_{p,j} é a Garantia Física Apta da Usina Comprometida com CCEAR por Quantidade da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

FPA_APTA_{α,j} é o fator de proporcionalização de alocação da garantia física apta aos CCEAR-Q com direito a isenção do agente "α", no período de comercialização "j"

"ISAPTA" é o conjunto de contratos que isentam o agente "α" vendedor das exposições do MCP, em caso de ao menos uma unidade geradora estiver apta a entrar em operação comercial

- 72.1. O cálculo da Garantia Física Apta da Usina Comprometida com CCEAR por Quantidade é determinado pelos seguintes comandos:

- 72.1.1. Para usinas cujo contrato de concessão ou o ato regulatório contenha informações referentes à Garantia Física de Motorização, o cálculo da Garantia Física Apta da Usina Comprometida com CCEAR por Quantidade é realizado com base na Garantia Física não performada em função do número de unidades geradoras aptas da usina, expresso por:

$$GF_AOC_Q_{p,j} = GFIS_MOT_{p,nap} - GFIS_MOT_{p,n}$$

Onde:

GF_AOC_Q_{p,j} é a Garantia Física Apta da Usina Comprometida com CCEAR por Quantidade da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

GFIS_MOT_{p,nap} é a Garantia Física de Motorização da parcela de usina "p", referente às "nap" unidades geradoras em operação comercial e aptas a entrar em operação comercial

GFIS_MOT_{p,n} é a Garantia Física de Motorização da parcela de usina "p", referente às "n" unidades geradoras em operação comercial

- 72.1.2. Para as usinas cujo contrato de concessão ou o ato regulatório **não** contenha informações referentes à Garantia Física de Motorização, o cálculo da Garantia Física Apta da Usina Comprometida com CCEAR por Quantidade é obtido pela Garantia Física da usina na proporção da capacidade das unidades geradoras aptas a entrar em operação comercial em relação à capacidade total da usina, conforme a seguinte expressão:

$$GF_AOC_Q_{p,j} = GF_p * \min \left(1; \frac{\sum_{i \in UGACA} CAP_{i,j}}{CAP_{T_p}} \right)$$

Onde:

GF_AOC_Q_{p,j} é Garantia Física Apta da Usina Comprometida com CCEAR por Quantidade da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

GF_p é a Garantia Física da parcela de usina "p"

CAP_{i,j} é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição "i" das unidades geradoras associadas à parcela de usina "p" no período de comercialização "j"

CAP_{T_p} é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina "p"

"UGACA" é o conjunto de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a Entrar em Operação Comercial pela Aneel da parcela de usina "p", durante o período de suprimento do contrato

72.2. O cálculo do fator de Proporcionalização de alocação da Garantia Física Apta aos CCEAR-Q deverá ser determinado para o agente proprietário de uma usina com ao menos uma unidade geradora em status de apta e comprometida com CCEAR-Q, e tenha vendido contratos no ambiente livre de contratação, que por sua vez não possuam isenção de exposições negativas na situação de apta, proporcionalize a alocação da garantia física para os contratos do ambiente livre e o CCEAR-Q. De modo que, caso o agente possua apenas o CCEAR-Q com isenção, este fator apresentará repasse de 100% da Garantia física apta. A posição é determinada pela comercialização líquida, ou seja, contratos bilaterais de venda no ambiente livre que estejam lastreados por contratos bilaterais de compra não serão considerados para alocação.

72.2.1. Para cada agente será determinado o fator de proporcionalização de alocação de garantia física apta de acordo com os seguintes comandos:

$$FPA_APTA_{\alpha,j} = \frac{\sum_{e \in ISAPTA} CQ_{e,j}}{CQ_LIQ_APTA_{\alpha,j}}$$

$$\forall e \in \alpha$$

Onde:

$FPA_APTA_{\alpha,j}$ é o fator de proporcionalização de alocação da garantia física apta aos CCEAR-Q com direito a isenção do agente "a", no período de comercialização "j"

$CQ_{e,j}$ é a Quantidade Contratada do contrato "e", no período de comercialização "j"

$CQ_LIQ_APTA_{\alpha,j}$ é a contratação líquida para apuração da isenção das exposições negativas de usinas com unidades geradoras em status de apta que apresentem CCEAR-Q com direito a isenção, para o agente "a", no período de comercialização "j".

"ISAPTA" é o conjunto de contratos que isentam o agente "a" vendedor das exposições do MCP, em caso de ao menos uma unidade geradora estiver apta a entrar em operação comercial

72.2.1.1. A contratação líquida a ser considerada para proporcionalização de alocação da garantia física apta aos CCEAR-Q é definida de acordo com a seguinte expressão:

$$CQ_LIQ_APTA_{\alpha,j} = \max \left(\sum_{a \in \alpha} \left(\sum_{e \in ISAPTA} CQ_{e,j} \right); \sum_{a \in \alpha} \left(\sum_{e \in EVA} CQ_{e,j} - \sum_{e \in ECA} CQ_{e,j} \right) \right)$$

$$\forall e \in \alpha$$

Onde:

$CQ_LIQ_APTA_{\alpha,j}$ é a contratação líquida para apuração da isenção das exposições negativas de usinas com unidades geradoras em status de apta que apresentem CCEAR-Q com direito a isenção, para o agente "a" no período de comercialização "j".

$CQ_{e,j}$ é a Quantidade Contratada do contrato "e", no período de comercialização "j"

"ISAPTA" é o conjunto de contratos que isentam o vendedor das exposições do MCP, em caso de ao menos uma unidade geradora estiver apta a entrar em operação comercial

"EVA" é o conjunto de contratos de venda "e", do perfil de agente "a"

"ECA" é o conjunto de contratos de compra "e", do perfil de agente "a"

73. O Efeito no Mercado de Curto Prazo da contratação de cada usina apta comprometida com CCEAR por quantidade, corresponde à totalização no mês da valoração do Efeito de Apta com CCEAR por Quantidade ao Preço de Liquidação das Diferenças, e é expresso por:

$$EMCP_CCEAR_Q_{p,m} = \sum_{j \in m} (EFAP_CCEAR_Q_{p,j} * PLD_{s,j})$$

Onde:

$EMCP_CCEAR_Q_{p,m}$ é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Produto por Quantidade de cada parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$EFAP_CCEAR_Q_{p,j}$ é o Efeito de Apta com CCEAR por Quantidade de cada parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado "s", no período de comercialização "j"

"s" é o submercado em que a parcela de usina "p" está localizada

74. A determinação do Efeito preliminar do CCEAR por quantidade para o agente comprador, por usina, nesses contratos é dado conforme a seguinte expressão:

$$ECQC_PRE_{a,p,m} = EMCP_CCEAR_Q_{p,m} * F_CQUANT_{a,p,m}$$

Onde:

$ECQC_PRE_{a,p,m}$ é o Efeito preliminar do CCEAR por quantidade para o Comprador, para cada perfil de agente "a", da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$EMCP_CCEAR_Q_{a,m}$ é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Produto por Quantidade Total de cada agente "a", no mês de apuração "m"

$F_CQUANT_{a,p,m}$ é o fator de comprometimento do perfil agente comprador "a", com contratos com a Cláusula do Efeito Desejado onde o vendedor é a parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

- 74.1. O Fator de Comprometimento com Produtos por Quantidade é determinado em função da participação do agente comprador de um contrato por quantidade em relação à todos os compradores de CCEARs por quantidade da mesma usina, expresso por:

$$F_CQUANT_{a,p,m} = \frac{\sum_{e \in ISAPTAC} \sum_{j \in m} CQ_{e,j}}{\sum_{e \in ISAPTA} \sum_{j \in m} CQ_{e,j}}$$

Onde:

$F_CQUANT_{a,p,m}$ é o fator de comprometimento do perfil agente comprador "a", com contratos com a Cláusula do Efeito Desejado onde o vendedor é a parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$CQ_{e,j}$ é a Quantidade Contratada do contrato "e", no período de comercialização "j"

"ISAPTAC" é o conjunto de contratos que isentam o vendedor das exposições do MCP, em caso de ao menos uma unidade geradora estiver apta a entrar em operação comercial, vinculados à parcela de usina "p", em que o agente "a" é comprador

"ISAPTA" é o conjunto de contratos que isentam o agente "a" vendedor das exposições do MCP, em caso de ao menos uma unidade geradora estiver apta a entrar em operação comercial

75. A determinação do Efeito do CCEAR por quantidade para o agente comprador nesses contratos consolida o resultado final do Efeito no Mercado de Curto Prazo Total ao Comprador dos Produtos negociados, conforme a seguinte expressão:

$$ECQC_{a,m} = \sum_{p \in PCQTA} ECQC_PRE_{a,p,m}$$

Onde:

$ECQC_{a,m}$ é o Efeito do CCEAR por quantidade para o Comprador, para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$ECQC_PRE_{a,p,m}$ é o Efeito preliminar do CCEAR por quantidade para o Comprador, para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

"PCQTA" é o conjunto de parcelas de usinas "p", comprometidas com contratos por quantidade, onde o perfil de agente "a" é o comprador do contrato por quantidade

76. A determinação do Efeito do CCEAR por quantidade para o agente vendedor, consolida o resultado final do Efeito no Mercado de Curto Prazo Total ao Vendedor dos Produtos negociados, conforme a seguinte expressão:

$$ECQV_{a,m} = \sum_{p \in a} EMCP_CCEAR_Q_{p,m}$$

Onde:

$ECQV_{a,m}$ é o Efeito do CCEAR por quantidade para o Vendedor para cada perfil de agente, "a", no mês de apuração "m"

$EMCP_CCEAR_Q_{a,m}$ é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Produto por Quantidade Total de cada agente "a", no mês de apuração "m"

77. O Efeito do CCEAR por quantidade de usinas aptas compõe o resultado da contabilização de cada agente vinculado à contratação nesta modalidade. Este cálculo representa a redução do compromisso contratual para os vendedores de contratos por quantidade que tenham usinas aptas no mês. O Efeito do CCEAR por quantidade é dado pela diferença entre o Efeito do CCEAR por quantidade para o Comprador e para o Vendedor, expresso por:

$$ECQA_{a,m} = ECQV_{a,m} - ECQC_{a,m}$$

Onde:

$ECQA_{a,m}$ é o Efeito do CCEAR Quantidade de Usinas Aptas, para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$ECQC_{a,m}$ é o Efeito do CCEAR por quantidade para o Comprador para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$ECQV_{a,m}$ é o Efeito do CCEAR por quantidade para o Vendedor para cada perfil de agente, "a", no mês de apuração "m"

3.2.2. Dados de Entrada dos Ajustes decorrentes da Contratação de CCEAR por quantidade para usinas aptas

Quantidade Modulada do Contrato		
CQ_{e,j}	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato "e", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Capacidade Instalada		
CAP_{i,j}	Descrição	Capacidade instalada associada a cada ponto de medição "i", de unidade geradora associada à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
Capacidade Instalada Total		
CAP_{T,p}	Descrição	Capacidade instalada Total da usina "p"
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
Garantia Física de Motorização		
GFIS_{MOT,p,n}	Descrição	Garantia Física Média no período de motorização "n" < NUB _p , da parcela de usina "p", referente às "n" Unidades Geradoras em operação comercial, informado no ato regulatório
	Unidade	MWh/h
	Fornecedor	MME/ANEEL/EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Preço de Liquidação das Diferenças		
PLD_{s,j}	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado "s" e Período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças
	Valores Possíveis	Positivos

3.2.3. Dados de Saída dos Ajustes decorrentes da Contratação de CCEAR por quantidade para usinas aptas

Efeito do CCEAR Quantidade de Usinas Aptas		
ECQA_{a,m}	Descrição	Efeito da contratação por quantidade no caso de usinas atestadas como aptas a entrar em operação comercial, para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Efeito preliminar do CCEAR por quantidade para o Comprador		
ECQC_PRE_{a,p,m}	Descrição	Efeito preliminar do CCEAR por quantidade para o Comprador, para cada perfil de agente "a", por usina "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Garantia Física Apta da Usina Comprometida com CCEAR por Quantidade		
GF_AOC_Q_{p,j}	Descrição	Garantia Física Apta da Usina Comprometida com CCEAR por Quantidade da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWmédio
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3.3. Anexo III - Ajustes decorrentes do custo de usinas despachadas por ordem de mérito que se enquadrem na situação PLD<INC

Objetivo:

Apurar os efeitos decorrentes de usinas que se encontrem despachadas por ordem de mérito e enquadradas na situação de PLD<INC.

Contexto:

No atual modelo do setor elétrico brasileiro, conforme dispõe o art. 57, do Decreto nº 5.163, de 30/07/2004, as operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no Mercado de Curto Prazo são valoradas pelo PLD, calculado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

O PLD é um valor determinado diariamente, de forma antecipada, limitado por preços mínimo e máximo, para cada período de comercialização e para cada submercado. Já o ONS calcula o despacho de usina com algumas diferenças, com base no CMO, conforme detalhado no caderno de "Preço de Liquidação das Diferenças".

Diante destas diferenças entre a composição do PLD e o CMO se observa a ocorrência da situação em que uma determinada usina termelétrica é despachada por ordem de mérito pelo ONS, porém com o CVU maior do que o PLD calculado pela CCEE.

Portanto, a finalidade desta seção é ressarcir os custos dos geradores, despachados por ordem mérito de preço no ONS, não cobertos pelo PLD, rateando o custo remanescente por todos agentes que apresentarem consumo no mês de apuração.

A Figura 17 situa essa etapa do cálculo em relação ao módulo completo de consolidação de resultados:

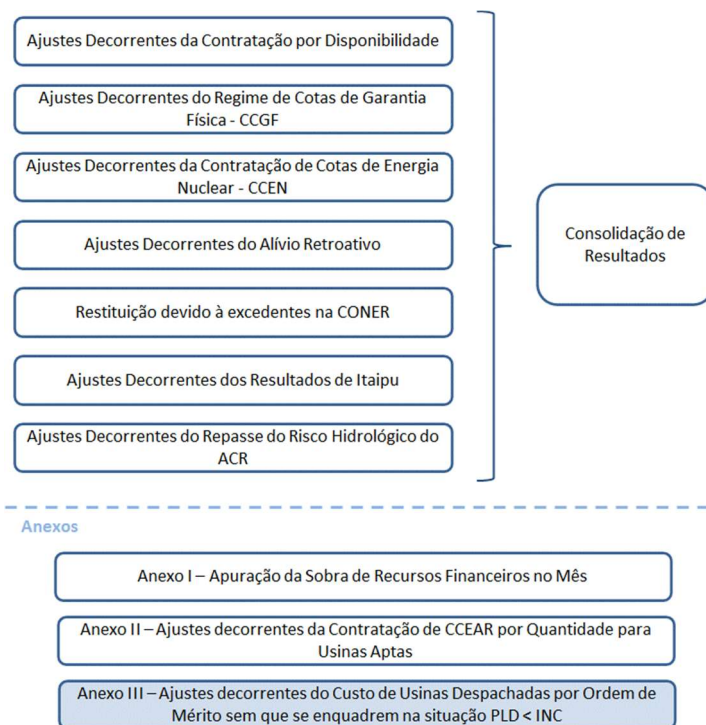


Figura 17: Geral do Módulo de Regras: "Consolidação de Resultados"

1.1.1. Detalhamento dos Ajustes Decorrentes do custo de usinas despachadas por ordem de mérito que se enquadrem na situação PLD<INC

78. Todas usinas termelétricas, com CVU não nulo, despachadas por ordem de mérito que se enquadrem na situação PLD<INC, farão jus ao recebimento de ajuste financeiro referente à parcela de custos, incorridos pela geração, que não estiverem cobertos pelo Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, estando elas comprometidas parcialmente ou totalmente descontratadas com contratos regulados por disponibilidade.
79. Para usinas que estejam parcialmente comprometidas com contratos por disponibilidade, a parcela a receber será determinada pela diferença positiva entre a geração verificada no centro de gravidade e seus comprometimentos. Já para usinas sem comprometimento com contratos regulados, a parcela de recebimento será a própria geração verificada.
- 79.1. Os montantes referentes ao percentual da usina comprometido com contratos regulados na modalidade disponibilidade não serão passíveis de conversão a custos de descolamento, visto que já estão sendo considerados na composição da tarifa regulada, conforme Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, e, portanto, tais custos já estão embutidos na Receita de Venda associada ao contrato regulado, e será recebido pelos geradores em sua Parcela Variável, paga pelos distribuidores compradores.
80. Estes custos serão pagos, na forma de rateio baseado no consumo líquido (abatimento da carga por geração própria estando localizado no mesmo sítio ou não), por todos os perfis de agente do Sistema Interligado Nacional - SIN.
81. Os custos de descolamento provocados pela condição de usinas despachadas por ordem de mérito que se enquadrem na situação PLD<INC, deverão ser determinados para cada usina, conforme expressão abaixo:

$$C_DESC_P_{p,j} = G_CUSTO_DESC_{p,j} * \max \left(0; (INC_{p,j} - PLD_{s,j}) \right)$$

Onde:

$C_DESC_P_{p,j}$ é o Custo devido ao descolamento entre PLD e CMO da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$G_CUSTO_DESC_{p,j}$ é a Geração Final passível de apuração de custo de descolamento da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"

$INC_{p,j}$ é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado "s", no período de comercialização "j"

"s" refere-se ao submercado onde está localizada a parcela de usina "p"

- 81.1. A Geração considerada para valorar os custos de descolamento de usinas despachadas por ordem de mérito que se enquadrem na situação PLD<INC, é dada por:

- 81.1.1. Para usinas que não estão comprometidas com Leilões de Energia Nova/Existente ou PCS:

$$G_CUSTO_DESC_{p,j} = \max \left(0; (G_DOMP_{p,j} - G_INF_ACL_DOMP_{p,j}) \right)$$

Onde:

$G_CUSTO_DESC_{p,j}$ é a Geração Final passível de apuração de custo de descolamento da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"

$G_DOMP_{p,j}$ é a Geração Final na Ordem de Mérito da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$G_INF_ACL_DOMP_{p,m}$ é a Geração Inflexível do ambiente livre na ordem de mérito de cada parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

81.1.2. Para usinas termoeletricas comprometidas com CCEAR sem obrigação de entrega:

$$G_CUSTO_DESC_{p,j} = \max \left(0; \left(G_DOMP_{p,j} - G_INF_ACL_DOMP_{p,j} - \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} G_PROD_DOMP_{p,t,l,j} \right) \right)$$

Onde:

$G_CUSTO_DESC_{p,j}$ é a Geração Final passível de apuração de custo de descolamento da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"

$G_DOMP_{p,j}$ é a Geração Final na Ordem de Mérito da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$G_INF_ACL_DOMP_{p,m}$ é a Geração Inflexível do ambiente livre na ordem de mérito de cada parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$G_PROD_DOMP_{p,t,l,j}$ é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto na Ordem de Mérito de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

79.1.2.1 Para usinas termoeletricas comprometidas com PCS:

$$G_CUSTO_DESC_{p,j} = 0$$

Onde:

$G_CUSTO_DESC_{p,j}$ é a Geração Final passível de apuração de custo de descolamento da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"

81.1.3. Para usinas termoeletricas comprometidas com CCEAR com obrigação de entrega:

81.1.3.1. Para usinas comprometidas com leilões realizados antes de 2011, que alteraram o regime de entrega conforme REN 658/2015:

$$G_CUSTO_DESC_{p,j} = \max \left(0; \left(G_DOMP_{p,j} - \left(\sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} DISP_MAX_APU_{p,t,l,j} * AJU_PARC_DOMP_{p,j} * F_COMERCIAL_{p,j} \right) - G_INF_ACL_DOMP_AJU_{p,j} \right) \right)$$

Onde:

$G_CUSTO_DESC_{p,j}$ é a Geração Final passível de apuração de custo de descolamento da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"

$G_DOMP_{p,j}$ é a Geração Final na Ordem de Mérito da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$DISP_MAX_AJU_{p,t,l,j}$ é a Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$F_COMERCIAL_{p,j}$ é o Fator de Energia Comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$G_INF_DOMP_{p,j}$ é a Geração Inflexível Final na Ordem de Mérito da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"TLP" é o conjunto dos produtos "t", em que a parcela da usina "p", está comprometida com o leilão "l"

"LP" é o conjunto de leilões "l", em que cada parcela da usina "p" está comprometida

81.1.3.2. Para usinas comprometidas com leilões de energia nova realizados de 2011 a novembro de 2013 (12º ao 17º LEN) e leilões de energia existente:

$$G_CUSTO_DESC_{p,j} = \max \left(0; \left(G_DOMP_{p,j} - \left(\sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} DISP_MAX_{p,t,l,j} * AJU_PARC_DOMP_{p,j} * F_COMERCIAL_{p,j} \right) - G_INF_ACL_DOMP_AJU_{p,j} \right) \right)$$

Onde:

$G_CUSTO_DESC_{p,j}$ é a Geração Final passível de apuração de custo de descolamento da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"

$G_DOMP_{p,j}$ é a Geração Final na Ordem de Mérito da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$DISP_MAX_AJU_{p,t,l,j}$ é a Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$F_COMERCIAL_{p,j}$ é o Fator de Energia Comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$G_INF_DOMP_{p,j}$ é a Geração Inflexível Final na Ordem de Mérito da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"TLP" é o conjunto dos produtos "t", em que a parcela da usina "p", está comprometida com o leilão "l"

"LP" é o conjunto de leilões "l", em que cada parcela da usina "p" está comprometida

81.1.3.3. Para usinas comprometidas com leilões de energia nova realizados de dezembro de 2013 a 2015 (18º ao 22º LEN):

$$G_CUSTO_DESC_{p,j} = \max \left(0; \left(G_DOMP_{p,j} - \left(\sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} DISP_MAX_APU_{p,t,l,j} * AJU_PARC_DOMP_{p,j} * F_COMERCIAL_{p,j} \right) - G_INF_ACL_DOMP_AJU_{p,j} \right) \right)$$

Onde:

$G_CUSTO_DESC_{p,j}$ é a Geração Final passível de apuração de custo de descolamento da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"

$G_DOMP_{p,j}$ é a Geração Final na Ordem de Mérito da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$DISP_MAX_AJU_{p,t,l,j}$ é a Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$F_COMERCIAL_{p,j}$ é o Fator de Energia Comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$G_INF_DOMP_{p,j}$ é a Geração Inflexível Final na Ordem de Mérito da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"TLP" é o conjunto dos produtos "t", em que a parcela da usina "p", está comprometida com o leilão "l"

"LP" é o conjunto de leilões "l", em que cada parcela da usina "p" está comprometida

81.1.3.4. Para usinas comprometidas com leilões de energia nova realizados de 2016 em diante (23º LEN em diante):

$$G_CUSTO_DESC_{p,j} = \max \left(0; \left(G_DOMP_{p,j} - OBE_PROD_CPF_{p,t,l,j} - G_INF_ACL_DOMP_AJU_{p,j} \right) \right)$$

Onde:

$G_CUSTO_DESC_{p,j}$ é a Geração Final passível de apuração de custo de descolamento da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"

$G_DOMP_{p,j}$ é a Geração Final na Ordem de Mérito da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$DISP_MAX_AJU_{p,t,l,j}$ é a Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$F_COMERCIAL_{p,j}$ é o Fator de Energia Comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$G_INF_DOMP_{p,j}$ é a Geração Inflexível Final na Ordem de Mérito da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"TLP" é o conjunto dos produtos "t", em que a parcela da usina "p", está comprometida com o leilão "l"

"LP" é o conjunto de leilões "l", em que cada parcela da usina "p" está comprometida

82. Os custos totais de descolamento a serem rateados, das usinas despachadas por ordem de mérito pelo ONS, será dado por:

$$C_DESC_TOT_j = \sum_p C_DESC_P_{p,j}$$

Onde:

$C_DESC_TOT_j$ é custo total devido ao descolamento entre PLD e CMO no período de comercialização "j"

$C_DESC_P_{p,j}$ é o Custo devido ao descolamento entre PLD e CMO da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

83. O recebimento total mensal, associado aos custos devido ao deslocamento entre PLD e CMO, de cada perfil de agente será calculada conforme expressão abaixo:

$$C_DESC_A_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{j \in m} C_DESC_P_{p,j}$$

Onde:

$C_DESC_A_{a,m}$ é o recebimento total associado aos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$C_DESC_P_{p,j}$ é o Custo devido ao descolamento entre PLD e CMO da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

1.1.2. Detalhamento da Apuração da parcela de rateio para repasse dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO

84. O Consumo Líquido, para aplicação no rateio associado aos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO, será dado por:

$$TRC_LIQ_{a,j} = \sum_s TRC_ESS_{a,s,j}$$

Onde:

$TRC_LIQ_{a,j}$ é o Consumo Líquido de Referência do perfil de agente "a", no período de comercialização "j"

$TRC_ESS_{a,s,j}$ é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente "a", por submercado "s", no período de Comercialização "j"

85. A parcela a ser paga por cada perfil de agente, associada aos custos devidos ao descolamento entre PLD e CMO, deverá ser proporcional ao seu consumo líquido, no período de comercialização, e será dado por:

$$C_DESC_RAT_{a,j} = C_DESC_TOT_j * \frac{TRC_LIQ_{a,j}}{\sum_a TRC_LIQ_{a,j}}$$

Onde:

$C_DESC_RAT_{a,j}$ é a parcela de pagamento, associado ao rateio dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO, do perfil de agente "a", no período de comercialização "j"

$C_DESC_TOT_j$ é custo total devido ao descolamento entre PLD e CMO no período de comercialização "j"

$TRC_LIQ_{a,j}$ é o Consumo Líquido de Referência do perfil de agente "a", no período de comercialização "j"

86. A parcela mensal total a ser paga por cada perfil de agente, associada aos custos devidos ao descolamento entre PLD e CMO, será dado por:

$$CDESC_RAT_M_{a,m} = \sum_{j \in m} C_DESC_RAT_{a,j}$$

Onde:

$CDESC_RAT_M_{a,m}$ é a parcela de pagamento total mensal, associado ao rateio dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$C_DESC_RAT_{a,j}$ é a parcela de pagamento, associado ao rateio dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO, do perfil de agente "a", no período de comercialização "j"

87. O efeito total dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO será dado por:

$$E_DESC_{a,m} = C_DESC_A_{a,m} - CDESC_RAT_M_{a,m}$$

Onde:

$E_DESC_{a,m}$ é o efeito total dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$C_DESC_A_{a,m}$ é o recebimento total associado aos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$CDESC_RAT_M_{a,m}$ é a parcela de pagamento total mensal, associado ao rateio dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

1.1.3. Dados de Entrada dos Ajustes Decorrentes do custo de usinas despachadas por ordem de mérito que se enquadrem na situação PLD<INC

Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada		
DISP_MAX_AJU_{p,t,l,j}	Descrição	Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos
Fator de Operação Comercial		
F_COMERCIAL_{p,j}	Descrição	Estabelece a relação entre a capacidade das máquinas em operação comercial de uma parcela de usina "p" em relação à sua capacidade total
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Determinação da Geração de Teste e Geração Reconciliada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração Inflexível Ajustada do Ambiente Livre na Ordem de Mérito		
G_INF_ACL_DOMP_AJU_{p,j}	Descrição	Geração Inflexível ajustada do ambiente livre na ordem de mérito de cada parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Determinação do Comprometimento das Usinas Termelétricas, Exceto Usinas a Biomassa com modalidade de despacho I sem CVU, IIB e III, Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração Inflexível do ambiente livre na ordem de mérito		
G_INF_ACL_DOMP_{p,j}	Descrição	Geração Inflexível do ambiente livre na ordem de mérito de cada parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Detalhamento do cálculo da geração conforme despacho do ONS visando o atendimento dos contratos por disponibilidade, CER Quantidade e Contratos de Garantia Física)
	Valores Possíveis	Positivos
Geração Inflexível Final na Ordem de Mérito		
G_INF_DOMP_{p,j}	Descrição	Geração Inflexível Final do ambiente livre na ordem de mérito da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Detalhamento do cálculo da geração conforme despacho do ONS visando o atendimento dos contratos por disponibilidade, CER Quantidade e Contratos de Garantia Física)
	Valores Possíveis	Positivos

GFT_{p,j}	Geração Final de Teste da Usina	
	Descrição	Geração de teste de uma parcela de usina "p" ajustada, no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
G_DOMP_{p,j}	Geração Final na Ordem de Mérito	
	Descrição	Geração Final na Ordem de Mérito da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
G_PROD_DOMP_{p,t,l,j}	Geração Destinada para Atendimento ao Produto na Ordem de Mérito	
	Descrição	Geração Destinada para Atendimento ao Produto na Ordem de Mérito de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
INC_{p,j}	Custo Declarado da Parcela de Usina Não Hidráulica	
	Descrição	Declaração do custo associado à produção de cada MWh produzido pela parcela de usina não hidráulica "p", com modalidade de despacho tipo I com CVU ou IIA, no período de comercialização "j". O valor dessa declaração deverá incorporar todos os diferentes componentes da declaração de preço da usina não-hidráulica.
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
PGDA_{a,p}	Percentual de Geração Alocada da Usina para o Agente	
	Descrição	Percentual de geração alocada da parcela de usina "p", atribuído ao agente, "a", independentemente do fato de as usinas estarem ou não localizadas no mesmo ponto de consumo, sendo esse percentual utilizado para definição da participação do perfil de agente "a" no rateio dos custos de geração associados ao despacho por razão de segurança energética.
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
PLD_{s,j}	Preço de Liquidação das Diferenças	
	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado "s" e Período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças
	Valores Possíveis	Positivos

Consumo no Ambiente Livre		
RC_AL_{c,j}	Descrição	Consumo no Ambiente Livre da parcela de carga "c", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Consumo Total do Agente		
TRC_{a,s,j}	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de cada perfil de agente "a", por submercado "s" e período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema		
TRC_ESS_{a,s,j}	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de referência para pagamento de encargos de serviços do sistema por agente, "a", por submercado "s" e período de comercialização "j" baseada na informação do consumo atendido pelo SIN
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

1.1.4. Dados de Saída dos Ajustes Decorrentes do custo de descolamento de usinas despachadas por ordem de mérito que se enquadrem na situação PLD<INC

Efeito dos Custos devido ao descolamento entre PLD e CMO		
E_DESC_{a,m}	Descrição	É o efeito total dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Consumo Líquido de Referência Agente		
TRC_LIQ_{a,j}	Descrição	Consumo Líquido de Referência do perfil de agente "a", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

regras de
comercialização

Contratação de Energia de Reserva

versão 2024.X.X

ccee

ÍNDICE

CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE RESERVA	3
1. <i>Introdução</i>	3
1.1. Conceitos Básicos	5
2. <i>Detalhamento da Contratação de Energia de Reserva</i>	16
2.1. Fonte Biomassa	16
2.2. Fonte Eólica	39
2.3. Fonte Solar	76
2.4. Fonte PCH e CGH	99
3. <i>Cálculo do Encargo de Energia de Reserva</i>	131
3.1. Detalhamento do Cálculo do Encargo de Reserva	131
4. <i>Anexos</i>	140
4.1. Anexo I – Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos previstos no CER	140
4.2. Anexo II – Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva	145
4.3. Anexo III - Apuração do Excedente Referente à Energia de Reserva	178
4.4. Anexo IV – Apuração da Contratação proveniente do 1º PCS/2021	184

Contratação de Energia de Reserva

1. Introdução

Com a introdução do Novo Modelo Institucional para o Setor Elétrico, por meio da promulgação da Lei nº 10.848/2004, foi conferida a prerrogativa de o Poder Concedente promover a contratação de reserva de capacidade de geração visando garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

Este módulo envolve:

- ✓ *Todos os agentes de geração vendedores de Energia de Reserva e os agentes com consumo registrado na CCEE.*

Sem prejuízo do cumprimento da obrigação de apresentar cobertura contratual integral para as necessidades de energia e potência, por parte dos agentes da CCEE que possuem consumo registrado na Câmara, estabeleceu-se que os custos administrativos, financeiros e tributários decorrentes da contratação de Energia de Reserva seriam rateados entre esses agentes com perfil de consumo.

Por meio do Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, foi regulamentada a contratação de Energia de Reserva. Em consonância com o propósito dessa contratação, o referido Decreto definiu Energia de Reserva como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim.

De modo a implementar o arranjo comercial/institucional associado à contratação de Energia de Reserva, foi definida a CCEE como entidade responsável pela celebração dos Contratos de Energia de Reserva (CERs), na condição de representante dos agentes de mercado com perfil de consumo, com os agentes vendedores nos Leilões de Energia de Reserva. Assim, torna-se necessária a realização de tarefas, por parte da Câmara, para operacionalizar tais contratos. Ademais, devem ser observadas as diretrizes para a gestão dos recursos financeiros atrelados a esse tipo de contratação.

No Módulo “Contratação de Energia de Reserva”, são apresentados diversos dispositivos relacionados à contratação de Energia de Reserva, tais como a implementação do processo de liquidação financeira das operações relativas à contratação de Energia de Reserva, a realização do cálculo do Encargo de Energia de Reserva (EER), a apuração dos valores monetários associados a ressarcimentos devidos por agentes de geração em função de descumprimento de obrigações previstas no CER, e demais questões voltadas à operacionalização dessa relação contratual que decorre do exercício, por parte do Poder Concedente, da prerrogativa estabelecida no art. 3º da Lei nº 10.848/2004.

A Figura 1 apresenta a relação do módulo de “Contratação de Energia de Reserva” com os demais módulos das Regras de Comercialização.

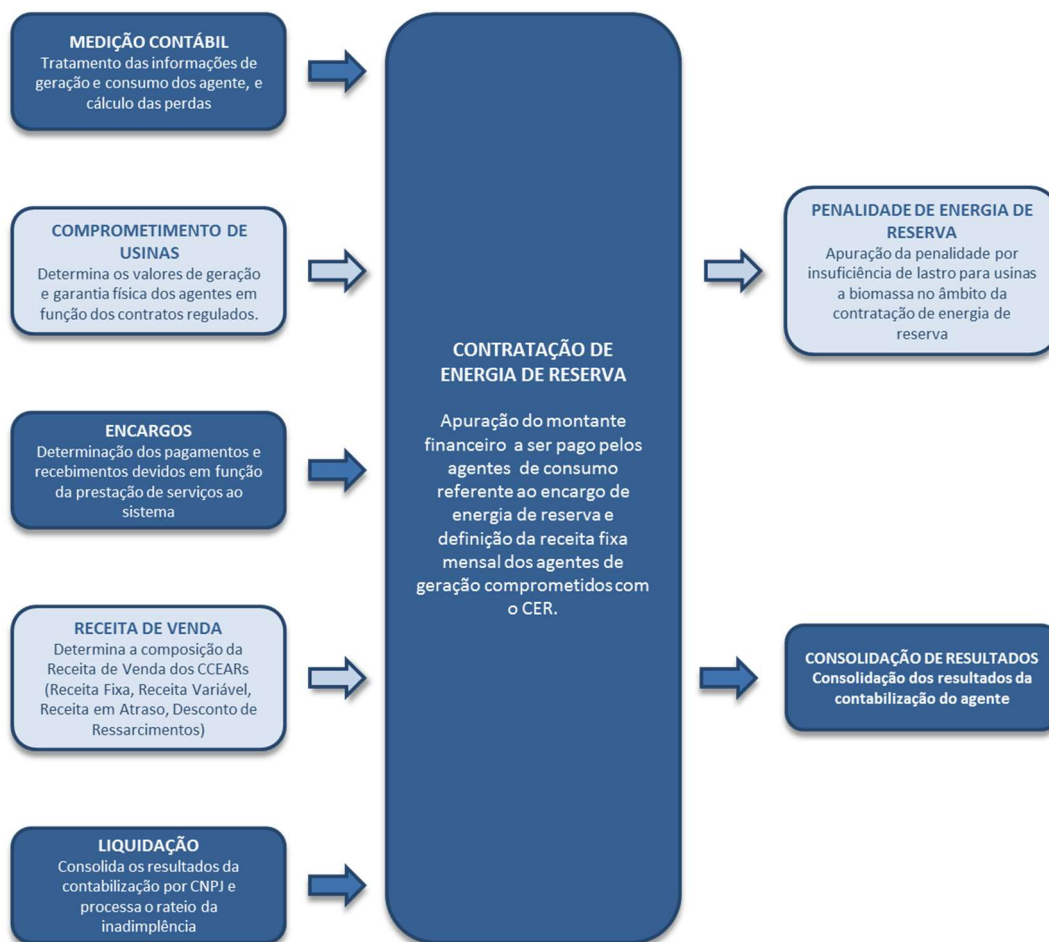


Figura 1: Relação do módulo Contratação de Energia de Reserva com os demais módulos das Regras de Comercialização

1.1. Conceitos Básicos

1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Contratação de Energia de Reserva”, esquematizado na Figura 2, é composto por uma sequência de etapas de cálculo com o objetivo de determinar os valores monetários que serão considerados no processo de Liquidação Financeira Relativa à Contratação de Energia de Reserva:

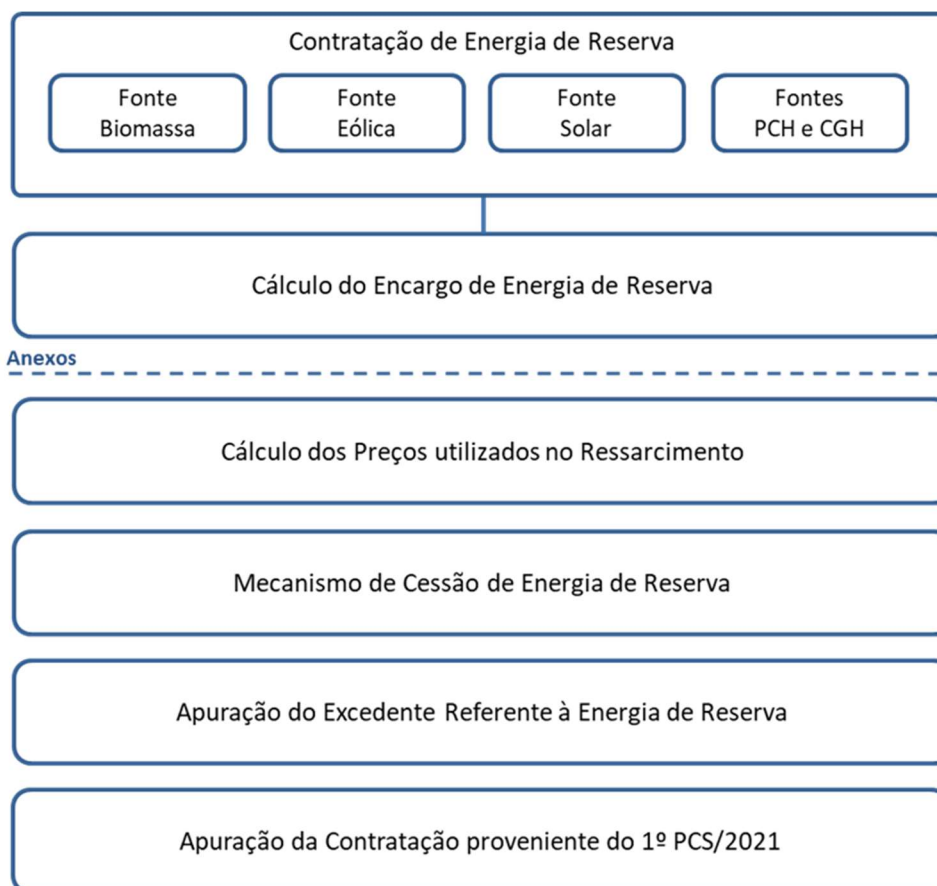


Figura 2: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratação de Energia de Reserva”

São apresentadas abaixo as descrições das etapas que serão detalhadas neste documento:

Contratação de Energia de Reserva

- **Fonte Biomassa:** essa etapa apresenta o cálculo do montante financeiro a ser pago ou recebido dos empreendimentos de geração com fonte à Biomassa, comprometidos com a contratação de Energia de Reserva, conforme estabelecido em cada CER, para fins de apuração do Encargo de Energia de Reserva.
- **Fonte Eólica:** essa etapa apresenta o cálculo do montante financeiro a ser pago ou recebido dos empreendimentos de geração de fonte eólica, comprometidos com a contratação de Energia de Reserva, conforme estabelecido em cada CER, para fins de apuração do Encargo de Energia de Reserva, além da multa por não cumprimento das obrigações referentes a medições anemométricas e climatológicas permanentes dos ventos na área onde se localiza a usina.

- **Fonte Solar:** essa etapa apresenta o cálculo do montante financeiro a ser pago ou recebido dos empreendimentos de geração de fonte solar, comprometidos com a contratação de Energia de Reserva, conforme estabelecido em cada CER, para fins de apuração do Encargo de Energia de Reserva.
- **Fonte PCH e CGH:** essa etapa apresenta o cálculo do montante financeiro a ser pago ou recebido dos empreendimentos de geração de fonte PCH e CGH, comprometidos com a contratação de Energia de Reserva, conforme estabelecido em cada CER, para fins de apuração do Encargo de Energia de Reserva.

Cálculo do Encargo de Energia de Reserva

Essa etapa apresenta o cálculo do valor do encargo a ser pago pelos agentes com consumo registrado na CCEE, relativo à contratação de Energia de Reserva.

Anexo

- **Cálculo dos Preços utilizados no Ressarcimento:** nessa etapa é obtido o valor utilizado no cálculo do ressarcimento a ser promovido pelo Agente Vendedor de Energia de Reserva, em função do descumprimento de obrigações estabelecidas no CER.
- **Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva:** nessa etapa são estabelecidos os montantes passíveis de cessão de energia e de energia/lastro, bem como os efeitos das negociações bilaterais realizadas.
- **Apuração do Excedente Referente à Energia de Reserva:** nessa etapa são apurados, os eventuais montantes financeiros excedentes que se referem à formação da Conta de Energia de Reserva (CONER), provenientes de sobras apuradas após o pagamento dos Encargos de Energia de Reserva, assim como a estimativa dos encargos a serem pagos em futuras liquidações.

1.1.2. Mecanismo da Contratação de Energia de Reserva

Como ressaltado, o objetivo da contratação de Energia de Reserva é aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, por meio da contratação de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração especificamente destinados para esta finalidade.

Nos meses em que há geração nas usinas comprometidas com CER, observado o período de apuração da entrega da energia contratada, a energia produzida será liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP). Sendo a receita auferida com essa liquidação repassada a um agente virtual, o Agente associado à Contratação de Energia de Reserva (ACER), para posteriormente ser destinada à CONER, para fins de composição dos recursos financeiros necessários para cobertura dos custos decorrentes da contratação de Energia de Reserva.

Em decorrência dos leilões, os agentes vendedores de energia de reserva celebram o Contrato de Energia de Reserva (CER) com a CCEE, sendo a Câmara uma instituição que representa todos os agentes de mercado que possuem consumo registrado na CCEE, agentes esses chamados de Usuários de Energia de Reserva. Conforme definido em regulamentação específica, de 2008, Usuário de Energia de Reserva pode ser um agente de distribuição, consumidor livre, consumidor especial, autoprodutor na parcela da energia adquirida, agente de geração com perfil de consumo ou agente de exportação que seja agente da CCEE.

Com o propósito de disciplinar a relação entre a CCEE e o Usuário de Energia de Reserva e, conseqüentemente, consolidar o arranjo comercial associado à contratação de Energia de Reserva, a CCEE celebra, com cada Usuário de Energia de Reserva, o Contrato de uso de Energia de Reserva (CONUER), cujo modelo foi aprovado pela ANEEL e consta em regulamentação específica.

Para cobrir os custos decorrentes da contratação de Energia de Reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, foi criado um encargo específico, o Encargo de Energia de Reserva (EER), pago por todos os agentes da CCEE que se enquadram como Usuários de Energia de Reserva.

Dado que a CCEE participa, de forma ativa, da estrutura formada para implementação e operacionalização desse tipo de contratação, uma parcela dos recursos financeiros obtidos com o recolhimento do EER é destinada para cobertura dos custos de natureza administrativa, financeira e tributária incorridos pela CCEE nesse processo. Importa destacar que tais custos são aprovados pela ANEEL, por meio de resolução homologatória.

Os recursos financeiros envolvidos na contratação de Energia de Reserva são administrados pela CCEE mediante gestão da CONER, e todos esses valores monetários integram o processo de Liquidação Financeira Relativa à Contratação de Energia de Reserva. Pelo fato de que a CCEE é parte do CER, a CCEE é responsável pelo lançamento, na referida liquidação financeira, dos valores monetários devidos aos Agentes Vendedores de Energia de Reserva.

A Figura 3 apresenta os dispositivos contratuais e financeiros decorrentes da contratação de Energia de Reserva.

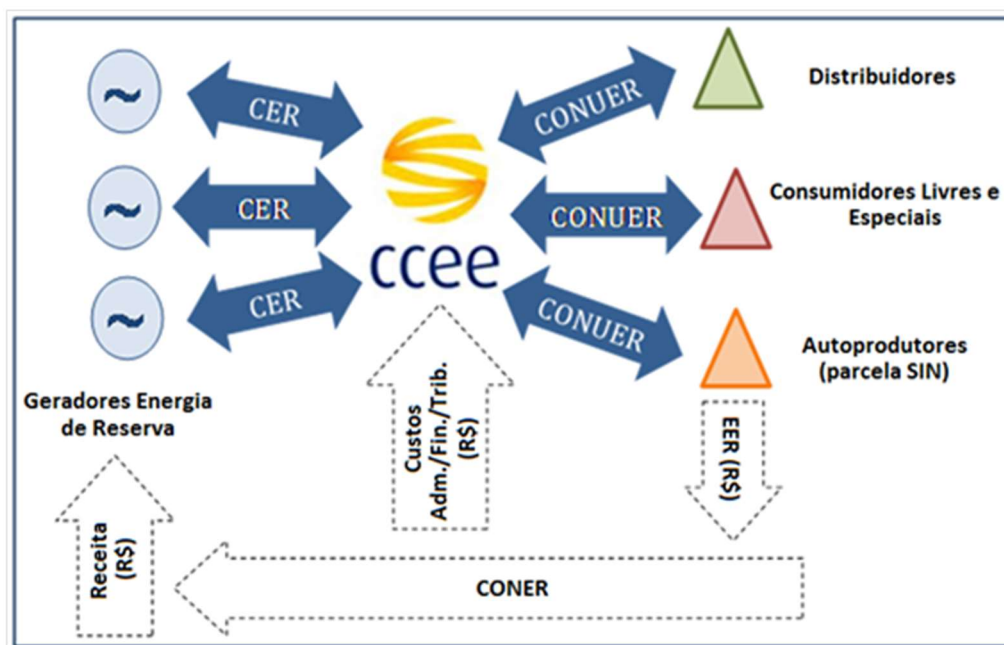


Figura 3: Contratos e fluxo financeiro decorrentes da contratação de Energia de Reserva

Com relação ao rateio dos custos decorrentes da contratação de Energia de Reserva, a parcela devida individualmente pelos Usuários de Energia de Reserva é obtida em base anual, de acordo com os dados de medição do consumo registrados na CCEE para efeito de Contabilização do MCP nos últimos doze meses. É considerado, nesse rateio, os montantes de geração provenientes dos empreendimentos de autoprodução e produção independente destinados ao atendimento de unidades de consumo correlatas.

Com o intuito de mitigar o efeito de uma eventual inadimplência no recolhimento do EER, algo que poderia impactar o pagamento devido ao Agente Vendedor de Energia de Reserva, destina-se uma parcela da CONER para constituição do Fundo de Garantia.

Na Liquidação de Energia de Reserva pode ocorrer a situação em que o saldo existente na CONER seja superior ao necessário para pagamento dos valores devidos aos geradores, sem a necessidade

de cobrança de EER em determinado mês, ocasionando a manutenção de valores monetários não utilizados na CONER, que permanecem imobilizados até a próxima liquidação de Energia de Reserva. Tal situação é mais comum em cenários de PLD elevado, ou com alto volume de geração, as duas variáveis fundamentais a influenciar o resultado do ACER. Além disso, segundo a dinâmica da contratação de Energia de Reserva, geradores que não entregam o montante de energia comprometido nos contratos devem restituir o equivalente financeiro da energia não entregue por meio de ressarcimentos, creditados na CONER. Tal dinâmica também pode contribuir para a formação de excedentes na conta.

Dessa forma, eventuais sobras existentes na CONER devem ser restituídas aos pagadores que contribuíram para formar o saldo da conta, ou seja, os Usuários de Energia de Reserva. Essa restituição se dá em parte pelo excedente verificado na Liquidação de Energia de Reserva, após o pagamento das receitas devidas aos vendedores em CERs, como também pelo excedente estimado a partir do resultado do ACER no MCP, que indica a alta probabilidade desse resultado ser motivador de excedentes na conta. Para isso, no módulo "Consolidação de Resultados" é necessária a informação dos pagamentos realizados no âmbito da contratação de Energia de Reserva para se obter a base para a previsão. O módulo "Contratação de Energia de Reserva" então calcula os custos incorridos no mês de apuração para fornecer essa informação ao cálculo da estimativa de excedentes da CONER.

A Figura 4 ilustra o fluxo de financeiros associados à CONER.

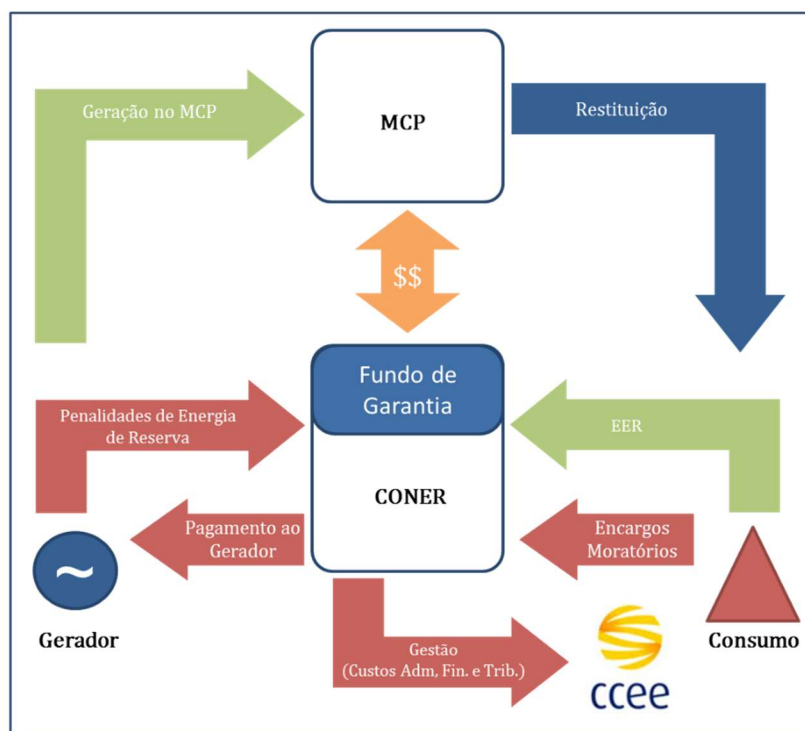


Figura 4: Fluxo de recursos financeiros da CONER

As penalidades de Energia de Reserva indicadas na Figura 4 também se referem a descumprimentos do Agente Vendedor de Energia de Reserva de obrigações estabelecidas no CER. Tais penalidades são apuradas, conforme estabelecido no CER, sendo abatidas diretamente do pagamento devido ao agente, de acordo com prazos previstos nas Regras e Procedimentos de Comercialização específicos.

Já os eventuais encargos moratórios previstos como créditos da CONER, se referem à cobrança de multa e juros dos Usuários de Energia de Reserva inadimplentes no recolhimento do EER.

1.1.3. Apuração da Entrega da Energia Contratada para Usina Biomassa

Uma vez consagrados vencedores do Leilão de Energia de Reserva, os empreendimentos de geração firmam com a CCEE o Contrato de Energia de Reserva (CER), por meio do qual se comprometem a entregar o montante de energia contratada no período estabelecido no contrato mediante geração de energia proveniente de suas usinas ou por meio de cessão de energia, proveniente de outros vendedores do mesmo leilão, originária de mesma fonte, localizada no mesmo submercado e desde que ambos os empreendimentos envolvidos estejam em operação comercial ou cuja entrada em operação comercial apresente atraso inferior a 12 meses, contado do início de suprimento do CER.

A entrega da energia contratada mediante geração ou aquisição de cessão será apurada após o término do período de apuração da entrega.

A cessão pode ser caracterizada em duas modalidades: (i) a que envolve energia/lastro, e (ii) a que envolve somente energia.

O montante de energia que poderá ser objeto de cessão de energia/lastro corresponderá ao menor valor entre a geração destinada ao ACL no mês e a garantia física no ACL.

A apuração do montante de energia passível de cessão na modalidade energia corresponde à geração destinada ao ACL no mês, superior ao montante de energia correspondente à garantia física anual do empreendimento, em MWh. Como a cessão é baseada na geração efetiva da usina, caso o empreendedor opte por realizar uma cessão nesta modalidade, haverá reflexo no montante total que poderá ser cedido na modalidade energia/lastro.

Os montantes adquiridos de cessão têm finalidades distintas para cada modalidade:

Cessões de energia/lastro, além de compensarem o montante de energia não entregue ao CER, também influenciam na apuração da Penalidade por Insuficiência de Lastro para Venda no Âmbito da Contratação de Energia de Reserva;

Cessões de energia, somente compensam o montante de energia não entregue ao CER por insuficiência de geração.

Cabe destacar, que a transferência de energia por meio do mecanismo de cessão será negociada de forma bilateral, entre os agentes vendedores de Energia de Reserva.

1.1.4. Apuração da Entrega da Energia Contratada para Usina Eólica

A apuração da Entrega da Energia Contratada para usinas eólicas possui algumas particularidades dadas as incertezas relacionadas a sua produção de energia.

Uma delas é a Contratação de Energia por Quadriênio, além do montante anual de entrega. Por conta disto, foi criada a Conta de Energia, que consiste em uma faixa de tolerância compreendida de 90% (limite negativo inferior) a 130% (limite positivo superior) do montante anual contratado.

Dessa forma, as usinas eólicas comprometidas com CER possuem duas apurações, uma anual, realizada ao final do ano contratual, e outra quadrienal, realizada após o término do quadriênio.

Na apuração anual é calculado o Ressarcimento devido à geração inferior ao limite, caso a geração anual se apresente abaixo do limite inferior da Conta de Energia ou é calculada a Receita Variável de Excedente, caso a geração anual exceda o limite superior da Conta de Energia.

Já na apuração quadrienal, é verificada a situação da Conta de Energia, e caso o saldo seja negativo, é calculado o Ressarcimento devido ao saldo negativo da conta de energia, caso contrário, sendo o saldo positivo, a usina pode optar por: (i) repassar este saldo para o quadriênio seguinte; (ii)

realizar cessão de energia quadrienal para outros empreendimentos eólicos do mesmo leilão; (iii) receber a Receita Variável por Saldo Acumulado.

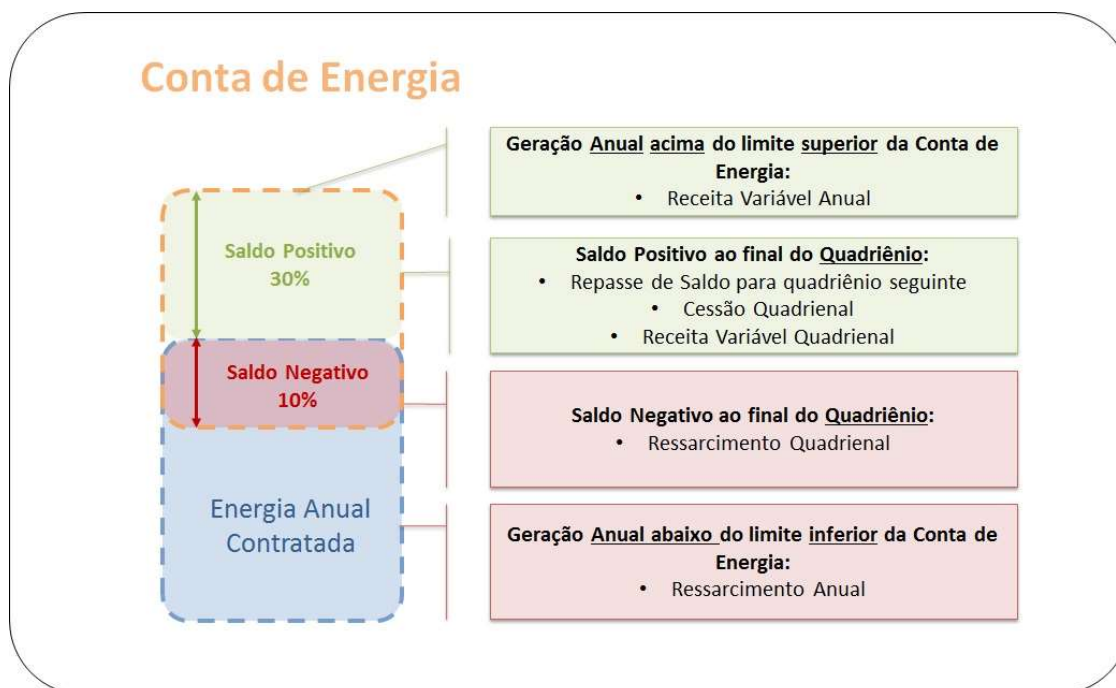


Figura 5: Conta de Energia Fonte Eólica

1.1.5. Apuração da Entrega da Energia Contratada para Usina Solar Fotovoltaica

A apuração da Entrega da Energia Contratada para usinas solares possui algumas particularidades, dadas as incertezas relacionadas a sua produção de energia.

Uma delas é o montante anual de entrega. Por conta disto, foi criada a Conta de Energia, que consiste em uma faixa de tolerância compreendida de 90% (limite negativo inferior) a 115% (limite positivo superior) do montante anual contratado.

Dessa forma, as usinas solares comprometidas com CER possuem apuração anual, realizada ao final do ano contratual. Nesta apuração é calculado o Ressarcimento devido à geração inferior ao limite, caso a geração anual se apresente abaixo do limite inferior da Conta de Energia ou é calculada a Receita Variável, caso a geração anual exceda o limite superior da Conta de Energia.

Ainda na apuração anual, é verificada a situação da Conta de Energia.

Em caso de saldo negativo acima do limite inferior da Conta de Energia, é calculado Ressarcimento. Já nas situações de saldo negativo dentro do limite inferior da Conta de Energia, é calculado Ressarcimento com acréscimo de 6% (seis por cento).

Em contrapartida, casos de saldo positivo, estando este acima do limite superior da Conta de Energia, é calculado o reembolso proporcional à esta ultrapassagem, valorada a 30% do valor estipulado em contrato.

Já em casos de saldo positivo dentro do limite superior da Conta de Energia, poderá ser, segundo critério do vendedor, objeto de: (i) repasse para o ano contratual seguinte na condição de crédito de energia; (ii) cessão para outro vendedor no mesmo Leilão, comprometido com a contratação de

Energia de Reserva proveniente da mesma fonte, com saldo acumulado negativo; ou, (iii) liquidação no âmbito do contrato.

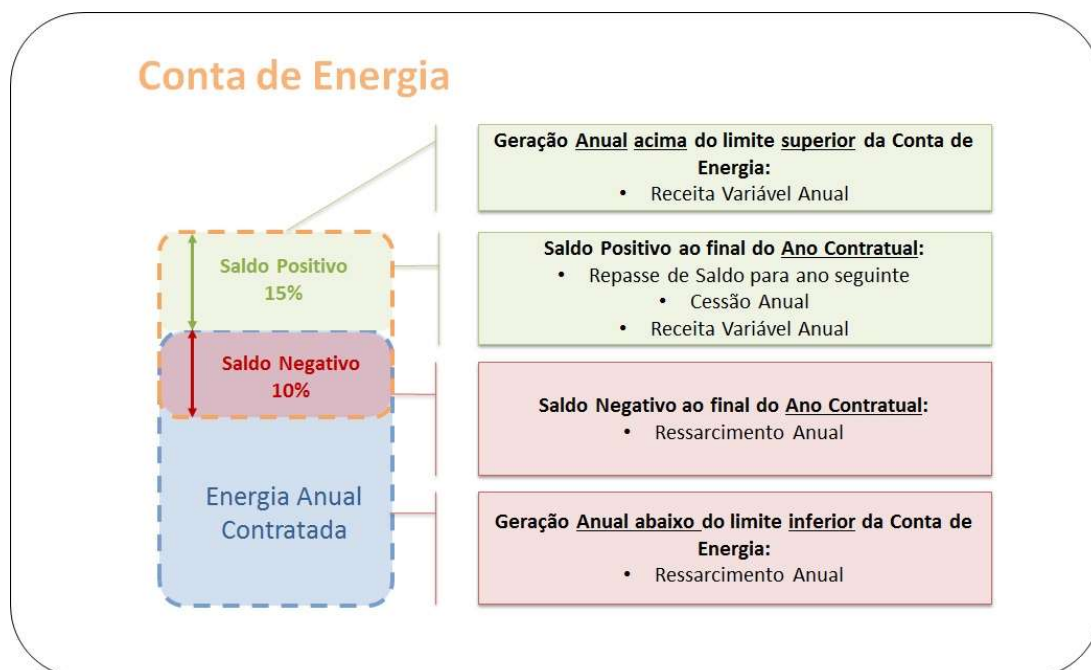


Figura 6 - Conta de Energia - Fonte Solar

1.1.6. Apuração da Entrega da Energia Contratada para Usina PCH e CGH

A apuração da Entrega da Energia Contratada para usinas PCHs e CGHs contratadas a partir do 10º LER possui algumas particularidades, dadas as incertezas relacionadas a sua produção de energia.

Uma delas é a Contratação de Energia por Quinquênio, além do montante anual de entrega. Por conta disto, foi criada a Conta de Energia, que consiste em uma faixa de tolerância compreendida de 90% (limite negativo inferior) a 110% (limite positivo superior) do montante anual contratado.

Dessa forma, as usinas PCH e CGHs comprometidas com CER possuem duas apurações, uma anual, realizada ao final do ano contratual, e outra quinquenal, realizada após o término do quinquênio.

Na apuração anual é calculado o Ressarcimento devido à geração inferior ao limite, caso a geração anual se apresente abaixo do limite inferior da Conta de Energia ou é calculada a Receita Variável de Excedente, caso a geração anual exceda o limite superior da Conta de Energia.

Já na apuração quinquenal, é verificada a situação da Conta de Energia, e caso o saldo seja negativo, é calculado o Ressarcimento devido ao saldo negativo da conta de energia, caso contrário, sendo o saldo positivo, a usina pode optar por: (i) repassar este saldo para o quinquênio seguinte; (ii) realizar cessão de energia quinquenal para outros empreendimentos hidráulicos do mesmo leilão; (iii) receber a Receita Variável por Saldo Acumulado.

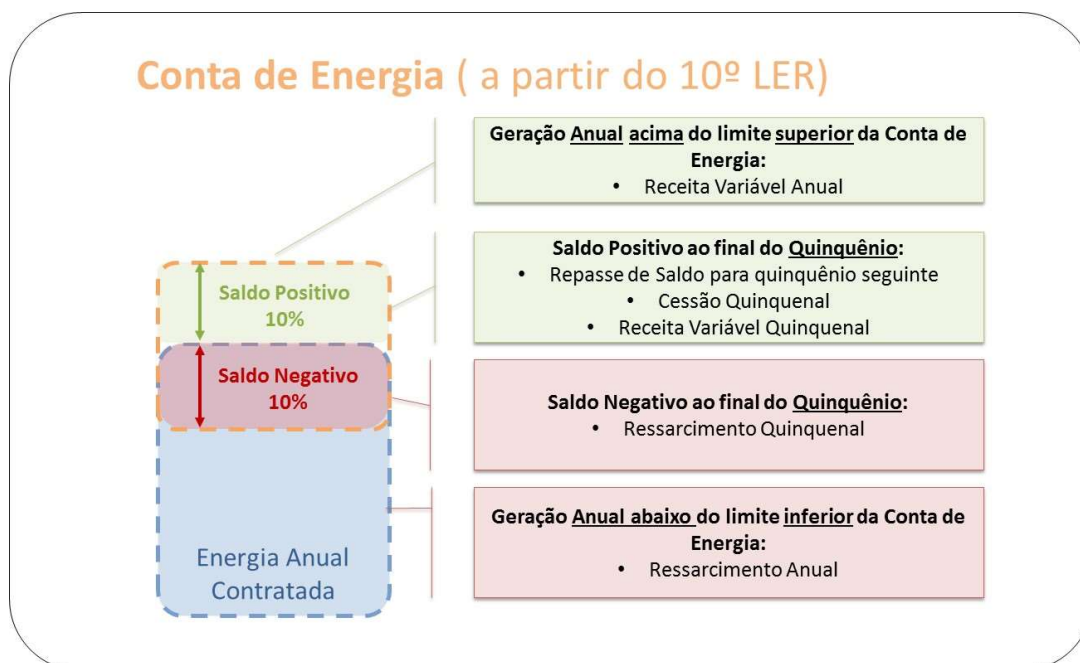


Figura 7 - Conta de Energia – Fonte PCH e CGH

1.1.7. Mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

A energia efetivamente produzida por usinas que venderam nos Leilões de Energia de Reserva é contabilizada no âmbito do Mercado de Curto Prazo e liquidada a fim de transferir a receita dessa geração à CONER.

Uma vez que a apuração de Energia de Reserva deve considerar somente dados já contabilizados e liquidados no Mercado de Curto Prazo, há um descasamento entre os dois processamentos.

O mês da apuração do Encargo de Energia de Reserva difere do mês de referência da contabilização do MCP em dois meses, em virtude dos prazos estabelecidos para esse processamento nos Procedimentos de Comercialização.

Tal descasamento impacta o momento do cálculo dos ressarcimentos de empreendimentos de fonte biomassa, bem como das apurações anuais e quadrienais para empreendimentos eólicos, pois são necessários os dados de todos os meses compreendidos no período a ser apurado.

Dessa forma as informações contabilizadas em determinado mês "m" no MCP terão efeitos somente no mês de apuração de Energia de Reserva "m+2". Assim os acrônimos utilizados neste módulo que têm origem em módulos do MCP, terão mês de referência "m-2", para que o último dado contabilizado e liquidado seja utilizado corretamente, conforme ilustram as Figura 8, Figura 10:

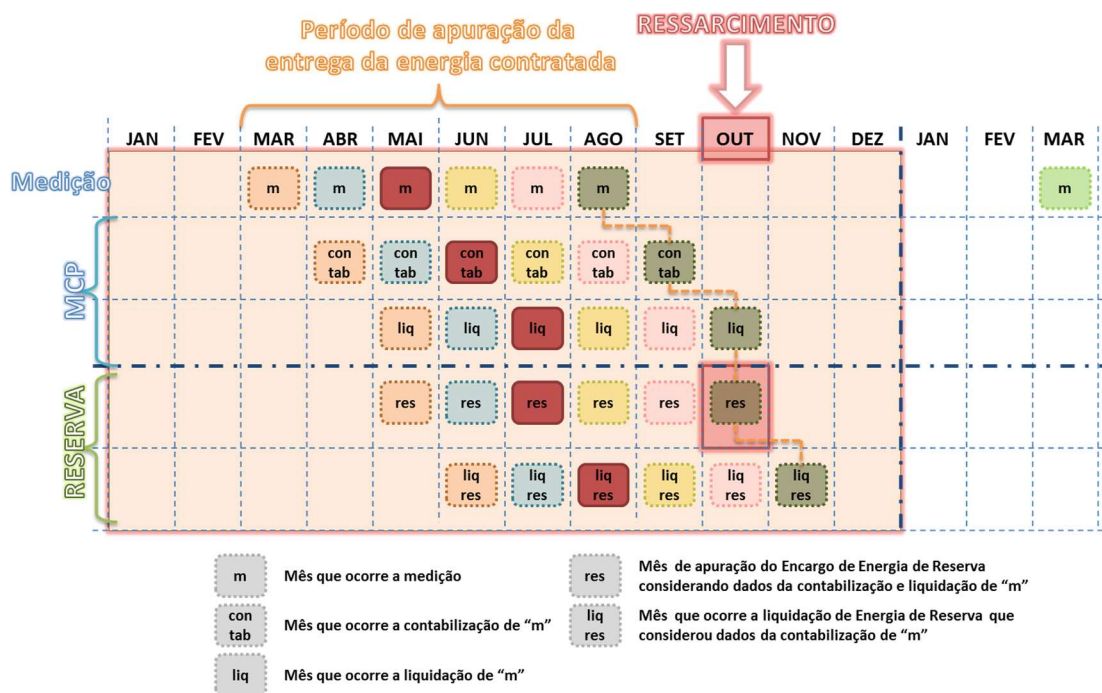


Figura 8: Exemplo de apuração de energia de reserva para empreendimento biomassa

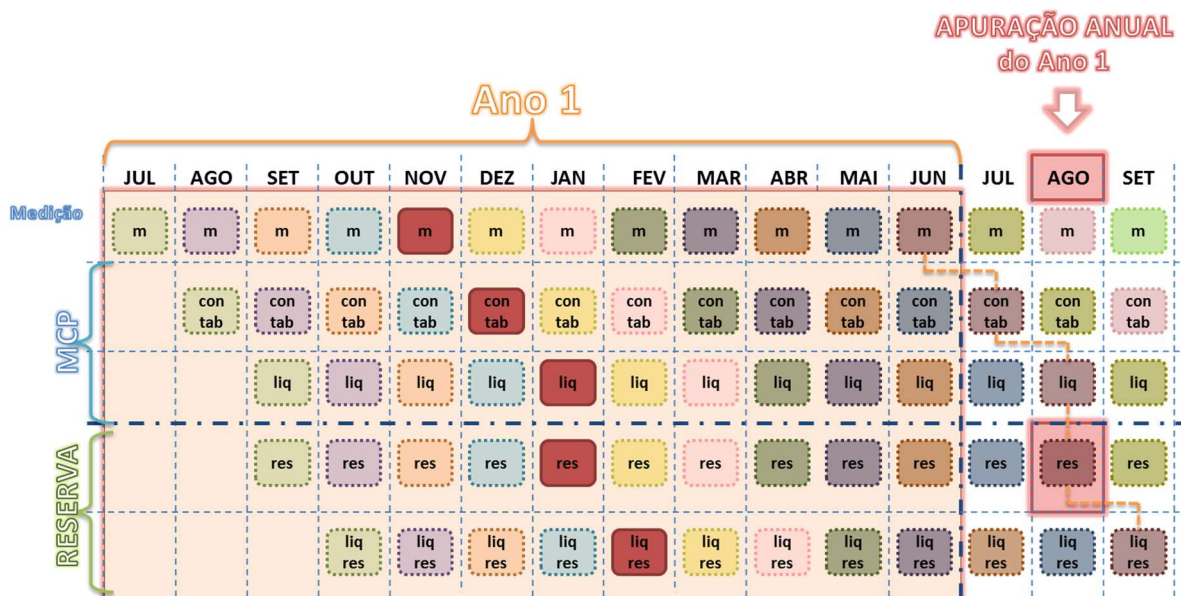


Figura 9: Exemplo de apuração de energia de reserva para empreendimento eólico (apuração anual)

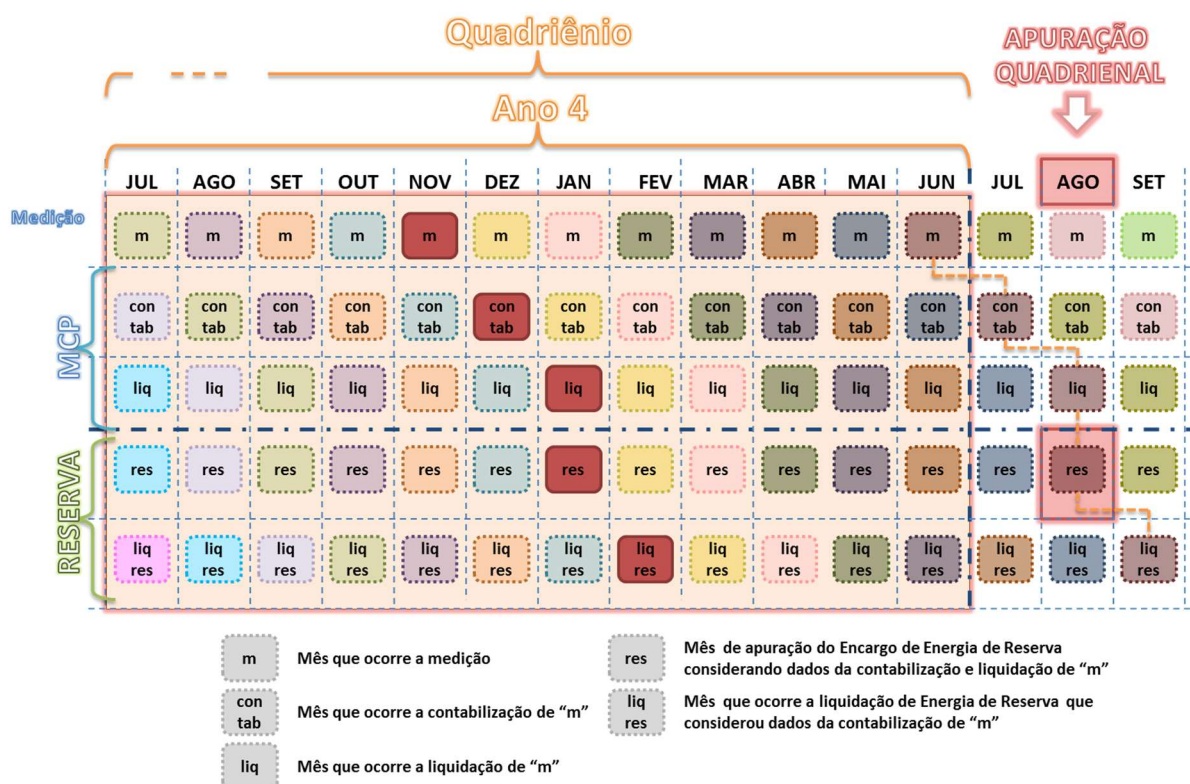


Figura 10: Exemplo de apuração de energia de reserva para empreendimento eólico (apuração quadrienal)

1.1.8. Ano de apuração "f^{CER}"

O Ano de apuração "f^{CER}" é o ano civil do mês em que tem início o pagamento da receita de venda. Como esta receita é composta de 12 parcelas iguais, referente a um pagamento anual, esses meses têm como referência o mesmo ano de apuração "f^{CER}", ainda que determinado mês ultrapasse o ano civil seguinte.

O Ressarcimento é uma apuração conforme dispositivo contratual, que tem como principal objetivo um acerto financeiro em virtude da diferença positiva, entre o montante contratado e o montante gerado entregue, no período de apuração correspondente à receita fixa anual paga.

Como visto anteriormente, há descasamento de 2 meses entre esta apuração e a apuração do MCP, de modo que o cálculo do ressarcimento somente se dá quando os dados do último mês do período de apuração da entrega da energia contratada estão disponíveis.

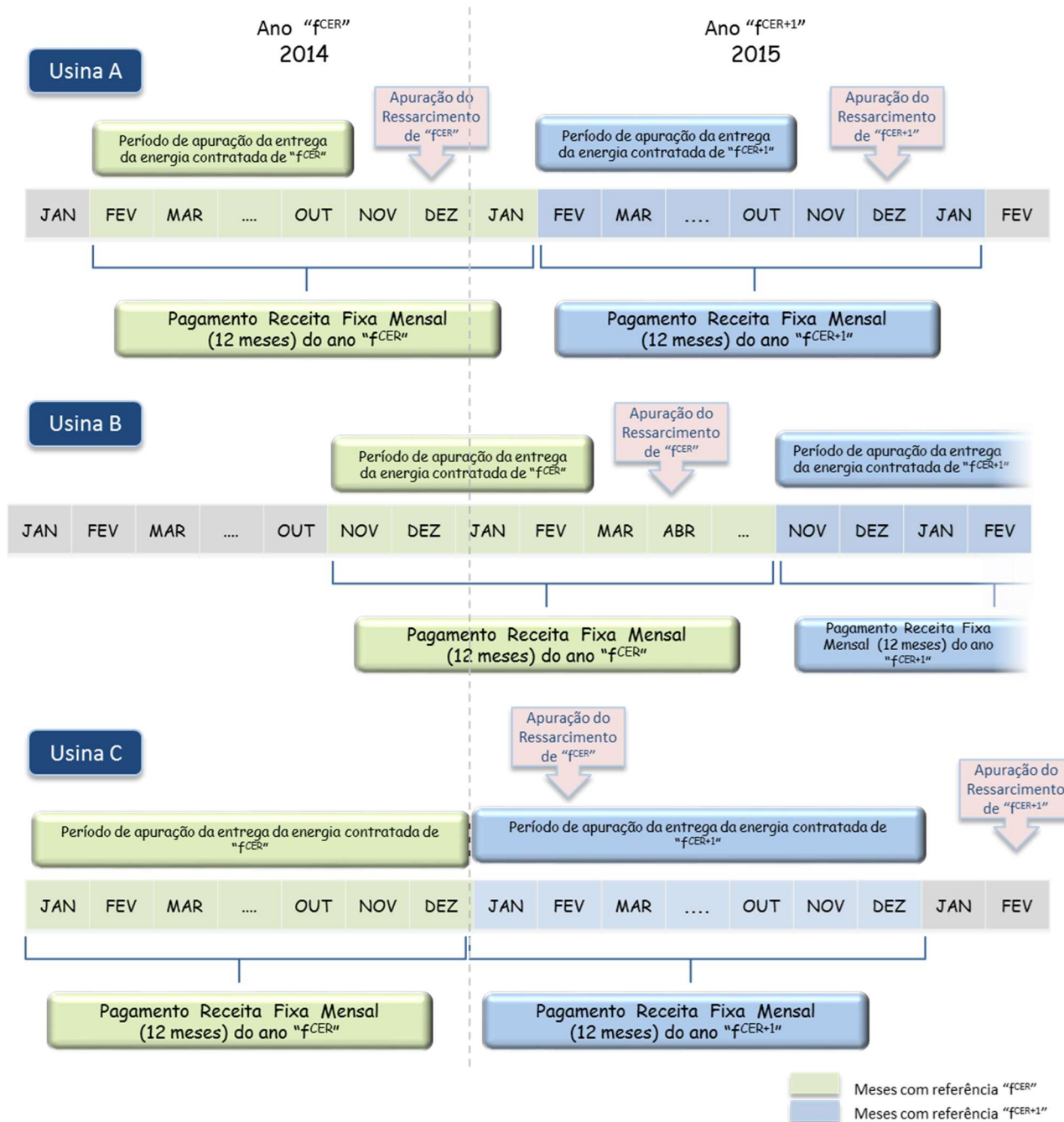


Figura 11: Período de apuração da entrega da energia contratada e mês de apuração do Ressarcimento

Importante:

A apuração do ressarcimento será feita após conhecidos os valores referentes à contabilização do Mercado de Curto Prazo do mês de encerramento do período de apuração da entrega da energia contratada estabelecida no CER.

2. Detalhamento da Contratação de Energia de Reserva

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Contratação de Energia de Reserva”, apresentando o tratamento dado às disposições pertinentes à contratação de energia proveniente dos empreendimentos de geração de energia elétrica, consagrados vencedores nos Leilões regulados, que são promovidos pela Aneel para contratação de Energia de Reserva, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

2.1. Fonte Biomassa

Objetivo:

Determinar a Receita Fixa Líquida a ser paga mensalmente aos empreendimentos de geração à Biomassa, consagrados vencedores dos Leilões Regulados para Contratação de Energia de Reserva.

Contexto:

Determinar a Receita Fixa Líquida, consiste em apurar o montante financeiro que a CCEE deverá mensalmente repassar, ou eventualmente cobrar, ao Agente Vendedor de Energia de Reserva, com base nas disposições do CER. A Figura 12 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

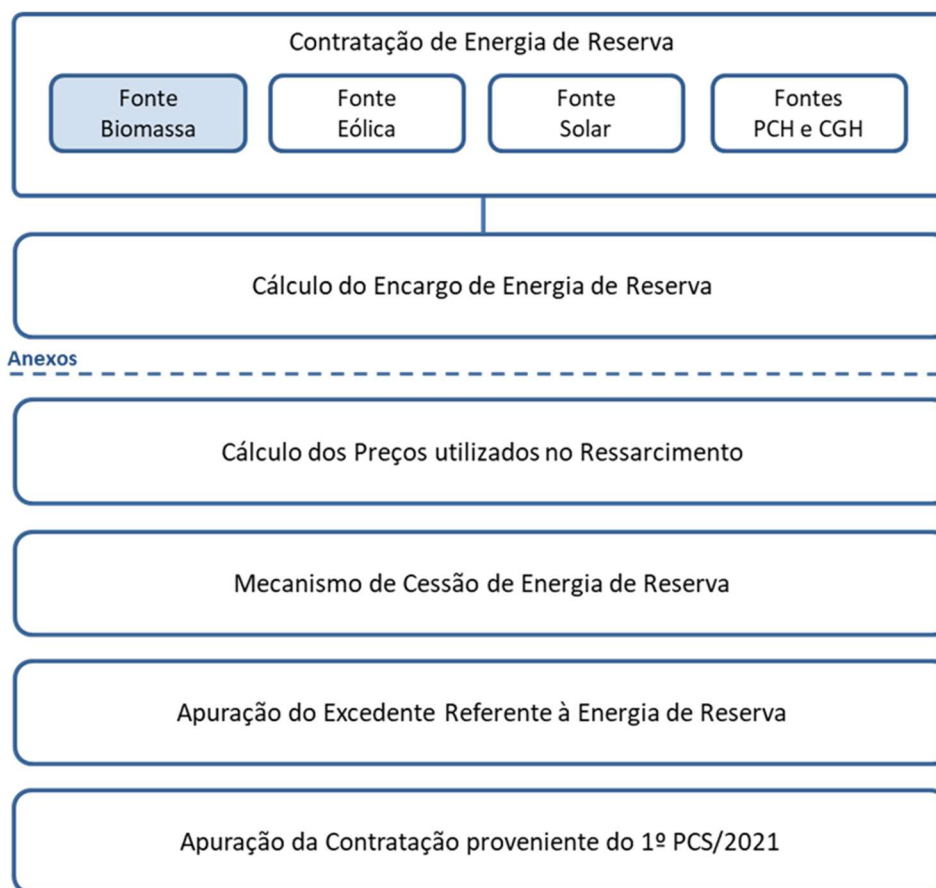


Figura 12: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratação de Energia de Reserva”

2.1.1. Detalhamento das Etapas de Apuração para Fonte Biomassa

Determinação da Receita de Venda

1. As Receitas de Venda estabelecidas no CER, correspondem à remuneração a ser recebida pelo agente vendedor de Energia de Reserva pelo comprometimento da entrega da energia elétrica contratada nas condições definidas no contrato, sendo composta por Receita Antecipada, se o caso, e Receita Fixa.
 - 1.1. Para os empreendimentos comprometidos com o 1º leilão de Energia de Reserva a Receita de Venda corresponde ao valor da Receita Fixa Mensal, conforme estabelecido no CER.
 - 1.2. Para os empreendimentos comprometidos com o 3º LER em diante, as Receitas de Venda serão obtidas a partir da aplicação do Preço de Venda Atualizado sobre (i) o montante de energia entregue pela usina no período de antecipação; ou (ii) o montante de energia anual contratada, conforme estabelecido no CER.

Reajuste da Receita Fixa Anual

2. As Receitas Fixas dos empreendimentos comprometidos com CER do 1º Leilão de Energia de Reserva, serão reajustadas anualmente pela variação do IPCA do mês anterior ao mês de reajuste fixado no contrato de cada usina, respeitado o período mínimo de 12 meses contados da realização do leilão. O Reajuste da Receita Fixa Anual do CER é realizado de acordo com a seguinte expressão:

Se o mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva "m", corresponder ao mês de reajuste da receita fixa anual da usina definido no contrato:

$$RFA_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = RF_CER_{p,t,l,f^{CER}} * \left(\frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{ml}} \right)$$

Caso Contrário:

$$RFA_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = RFA_CER_{p,t,l,f^{CER},m-1}$$

Onde:

$RFA_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Receita Fixa Anual Atualizada do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$RF_CER_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Receita Fixa Anual de Referência, estabelecida no CER, para remuneração da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} "

$NIPCA_m$ é o Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA no mês de apuração "m"

"ml" refere-se ao mês base estabelecido no contrato

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

No mês de início de suprimento, considerando também eventual antecipação, será calculada a Receita Fixa Anual Atualizada ($RFA_CER_{p,t,l,m}$) utilizando o valor absoluto do IPCA do último mês de referência para atualização definido no contrato, com relação ao mês base estabelecido, respeitando o prazo de 12 meses do mês subsequente ao de realização do leilão.

Deverão ser adotadas seis casas decimais exatas, desprezando-se os demais algarismos a partir da sétima casa, inclusive.

Caso o IPCA não seja publicado até este processamento, será utilizado o último índice publicado, e o ajuste será efetuado na primeira liquidação financeira, após a publicação do índice que deveria ter sido utilizado.

- 2.1. Para empreendimentos comprometidos com o 3º LER em diante, a Receita Fixa Anual Atualizada é determinada em função da aplicação do Preço de Venda Atualizado sobre o montante de energia contratado anual, conforme segue:

$$RFA_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}} * PVA_CER_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RFA_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Receita Fixa Anual Atualizada do Empreendimento comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

$QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina "p", vinculada ao produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}"

$PVA_CER_{p,t,l,m}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", comprometida com CER, para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

- 2.2. Os Preços de Venda estabelecidos para os empreendimentos comprometidos com CER do 3º LER em diante, serão reajustados anualmente pela variação do IPCA do mês anterior ao mês de reajuste fixado no contrato de cada usina, conforme a expressão que segue:

Se o mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva "m", corresponder ao mês de reajuste do preço de venda da usina definido no contrato:

$$PVA_CER_{p,t,l,m} = PV_CER_{p,t,l} * \left(\frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{ml}} \right)$$

Caso Contrário:

$$PVA_CER_{p,t,l,m} = PVA_CER_{p,t,l,m-1}$$

Onde:

$PVA_CER_{p,t,l,m}$ é o Preço de Venda Atualizado do CER da parcela de usina "p", comprometida com CER, para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$PV_CER_{p,t,l}$ é o Preço de Venda de Referência estabelecido no CER para remuneração da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l"

$NIPCA_m$ é o Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA no mês de apuração "m"

"ml" refere-se ao mês base estabelecido no contrato

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

No mês de início de suprimento, considerando também eventual antecipação, será calculado o Preço de Venda Atualizado ($PVA_CER_{p,t,l,m}$), utilizando o valor absoluto do IPCA do último mês de referência, para atualização definido no contrato, com relação ao mês base estabelecido, respeitando o prazo de 12 meses do mês subsequente ao de realização do leilão.

Deverão ser adotadas seis casas decimais exatas, desprezando-se os demais algarismos a partir da sétima casa, inclusive.

Caso o IPCA não seja publicado até este processamento, será utilizado o último índice publicado, e o ajuste será efetuado na primeira liquidação financeira após a publicação do índice que deveria ter sido utilizado.

Receita Antecipada

3. Os empreendimentos de geração, comprometidos com o 3º Leilão de Energia de Reserva, em diante, que iniciarem sua operação comercial em data anterior ao início do suprimento, e que optarem pela ampliação deste período, receberão mensalmente, como Receita de Venda, o montante financeiro correspondente a Receita Antecipada, até que se inicie o período de suprimento estabelecido no CER.

- 3.1. A Receita Antecipada é calculada em função da aplicação do Preço de Venda Atualizado sobre a energia gerada pela usina no período que antecede ao início do suprimento, limitada pelo montante de energia contratada para o terceiro ano do período de apuração da entrega da energia do CER, conforme expressão que segue:

Se o mês de apuração "m-2" for anterior ao início do suprimento do CER, então:

$$RANT_CER_{p,t,l,m} = \sum_{j \in m-2} G_PROD_{p,t,l,j} * PVA_CER_{p,t,l,m-2}$$

Caso Contrário

$$RANT_CER_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RANT_CER_{p,t,l,m}$ é a Receita Antecipada da parcela de usina "p", associada ao produto "t", do leilão "l", para o mês de apuração "m"

$G_PROD_{p,t,l,j}$ é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$PVA_CER_{p,t,l,m-2}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", comprometida com CER, para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m-2"

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

No cálculo da Receita Antecipada serão considerados os dados de geração da usina e o Preço de Venda Atualizado, para os meses do período compreendido entre a data de início da antecipação de operação comercial da usina e a data de início do primeiro período de apuração da entrega da energia comprometida com o CER.

Receita Fixa Mensal

4. Pela disponibilização da energia contratada nos termos do CER, os empreendimentos de geração farão jus ao recebimento, mensal, da Receita Fixa Mensal, que corresponderá ao montante financeiro equivalente a um duodécimo da Receita Fixa Anual Atualizada.
5. A Receita Fixa Mensal corresponde a Receita Fixa Anual dividida em doze parcelas mensais iguais a serem lançadas ao longo de cada ano contratual f^{CER} , e será obtida de acordo com a seguinte expressão:

$$RFAM_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = \frac{RFA_CER_{p,t,l,f^{CER},m}}{MESES_FCER_{p,t,l,f^{CER}}}$$

Onde:

$RFAM_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Receita Fixa Mensal do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$RFA_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Receita Fixa Anual Atualizada do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$MESES_FCER_{p,t,l,f^{CER}}$ refere-se a quantidade de meses vigentes da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no ano de apuração " f^{CER} "

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Receita de Venda Mensal

6. A remuneração mensal a ser repassada ao Agente Vendedor comprometido com CER, será realizada na forma de Receita de Venda, obtida conforme a seguinte expressão:

$$RVET_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = RFAM_CER_{p,t,l,f^{CER},m} + RANT_CER_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RVET_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Receita de Venda Total do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$RFAM_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Receita Fixa Mensal do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$RANT_CER_{p,t,l,m}$ é a Receita Antecipada da parcela de usina "p", associada ao produto "t", do leilão "l", para o mês de apuração "m"

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Determinação da Receita Fixa Retida

7. A partir do primeiro mês do período de apuração da entrega da energia contratada no CER, o Agente Vendedor de Energia de Reserva terá direito ao recebimento da Receita Fixa Mensal, desde que o estágio de implantação do empreendimento de geração comprometido com o CER

esteja compatível com a obrigação de entrega de energia no montante de energia negociado no Leilão.

8. Caso o empreendimento de geração não entre em operação comercial na data programada, a Receita Fixa Mensal poderá ser retida, por determinação da ANEEL no caso de usinas comprometidas com o 1º Leilão de Energia de Reserva, durante todo o período em que for mantida tal expectativa. Todavia, a partir da entrada em operação comercial da usina, o lançamento da receita fixa mensal será realizado conforme a determinação em cada CER:
 - 8.1. Será considerada como usina em operação comercial para fins da retenção da Receita Fixa Mensal, aquela comprometida com o 1º ou 3º LER que possuir pelo menos uma unidade geradora em operação comercial em qualquer hora do mês de apuração.
 - 8.2. Para as usinas comprometidas com o 4º LER em diante, o lançamento da Receita Fixa Mensal será feito na proporção da potência em operação comercial, em relação à potência total da usina.
 - 8.3. A liberação dos valores monetários associados à Receita Fixa Retida, ocorrerá no mês em que for apurado o ressarcimento previsto no CER de entrega de energia em montante inferior à energia contratada. Será utilizada juntamente com a Receita Fixa Mensal atualizada, referente ao mês de apuração para obter o valor final devido ao Agente Vendedor de Energia de Reserva. Nos meses que seguem à apuração do ressarcimento contratual, a Receita Fixa Mensal será paga ao Agente mesmo que o empreendimento ainda esteja em fase de implantação, sendo retomada a retenção da receita fixa mensal a partir do primeiro mês do período de apuração da entrega da energia contratada subsequente.
 - 8.4. Para o empreendimento comprometido com CER que: (i) não possui nenhuma unidade geradora em operação comercial no mês; ou (ii) cujo cronograma de implantação encontra-se incompatível com a obrigação do Agente Vendedor de Energia de Reserva em termos de capacidade de entrega de energia no montante da energia contratada; a Receita Fixa Retida é calculada de acordo com a seguinte expressão:

Se o mês de pagamento do Agente Vendedor de Energia de Reserva for anterior ao mês de apuração do ressarcimento e ambos se referirem a um mesmo ano de entrega "f^{CER}":

$$RF_RET_{p,t,l,f^{CER},m} = RF_RET_{p,t,l,f^{CER},m-1} + RFAM_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$$

Caso contrário

$$RF_RET_{p,t,l,f^{CER},m} = 0$$

Onde:

$RF_RET_{p,t,l,f^{CER},m}$ é o Total de Receita Fixa Retida por conta do atraso da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

$RFAM_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Receita Fixa Mensal do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

"f^{CER}" é o ano de entrega associado a cada período de apuração da entrega da energia do CER

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

Excepcionalmente, para o primeiro mês de cada período de apuração da entrega de energia, "f^{CER}", definido no CER, o valor inicial da Receita Fixa Retida do mês anterior ($RF_RET_{p,t,l,f^{CER},m-1}$) receberá o valor igual a zero.

- 8.5. Para o empreendimento comprometido com CER que: (i) possui pelo menos uma unidade geradora em operação comercial em qualquer hora do mês; ou (ii) cujo cronograma de implantação encontra-se compatível com a obrigação do Agente Vendedor de Energia de Reserva em termos de capacidade de entrega de energia no montante da energia contratada; a Receita Fixa Retida será obtida de acordo com a seguinte expressão:

Se o mês de pagamento do Agente Vendedor de Energia de Reserva for anterior ao mês de apuração do ressarcimento e ambos se referirem a um mesmo ano de entrega "f^{CER}":

$$RF_RET_{p,t,l,f^{CER},m} = RF_RET_{p,t,l,f^{CER},m-1} + RET_OPCOM_{p,t,l,f^{CER},m} - ADDC_REAP_OPCOM_{p,t,l,m}$$

Caso contrário

$$RF_RET_{p,t,l,f^{CER},m} = 0$$

Onde:

$RF_RET_{p,t,l,f^{CER},m}$ é o Total de Receita Fixa Retida por conta do atraso da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

$RET_OPCOM_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Retenção Proporcional da Receita Fixa da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

$ADDC_REAP_OPCOM_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"f^{CER}" é o ano de entrega associado a cada período de apuração da entrega da energia do CER.

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

Excepcionalmente, para o primeiro mês de cada período de apuração da entrega de energia ao CER "f^{CER}", definido no CER, o valor inicial da Receita Fixa Retida do mês anterior ($RF_RET_{p,t,l,f^{CER},m-1}$) receberá o valor igual a zero.

A Receita Fixa não será retida se a ANEEL identificar que a usina está apta a entrar em operação comercial e as instalações de transmissão/ distribuição necessárias para o escoamento da energia se encontrarem em atraso, exceto no caso de alteração, solicitada e/ou causada pelo VENDEDOR.

- 8.6. Para o empreendimento comprometido com o 4º LER em diante, a receita deve ser retida na proporção das suas unidades fora de operação comercial, até que a usina se encontre com potência em operação comercial igual à sua capacidade total. Dessa forma, a Retenção Proporcional da Receita Fixa é determinada conforme a seguinte expressão:

Se o produto for referente ao 4º LER:

$$RET_OPCOM_{p,t,l,f^{CER},m} = (RFAM_CER_{p,t,l,f^{CER},m} * F_PFOC_M_{p,m})$$

Caso contrário

$$RET_OPCOM_{p,t,l,f^{CER},m} = 0$$

Onde:

$RET_OPCOM_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Retenção Proporcional da Receita Fixa da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

$RFAM_CER_{p,t,l,f}^{CER,m}$ é a Receita Fixa Mensal do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$F_PFOC_M_{p,m}$ é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

" f^{CER} " é o ano de entrega associado a cada período de apuração da entrega da energia do CER.

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

8.6.1. O Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal da Usina, para empreendimentos comprometidos com o 4º LER, identifica a proporção de potência da usina que está fora de operação comercial, ponderado por todo o mês, expresso por:

$$F_PFOC_M_{p,m} = \frac{\sum_{j \in m} F_PFOC_RES_{p,j}}{M_SPD_m}$$

Onde:

$F_PFOC_M_{p,m}$ é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$F_PFOC_RES_{p,j}$ é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da usina "p", no período de comercialização "j"

M_SPD_m é a Quantidade de períodos de comercialização no mês de apuração "m"

8.6.1.1. O Fator de Potência Fora de Operação Comercial de Usinas comprometidas com Energia de Reserva identifica a proporção de potência da usina que não está em operação comercial ou atestada pela Aneel como apta, conforme a seguinte equação:

$$F_PFOC_RES_{p,j} = \max(0; 1 - F_PAOC_RES_{p,j} - F_COMERCIAL_RES_{p,j})$$

Onde:

$F_PFOC_RES_{p,j}$ é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da usina "p", no período de comercialização "j"

$F_PAOC_RES_{p,j}$ é o Fator de Potência Apta a entrar em Operação Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da usina "p", no período de comercialização "j"

$F_COMERCIAL_RES_{p,j}$ é o Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

8.6.1.2. O Fator de Potência Apta a entrar em Operação Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva representa a proporção de potência da usina que está apta a entrar em Operação Comercial, expresso por:

$$F_PAOC_RES_{p,j} = \min\left(1; \frac{\sum_{i \in UGACA} (CAP_{i,j})}{CAP_T_p}\right)$$

Onde:

$F_PAOC_RES_{p,j}$ é o Fator de Potência Apta a entrar em Operação Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da usina "p", no período de comercialização "j"

$CAP_{i,j}$ é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição "i" das unidades geradoras associadas à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

CAP_T_p é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina "p"

"UGACA" é o Conjunto de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel da parcela de usina "p", durante o período de suprimento do contrato

8.6.1.3. O Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva identifica a proporção de potência da usina que está em operação comercial, expresso por:

$$F_COMERCIAL_RES_{p,j} = \min \left(1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} (CAP_{i,j})}{CAP_T_p} \right)$$

Onde:

$F_COMERCIAL_RES_{p,j}$ é o Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

$CAP_{i,j}$ é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição "i" das unidades geradoras associadas à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

CAP_T_p é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina "p"

"PMAQ" é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina "p". Nesta expressão, considera-se o conjunto complementar, ou seja, das unidades geradoras que ainda não entraram em operação comercial

Determinação do Ressarcimento pela Insuficiência na Entrega de Energia ao CER

9. Ao longo do período de suprimento o agente vendedor de Energia de Reserva deverá garantir a entrega da energia contratada mediante geração proveniente das usinas comprometidas com CER ou por meio da cessão de energia e/ou energia/lastro. A verificação de entrega de energia em montantes inferiores à energia contratada no período de apuração, sujeitará ao agente vendedor o pagamento de montante financeiro correspondente ao ressarcimento por insuficiência de geração. Para os CERs, os ressarcimentos devidos pelo Agente Vendedor de Energia de Reserva, são determinados em função da entrega da energia no período estabelecido no CER e compostos pelos seguintes comandos e expressões:

Importante:

A apuração do ressarcimento será feita após conhecidos os valores referentes à contabilização do mercado de curto prazo do mês de encerramento do período de apuração da entrega da energia contratada estabelecida no CER.

- 9.1. Para as usinas comprometidas com CER, será verificado se a geração realizada no período de apuração da entrega da energia estabelecido no CER foi em montante suficiente para atendimento ao compromisso contratual. Caso seja constatada entrega de energia em montantes inferiores aos da energia contratada e não tenha havido a transferência de energia por meio do mecanismo de cessão, o Agente Vendedor de Energia de Reserva ficará sujeito aos ressarcimentos previstos em cláusula específica do CER.
- 9.2. As usinas que integrarem o mesmo CER terão a verificação de atendimento ao compromisso contratual apurado de forma global, isto é, a indisponibilidade será verificada tendo como base: (i) a geração realizada deste conjunto de usinas; (ii) a cessão total de energia e/ou energia/lastro; e (iii) a quantidade de energia não entregue involuntariamente; que serão averiguadas durante o período de apuração da entrega da energia contratada, estabelecida no CER.
- 9.3. Na apuração global do atendimento ao CER, a energia não entregue involuntariamente, corresponderá à indisponibilidade das usinas, motivada pelo atraso da entrada em operação das instalações de distribuição ou de transmissão da rede básica, necessárias para o escoamento da energia produzida pelas usinas, quando verificado pela Aneel. Neste caso, as usinas comprometidas com o mesmo CER deverão estar aptas a entrar em operação comercial.
10. A Quantidade de Energia não Fornecida ao CER, corresponde ao efetivo volume de energia passível de ressarcimento pelo agente vendedor, dado pelo Déficit de Energia para Atendimento

do CER não atendido pela sobra de outras usinas do CER, como prevê a legislação aplicável a estes contratos.

10.1. O montante total de energia não fornecida pelas parcelas de usina comprometidas com o mesmo CER, é obtido a partir da diferença entre: (i) a quantidade total de energia comprometida com CER; e (ii) o total de geração destinada para atendimento ao contrato; descontada a energia que deixou de ser gerada em função de fatores não gerenciáveis pelos Agentes Vendedores comprometidos com aquele CER, e a quantidade de energia adquirida por meio do mecanismo de cessão, conforme expressão que segue:

Se o mês de apuração "m" corresponder ao mês de apuração do ressarcimento:

$$TOT_ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = \max \left(0; \sum_{p \in PCER} QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}} - MA_PROD_CER_{p,t,l,f^{CER}} - \left(\sum_{p \in PCER} \sum_{m \in f^{CER}} (GM_PROD_CER_{p,t,l,m-2} + ADDC_G_TOT_CER_{p,t,l,m-2}) \right) - \sum_{p \in PCER} QANG_INV_{p,t,l,f^{CER}} - \sum_{p \in PCER} \sum_{m \in f^{CER}} \sum_{pcd \in CEPCD} (CE_{pcd,pcs,t,l,m-2} + CEL_{pcd,pcs,t,l,m-2}) \right)$$

$$pcs = p$$

Onde:

$TOT_ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Quantidade Total de Energia não Fornecida ao CER, associado ao produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

$QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina "p", vinculada ao produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}"

$MA_PROD_CER_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Montante Alocado para o Produto no âmbito do CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}"

$GM_PROD_CER_{p,t,l,m}$ é a Geração Mensal para Atendimento ao CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$QANG_INV_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Quantidade Anual de Energia Não Gerada Involuntariamente, da parcela de usina "p", comprometida com o produto, "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}"

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$ é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$CEL_{pcd,pcs,t,l,m}$ é a Cessão de Energia/Lastro negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ADDC_G_TOT_CER_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"CEPCD" é o conjunto de todas as parcelas de usinas "pcd" que cederam para a parcela de usina cessionária "pcs" no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcd" é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" corresponde à parcela de usina "p"

"PCER" é o conjunto de todas as parcelas de usina "p" integrantes do mesmo CER

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

10.2. A Quantidade de Energia não Fornecida ao CER, de cada parcela de usina, é obtida a partir da relação entre a energia contratada pela parcela de usina e o montante total contratado no CER, aplicada sobre o montante total de energia não fornecida pelas usinas comprometidas com o mesmo CER, conforme expressão que segue:

Se o mês de apuração "m" corresponder ao mês de apuração do ressarcimento:

$$ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = TOT_ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m} * \frac{QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}}}{\sum_{p \in PCER} QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}}}$$

Onde:

$ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$TOT_ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Quantidade Total de Energia não Fornecida ao CER, associado ao produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina "p", vinculada ao produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} "

"PCER" é o conjunto de todas as parcelas de usina "p" integrantes do mesmo CER

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

11. O cálculo do Ressarcimento Final pela Energia Não Fornecida ao CER é realizado, no mês de apuração do ressarcimento, com base na Quantidade de Energia não Fornecida ao CER e sua precificação é definida após verificado se a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER ultrapassou 10% da Quantidade de Energia Comprometida com o CER. Sendo assim:

11.1. Caso o mês de apuração seja o mês de apuração do ressarcimento associado a um determinado ano de entrega " f^{CER} ", o Ressarcimento Final pela Energia Não Fornecida ao CER é definido da seguinte forma:

11.2. Para os empreendimentos comprometidos com o 1º LER, caso a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER ultrapasse a marca de 10% da Quantidade de Energia Comprometida com CER, o cálculo do Ressarcimento Final pela Energia Não Fornecida ao CER é precificado ao Valor da Energia Comprometida com a Receita Fixa acrescido de 15%, conforme segue:

Se:

$$TOT_ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m} > \left(0,1 * \sum_{p \in PCER} QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}} \right)$$

Então:

$$RESS_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = 1,15 * VEC_RF_{p,t,l,f^{CER},m} * ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$$

Onde:

$RESS_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina, "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$TOT_ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Quantidade Total de Energia não Fornecida ao CER, associado ao produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina "p", vinculada ao produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} "

$VEC_RF_{p,t,l,f^{CER},m}$ é o Valor da Energia Comprometida com a Receita Fixa, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

"PCER" é o conjunto de todas as parcelas de usina "p" integrantes do mesmo CER

"m" corresponde ao mês de apuração do ressarcimento

- 11.3. Para os empreendimentos comprometidos com o 3º LER em diante, caso a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER ultrapasse a marca de 10% da Quantidade de Energia Comprometida com CER, o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER é precificado pelo Preço de Venda Médio acrescido de 15%, conforme segue:

$$\text{Se: } TOT_ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m} > \left(0,1 * \sum_{p \in PCER} QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}} \right)$$

Então:

$$RESS_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = 1,15 * PVM_CER_{p,t,l,f^{CER},m} * ENF_CER_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RESS_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina, "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

$TOT_ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Quantidade Total de Energia não Fornecida ao CER, associado ao produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

$ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

$QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina "p", vinculada ao produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}"

$PVM_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é o Preço de Venda Médio do CER, para cada parcela de usina "p", comprometida com o mesmo CER, para cada produto "t", do leilão "l", do período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de no mês de apuração "m"

"PCER" é o conjunto de todas as parcelas de usina "p" integrantes do mesmo CER

"m" corresponde ao mês de apuração do ressarcimento

Importante:

A apuração da não entrega de energia ao CER levará em consideração a verificação de atendimento ao compromisso contratual apurado de forma global, ou seja, o total de energia não entregue ao CER será comparado com o total de energia contratada por todas as usinas comprometidas com CER.

A quantidade de energia não fornecida ao CER apurada para as usinas integrantes de um mesmo CER, será rateada na proporção da energia contratada.

- 11.4. Para os empreendimentos comprometidos com o 1º LER, caso a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER **não** ultrapasse a marca de 10% da Quantidade de Energia Comprometida com CER, o Ressarcimento Final pela Energia Não Fornecida ao CER é precificado ao Valor da Energia Comprometida com a Receita Fixa, conforme segue:

Se:

$$TOT_ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m} \leq \left(0,1 * \sum_{p \in PCER} QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}} \right)$$

Então:

$$RESS_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = VEC_RF_{p,t,l,f^{CER},m} * ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$$

Onde:

$RESS_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

$TOT_ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Quantidade Total de Energia não Fornecida ao CER, associado ao produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

$QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina "p", vinculada ao produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}"

$ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração entrega da energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

$VEC_RF_{p,t,l,f^{CER},m}$ é o Valor da Energia Comprometida com a Receita Fixa, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

"PCER" é o conjunto de todas as parcelas de usina "p" integrantes do mesmo CER

"m" corresponde ao mês de apuração do ressarcimento

11.5. Para os empreendimentos comprometidos com o 3º LER em diante, caso a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER **não** ultrapasse a marca de 10% da Quantidade de Energia Comprometida com CER, o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER é precificado pelo Preço de Venda Médio, conforme segue:

Se:

$$TOT_ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m} \leq \left(0,1 * \sum_{p \in PCER} QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}} \right)$$

Então:

$$RESS_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = PVM_CER_{p,t,l,f^{CER},m} * ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$$

Onde:

$RESS_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

$TOT_ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Quantidade Total de Energia não Fornecida ao CER, associado ao produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

$QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina "p", vinculada ao produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}"

$ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração entrega da energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

$PVM_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é o Preço de Venda Médio do CER, para cada parcela de usina "p", comprometida com o mesmo CER, para cada produto "t", do leilão "l", do período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

"PCER" é o conjunto de todas as parcelas de usina "p" integrantes do mesmo CER

"m" corresponde ao mês de apuração do ressarcimento

- 11.6. Caso o mês de apuração não corresponda ao mês de apuração do ressarcimento associado a um determinado ano de entrega "f^{CER}", o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER é ZERO, expresso por:

$$RESS_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = 0$$

Onde:

RESS_CER_{p,t,l,f^{CER},m} é o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

Determinação da Receita Líquida do Agente

12. Para se estabelecer a Receita Líquida que o Agente Vendedor de Energia de Reserva tem a receber, serão considerados: (i) o valor atualizado da parcela mensal da Receita de Venda; (ii) a adoção do mecanismo de retenção da Receita Fixa em decorrência do estágio de implantação do empreendimento de geração comprometido com o CER; (iii) a aplicação do dispositivo contratual de ressarcimento por entrega de energia em montante inferior à energia contratada; e (iv) os Efeitos do Mercado de Curto Prazo decorrentes do Mecanismo de Cessão.

- 12.1. A Receita Líquida apurada para o agente proprietário de uma usina que apresenta insuficiência de lastro na apuração da penalidade de energia de reserva, poderá sofrer alterações em seu montante devido a tal penalidade.

- 12.2. Para o empreendimento comprometido com CER que: (i) possui pelo menos uma unidade geradora em operação comercial em qualquer hora do mês; ou (ii) adquiriu energia pelo mecanismo de cessão para atender o compromisso contratual; e/ou (iii) cujo cronograma de implantação encontra-se compatível com a obrigação do Agente Vendedor de Energia de Reserva em termos de capacidade de entrega de energia no montante da energia contratada; a Receita Líquida Mensal será calculada de acordo com as seguintes expressões:

- 12.3. Quando o mês de apuração do encargo **não corresponder** ao mês de apuração do ressarcimento associado a determinado ano de entrega "f^{CER}", a receita líquida será obtida na forma que segue:

$$REC_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m} = (RVET_CER_{p,t,l,f^{CER},m} * (1 - F_PFOC_M_{p,m})) - TOT_EMCP_CED_{p,l,m-2} + ADDC_REAP_OPCOM_{p,t,l,m} + ADDC_RECV_{p,t,l,m}$$

Onde:

REC_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m} é o Receita Líquida da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER "f^{CER}", no mês de apuração "m"

RVET_CER_{p,t,l,f^{CER},m} é a Receita de Venda Total do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês apuração "m"

F_PFOC_M_{p,m} é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

TOT_EMCP_CED_{p,t,l,m} é o Efeito Total no Mercado de Curto Prazo referente à Cessão para fonte biomassa que deve ser deduzido da parcela de usina cedente "pcd", associada ao produto "t" do cedente, do leilão "l", no mês de apuração "m"

ADDC_REAP_OPCOM_{p,t,l,m} é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ADDC_RECV_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

Importante:

Devido ao descasamento dos meses de referência na apuração da Energia de Reserva e na contabilização do MCP, o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Mecanismo de Cessão, para fonte biomassa, representa o valor financeiro da cessão realizada no mês de apuração "m-2".

12.4. Quando o mês de apuração do encargo **corresponder** ao mês de apuração do ressarcimento associado a determinado ano de entrega " f^{CER} ", a receita líquida será obtida na forma que segue:

Se o ressarcimento e a receita de venda total referem-se ao mesmo período de apuração da entrega da energia associada ao ano de entrega " f^{CER} ", então:

$$REC_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m} = RVET_CER_{p,t,l,f^{CER},m} + RF_RET_{p,t,l,f^{CER},m-1} - RESS_{CER_{p,t,l,f^{CER},m}} - TOT_{EMCP_{CED}_{p,t,l,m-2}} + TOT_{EMC_{CES}_{p,t,l,m-2}} + ADDC_{RECV}_{p,t,l,m} - EF_GRAR_CER_{p,t,l,f^{CER}}$$

Caso Contrário:

$$REC_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m} = (RVET_CER_{p,t,l,f^{CER},m} * (1 - F_PFOC_M_{p,m})) + ADDC_REAP_OPCOM_{p,t,l,m} + RF_RET_{p,t,l,f^{CER}-1,mp} - RESS_{CER_{p,t,l,f^{CER}-1,m}} - TOT_{EMCP_{CED}_{p,t,l,m-2}} + TOT_{EMCP_{CES}_{p,t,l,m-2}} + ADDC_{RECV}_{p,t,l,m} - EF_GRAR_CER_{p,t,l,f^{CER}}$$

Onde:

$REC_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m}$ é o Receita Líquida da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$RVET_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Receita de Venda Total do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$F_PFOC_M_{p,m}$ é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$ADDC_REAP_OPCOM_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RF_RET_{p,t,l,f^{CER},m}$ é o Total da Receita Fixa Retida por conta do atraso da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$RESS_{CER_{p,t,l,f^{CER},m}}$ é o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina, "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$TOT_{EMCP_{CED}_{p,t,l,m}}$ é o Efeito Total no Mercado de Curto Prazo referente à Cessão para fonte biomassa que deve ser deduzido da parcela de usina cedente "pcd", associada ao produto "t" do cedente, do leilão "l", no mês de apuração "m"

$TOT_{EMCP_{CES}_{p,t,l,m}}$ é o Efeito Total no Mercado de Curto Prazo referente à Cessão para fonte biomassa que deve ser creditado à parcela de usina cessionária "pcs", associada ao produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"

$EF_GRAR_CER_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Efeito Financeiro da Geração Realocada para o Ambiente Regulado no âmbito do CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} "

$ADDC_RECV_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"mp" é o último mês de pagamento da receita fixa mensal do período de apuração da entrega de energia ao CER associada ao ano de entrega " f^{CER-1} "

" f^{CER} " é o ano de entrega associado a cada período de apuração da entrega da energia do CER

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

12.5. Para o empreendimento comprometido com CER que: (i) não possui nenhuma unidade geradora em operação comercial no mês; ou (ii) cujo cronograma de implantação encontra-se incompatível com a obrigação do Agente Vendedor de Energia de Reserva em termos de capacidade de entrega de energia no montante da energia contratada; a Receita Líquida Mensal será determinada de acordo com as seguintes expressões:

12.6. Quando o mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva **não corresponder** ao mês de apuração do ressarcimento associado a determinado período do ano de entrega " f^{CER} ", a Receita Líquida será obtida na forma que segue:

Se o mês de apuração do encargo for anterior ao mês de apuração do ressarcimento, então:

$$REC_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m} = 0$$

Caso contrário

$$REC_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m} = RVET_CER_{p,t,l,f^{CER},m} + ADDC_RECV_{p,t,l,m}$$

Onde:

$REC_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m}$ é o Receita Líquida da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$RVET_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Receita de Venda Total do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$ADDC_RECV_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

Após o mês de apuração do valor correspondente ao ressarcimento por entrega de energia em montante inferior à energia contratada, o pagamento da receita fixa mensal será realizado independentemente do estágio de implantação do empreendimento de geração comprometido com o CER, devendo tal pagamento ser efetuado até o término do ano de apuração " f^{CER} ".

12.7. Quando o mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva **corresponder** ao mês de apuração do ressarcimento associado a determinado ano de entrega " f^{CER} ", a receita líquida será obtida na forma que segue:

Se o ressarcimento e a receita de venda total referirem-se ao mesmo período de apuração da entrega da energia associada ao ano de entrega " f^{CER} ":

$$REC_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m} = RVET_CER_{p,t,l,f^{CER},m} + RF_RET_{p,t,l,f^{CER},m-1} - RESS_CER_{p,t,l,f^{CER},m} + TOT_EMCP_CES_{p,t,l,m-2} + ADDC_RECV_{p,t,l,m} - EF_GRAR_CER_{p,t,l,f^{CER}}$$

Caso Contrário:

$$REC_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m} = RF_RET_{p,t,l,f^{CER-1},mp} - RESS_CER_{p,t,l,f^{CER-1},m} + TOT_EMCP_CES_{p,t,l,m-2} + ADDC_RECV_{p,t,l,m} - EF_GRAR_CER_{p,t,l,f^{CER}}$$

Onde:

$REC_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Receita Líquida da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m".

$RVET_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Receita de Venda Total do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m".

$RF_RET_{p,t,l,f^{CER},m}$ é o Total de Receita Fixa Retida por conta do atraso da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m".

$RESS_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m".

$TOT_EMCP_CES_{p,t,l,m}$ é o Efeito Total no Mercado de Curto Prazo referente à Cessão para fonte biomassa que deve ser creditado à parcela de usina cessionária "pcs", associada ao produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m".

$ADDC_RECV_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m".

$EF_GRAR_CER_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Efeito Financeiro da Geração Realocada para o Ambiente Regulado no âmbito do CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ".

" f^{CER} " é o ano de entrega associado a cada período de apuração da entrega da energia do CER.

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva.

13. O valor financeiro a ser pago ou recebido pela usina pode conter valores referentes a reapurações de outros meses, logo o valor recebe um montante financeiro referente à esta possível diferença, conforme expressão que segue:

$$TOT_ER_{p,t,l,m} = REC_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m} + DIF_REAP_{p,t,l,m}$$

Onde:

$TOT_ER_{p,t,l,m}$ é o Valor Total Apurado de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m".

$REC_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Receita Líquida da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m".

$DIF_REAP_{p,t,l,m}$ é a Diferença de Reapuração de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m".

2.1.2. Dados de Entrada do Detalhamento das Etapas de Apuração para Fontes Biomassa

ADDC_G_TOT_CER_{p,t,l,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas Utilizado no G_TOT_PROD	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
ADDC_REC_{p,t,l,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
ADDC_REAP_OP_{p,t,l,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
CAP_{i,j}	Capacidade Instalada	
	Descrição	Capacidade instalada associada a cada ponto de medição "i", de unidade geradora associada à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
CAP_{T,p}	Capacidade Instalada Total	
	Descrição	Capacidade instalada Total da usina "p"
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Montante de Cessão de Energia negociado bilateralmente		
CE_{pcd,pcst,t,l,m}	Descrição	Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Montante de Cessão de Energia e Lastro negociado bilateralmente		
CEL_{pcd,pcst,t,l,m}	Descrição	Cessão de Energia e Lastro negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Diferença de Reapuração de Energia de Reserva		
DIF_REAP_{p,t,l,m}	Descrição	Diferença de Reapuração de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

Efeito Financeiro da Geração Alocada para o Ambiente Regulado no âmbito do CER		
EF_GRAR_CER_{p,t,l,f^{CER}}	Descrição	Efeito Financeiro da Geração Realocada para o Ambiente Regulado no âmbito do CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega "fCER"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Anexo III – Apuração da Realocação de Energia do Ambiente Livre para o Regulado)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Geração Destinada para Atendimento ao Produto		
G_PROD_{p,t,l,j}	Descrição	Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento de UTEs à Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo I sem CVU, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER por Disponibilidade, e PCHs comprometidas com CER por Quantidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Geração Mensal para Atendimento ao Produto		
GM_PROD_CER_{p,t,l,m}	Descrição	Geração Mensal para Atendimento ao CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento de UTEs à Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo I sem CVU, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER por Disponibilidade, e PCHs comprometidas com CER por Quantidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade de Horas no Mês		
M_HORAS_m	Descrição	Quantidade de horas no mês de apuração "m" compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
Montante Alocado para o Produto no âmbito do CER		
MA_PROD_CER_{p,t,l,f}^{CER}	Descrição	Montante Alocado para o Produto no âmbito do CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega "fCER"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Anexo III – Apuração da Realocação de Energia do Ambiente Livre para o Regulado)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)		
NIPCA_m	Descrição	Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) utilizado para atualização monetária da receita fixa do CER, no mês de reajuste anual "m", estabelecido no CER.
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	IBGE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Preço de Venda de Referência do CER		
PV_CER_{p,t,l}	Descrição	Preço de Venda de Referência estabelecido no CER para remuneração da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos

Preço de Venda Médio do CER		
PVM_CER_{p,t,l,f^{CER},m}	Descrição	Preço de Venda Médio do CER, para cada parcela de usina, "p", comprometida com o mesmo CER, para cada produto "t", do leilão "l", do período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " ^{f^{CER}} ", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Anexo I - Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos previstos no CER)
	Valores Possíveis	Positivos
Quantidade de Energia Comprometida com CER		
QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}}	Descrição	Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega " ^{f^{CER}} "
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade Anual de Energia Não Gerada Involuntariamente		
QANG_INV_{p,t,l,f^{CER}}	Descrição	Quantidade Anual de Energia Comprometida com o CER não gerada para a parcela de usina termelétrica a biomassa "p", referente ao produto "t", do leilão "l" no período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " ^{f^{CER}} ". Essa variável contempla apenas a energia que deixou de ser gerada não gerenciável pelo agente proprietário pelo empreendimento, contemplado neste aspecto desde o atraso na entrada em operação das instalações de distribuição ou transmissão das quais depende a usina, até os montantes de energia não entregues devido à redução da geração das usinas por necessidade sistêmica, em obediência a um comando do ONS.
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Receita Fixa Anual de Referência do CER		
RF_CER_{p,t,l,f^{CER}}	Descrição	Receita Fixa Anual de Referência estabelecida no CER para remuneração da parcela de usina "p", para cada produto "t", do primeiro leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " ^{f^{CER}} "
	Unidade	R\$/ano
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos

Valor da Energia Comprometida com a Receita Fixa

VEC_RF_{p,t,l,f^{CER},m}	Descrição	Preço apurado ao longo de um mês de apuração "m", segundo a Receita Fixa Anual Atualizada do Empreendimento Comprometido com CER associada à parcela de usina "p" termelétrica a biomassa, para cada produto "t", do primeiro leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f ^{CER} ", para fins de cálculo de eventuais ressarcimentos devidos
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Anexo I - Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos previstos no CER)
	Valores Possíveis	Positivos

Efeito Total no Mercado de Curto Prazo Deduzido do Cedente

TOT_EMCP_CED_{p,t,l,m}	Descrição	Efeito Total no Mercado de Curto Prazo referente à Cessão para fonte biomassa que deve ser deduzido da parcela de usina cedente "pcd", associada ao produto "t" do cedente, do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Anexo II – Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Efeito Total no Mercado de Curto Prazo Creditado ao Cessionário

TOT_EMCP_CES_{p,t,l,m}	Descrição	Efeito Total no Mercado de Curto Prazo referente à Cessão para fonte biomassa que deve ser creditado à parcela de usina cessionária "pcs", associada ao produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Anexo II – Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.1.1.3. Dados de Saída do Detalhamento das Etapas de Apuração para Fontes Biomassa

Preço de Venda Atualizado		
PVA_CER_{p,t,l,m}	Descrição	Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", comprometida com CER, para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos

Receita Líquida do Empreendimento à Biomassa		
REC_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m}	Descrição	Receita Líquida da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração de entrega da energia ao CER " ^{f^{CER}} ", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

Receita Fixa Retida do Empreendimento à Biomassa		
RF_RET_{p,t,l,f^{CER},m}	Descrição	Total de Receita Fixa Retida por conta do atraso da parcela de usina "p", para cada produto "t", do primeiro leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " ^{f^{CER}} ", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Receita Fixa Anual Atualizada do Empreendimento à Biomassa		
RFA_CER_{p,t,l,f^{CER}}	Descrição	Receita Fixa Anual Atualizada do Empreendimento comprometido com CER da parcela de usina "p", para cada produto "t", do primeiro leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " ^{f^{CER}} "
	Unidade	R\$/ano
	Valores Possíveis	Positivos

Receita de Venda Total do Empreendimento à Biomassa		
RVET_CER_{p,t,l,f^{CER},m}	Descrição	Receita de Venda Total do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " ^{f^{CER}} ", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Valor Total Apurado de Energia de Reserva		
TOT_ER_{p,t,l,m}	Descrição	Valor Total Apurado de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.2. Fonte Eólica

Objetivo:

Determinar a Receita de Venda Líquida a ser paga mensalmente aos empreendimentos de geração de fonte eólica, consagrados vencedores de Leilão Regulado para Contratação de Energia de Reserva, produto de fonte eólica.

Contexto:

Determinar a Receita de Venda Líquida consiste em apurar o montante financeiro que a CCEE deverá mensalmente repassar, ou eventualmente cobrar, ao Agente Vendedor de Energia de Reserva, com base nas disposições do CER. A Figura 13 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

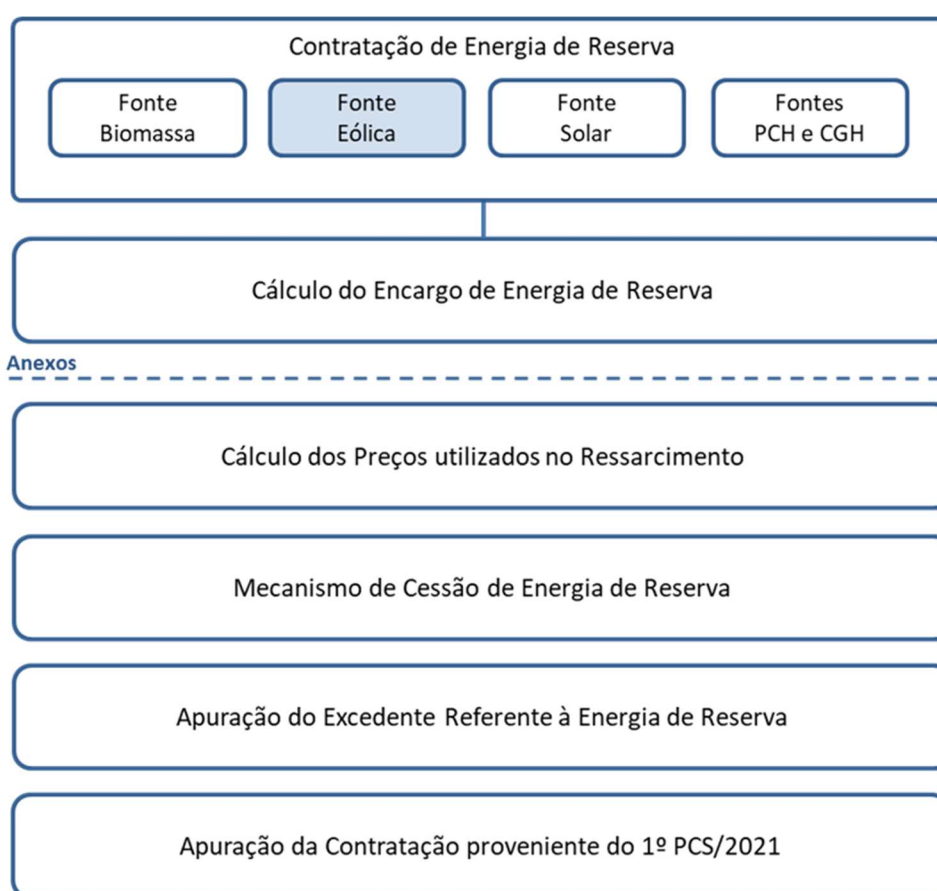


Figura 13: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Contratação de Energia de Reserva"

2.2.1. Detalhamento das Etapas de Apuração para Fonte Eólica

Determinação da Energia Contratada

14. O montante de Energia de Reserva contratada de fonte eólica é definido por quadriênio, ou seja, para cada período de 4 (quatro) anos, compreendidos no período de suprimento, haverá um montante de energia contratada a ser entregue pelo agente vendedor de Energia de Reserva. Os quadriênios estão estabelecidos em cada CER.

- 14.1. Para empreendimentos vencedores do 5º Leilão de Energia de Reserva em diante, a energia contratada no Quadriênio será estabelecida em função do montante de energia contratada no leilão pelo Agente Vendedor, de acordo com as seguintes expressões:

$$ECQ_{p,t,l,q} = ECQL_{p,t,l}$$

Onde:

$ECQ_{p,t,l,q}$ é a Energia Contratada no Quadriênio da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", para o quadriênio "q"

$ECQL_{p,t,l}$ é a Energia Contratada no Leilão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l"

Importante:

Este cálculo é realizado no primeiro mês de apuração de cada quadriênio.

- 14.2. Para os demais empreendimentos, no primeiro quadriênio a energia contratada será estabelecida em função do montante de energia contratado no leilão pelo Agente Vendedor, enquanto que, para os demais quadriênios será aplicado o dispositivo da reconciliação contratual, ou seja, a energia contratada será revisada para o menor valor entre: (i) valor médio da geração realizada desde o início do 1º quadriênio até o término do quadriênio anterior; e (ii) o montante de energia contratada reconciliada; de acordo com as seguintes expressões:

Se for o primeiro quadriênio:

$$ECQ_{p,t,l,q} = ECQL_{p,t,l}$$

Caso contrário:

$$ECQ_{p,t,l,q} = \min(GMR_{p,t,l,q}; ECQR_{p,t,l,q}; ECQL_{p,t,l})$$

Onde:

$ECQ_{p,t,l,q}$ é a Energia Contratada no Quadriênio da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", para o quadriênio "q"

$ECQL_{p,t,l}$ é a Energia Contratada no Leilão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l"

$GMR_{p,t,l,q}$ é a Geração Média de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", para o quadriênio "q"

$ECQR_{p,t,l,q}$ é a Energia Contratada Reconciliada da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", para o quadriênio "q"

Importante:

Este cálculo é realizado no primeiro mês de apuração para o primeiro quadriênio e no segundo mês do primeiro ano de apuração de cada quadriênio, a partir do segundo quadriênio.

- 14.3. A geração média de Energia de Reserva realizada desde o início do 1º quadriênio até o final do quadriênio anterior é calculada da seguinte forma:

$$GMR_{p,t,l,q} = \frac{\sum_{qd} \left(\sum_{j \in q} G_PROD_{p,t,l,j} + \sum_{m \in q} ADDC_G_TOT_CER_{p,t,l,m} + ENF_DFR_{p,t,l,q} + \sum_{f \in CER \in q} ENF_DT_{p,t,l,f}^{CER} - \left(\sum_{j \in q} GFT_APTA_{p,j} * PC_PROD_{p,t,l,m} \right) \right)}{\sum_{qd} Q_HORAS_q}$$

Onde:

$GMR_{p,t,l,q}$ é a Geração Média de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", para o quadriênio "q"

$G_PROD_{p,t,l,j}$ é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$ENF_DFR_{p,t,l,q}$ é a Energia não fornecida devido a Dados Faltantes para Energia Reconciliada da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", para o quadriênio "q"

$ADDC_G_TOT_CER_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ENF_DT_{p,t,l,f}^{CER}$ é a Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f" "CER"

$GFT_APTA_{p,j}$ é Geração Final de Teste associado à parcela de usina "p", proveniente de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel, por período de comercialização "j"

$PC_PROD_{p,t,l,m}$ é o Percentual de Comprometimento com Produtos da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

Q_HORAS_q é a quantidade de horas do quadriênio "q"

"qd" é o conjunto de quadriênios decorridos, assume valores de 1 a "q-1"

Importante:

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada quadriênio, a partir do segundo quadriênio, utilizando dados dos quadriênios anteriores.

O acrônimo $ENF_DT_{p,t,l,f}^{CER}$ pode ainda ser utilizado pela Aneel para considerar os casos de não fornecimento de energia por postergação do início de suprimento do contrato ou para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.

A quantidade de horas do quadriênio considera o período completo de quatro anos do contrato original, independente de postergação do início de suprimento.

- 14.4. Apenas para fins da energia reconciliada, será apurada uma energia não fornecida devido a dados faltantes, considerando eventual período de postergação de início e atraso da entrada em operação comercial. Cabe ressaltar, que no caso de atraso parcial os dados faltantes serão estimados a partir da geração estimada. Assim a Energia não fornecida devido aos Dados Faltantes, será apurada conforme a seguinte equação:

$$ENF_DFR_{p,t,l,q} = \sum_{m \in q} \sum_{j \in CDF_EAPT} DISP_M_{p,m} * UXP_GLF_{p,j} + \sum_{j \in PARC_OPCOM} \left(G_PROD_{p,t,l,j} * \left(\left(\frac{CAP_T_j}{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}} \right) - 1 \right) \right)$$

Onde:

$ENF_DFR_{p,t,l,q}$ é a Energia não fornecida devido a Dados Faltantes para Energia Reconciliada da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", para o quadriênio "q"

DISP_{M_{p,m}} é Disponibilidade Mensal de Entrega de Energia definida no CER da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

UXP_GLF_{p,j} é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina "p" por período de comercialização "j"

G_PROD_{p,t,l,j} é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

CAP_{Tj} é a Potência Instalada Total da parcela de usina "p"

CAP_{i,j} é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição "i" das unidades geradoras associadas à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"CDF_EAPT" é o Conjunto de Dados Faltantes, que corresponde ao período compreendido entre o início do quadriênio e a data de entrada de operação em comercial, excluindo o período considerado como apta

"PARC_OPCOM" é o período que a usina está parcialmente em operação, compreendido entre a entrada da primeira unidade em operação comercial até a completa motorização da usina

"PMAQ" é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina "p"

"q" é o quadriênio anterior

Importante:

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada quadriênio, a partir do segundo quadriênio, utilizando dados do quadriênio anterior.

- 14.5. O montante de energia contratada reconciliada correspondente à diferença entre: (i) o montante total de energia contratada no leilão, desde o início do 1º quadriênio até o quadriênio atual, inclusive; e (ii) o montante total de energia contratada calculada para o período compreendido entre o início do 1º quadriênio até o final do quadriênio anterior; conforme expressão que segue:

$$ECQR_{p,t,l,q} = \frac{(ECQL_{p,t,l} * \sum_{qa} Q_HORAS_q) - \sum_{qd} (ECQ_{p,t,l,qd} * Q_HORAS_q)}{Q_HORAS_q}$$

Onde:

ECQR_{p,t,l,q} é a Energia Contratada Reconciliada da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", para o quadriênio "q"

ECQL_{p,t,l} é a Energia Contratada no Leilão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l"

Q_HORAS_q é a quantidade de horas do quadriênio "q"

ECQ_{p,t,l,q} é a Energia Contratada no Quadriênio da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", para o quadriênio "q"

"qd" é o conjunto de quadriênios decorridos, assume valores de 1 a "q-1"

"qa" é o conjunto de quadriênios decorridos, incluindo o quadriênio atual, assume valores de 1 a "q"

Importante:

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada quadriênio, a partir do segundo quadriênio.

As negociações realizadas por meio do Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva de Fonte Eólica não impactam o cálculo da Energia Contratada Reconciliada ($ECQR_{p,t,l,q}$).

Apuração da Conta de Energia

15. Com objetivo de mitigar incertezas relacionadas à produção de energia proveniente de fonte eólica, foi criada a Conta de Energia, que corresponde ao saldo de energia anualmente acumulado resultante da soma, a cada 12 meses, da diferença entre (i) a energia gerada anual pela usina; e (ii) a energia contratada no período considerado. A apuração do saldo de energia na Conta de Energia, seguirá os seguintes comandos:

15.1. O saldo acumulado na Conta de Energia será apurado uma vez ao final de cada ano contratual, ao final de cada quadriênio, e observará uma Faixa de Tolerância em relação ao montante de energia contratada estabelecido para o período analisado.

15.2. A Faixa de Tolerância corresponderá a uma margem inferior de 10% (dez por cento), abaixo do valor da energia contratada referente ao período considerado, e a uma margem superior de 30% (trinta por cento), acima do valor da energia contratada aplicável ao mesmo período.

15.3. A eventual parcela do saldo acumulado na Conta de Energia, ao final de cada ano contratual, que extrapolar o limite superior da Faixa de Tolerância, será repassada ao Agente Vendedor na forma de Receita Variável por Geração Excedente. Enquanto que a eventual parcela do saldo acumulado na Conta de Energia que extrapolar o limite inferior da Faixa de Tolerância, sujeitará o Agente Vendedor ao pagamento de ressarcimento pela energia contratada não entregue.

15.4. Realizado o processo de apuração quadrienal do saldo na Conta de Energia, a eventual parcela de energia remanescente do saldo acumulado contida na Faixa de Tolerância, proveniente de desvios positivos de geração, poderá ser segundo critério do Agente Vendedor, objeto de:

repasso para o quadriênio seguinte na condição de crédito de energia;

cessão para outros agentes de geração que se sagraram vencedores no mesmo Leilão e necessitam deste mecanismo para mitigar o ressarcimento; ou

pagamento de Receita Variável por Saldo Acumulado na Conta de Energia.

15.5. Realizado o processo de apuração quadrienal do saldo na Conta de Energia, a eventual parcela de energia associada ao saldo acumulado contido na Faixa de Tolerância, proveniente de desvios negativos de geração, sujeitará o Agente Vendedor ao pagamento de ressarcimento pela energia contratada não entregue, considerados os montantes de energia adquiridos por meio do mecanismo de cessão.

15.6. Para fins de apuração da conta de energia, considera-se o ano contratual, conforme compreendido no CER.

16. A diferença entre a geração anual da usina e a energia contratada no período considerado, será obtida a partir do Desvio Anual de Geração, calculado em função da diferença entre a geração destinada para atendimento ao CER e o total de energia contratada no quadriênio, considerando também a Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição e a geração de teste durante o período de apta, na forma que segue:

Se o mês do ressarcimento ocorrer no quadriênio seguinte, a partir do segundo quadriênio:

$$DES_{V_G_{p,t,l,f}^{CER-1}} = \left(\sum_{m \in f^{CER-1}} \left(\sum_{j \in m} G_PROD_{p,t,l,j} + ADDC_G_TOT_CER_{p,t,l,m} \right) \right) - \left(ECQ_{p,t,l,q-1} * \sum_{m \in f^{CER-1}} M_HORAS_m \right) + ENF_DT_{p,t,l,f}^{CER-1} - \left(\sum_{j \in f^{CER}} GFT_APTA_{p,j} * PC_PROD_{p,t,l,m} \right)$$

Caso contrário:

$$DES_{V_G_{p,t,l,f}^{CER-}} = \left(\sum_{m \in f^{CER-1}} \left(\sum_{j \in m} G_PROD_{p,t,l,j} + ADDC_G_TOT_CER_{p,t,l,m} \right) \right) - \left(ECQ_{p,t,l,q} * \sum_{m \in f^{CER-1}} M_HORAS_m \right) + ENF_DT_{p,t,l,f}^{CER-1} - \left(\sum_{j \in f^{CER}} GFT_APTA_{p,j} * PC_PROD_{p,t,l,m} \right)$$

Onde:

$DES_{V_G_{p,t,l,f}^{CER}}$ é o Desvio Anual da Geração da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$G_PROD_{p,t,l,j}$ é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$ADDC_G_TOT_CER_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ECQ_{p,t,l,q}$ é a Energia Contratada no Quadriênio da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", para o quadriênio "q"

M_HORAS_m é o número de horas no mês de apuração "m"

$ENF_DT_{p,t,l,f}^{CER}$ é a Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$GFT_APTA_{p,j}$ é Geração Final de Teste associado à parcela de usina "p", proveniente de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel, por período de comercialização "j"

$PC_PROD_{p,t,l,m}$ é o Percentual de Comprometimento com Produtos da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"f^{CER}" refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

Importante:

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual, ou seja, dois meses após o término do período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}" que está sendo analisado.

O cálculo se inicia no segundo ano do período contratual.

O acrônimo ENF_DT_{p,t,l,f^{CER}} pode ainda ser utilizado pela Aneel para considerar os casos de não fornecimento de energia por postergação do início de suprimento do contrato ou para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.

17. A Faixa de Tolerância, para apuração do saldo acumulado na conta de energia, é formada em seu limite máximo pela Margem Superior e em seu limite mínimo pela Margem Inferior.

17.1. A Margem Superior da Faixa de Tolerância é obtida a partir da expressão que segue:

$$M_SUP_{p,t,l,f^{CER}} = 0,3 * ECQ_{p,t,l,q} * \sum_{m \in f^{CER}} M_HORAS_m$$

$$\forall f^{CER} \in q$$

Onde:

M_{SUP}_{p,t,l,f^{CER}} é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

ECQ_{p,t,l,q} é a Energia Contratada no Quadriênio da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", para o quadriênio "q"

M_{HORAS}_m é o número de horas no mês de apuração "m"

"f^{CER}" refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

Importante:

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual.

17.2. A Margem Inferior da Faixa de Tolerância é obtida a partir da expressão que segue:

$$M_INF_{p,t,l,f^{CER}} = 0,1 * ECQ_{p,t,l,q} * \sum_{m \in f^{CER}} M_HORAS_m$$

$$\forall f^{CER} \in q$$

Onde:

M_{INF}_{p,t,l,f^{CER}} é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

ECQ_{p,t,l,q} é a Energia Contratada no Quadriênio da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", para o quadriênio "q"

M_HORAS_m é o número de horas no mês de apuração "m"

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

Importante:

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual.

18. Para cada ano contratual do quadriênio, será apurado o montante de energia entregue pelo Agente Vendedor para atendimento ao CER, que será composto pelo desvio de geração anual acrescido do saldo acumulado da conta de energia do ano contratual anterior. Estabelecido o montante de energia entregue, o mesmo será comparado com o montante de energia associada à Faixa de Tolerância para composição do saldo acumulado da Conta de Energia Preliminar.

18.1. O montante de energia entregue anualmente pelo Agente Vendedor para verificação da Faixa de Tolerância, é calculado da seguinte forma:

$$MEF_{p,t,l,f^{CER-1}} = SCE_{p,t,l,f^{CER-1}} + DESV_G_{p,t,l,f^{CER-1}} + ADDC_MEF_{p,t,l,f^{CER-1}}$$

Onde:

$MEF_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância do contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$SCE_{p,t,l,f^{CER-1}}$ é o Saldo da Conta de Energia da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração anterior da entrega da energia ao CER " f^{CER-1} "

$DESV_G_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Desvio Anual da Geração da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$ADDC_MEF_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas do Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

Importante:

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual, ou seja, dois meses após ao término do período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} " que está sendo analisado.

O cálculo se inicia no segundo ano do período contratual.

19. O saldo de energia acumulado na Conta de Energia ao final de cada ano contratual, denominado de Saldo da Conta de Energia Preliminar, é estabelecido em função do maior valor entre (i) o mínimo entre o montante de energia para verificação da faixa de tolerância e o montante de energia equivalente à margem superior do contrato, e (ii) o montante de energia equivalente à margem inferior do contrato, conforme expressão que segue:

$$SCEP_{p,t,l,f^{CER-1}} = \max(\min(MEF_{p,t,l,f^{CER-1}}; M_SUP_{p,t,l,f^{CER-1}}); -M_INF_{p,t,l,f^{CER-1}})$$

Onde:

$SCEP_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$MEF_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância do contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$M_SUP_{p,t,l,f}^{CER}$ é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$M_INF_{p,t,l,f}^{CER}$ é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

Importante:

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual, ou seja, dois meses após o término do período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}" que está sendo analisado.

O cálculo se inicia no segundo ano do período contratual.

20. Apurado o Saldo da Conta de Energia Preliminar será estabelecido o Saldo da Conta residual conforme os seguintes comandos:

20.1. A partir do primeiro ano contratual de cada quadriênio, o Saldo da Conta de Energia Preliminar será transferido para o ano subsequente até o último ano do mesmo quadriênio.

20.2. Ao final do último ano do quadriênio, sendo verificado Saldo da Conta de Energia Preliminar positivo, o Agente Vendedor, poderá estabelecer o quanto do saldo de energia será repassado para a Conta de Energia do quadriênio seguinte, estabelecendo um Montante de Repasse a ser subtraído do saldo acumulado.

20.3. Desta forma, o Saldo da Conta de Energia residual será obtido, conforme a seguinte expressão:

Se o ano f^{CER} for o primeiro ano do quadriênio:

$$SCE_{p,t,l,f}^{CER} = \max\left(0; \min(SCEP_{p,t,l,f}^{CER-1} - MONT_CE_{p,t,l,f}^{CER-1}; MONT_R_{p,t,l,f}^{CER-1})\right)$$

Caso contrário:

$$SCE_{p,t,l,f}^{CER} = SCEP_{p,t,l,f}^{CER-1}$$

Onde:

$SCE_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Saldo da Conta de Energia residual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$SCEP_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$MONT_CE_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$MONT_R_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante de Repasse da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

"f^{CER}" refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

Importante:

Este cálculo é realizado no segundo mês de cada ano contratual, ou seja, dois meses após ao término do período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}" que está sendo analisado.

O cálculo se inicia no segundo ano do período contratual, sendo que tanto o Saldo da Conta de Energia Residual (SCE_{p,t,l,f^{CER}}), como o Montante de Repasse (MONT_R_{p,t,l,f^{CER}}) do primeiro ano contratual serão nulos.

O Montante de Repasse é limitado ao Saldo da Conta de Energia Preliminar disponível para o período f^{CER}. (MONT_R_{p,t,l,f^{CER}} + MONT_CE_{p,t,l,f^{CER}} ≤ SCE_{p,t,l,f^{CER}}), onde o Fator de Cessão "FC_{p,t,l,q}" é obtido por meio do somatório de todas as cessões bilaterais negociadas pela parcela de usina.

Para o último ano do último quadriênio do período de suprimento o Montante de Repasse "MONT R_{p,t,l,f^{CER}}" será nulo.

Determinação da Receita de Venda

21. A Receita de Venda estabelecida no CER corresponde à remuneração a ser recebida pelo agente vendedor de Energia de Reserva pelo comprometimento de entrega da energia elétrica contratada nas condições definidas no contrato, sendo composta pela Receita Fixa e pela Receita Variável. Estas serão definidas com base no Preço de Venda, e nos montantes de Energia Contratada e Energia Gerada, conforme estabelecido no CER.

Reajuste do Preço de Venda

22. O Preço de Venda estabelecido será reajustado anualmente pela variação do IPCA do mês anterior ao mês de reajuste fixado no contrato de cada usina, de acordo com a seguinte equação

Se o mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva "m", corresponder ao mês de reajuste do preço de venda da usina definido no contrato:

$$PVA_CER_{p,t,l,m} = PV_CER_{p,t,l} * \left(\frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{ml}} \right)$$

Caso Contrário:

$$PVA_CER_{p,t,l,m} = PVA_CER_{p,t,l,m-1}$$

Onde:

PVA_CER_{p,t,l,m} é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

PV_CER_{p,t,l} é o Preço de Venda Original do CER da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l"

NIPCA_m é valor absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração "m"

"ml" refere-se ao mês base estabelecido no contrato

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

No mês de início de suprimento, considerando também eventual antecipação, será calculado o Preço de Venda Atualizado ($PVA_CER_{p,t,l,m}$) utilizando o valor absoluto do IPCA do último mês de referência para atualização definido no contrato, com relação ao mês base estabelecido, respeitando o prazo de 12 meses do mês subsequente ao de realização do leilão.

Deverão ser adotadas seis casas decimais exatas, desprezando-se os demais algarismos a partir da sétima casa, inclusive.

Caso o IPCA não seja publicado até este processamento, será utilizado o último índice publicado, e o ajuste será efetuado na primeira liquidação financeira após a publicação do índice que deveria ter sido utilizado.

Receita Fixa

23. A Receita Fixa corresponderá ao pagamento associado à Energia Contratada, sendo repassada ao Agente Vendedor após iniciado o período de apuração da entrega da energia contratada definido no CER, em doze parcelas.

23.1. A Receita Fixa Anual será calculada em função da aplicação do Preço de Venda Atualizado sobre o montante de Energia Contratada estabelecido para o ano contratual corrente, conforme a seguinte expressão:

Para empreendimentos em antecipação de início de suprimento:

$$RFA_{p,t,l,m} = ECQL_{p,t,l} * \sum_{m \in f^{CER}} M_HORAS_m * PVA_CER_{p,t,l,m}$$

Para empreendimentos com CER em suprimento:

$$RFA_{p,t,l,m} = ECQ_{p,t,l,q} * \sum_{m \in f^{CER}} M_HORAS_m * PVA_CER_{p,t,l,m}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

Onde:

$RFA_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ECQL_{p,t,l}$ é a Energia Contratada no Leilão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l"

$ECQ_{p,t,l,q}$ é a Energia Contratada no Quadriênio da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", para o quadriênio "q"

M_HORAS_m é o número de horas no mês de apuração "m"

$PVA_CER_{p,t,l,m}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

"q" refere-se ao quadriênio vigente

Importante:

O cálculo da Receita Fixa Anual de empreendimentos em antecipação de início de suprimento é necessário para o cálculo da Receita Fixa Mensal e valoração da Multa de Medição Anemométrica.

Para o primeiro mês de cada quadriênio, a partir do segundo quadriênio, será utilizado o valor da Energia Contratada do Quadriênio ($ECQ_{p,t,l,q}$) do quadriênio anterior.

- 23.2. A Receita Fixa Mensal apresenta o valor de Receita Fixa Anual dividido em doze parcelas mensais iguais a serem lançadas ao longo de cada ano contratual f^{CER} , considerando ajuste em caso de reconciliação da energia, para usina, conforme a seguinte expressão:

Caso o mês de apuração "m" seja o segundo mês do quadriênio, a partir do segundo quadriênio:

$$RF_{p,t,l,m} = \frac{RFA_{p,t,l,m}}{MESES_FCER_{p,t,l,f^{CER}}} + AJ_RECONCILIADA_{p,t,l,m}$$

Para os demais meses:

$$RF_{p,t,l,m} = \frac{RFA_{p,t,l,m}}{MESES_FCER_{p,t,l,f^{CER}}}$$

Onde:

$RF_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RFA_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$MESES_FCER_{p,t,l,f^{CER}}$ refere-se a quantidade de meses vigentes da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", contidos no ano de apuração " f^{CER} "

$AJ_RECONCILIADA_{p,t,l,m}$ é o Ajuste da Receita em Função da Reconciliação Quadrienal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

Importante:

O cálculo da Receita Fixa Mensal é realizado a partir do início de suprimento, desconsiderando eventual antecipação.

- 23.3. O Ajuste da Receita em função da Reconciliação Quadrienal ocorre devido ao fato que o cálculo da energia reconciliada é realizado somente no segundo mês do quadriênio ocorrendo descasamento entre a receita paga e a realmente devida. O cálculo do ajuste é realizado a partir do montante de energia reconciliada com o preço de venda atualizado sobre a quantidade de meses do ano de apuração correspondente:

Caso o mês de apuração "m" seja o segundo mês do quadriênio, a partir do segundo quadriênio:

$$AJ_RECONCILIADA_{p,t,l,m} = \frac{(ECQ_{p,t,l,q} - ECQ_{p,t,l,q-1}) * \sum_{m \in f^{CER}} M_HORAS_m * PVA_CER_{p,t,l,m}}{MESES_FCER_{p,t,l,f^{CER}}}$$

Para os demais meses:

$$AJ_RECONCILIADA_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$AJ_RECONCILIADA_{p,t,l,m}$ é o Ajuste da Receita em Função da Reconciliação Quadrienal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ECQ_{p,t,l,q}$ é a Energia Contratada no Quadriênio da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", para o quadriênio "q"

M_HORAS_m é o número de horas no mês de apuração "m"

$PVA_CER_{p,t,l,m}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$MESES_FCER_{p,t,l,f^{CER}}$ refere-se a quantidade de meses vigentes da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", contidos no ano de apuração " f^{CER} "

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

Receita Variável

24. A Receita Variável corresponderá ao pagamento associado à:

- 24.1. Energia Gerada nos meses que antecedem ao início do período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER, quando a usina entrar em operação comercial antes do início de suprimento, será alocada de forma compulsória para o contrato.
- 24.2. Energia referente à parcela de saldo acumulado da Conta de Energia que extrapolar o limite superior da Faixa de Tolerância, conforme apuração realizada ao final de cada ano contratual.
- 24.3. Energia referente à parcela do saldo acumulado da Conta de Energia, contida na Faixa de Tolerância e proveniente de desvios positivos de geração, que não foi objeto de repasse e/ou cessão, conforme apuração realizada ao final de cada quadriênio.
- 24.4. A Receita Variável, exceto a parcela associada à antecipação, das usinas que tenham celebrado termos aditivos aos respectivos CERs, alterada como indicado na linha de comando 24.7, será apurada considerando o Preço de Liquidação das Diferenças médio do ano contratual anterior.
- 24.5. A Receita Variável associada à antecipação do início de suprimento é calculada mensalmente em função da aplicação do Preço de Venda Atualizado sobre o montante de geração destinada para atendimento ao CER no período correspondente, conforme expressão que segue:

Se o mês de referência "m-2" for anterior ao período de início de suprimento para usinas comprometidas com LER:

$$RVA_A_{p,t,l,m} = \sum_{j \in m-2} (G_PROD_{p,t,l,j}) * PVA_CER_{p,t,l,m-2}$$

Caso contrário:

$$RVA_A_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RVA_{Ap,t,l,m}$ é a Receita Variável por Antecipação da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$G_{PROD}_{p,t,l,j}$ é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$PVA_{CER}_{p,t,l,m-2}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m-2"

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

No cálculo da Receita Variável de Antecipação serão considerados os dados de geração da usina e o preço de venda atualizado, para os meses do período compreendido entre a data de início da antecipação de operação comercial da usina e a data de início do primeiro ano contratual do primeiro quadriênio.

No caso de usinas comprometidas com Leilão de Energia de Reserva, fonte eólica, a antecipação da geração antes da data de entrega do contrato é "compulsória".

- 24.6. O Montante de Energia Excedente Anual, ou seja, o saldo acumulado da Conta de Energia acima do limite superior da Faixa de Tolerância, é obtido pela diferença positiva entre (i) o montante de energia calculado para verificação da faixa de tolerância e (ii) o montante de energia correspondente à margem superior da faixa de tolerância, conforme a seguinte expressão:

$$ME_{Ap,t,l,m} = \max \left(0; \left(MEF_{p,t,l,f^{CER-1}} + MCS_{p,t,l,f^{CER}} - M_{SUP}_{p,t,l,f^{CER-1}} \right) \right)$$

Onde:

$ME_{Ap,t,l,m}$ é o Montante de Energia Excedente Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$MEF_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Montante de Energia para verificação da faixa de tolerância do contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$MCS_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$M_{SUP}_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

O Montante de Energia Excedente Anual é calculado somente no segundo mês de apuração de cada ano contratual, a partir do segundo ano contratual, e será paga em 12 (doze) parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual vigente.

24.7. A Receita Variável Anual por Geração Excedente, ou seja, devido ao saldo acumulado da Conta de Energia acima do limite superior da Faixa de Tolerância, é obtida em função da aplicação do valor definido em contrato para parcela variável, sobre o Montante de Energia Excedente Anual conforme a seguinte expressão:

25. Para as usinas que tenham celebrado termo aditivo ao CER alterando a forma de cálculo da Receita Variável, conforme equacionamento a seguir, então:

$$RVA_A_E_{p,t,l,m} = ME_A_{p,t,l,m} * \min \left(PLD_ANUAL_CER_{p,t,l,fCER-1}; (0,7 * PVA_CER_{p,t,l,m}) \right)$$

Para as demais usinas:

$$RVA_A_E_{p,t,l,m} = ME_A_{p,t,l,m} * 0,7 * PVA_CER_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RVA_A_E_{p,t,l,m}$ é a Receita Variável Anual de Excedente da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ME_A_{p,t,l,m}$ é o Montante de Energia Excedente Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$PVA_CER_{p,t,l,m}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$PLD_ANUAL_CER_{p,t,l,fCER-1}$ é o Preço Médio de Liquidação das Diferenças do Ano Contratual, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l" no período de apuração da entrega da energia ao CER "fCER-1"

"fCER" refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

A Receita Variável Anual Excedente é calculada somente no segundo mês de apuração de cada ano contratual, a partir do segundo ano contratual, e será paga em 12 (doze) parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual vigente.

A aplicação do equacionamento para as usinas que tenham celebrado termo aditivo ao CER alterando a forma de cálculo da Receita Variável, está condicionada ao cumprimento de quaisquer outras exigências em ato regulatório específico.

25.1. O cálculo do Preço Médio de Liquidação das Diferenças do Ano Contratual, utilizado para valorar a Receita Variável das usinas que tenham celebrado termo aditivo ao CER prevendo tal condição, é expresso pela média do Preço de Liquidação de Diferenças em todos os submercados no ano contratual anterior ao ano de apuração do CER, dado por:

$$PLD_ANUAL_CER_{p,t,l,fCER-1} = \frac{\sum_{j \in fCER-1} \sum_s PLD_{s,j}}{\sum_{m \in fCER-1} (QT_SUB_m * M_SPD_m)}$$

Onde:

$PLD_ANUAL_CER_{p,t,l,fCER-1}$ é o Preço Médio de Liquidação das Diferenças do Ano Contratual, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l" no período de apuração da entrega da energia ao CER "fCER-1"

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado "s", por período de comercialização "j"

QT_SUB_m é o Quantidade Total de Submercados no mês de apuração "m"

M_SPD_m é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m" compreendida no período de vigência do contrato

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

- 25.2. O pagamento da Receita Variável de Excedente será realizado em parcelas mensais uniformes, consideradas na apuração da Receita de Venda Total do Empreendimento Comprometido com CER, durante os 12 meses a partir do mês de apuração do ressarcimento, conforme a expressão a seguir:

$$RVA_E_{p,t,l,m} = \frac{RVA_A_E_{p,t,l,muaa}}{12}$$

Onde:

$RVA_E_{p,t,l,m}$ é a Parcela mensal da Receita Variável de Excedente da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RVA_A_E_{p,t,l,m}$ é a Receita Variável Anual de Excedente da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"muaa" refere-se ao mês da última apuração anual

- 25.3. O Montante do Saldo Acumulado Quadrienal é calculado a partir da aplicação do fator de repasse e/ou fator de cessão no Saldo da Conta de Energia, conforme expressão que segue.

$$MSA_Q_{p,t,l,m} = \min \left(M_SUP_{p,t,l,f^{CER-1}}; \max \left(0; \left(SCEP_{p,t,l,f^{CER-1}} + MCS_{p,t,l,f^{CER-1}} - MONT_CE_{p,t,l,f^{CER-1}} - MONT_R_{p,t,l,f^{CER-1}} \right) \right) \right)$$

Onde:

$MSA_Q_{p,t,l,m}$ é o Montante do Saldo Acumulado Quadrienal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$M_SUP_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$SCEP_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$MONT_CE_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Montante de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$MONT_R_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Montante de Repasse da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$MCS_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

"q" refere-se ao quadriênio vigente

Importante:

O Montante do Saldo Acumulado Quadrienal é calculada no segundo mês de apuração do primeiro ano contratual de cada quadriênio, a partir do segundo quadriênio, denominado apuração quadrienal, e para os meses em que há reapuração para o f^{CER} .

25.4. Para os meses compreendidos entre o mês da última apuração quadrienal e os 23 meses posteriores, a Receita Variável Quadrienal por Saldo Acumulado na conta de energia contida na Faixa de Tolerância é calculada na apuração quadrienal a partir da valoração, conforme o CER, do Montante do Saldo Acumulado Quadrienal.

25.5. Para usinas que tenham celebrado termo aditivo ao CER alterando, conforme discriminado no equacionamento a seguir, a forma de cálculo da Receita Variável por Saldo Acumulado, conforme expressão que segue:

$$RVA_Q_SA_{p,t,l,m} = MSA_Q_{p,t,l,muaq} * \min(PLD_ANUAL_CER_{p,t,l,fCER-1}; PVA_CER_{p,t,l,m})$$

$$\forall m \in 24MP$$

Onde:

$RVA_Q_SA_{p,t,l,m}$ é a Receita Variável Quadrienal por Saldo Acumulado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$MSA_Q_{p,t,l,m}$ é o Montante do Saldo Acumulado Quadrienal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$PLD_ANUAL_CER_{p,t,l,fCER-1}$ é o Preço Médio de Liquidação das Diferenças do Ano Contratual, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l" no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER-1} "

$PVA_CER_{p,t,l,m}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

"muaq" refere-se ao mês da última apuração quadrienal

"24MP" corresponde ao intervalo de 24 meses que compreende o mês da última apuração quadrienal "muaq" e os 23 meses que o sucedem ("m" a "m+23")

Importante:

A aplicação do equacionamento para as usinas que tenham celebrado termo aditivo ao CER alterando a forma de cálculo da Receita Variável, está condicionada ao cumprimento de quaisquer outras exigências em ato regulatório específico.

25.6. Para as demais usinas o cálculo da Receita Variável por Saldo Acumulado é determinado pela valoração ao preço de venda atualizado, conforme expressão que segue:

$$RVA_Q_SA_{p,t,l,m} = MSA_Q_{p,t,l,muaq} * PVA_CER_{p,t,l,m}$$

$$\forall m \in 24MP$$

Onde:

$RVA_Q_SA_{p,t,l,m}$ é a Receita Variável Quadrienal por Saldo Acumulado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$MSA_Q_{p,t,l,m}$ é o Montante do Saldo Acumulado Quadrienal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$PVA_CER_{p,t,l,m}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

"muaq" refere-se ao mês da última apuração quadrienal

"24MP" corresponde ao intervalo de 24 meses que compreende o mês da última apuração quadrienal "muaq" e os 23 meses que o sucedem ("m" a "m+23")

25.7. Para os demais meses não há cálculo da receita variável, conforme equacionamento a seguir:

$$RVA_Q_SA_{p,t,l,m} = 0$$

$$\forall m \notin 24M$$

Onde:

$RVA_Q_SA_{p,t,l,m}$ é a Receita Variável Quadrienal por Saldo Acumulado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"24MP" corresponde ao intervalo de 24 meses que compreende o mês da última apuração quadrienal "muaq" e os 23 meses que o sucedem ("m" a "m+23")

25.8. A Parcela Mensal da Receita Variável por Saldo Acumulado é dividida em 24 meses, expressão que segue:

$$RVA_SA_{p,t,l,m} = \frac{RVA_Q_SA_{p,t,l,m}}{24}$$

Onde:

$RVA_SA_{p,t,l,m}$ é a Receita Variável por Saldo Acumulado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RVA_Q_SA_{p,t,l,m}$ é a Receita Variável Quadrienal por Saldo Acumulado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

26. A remuneração mensal a ser repassada ao Agente Vendedor comprometido com CER, na forma de Receita de Venda Total será obtida conforme a seguinte expressão:

$$RVET_{p,t,l,m} = RF_{p,t,l,m} + RVA_A_{p,t,l,m} + RVA_E_{p,t,l,m} + RVA_SA_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RVET_{p,t,l,m}$ é a Receita de Venda Total do Empreendimento, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RF_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RVA_A_{p,t,l,m}$ é a Receita Variável por Antecipação da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RVA_E_{p,t,l,m}$ é a Parcela Mensal da Receita Variável de Excedente da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RVA_SA_{p,t,l,m}$ é a Parcela Mensal da Receita Variável por Saldo Acumulado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Determinação da Receita Fixa Retida

27. A partir do primeiro mês do período de apuração da entrega da energia contratada no CER, o Agente Vendedor de Energia de Reserva terá direito ao recebimento da Receita Fixa Mensal, desde que o estágio de implantação do empreendimento de geração comprometido com o CER esteja em operação comercial. Caso o empreendimento de geração não entre em operação comercial na data programada, a Receita Fixa mensal será retida por determinação da ANEEL durante todo o período em que for mantida tal expectativa. Todavia, quando da entrada em operação comercial da usina, o lançamento da receita fixa mensal voltará a ser feito.
28. Será considerada como usina em operação comercial para fins da retenção da Receita Fixa Mensal, aquela comprometida com o 2º ou 3º LER e que possuir pelo menos uma unidade geradora em operação comercial em qualquer hora do mês de apuração. Para as usinas comprometidas com 4º LER em diante, o lançamento da Receita Fixa Mensal voltará a ser feito na proporção da potência em operação comercial, em relação à potência total da usina. A liberação dos valores monetários associados à receita fixa retida ocorrerá no mês em que for apurado o ressarcimento previsto no CER em função de entrega de energia em montante inferior à energia contratada, sendo utilizada juntamente com a receita de venda referente ao mês de apuração, para obter o valor final a ser pago ou recebido do Agente Vendedor de Energia de Reserva.
29. Para o empreendimento comprometido com CER, a receita fixa retida é calculada de acordo com a seguinte expressão:

Caso a usina não tenha entrado em operação comercial:

$$RET_{p,t,l,m} = RF_{p,t,l,m}$$

Caso contrário:

$$RET_{p,t,l,m} = RET_OP_{p,t,l,m}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

Onde:

$RET_{p,t,l,m}$ é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RF_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RET_OP_{p,t,l,m}$ é a Retenção Proporcional de Receita da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento.

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

- 29.1. A retenção de Receita Fixa Mensal é cessada quando a usina encontra-se em operação comercial. No entanto, a partir do 4º LER, a receita deve ser retida na proporção das suas unidades fora de operação comercial, até que a usina se encontre com potência em operação comercial igual à sua capacidade total. Assim, a Retenção Proporcional de Receita é dada conforme a seguinte expressão:

Para empreendimento comprometido com o 4º LER em diante:

$$RET_OP_{p,t,l,m} = RF_{p,t,l,m} * F_PFOC_M_{p,m}$$

Caso contrário

$$RET_OP_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RET_OP_{p,t,l,m}$ é a Retenção Proporcional de Receita da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RF_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$F_PFOC_M_{p,m}$ é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

29.2. O Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal da Usina, para empreendimentos comprometidos com o 4º LER em diante, identifica a proporção de potência da usina que está fora de operação comercial, em relação à sua capacidade total, ponderado por todo o mês, expresso por:

$$F_PFOC_M_{p,m} = \frac{\sum_{j \in m} F_PFOC_RES_{p,j}}{M_SPD_m}$$

Onde:

$F_PFOC_M_{p,m}$ é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$F_PFOC_RES_{p,j}$ é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da usina "p", no período de comercialização "j"

M_SPD_m é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m" compreendida no período de vigência do contrato

29.2.1. O Fator de Potência Fora de Operação Comercial de Usinas comprometidas com Energia de Reserva identifica a proporção de potência da usina que não está em operação comercial ou atestada pela Aneel como apta, conforme a seguinte equação:

$$F_PFOC_RES_{p,j} = \max(0; 1 - F_PAOC_RES_{p,j} - F_COMERCIAL_RES_{p,j})$$

Onde:

$F_PFOC_RES_{p,j}$ é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da usina "p", no período de comercialização "j"

$F_PAOC_RES_{p,j}$ é o Fator de Potência Apta a entrar em Operação Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da usina "p", no período de comercialização "j"

$F_COMERCIAL_RES_{p,j}$ é o Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

29.2.1.1. O Fator de Potência Apta a entrar em Operação Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva representa a proporção de potência da usina que está apta a entrar em Operação Comercial, em relação à sua capacidade total, desde que o contrato preveja tal condição, expresso por:

$$F_PAOC_RES_{p,j} = \min\left(1; \frac{\sum_{i \in UGACA} (CAP_{i,j})}{CAP_T_p}\right)$$

Onde:

$F_PAOC_RES_{p,j}$ é o Fator de Potência Apta a entrar em Operação Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da usina "p", no período de comercialização "j"

$CAP_{i,j}$ é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição "i" das unidades geradoras associadas à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

CAP_T_p é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina "p"

"UGACA" é o Conjunto de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel da parcela de usina "p", durante o período de suprimento do contrato

29.2.1.2. O Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva, identifica a proporção de potência da usina que está em operação comercial, em relação à sua capacidade total, expresso por:

$$F_COMERCIAL_RES_{p,j} = \min \left(1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} (CAP_{i,j})}{CAP_T_p} \right)$$

Onde:

$F_COMERCIAL_RES_{p,j}$ é o Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

$CAP_{i,j}$ é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição "i" das unidades geradoras associadas à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

CAP_T_p é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina "p"

"PMAQ" é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina "p". Nesta expressão, considera-se o conjunto complementar, ou seja, das unidades geradoras que ainda não entraram em operação comercial

30. A receita retida de cada mês da usina é atualizada do mês da retenção até o IPCA disponível no mês do ressarcimento, de acordo com variação do IPCA, considerando o descasamento existente de dois meses entre a divulgação do Índice e a apuração de energia de reserva de acordo com a seguinte expressão:

Se o mês "m" não for o terceiro mês de apuração do ano contratual

$$RET_A_{p,t,l,m,mr} = (RET_{p,t,l,mr} - ADDC_REAP_OP_{p,t,l,mr}) * \max \left(1, \frac{NIPCA_{m-2}}{NIPCA_{mr}} \right)$$

Caso contrário

$$RET_A_{p,t,l,m,mr} = 0$$

$$\forall mr \in MRF$$

Onde:

$RET_A_{p,t,l,m}$ é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial Atualizada da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$NIPCA_m$ é o Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA no mês de apuração "m"

$RET_{p,t,l,m}$ é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ADDC_REAP_OP_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"mr" refere-se aos meses anteriores ao "m-2"

MRF é o conjunto de meses do ano " f^{CER} " cujo ressarcimento não foi apurado, ou está sendo apurado no mês de apuração "m"

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

Esse cálculo se inicia no quarto mês do primeiro ano de entrega " f^{CER} ", devido ao descasamento entre a apuração da Contratação de Energia de Reserva e disponibilização do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA.

31. A receita retida acumulada considera tanto o valor da receita retida atualizada, quanto aquela que vai ser objeto de atualização, somente para fins de montante de apuração de encargo, conforme seguinte equação:

$$RET_ACUM_{p,t,l,m} = \sum_{mr} RET_A_{p,t,l,m,mr} + \sum_{3MM} (RET_{p,t,l,m} - ADDC_REAP_OP_{p,t,l,m})$$

Onde:

$RET_ACUM_{p,t,l,m}$ é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial Acumulada da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RET_A_{p,t,l,m}$ é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial Atualizada da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ADDC_REAP_OP_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"3MM" corresponde ao intervalo que compreende o mês de apuração "m" e os 2 meses que o antecedem ("m-2" a "m")

"mr" refere-se aos meses anteriores ao "m-2"

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

32. A liberação da retenção da Receita Fixa será realizada no mês de apuração do ressarcimento previsto no CER, da seguinte forma:

Se "m" for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER:

$$RET_TP_{p,t,l,m} = \sum_{mr \in f_{CER}} RET_A_{p,t,l,m,mr} + RET_{p,t,l,mp}$$

Caso contrário:

$$RET_TP_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RET_TP_{p,t,l,m}$ é a Receita Total Retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RET_A_{p,t,l,m}$ é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial Atualizada da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RET_{p,t,l,m}$ é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"mp" é o último mês de pagamento da receita fixa mensal do período de apuração da entrega de energia ao CER associada ao ano de entrega " f_{CER-1} "

"mr" refere-se ao conjunto de meses, compreendido no intervalo entre o início do ano de entrega " f_{CER} " até o "m-3", limitado ao mês de ressarcimento do ano de entrega " f_{CER} "

" f_{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento.

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

33. A Receita Parcial do empreendimento comprometido com CER é definida com base na sua Receita de Venda Total e as Receitas Fixas Retidas, conforme segue:

$$REC_PAR_{p,t,l,m} = RVET_{p,t,l,m} - RET_{p,t,l,m} + ADDC_REAP_OP_{p,t,l,m} + ADDC_RV_{p,t,l,m}$$

Onde:

$REC_PAR_{p,t,l,m}$ é a Receita Parcial do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RVET_{p,t,l,m}$ é a Receita de Venda Total do Empreendimento, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RET_{p,t,l,m}$ é a Receita fixa retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ADDC_REAP_OP_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ADDC_RV_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda para Eólicas da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

34. A parcela positiva da Receita Parcial do empreendimento comprometido com CER é representada pela Receita de Venda Preliminar, conforme equacionamento a seguir:

$$RVE_PRE_{p,t,l,m} = \max(0; REC_PAR_{p,t,l,m})$$

Onde:

$RVE_PRE_{p,t,l,m}$ é a Receita de Venda Preliminar do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$REC_PAR_{p,t,l,m}$ é a Receita Parcial do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

35. Caso, devido a ajustes, a receita do empreendimento assuma valores negativos, esta será incorporada no Pagamento Associado ao Vendedor devido a Ajustes Decorrentes de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas, como demonstrado abaixo:

$$PAG_ADDC_{p,t,l,m} = \min(0; REC_PAR_{p,t,l,m})$$

Onde:

$PAG_ADDC_{p,t,l,m}$ é o Pagamento associado ao vendedor devido a Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$REC_PAR_{p,t,l,m}$ é a Receita Parcial do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

Determinação da Multa de Medição Anemométrica

36. Os CERs associados as centrais geradoras eólicas contem previsão de obrigações relativas a dados de medições anemométricas e climatológicas para com a Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Em caso de descumprimento da obrigação contratual será aplicada multa referente à medição anemométrica, calculada da seguinte forma:

36.1. A multa anemométrica é aplicada a partir do mês relacionado ao evento que ocorrer primeiro, sendo eles: (i) entrada em operação comercial, considerando tanto o suprimento contratual como o período de antecipação, (ii) enquadramento da usina como apta a entrar em operação comercial, (iii) apuração do primeiro ressarcimento da usina.

36.2. O descumprimento informado pela EPE pode estar associado a mais de uma incidência e ter referência diferente do mês de apuração.

36.3. Para fins de aplicação desta multa, a contagem de tempo presente nesta metodologia será baseada no arredondamento para cima do número meses abrangidos, não sendo observado o número de dias quando inferior ao mês civil de referência.

36.4. Caso seja informado pela EPE o descumprimento da obrigação referente ao sistema de medição anemométrica, a Multa Anemométrica será valorada em 1% (um por cento) da Receita Fixa Mensal para cada mês de referência com descumprimento informado, acrescido do montante acumulado não pago dos meses passados, conforme a seguinte equação:

$$MULTA_ANEM_{p,t,l,m} = \left((0,01 * MESES_ATANEM_{p,t,l,m}) + PA_MULTA_ANEM_{p,t,l,m-1} \right) * RF_MA_{p,t,l,m}$$

Onde:

$MULTA_ANEM_{p,t,l,m}$ é a Multa referente ao sistema de medição anemométrica da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$MESES_ATANEM_{p,t,l,m}$ é a Quantidade de meses caracterizados como descumprimento contratual referente à medição anemométrica, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$PA_MULTA_ANEM_{p,t,l,m}$ é o Percentual Acumulado da Multa de Medição Anemométrica não lançada no mês anterior, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l" (vide linha de comando40)

$RF_MA_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa para Referência do Cálculo da Multa Anemométrica da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

Caso a EPE não tenha informado descumprimento ou tenha informado a regularização da obrigação referente ao sistema de medição anemométrica para os meses de referência o valor de $MESES_ATANEM$ será igual a zero, e a multa por descumprimento da obrigação contratual será representada apenas pelo eventual valor remanescente.

Para o primeiro mês de apuração da Multa referente ao sistema de medição anemométrica, o valor inicial do Percentual Acumulado da Multa de Medição Anemométrica do mês anterior ($PA_MULTA_ANEM_{p,t,l,m-1}$) receberá o valor igual a zero.

- 36.5. A Receita Fixa para Referência do Cálculo da Multa Anemométrica determina o valor em reais por megawatt hora a ser utilizado para o cálculo da Multa Anemométrica a ser debitada da receita da usina, conforme a seguinte expressão:

$$RF_MA_{p,t,l,m} = \frac{RFA_{p,t,l,m}}{MESES_FCER_{p,t,l,f}^{CER}}$$

Onde:

$RF_MA_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa para Referência do Cálculo da Multa Anemométrica da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RFA_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$MESES_FCER_{p,t,l,f}^{CER}$ refere-se a quantidade de meses vigentes da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", contidos no ano de apuração " f^{CER} "

37. A Multa por Medição Anemométrica é abatida da Receita de Venda Preliminar, até o seu limite, não cabendo exposição financeira negativa para empreendimentos comprometidos com CER, de fonte eólica, como define a expressão:

$$RVE_AJ_{p,t,l,m} = \max(0; RVE_PRE_{p,t,l,m} - MULTA_ANEM_{p,t,l,m})$$

Onde:

$RVE_AJ_{p,t,l,m}$ é a Receita de Venda Ajustada do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RVE_PRE_{p,t,l,m}$ é a Receita de Venda Preliminar do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$MULTA_ANEM_{p,t,l,m}$ é a Multa referente ao sistema de medição anemométrica da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

38. O valor da Multa de Medição Anemométrica que se apresentou superior à receita a ser recebida pelo agente será abatida no mês seguinte, compondo assim a Multa Anemométrica Remanescente:

$$MULTA_ANEM_R_{p,t,l,m} = \max(0; MULTA_ANEM_{p,t,l,m} - RVE_PRE_{p,t,l,m})$$

Onde:

$MULTA_ANEM_R_{p,t,l,m}$ é o valor da Multa de Medição Anemométrica Remanescente da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$MULTA_ANEM_{p,t,l,m}$ é a Multa referente ao sistema de medição anemométrica da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RVE_PRE_{p,t,l,m}$ é a Receita de Venda Preliminar do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

39. No segundo mês de apuração, de cada ano contratual, o valor da Multa Anemométrica Remanescente será atribuído à Multa Anemométrica Remanescente Anual, para que todo o valor ainda pendente possa ser lançado ao vendedor, como segue:

$$MULTA_ANEM_RA_{p,t,l,m} = MULTA_ANEM_R_{p,t,l,m}$$

Onde:

$MULTA_ANEM_RA_{p,t,l,m}$ é o valor da Multa de Medição Anemométrica Remanescente Anual da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$MULTA_ANEM_R_{p,t,l,m}$ é o valor da Multa de Medição Anemométrica Remanescente da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

Importante:

A Multa Anemométrica Remanescente Anual será calculada no segundo mês de apuração de cada ano contratual, a partir do segundo ano contratual.

40. O Percentual Acumulado de Multa Anemométrica refere-se ao montante remanescente da multa anemométrica convertido em percentual da Receita Fixa Mensal:

$$PA_MULTA_ANEM_{p,t,l,m} = \frac{MULTA_ANEM_R_{p,t,l,m} - MULTA_ANEM_RA_{p,t,l,m}}{RF_MA_{p,t,l,m}}$$

Onde:

$PA_MULTA_ANEM_{p,t,l,m}$ é o percentual acumulado da multa de medição anemométrica não lançada no mês anterior, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l"

$MULTA_ANEM_R_{p,t,l,m}$ é o valor da Multa de Medição Anemométrica Remanescente da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$MULTA_ANEM_RA_{p,t,l,m}$ é o valor da Multa de Medição Anemométrica Remanescente Anual da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RF_MA_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa para Referência do Cálculo da Multa Anemométrica da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

Determinação do Ressarcimento pela Insuficiência na Entrega de Energia ao CER

41. Ao longo do período de apuração da entrega da energia comprometida com o CER o agente vendedor de Energia de Reserva deverá garantir a entrega da energia contratada mediante

geração proveniente da usina comprometida com CER ou por meio do mecanismo de cessão de energia proveniente de outro agente vendedor sagrado vencedor do mesmo leilão. A verificação de montante de entrega de energia em montantes inferiores à energia contratada no período de apuração sujeitará ao agente vendedor o pagamento de montante financeiro correspondente ao ressarcimento por insuficiência de geração.

Apuração Anual

42. Para os empreendimentos de geração comprometidos com CER, em que ao final do ano contratual for verificado que o Saldo da Conta de Energia Preliminar situa-se abaixo da margem inferior da faixa de tolerância, o valor do ressarcimento devido pelo Agente Vendedor será estabelecido pela seguinte expressão:

Se "m" for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER:

$$RESS_A_GI_{p,t,l,m} = (-1) * \min \left(0; \left(MEF_{p,t,l,f^{CER-1}} + M_INF_{p,t,l,f^{CER-1}} - MONT_CE_{p,t,l,f^{CER-1}} \right) \right) * 1,15 * PVA_CER_{p,t,l,m}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

Caso contrário:

$$RESS_A_GI_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RESS_A_GI_{p,t,l,m}$ é o Ressarcimento Anual devido à geração inferior ao limite da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$MEF_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Montante de Energia para verificação da faixa de tolerância do contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$M_INF_{p,t,l,f^{CER}}$ é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$MONT_CE_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Montante de Cessão realizada pela parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$PVA_CER_{p,t,l,m}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"f^{CER}" refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

O ressarcimento devido à geração inferior será calculado somente no segundo mês de apuração denominado mês de apuração de ressarcimento anual, de cada ano contratual, a partir do segundo ano contratual, e será cobrado do Agente Vendedor em 12 (doze) parcelas mensais.

- 42.1. Tendo em vista que a Receita Total Retida é liberada no momento da apuração do ressarcimento para abatimento do mesmo, a Apuração Líquida visa calcular o montante resultante do abatimento do Ressarcimento Anual devido à Geração Inferior ao Limite, conforme a expressão a seguir:

Se "m" for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER (apuração anual):

$$APA_LIQ_{p,t,l,m} = RET_TP_{p,t,l,m} - RESS_A_GI_{p,t,l,m}$$

Caso contrário:

$$APA_LIQ_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$APA_LIQ_{p,t,l,m}$ é a Apuração Anual Líquida do Ressarcimento da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RET_TP_{p,t,l,m}$ é a Receita Total Retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RESS_A_GI_{p,t,l,m}$ é o Ressarcimento Anual devido à geração inferior ao limite da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

Apuração Quadrienal

43. Para os empreendimentos de geração comprometidos com CER, em que ao final de cada quadriênio for verificado que o Saldo da Conta de Energia Preliminar está contido na faixa de tolerância e que foi proveniente de desvios negativos de geração, o valor do ressarcimento devido pelo Agente Vendedor será estabelecido pelas seguintes expressões:

43.1. Para empreendimentos vencedores do 5º Leilão de Energia de Reserva em diante a valoração do ressarcimento quadrienal é realizada com base no preço de venda atualizado acrescido em 6%:

Se "m" for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER (apuração quadrienal):

$$RESS_Q_SN_{p,t,l,m} = (-1) * \min\left(0; \max\left(-M_INF_{p,t,l,f^{CER-1}}; \left(SCEP_{p,t,l,f^{CER-1}} + MCS_{p,t,l,f^{CER-1}} - MONT_CE_{p,t,l,f^{CER-1}}\right)\right)\right) * 1,06 * PVA_CER_{p,t,l,m}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

Caso contrário:

$$RESS_Q_SN_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RESS_Q_SN_{p,t,l,m}$ é o Ressarcimento Quadrienal devido ao saldo negativo da conta de energia da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$M_INF_{p,t,l,f^{CER}}$ é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$SCEP_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$MCS_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$MONT_CE_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Montante de Cessão realizada pela parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$PVA_CER_{p,t,l,m}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"f^{CER}" refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

"q" refere-se ao quadriênio vigente

Importante:

O ressarcimento devido a saldo negativo será calculado no segundo mês de apuração do primeiro ano de cada quadriênio, a partir do segundo quadriênio, denominado mês de apuração de ressarcimento quadrienal, sendo cobrado do Agente Vendedor em 12 (doze) parcelas mensais uniformes.

43.2. Para os demais empreendimentos diante a valoração do ressarcimento quadrienal é realizada com base no preço de venda atualizado:

Se "m" for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER (apuração quadrienal):

$$\begin{aligned}
 RESS_Q_SN_{p,t,l,m} &= (-1) \\
 & * \min \left(0; \max \left(-M_INF_{p,t,l,f^{CER-1}}; \left(SCEP_{p,t,l,f^{CER-1}} + MCS_{p,t,l,f^{CER-1}} - MONT_CE_{p,t,l,f^{CER-1}} \right) \right) \right) \\
 & * PVA_CER_{p,t,l,m} \\
 & \qquad \qquad \qquad \forall m \in f^{CER} \\
 & \qquad \qquad \qquad \forall f^{CER} \in q
 \end{aligned}$$

Caso contrário:

$$RESS_Q_SN_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RESS_Q_SN_{p,t,l,m}$ é o Ressarcimento Quadrienal devido ao saldo negativo da conta de energia da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$M_INF_{p,t,l,f^{CER}}$ é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$SCEP_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$MCS_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$MONT_CE_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Montante de Cessão realizada pela parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$PVA_CER_{p,t,l,m}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"f^{CER}" refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

"q" refere-se ao quadriênio vigente

Importante:

O ressarcimento devido a saldo negativo será calculado no segundo mês de apuração do primeiro ano de cada quadriênio, a partir do segundo quadriênio, denominado mês de apuração de ressarcimento quadrienal, sendo cobrado do Agente Vendedor em 12 (doze) parcelas mensais uniformes.

- 43.3. Após o abatimento do montante resultante do abatimento do Ressarcimento Anual devido à Geração Inferior ao Limite, eventual montante positivo ainda é utilizado para abatimento do Ressarcimento Quadrienal devido ao Saldo Negativo da Conta de Energia na apuração quadrienal, conforme a expressão a seguir:

Se “m” for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER (apuração quadrienal):

$$APQ_LIQ_{p,t,l,m} = \max(0; APA_LIQ_{p,t,l,m}) - RESS_Q_SN_{p,t,l,m}$$

Caso contrário:

$$APQ_LIQ_{p,t,l,m} = \max(0; APA_LIQ_{p,t,l,m})$$

Onde:

APQ_LIQ_{p,t,l,m} é a Apuração Quadrienal Líquida do Ressarcimento da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

APA_LIQ_{p,t,l,m} é a Apuração Anual Líquida do Ressarcimento da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

RESS_Q_SN_{p,t,l,m} é o Ressarcimento Quadrienal devido ao saldo negativo da conta de energia da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

Parcelas Mensais

44. A cobrança do Ressarcimento anual devido à geração inferior ao limite será realizada em parcelas mensais uniformes, consideradas na apuração do Valor a ser pago do empreendimento eólico, durante os 12 meses a partir do mês de apuração do ressarcimento, conforme a expressão a seguir:

$$RESS_GI_{p,t,l,m} = \frac{(-1) * \min(0; APA_LIQ_{p,t,l,muaa})}{12}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

Onde:

RESS_GI_{p,t,l,m} é o Ressarcimento da Parcela Mensal devido à geração inferior ao limite da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

APA_LIQ_{p,t,l,m} é a Apuração Anual Líquida do Ressarcimento da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muaa” refere-se ao mês da última apuração anual

45. A cobrança do Ressarcimento quadrienal devido ao saldo negativo da conta de energia será realizada em parcelas mensais uniformes, consideradas na apuração do Valor a ser pago ou recebido do empreendimento eólico, durante os 12 meses a partir do mês de apuração do ressarcimento, conforme as expressões a seguir:

- 45.1. Para os meses compreendidos entre o mês da última apuração quadrienal e os 11 meses posteriores, é calculada a Parcela Mensal do Ressarcimento Quadrienal, conforme as condicionais descritas abaixo:

$$RESS_SN_{p,t,l,m} = \frac{(-1) * \min(0; APQ_LIQ_{p,t,l,muaq})}{12}$$

$$\forall m \in 12MP$$

Onde:

RESS_SN_{p,t,l,m} é a Parcela Mensal do Ressarcimento devido ao saldo negativo da conta de energia da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

APQ_LIQ_{p,t,l,m} é a Apuração Quadrienal Líquida do Ressarcimento da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muaq” refere-se ao mês da última apuração quadrienal

"12MP" corresponde ao intervalo de 12 meses que compreende o mês da última apuração quadrienal "muaq" e os 11 meses que o sucedem ("m" a "m+11")

45.2. Para os demais meses não há pagamento do ressarcimento, conforme equacionamento a seguir:

$$RESS_{SN_{p,t,l,m}} = 0$$

$$\forall m \notin 12MP$$

Onde:

$RESS_{SN_{p,t,l,m}}$ é a Parcela Mensal do Ressarcimento devido ao saldo negativo da conta de energia da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"muaq" refere-se ao mês da última apuração quadrienal

"12MP" corresponde ao intervalo de 12 meses que compreende o mês da última apuração quadrienal "muaq" e os 11 meses que o sucedem ("m" a "m+11")

46. Caso o montante de Receita Retida seja suficiente para abater os eventuais ressarcimentos apurados, o valor positivo resultante é apurado e será creditado ao valor a ser pago ao agente:

Se "m" for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER (apuração anual):

$$RET_{TPL_{p,t,l,m}} = \max(0; APQ_{LIQ_{p,t,l,m}})$$

Caso contrário:

$$RET_{TPL_{p,t,l,m}} = 0$$

Onde:

$RET_{TPL_{p,t,l,m}}$ é a Receita Total Retida Líquida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$APQ_{LIQ_{p,t,l,m}}$ é a Apuração Quadrienal Líquida do Ressarcimento da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

Determinação do Valor Financeiro a Pagar ou Receber do Agente

47. O montante financeiro final a ser pago ou recebido do empreendimento eólico comprometido com o CER será estabelecido em função (i) da receita de venda total calculada para o mês de apuração, acrescida da receita retida líquida, (ii) da multa anemométrica remanescente, (iii) da parcela do ressarcimento devido a geração inferior, (iii) da parcela do ressarcimento devido a saldo negativo na conta de energia, conforme expressão que segue:

$$VEOL_{p,t,l,m} = RVE_{AJ_{p,t,l,m}} + PAG_{ADDC_{p,t,l,m}} + RET_{TPL_{p,t,l,m}} - MULTA_{ANEM_{RA_{p,t,l,m}}} - RESS_{GI_{p,t,l,m}} - RESS_{SN_{p,t,l,m}}$$

Onde:

$VEOL_{p,t,l,m}$ é o Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento Eólico comprometido com CER da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$PAG_{ADDC_{p,t,l,m}}$ é o Pagamento associado ao vendedor devido a Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RVE_{AJ_{p,t,l,m}}$ é a Receita de Venda Ajustada do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RET_{TPL_{p,t,l,m}}$ é a Receita Total Retida Líquida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$MULTA_{ANEM_{RA_{p,t,l,m}}}$ é o valor da Multa de Medição Anemométrica Remanescente Anual da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RESS_{GI_{p,t,l,m}}$ é o Ressarcimento da Parcela Mensal devido à geração inferior ao limite da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RESS_SN_{p,t,l,m}$ é a o Ressarcimento devido ao saldo negativo da conta de energia da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m" $MULTA_ANEM_RA_{p,t,l,m}$ é o valor da Multa de Medição Anemométrica Remanescente Anual da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

48. O valor financeiro a ser pago ou recebido pela usina pode conter valores referentes às reapurações de outros meses, logo o valor recebe um montante financeiro referente à esta possível diferença, conforme expressão que segue:

$$TOT_ER_{p,t,l,m} = VEOL_{p,t,l,m} + DIF_REAP_{p,t,l,m}$$

Onde:

$TOT_ER_{p,t,l,m}$ é o Valor Total Apurado de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$VEOL_{p,t,l,m}$ é o Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento Eólico comprometido com CER da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$DIF_REAP_{p,t,l,m}$ Diferença de Reapuração de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

2.2.2. Dados de Entrada do Detalhamento das Etapas de Apuração para Fonte Eólica

ADDC_G_TOT_CER_{p,t,l,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas Utilizado no G_TOT_PROD	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
ADDC_REAP_OP_{p,t,l,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
ADDC_RV_{p,t,l,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda para Eólicas	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda para Eólicas da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
ADDC_MEF_{p,t,l,f^{CER}}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de o Montante de Energia	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas do Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f ^{CER} "
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
CAP_{i,j}	Capacidade Instalada	
	Descrição	Capacidade instalada associada a cada ponto de medição "i", de unidade geradora associada à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos

Capacidade Instalada Total		
CAP_T_p	Descrição	Capacidade instalada Total da usina "p"
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Diferença de Reapuração de Energia de Reserva		
DIF_REAP_{p,t,l,m}	Descrição	Diferença de Reapuração de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Energia Contratada no Leilão		
ECQL_{p,t,l}	Descrição	Energia Contratada no Leilão de Reserva proveniente de fonte eólica da parcela de usina "p", para cada produto "t", no leilão "l"
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição por ano contratual		
ENF_DT_{p,t,l,f,CER}	Descrição	Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração de entrega da energia ao CER "f ^{CER} ". Este acrônimo pode ainda ser utilizado pela Aneel para considerar os casos de não fornecimento de energia por postergação do início de suprimento do contrato ou para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração Final de Teste de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel		
GFT_APTA_{p,j}	Descrição	Geração Final de Teste associado à parcela de usina "p", proveniente de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel, por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Determinação da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Geração Destinada para Atendimento ao Produto		
G_PROD_{p,t,l,j}	Descrição	Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Contratos Regulados (Cálculo do Comprometimento de UTEs à Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo I sem CVU, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER por Disponibilidade, e PCHs comprometidas com CER por Quantidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade de meses caracterizados como descumprimento contratual referente à medição anemométrica		
MESES_ATANEM_{p,t,l,m}	Descrição	Quantidade de meses caracterizados como descumprimento contratual referente à medição anemométrica, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	meses
	Fornecedor	EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade de meses vigente contidos no f^{CER}		
MESES_F^{CER}_{p,t,l,f^{CER}}	Descrição	Quantidade de meses vigentes da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", contidos no ano de apuração "f ^{CER} "
	Unidade	meses
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Montante de Cessão		
MONT_CE_{p,t,l,f^{CER}}	Descrição	Montante de Cessão da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f ^{CER} "
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Anexo II – Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Montante de Repasse		
MONT_R_{p,t,l,f^{CER}}	Descrição	Montante de Repasse da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f ^{CER} "
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

M_HORAS_m	Quantidade de Horas no Mês	
	Descrição	Quantidade de horas no mês de apuração "m" compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
M_SPD_m	Quantidade de Períodos de Comercialização no Mês	
	Descrição	Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m" compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
MCS_{p,t,l,f}^{CER}₋₁	Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão	
	Descrição	Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f ^{CER} "
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Anexo II – Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
NIPCA_m	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)	
	Descrição	Valor absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), utilizado para atualização monetária do preço de venda do CER, no mês de reajuste anual "m", estabelecido no CER
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	IBGE
	Valores Possíveis	Positivos
PC_PROD_{p,t,l,m}	Percentual de Comprometimento com Produtos	
	Descrição	Percentual ajustado final do comprometimento com contratos por disponibilidade da parcela de usina não hidráulica "p", para atender o produto "t", associado ao leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
PV_CER_{p,t,l}	Preço de Venda de Referência estabelecido no CER	
	Descrição	Preço de Venda de Referência estabelecido no CER para remuneração da parcela de usina "p", para cada ao produto "t", do leilão "l"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos

Quantidade de Horas no Quadriênio		
Q_HORAS_q	Descrição	Quantidade de horas no quadriênio "q"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

2.2.3. Dados de Saída do Detalhamento das Etapas de Apuração para Fonte Eólica

ECQ_{p,t,l,q}	Preço de Venda Atualizado	
	Descrição	Energia Contratada no Quadriênio da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", para o quadriênio "q"
	Unidade	MW médio
	Valores Possíveis	Positivos
PVA_CER_{p,t,l,m}	Preço de Venda Atualizado	
	Descrição	Preço de Venda Atualizado da parcela de usina, "p", comprometida com CER, para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m".
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos
RET_{p,t,l,m}	Receita Fixa Retida por conta de atraso na entrada em operação comercial do Empreendimento Eólico	
	Descrição	Receita Fixa retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
RET_TP_{p,t,l,m}	Receita Total Retida do Empreendimento Eólico	
	Descrição	Receita Total Retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m" da parcela de usina
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
RVET_{p,t,l,m}	Receita de Venda Total do Empreendimento	
	Descrição	Receita de Venda Total do Empreendimento, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
TOT_ER_{p,t,l,m}	Valor Total Apurado de Energia de Reserva	
	Descrição	Valor Total Apurado de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
VEOL_{p,t,l,m}	Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento Eólico	
	Descrição	Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento Eólico comprometido com CER da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

2.3. Fonte Solar

Objetivo:

Determinar a Receita de Venda Líquida a ser paga mensalmente aos empreendimentos de geração de fonte solar fotovoltaica, consagrados vencedores de Leilão Regulado para Contratação de Energia de Reserva, produto de fonte solar fotovoltaica.

Contexto:

Determinar a Receita de Venda Líquida consiste em apurar o montante financeiro que a CCEE deverá mensalmente repassar, ou eventualmente cobrar, ao Agente Vendedor de Energia de Reserva, com base nas disposições do CER. A Figura 13 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

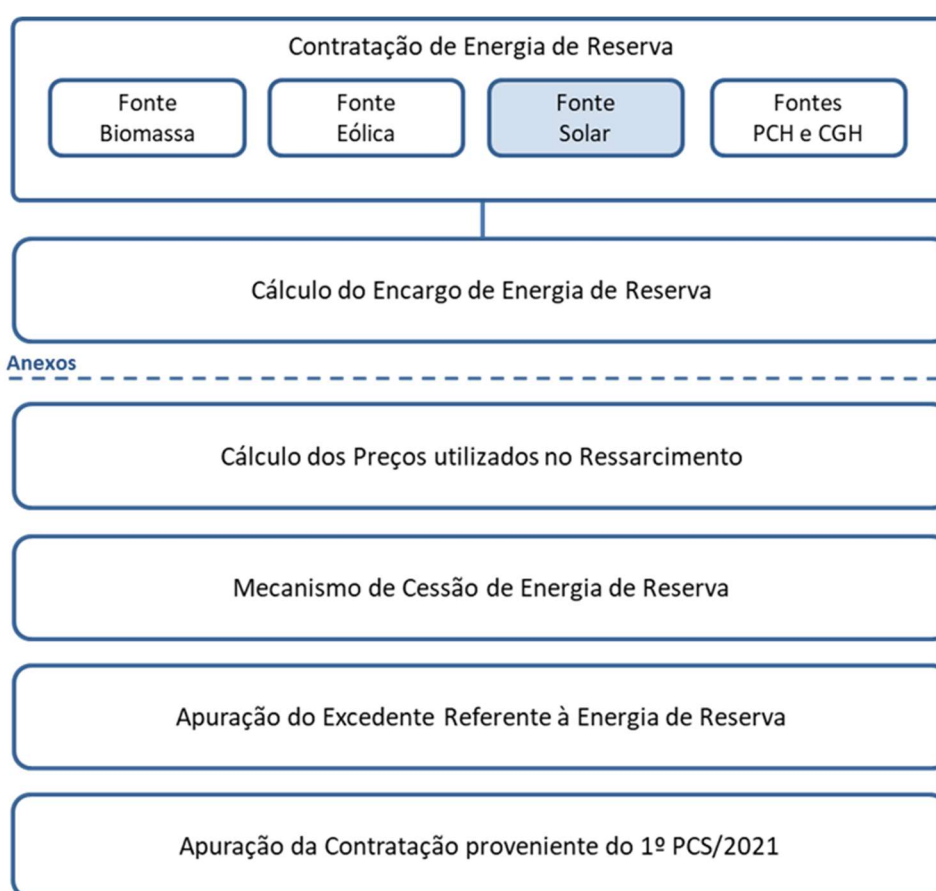


Figura 14: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratação de Energia de Reserva”

2.3.1. Detalhamento das Etapas de Apuração para Fonte Solar

Reajuste do Preço de Venda

49. O Preço de Venda estabelecido será reajustado anualmente pela variação do IPCA do mês anterior ao mês de reajuste fixado no contrato de cada usina, de acordo com a seguinte equação:

Se o mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva “m”, corresponder ao mês de reajuste do preço de venda da usina definido no contrato:

$$PVA_CER_{p,t,l,m} = PV_CER_{p,t,l} * \left(\frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{ml}} \right)$$

Caso Contrário:

$$PVA_CER_{p,t,l,m} = PVA_CER_{p,t,l,m-1}$$

Onde:

PVA_CER_{p,t,l,m} é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

PV_CER_{p,t,l} é o Preço de Venda Original do CER da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l"

NIPCA_m é valor absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração "m"

"ml" refere-se ao mês base estabelecido no contrato

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

No mês de início de suprimento, considerando também eventual antecipação, será calculado o Preço de Venda Atualizado (PVA_CER_{p,t,l,m}) utilizando o valor absoluto do IPCA do último mês de referência para atualização definido no contrato, com relação ao mês base estabelecido, respeitando o prazo de 12 meses do mês subsequente ao de realização do leilão.

Deverão ser adotadas seis casas decimais exatas, desprezando-se os demais algarismos a partir da sétima casa, inclusive.

Caso o IPCA não seja publicado até este processamento, será utilizado o último índice publicado, e o ajuste será efetuado na primeira liquidação financeira após a publicação do índice que deveria ter sido utilizado.

Receita Fixa

50. A Receita Fixa corresponderá ao pagamento associado à Energia Contratada, sendo repassada ao Agente Vendedor após iniciado o período de apuração da entrega da energia contratada definido no CER, em doze parcelas.

50.1. A Receita Fixa Anual será calculada em função da aplicação do Preço de Venda Atualizado sobre o montante de Energia Contratada estabelecido para o ano contratual corrente, conforme a seguinte expressão:

$$RFA_{p,t,l,m} = ECS_{p,t,l} * \sum_{m \in f^{CER}} M_HORAS_m * PVA_CER_{p,t,l,m}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

Onde:

RFA_{p,t,l,m} é a Receita Fixa Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ECS_{p,t,l}$ é a Energia Contratada de fonte Solar da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l"

M_HORAS_m é o número de horas no mês de apuração "m"

$PVA_CER_{p,t,l,m}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

O cálculo da Receita Fixa Anual é realizado a partir do primeiro mês de suprimento, desconsiderando o período de antecipação.

50.2. A Receita Fixa Mensal apresenta o valor de Receita Fixa Anual dividido em parcelas mensais iguais a serem lançadas ao longo de cada ano contratual f^{CER} , para usina, conforme a seguinte expressão:

$$RF_{p,t,l,m} = \frac{RFA_{p,t,l,m}}{MESES_FCER_{p,t,l,f^{CER}}}$$

Onde:

$RF_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RFA_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$MESES_FCER_{p,t,l,f^{CER}}$ refere-se a quantidade de meses vigentes da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", contidos no ano de apuração " f^{CER} "

Receita Antecipada

51. A Receita Antecipada corresponderá ao pagamento associado à Energia Gerada nos meses que antecedem o início de suprimento do período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER, quando a usina entrar em operação comercial antes do início de suprimento, uma vez que essa geração é destinada de forma compulsória para o contrato.

51.1. A Receita Antecipada é a receita associada à antecipação do início de suprimento, sendo calculada mensalmente em função da aplicação do Preço de Venda Atualizado sobre o montante de geração destinada para atendimento ao CER no período correspondente, conforme expressão que segue:

Se o mês de referência "m-2" for anterior ao período de início de suprimento para usinas comprometidas com LER:

$$RA_{p,t,l,m} = \sum_{j \in m-2} (G_PROD_{p,t,l,j}) * PVA_CER_{p,t,l,m-2}$$

Caso contrário:

$$RA_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RA_{p,t,l,m}$ é a Receita Antecipada da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$G_PROD_{p,t,l,j}$ é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$PVA_CER_{p,t,l,m-2}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m-2"

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

No cálculo da Receita Antecipada serão considerados os dados de geração da usina e o preço de venda atualizado, para os meses do período compreendido entre a data de início da antecipação de operação comercial da usina e a data de início do primeiro ano contratual.

No caso de usinas comprometidas com Leilão de Energia de Reserva, fonte solar, a antecipação da geração antes da data de entrega do contrato é "compulsória".

Determinação da Receita Fixa Retida

52. A partir do primeiro mês do período de apuração da entrega da energia contratada estabelecida no CER, o Agente Vendedor de Energia de Reserva terá direito ao recebimento da Receita Fixa Mensal, desde que o estágio de implantação do empreendimento de geração comprometido com o CER esteja em operação comercial. Caso o empreendimento de geração não entre em operação comercial na data estabelecida no contrato, a Receita Fixa mensal será retida na CONER durante todo o período em que for mantida tal expectativa. Todavia, quando da entrada em operação comercial da usina, o lançamento da receita fixa mensal voltará a ser feito, observando o disposto no contrato.
53. O lançamento da Receita Fixa Mensal será feito na proporção da potência em operação comercial, em relação à potência total da usina. Já a liberação dos valores monetários associados à receita fixa retida ocorrerá no mês da apuração anual, de modo à obter o valor final a ser pago ou recebido do Agente Vendedor de Energia de Reserva. Para o empreendimento comprometido com CER, a Receita Fixa Retida é calculada de acordo com a seguinte expressão:

Caso nenhuma unidade geradora tenha entrado em operação comercial até o fim do mês de apuração:

$$RET_{p,t,l,m} = RF_{p,t,l,m}$$

Caso contrário:

$$RET_{p,t,l,m} = RET_OP_{p,t,l,m}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

Onde:

$RET_{p,t,l,m}$ é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RF_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RET_OP_{p,t,l,m}$ é a Retenção Proporcional de Receita da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento.

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

- 53.1. A retenção de Receita Fixa Mensal é cessada quando a usina se encontra totalmente em operação comercial. Caso contrário, a receita deve ser retida na proporção das suas

unidades fora de operação comercial. Assim, a Retenção Proporcional de Receita é dada conforme a seguinte expressão:

$$RET_{OP_{p,t,l,m}} = RF_{p,t,l,m} * F_{PFOC_{p,m}}$$

Onde:

$RET_{OP_{p,t,l,m}}$ é a Retenção Proporcional de Receita da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RF_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$F_{PFOC_{p,m}}$ é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

53.1.1.1. O Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal da Usina identifica a proporção de potência da usina que está fora de operação comercial, em relação à sua capacidade total, ponderado por todo o mês, expresso por:

$$F_{PFOC_{p,m}} = \frac{\sum_{j \in m} (1 - F_{COMERCIAL_RES_{p,j}})}{M_SPD_m}$$

Onde:

$F_{PFOC_{p,m}}$ é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$F_{COMERCIAL_RES_{p,j}}$ é o Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

M_SPD_m é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m" compreendida no período de vigência do contrato

53.1.1.1.1. O O Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva identifica a proporção de potência da usina que está em operação comercial, em relação à sua capacidade total, considerando eventual alteração de capacidade, expresso por:

$$F_{COMERCIAL_RES_{p,j}} = \min \left(1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} (CAP_{i,j})}{CAP_{Tp}} \right)$$

Onde:

$F_{COMERCIAL_RES_{p,j}}$ é o Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

$CAP_{i,j}$ é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição "i" das unidades geradoras associadas à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

CAP_{Tp} é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina "p"

"

"PMAQ" é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina "p". Nesta expressão, considera-se o conjunto complementar, ou seja, das unidades geradoras que ainda não entraram em operação comercial

54. A receita retida de cada mês da usina é atualizada do mês da retenção até o mês do ressarcimento, de acordo com variação do IPCA, considerando o descamento existente de dois meses entre a divulgação do Índice e a apuração de energia de reserva no período, de acordo com a seguinte expressão:

Se o mês "m" não for o terceiro mês de apuração do ano contratual

$$RET_{A_{p,t,l,m,mr}} = (RET_{p,t,l,mr} - ADDC_{REAP_{p,t,l,mr}}) * \max \left(1; \frac{NIPCA_{m-2}}{NIPCA_{mr}} \right)$$

Caso contrário

$$RET_{A_{p,t,l,m,mr}} = 0$$

$$\forall mr \in MRF$$

Onde:

$RET_{A_{p,t,l,m}}$ é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial Atualizada da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$NIPCA_m$ é o Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA no mês de apuração "m"

$RET_{p,t,l,m}$ é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ADDC_REAP_OP_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"mr" refere-se aos meses anteriores ao "m-2"

MRF é o conjunto de meses do ano "fCER" cujo ressarcimento não foi apurado, ou está sendo apurado no mês de apuração "m"

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

Esse cálculo se inicia no quarto mês do primeiro ano de entrega "fCER", devido ao descasamento entre a apuração da Contratação de Energia de Reserva e disponibilização do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA.

55. A receita retida acumulada considera tanto o valor da receita retida atualizada, quanto aquela que vai se objeto de atualização, somente para fins de montante de apuração de encargo, conforme seguinte equação:

$$RET_{ACUM_{p,t,l,m}} = \sum_{mr} RET_{A_{p,t,l,m,mr}} + \sum_{3MM} (RET_{p,t,l,m} - ADDC_REAP_OP_{p,t,l,m})$$

Onde:

$RET_{ACUM_{p,t,l,m}}$ é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial Acumulada da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RET_{A_{p,t,l,m}}$ é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial Atualizada da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RET_{p,t,l,m}$ é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ADDC_REAP_OP_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"3MM" corresponde ao intervalo que compreende o mês de apuração "m" e os 2 meses que o antecedem ("m-2" a "m")

"mr" refere-se aos meses anteriores ao "m-2"

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

56. A liberação da retenção da Receita Fixa será realizada no mês de apuração do ressarcimento previsto no CER, da seguinte forma:

Se "m" for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER:

$$RET_TP_{p,t,l,m} = \sum_{mr \in f^{CER-1}} RET_A_{p,t,l,m,mr} + RET_{p,t,l,mp}$$

Caso contrário:

$$RET_TP_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RET_TP_{p,t,l,m}$ é a Receita Total Retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RET_A_{p,t,l,m}$ é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial Atualizada da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RET_{p,t,l,m}$ é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"mp" é o último mês de pagamento da receita fixa mensal do período de apuração da entrega de energia ao CER associada ao ano de entrega " f^{CER-1} "

"mr" refere-se ao conjunto de meses, compreendido no intervalo entre o início do ano de entrega " f^{CER} " até o "m-3", limitado ao mês de ressarcimento do ano de entrega " f^{CER} "

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento.

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Apuração da Conta de Energia

57. Com objetivo de mitigar incertezas relacionadas à produção de energia proveniente de fonte solar, foi criada a Conta de Energia, que corresponde ao saldo de energia anualmente acumulada resultante da soma, a cada 12 meses, da diferença entre (i) a energia gerada anual pela usina e (ii) a energia contratada no período considerado. A apuração do saldo de energia na Conta de Energia seguirá os seguintes comandos:

57.1. Para fins de apuração da conta de energia, considera-se o ano contratual, conforme compreendido no CER, que pode ser diferente do ano civil.

57.2. O saldo acumulado na Conta de Energia será apurado uma vez ao final de cada ano contratual, e observará uma Faixa de Tolerância em relação ao montante de energia contratada estabelecido para o período analisado.

57.3. A Faixa de Tolerância corresponderá a uma margem inferior de 10% (dez por cento) abaixo do valor da energia contratada referente ao período considerado, e a uma margem superior de 15% (quinze por cento) acima do valor da energia contratada aplicável ao mesmo período.

57.4. A eventual parcela do saldo acumulado na Conta de Energia ao final de cada ano contratual, que extrapolar o limite superior da Faixa de Tolerância, será repassada ao Agente Vendedor na forma de Receita Variável por Geração Excedente, enquanto que a eventual parcela do saldo acumulado na Conta de Energia que extrapolar o limite inferior da Faixa de Tolerância sujeitará o Agente Vendedor ao pagamento de Ressarcimento pela energia contratada não entregue.

57.5. A eventual parcela de energia remanescente do saldo acumulado contida na Faixa de Tolerância, proveniente de desvios positivos de geração, poderá ser segundo critério do Agente Vendedor, objeto de (i) repasse para o ano contratual seguinte na condição de crédito de energia; (ii) cessão para outro vendedor no mesmo Leilão, comprometido com a contratação de Energia de Reserva proveniente da mesma fonte, com saldo acumulado negativo; ou, (iii) liquidação no âmbito do contrato.

57.6. Já a eventual parcela de energia associada ao saldo acumulado contido na Faixa de Tolerância, proveniente de desvios negativos de geração, pode ser reduzida adquirindo energia através do mecanismo de cessão. Ainda assim, caso haja saldo negativo dentro da faixa de tolerância o Agente Vendedor terá que arcar com o pagamento de ressarcimento pela energia contratada não entregue, valorado ao preço de venda acrescidos 6% (seis por cento).

58. A diferença entre a geração anual da usina e a energia contratada no período considerado será obtida a partir do Desvio Anual de Geração, calculado em função da diferença entre a geração destinada para atendimento ao CER e o total de energia contratada do ano, na forma que segue:

$$DES\text{V_}G_{p,t,l,f^{CER-1}} = \left(\sum_{m \in f^{CER-1}} \left(\sum_{j \in m} G_PROD_{p,t,l,j} + ADDC_G_TOT_CER_{p,t,l,m} \right) \right) - \left(ECS_{p,t,l} * \sum_{m \in f^{CER-1}} M_HORAS_m \right) + QANG_INV_{p,t,l,f^{CER-1}}$$

Onde:

$DES\text{V_}G_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Desvio Anual da Geração da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$G_PROD_{p,t,l,j}$ é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

M_HORAS_m é o número de horas no mês de apuração "m"

$ECS_{p,t,l}$ é a Energia Contratada de fonte Solar da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l"

$ADDC_G_TOT_CER_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$QANG_INV_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Quantidade Anual de Energia Não Gerada Involuntariamente, da parcela de usina "p", comprometida com o produto, "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}"

"f^{CER}" refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

Importante:

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual, ou seja, dois meses após ao término do período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}" que está sendo analisado.

O cálculo se inicia no segundo ano do período contratual

O acrônimo $QANG_INV_{p,t,l,f^{CER}}$ pode ser utilizado pela Aneel para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.

59. A Faixa de Tolerância para apuração do saldo acumulado na conta de energia é formada em seu limite máximo pela Margem Superior e em seu limite mínimo pela Margem Inferior.

59.1. A Margem Superior da Faixa de Tolerância é obtida a partir da expressão que segue:

$$M_SUP_{p,t,l,f^{CER}} = 0,15 * ECS_{p,t,l} * \sum_{m \in f^{CER}} M_HORAS_m$$

Onde:

$M_SUP_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

M_HORAS_m é o número de horas no mês de apuração "m"

$ECS_{p,t,l}$ é a Energia Contratada de fonte Solar da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l"

"f^{CER}" refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

Importante:

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual.

59.2. A Margem Inferior da Faixa de Tolerância é obtida a partir da expressão que segue:

$$M_INF_{p,t,l,f^{CER}} = 0,1 * ECS_{p,t,l} * \sum_{m \in f^{CER}} M_HORAS_m$$

Onde:

$M_INF_{p,t,l,f^{CER}}$ é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

M_HORAS_m é o número de horas no mês de apuração "m"

$ECS_{p,t,l}$ é a Energia Contratada de fonte Solar da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l"

"f^{CER}" refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

Importante:

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual.

60. Para cada ano contratual será apurado o montante de energia entregue pelo Agente Vendedor para atendimento ao CER, que será composto pelo desvio de geração anual acrescido do saldo acumulado da conta de energia do ano contratual anterior, que foi repassado para o ano de apuração corrente. Estabelecido o montante de energia entregue, o mesmo será comparado com o montante de energia associada à Faixa de Tolerância para composição do saldo acumulado da Conta de Energia Preliminar.

60.1. O montante de energia entregue anualmente pelo Agente Vendedor para verificação da Faixa de Tolerância é calculado da seguinte forma:

$$MEF_{p,t,l,f^{CER-1}} = SCE_{p,t,l,f^{CER-1}} + DESV_G_{p,t,l,f^{CER-1}} + ADDC_MEF_{p,t,l,f^{CER-1}}$$

Onde:

$MEF_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância do contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$SCE_{p,t,l,f^{CER-1}}$ é o Saldo da Conta de Energia da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração anterior da entrega da energia ao CER "f^{CER-1}"

$DESV_G_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Desvio Anual da Geração da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$ADDC_MEF_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas do Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

Importante:

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual, ou seja, dois meses após ao término do período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} " que está sendo analisado.

O cálculo se inicia no segundo ano do período contratual.

61. O saldo de energia acumulado na Conta de Energia ao final de cada ano contratual, denominado de Saldo da Conta de Energia Preliminar, é estabelecido em função do maior valor entre (i) o mínimo entre o montante de energia para verificação da faixa de tolerância e o montante de energia equivalente à margem superior do contrato, e (ii) o montante de energia equivalente à margem inferior do contrato, conforme expressão que segue:

$$SCEP_{p,t,l,f}^{CER-1} = \max(\min(MEF_{p,t,l,f}^{CER-1}; M_SUP_{p,t,l,f}^{CER-1}); -M_INF_{p,t,l,f}^{CER-1})$$

Onde:

$SCEP_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$MEF_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância do contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$M_SUP_{p,t,l,f}^{CER}$ é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$M_INF_{p,t,l,f}^{CER}$ é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

Importante:

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual, ou seja, dois meses após o término do período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} " que está sendo analisado.

O cálculo se inicia no segundo ano do período contratual.

62. Apurado o Saldo da Conta de Energia Preliminar será estabelecido o Saldo da Conta residual conforme os seguintes comandos:

62.1. Ao final de cada ano contratual, sendo verificado Saldo da Conta de Energia Preliminar positivo, o Agente Vendedor, poderá estabelecer o quanto do saldo de energia será repassado para a Conta de Energia do ano contratual seguinte, estabelecendo um Fator de Repasse a ser aplicado sobre o saldo acumulado.

62.2. Desta forma, o Saldo da Conta de Energia residual será obtido, conforme a seguinte expressão:

$$SCE_{p,t,l,f^{CER}} = \max \left(0; \min \left(SCEP_{p,t,l,f^{CER-1}} - MONT_CEA_{p,t,l,f^{CER-1}}; MONT_RA_{p,t,l,f^{CER-1}} \right) \right)$$

Onde:

$SCE_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Saldo da Conta de Energia residual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$SCEP_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$MONT_RA_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Montante de Repasse Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", para o ano contratual " f^{CER} "

$MONT_CEA_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Montante de Cessão Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", para o ano contratual " f^{CER} "

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

Importante:

Este cálculo é realizado no segundo mês de cada ano contratual, ou seja, dois meses após ao término do período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} " que está sendo analisado.

O cálculo se inicia no segundo ano do período contratual, pois tanto o Saldo da Conta de Energia Residual ($SCE_{p,t,l,f^{CER}}$), como o Fator de Repasse Anual ($FRA_{p,t,l,f^{CER}}$), do primeiro ano contratual serão nulos.

O Montante de Repasse é limitado ao Saldo da Conta de Energia Preliminar disponível para o período f^{CER} . ($MONT_RA_{p,t,l,f^{CER}} + MONT_CE_{p,t,l,f^{CER}} \leq SCEP_{p,t,l,f^{CER}}$), onde o Montante de Cessão Anual " $MONT_CE_{p,t,l,f^{CER}}$ " é obtido por meio do somatório de todas as cessões bilaterais negociadas pela parcela de usina.

Para o último ano do período de suprimento o Montante de Repasse Anual " $MONT_RA_{p,t,l,f^{CER}}$ " será nulo.

Receita Variável

63. A Receita Variável corresponderá ao pagamento associado à:

- 63.1. Energia referente à parcela de saldo acumulado da Conta de Energia que extrapolar o limite superior da Faixa de Tolerância, conforme apuração realizada ao final de cada ano contratual.
- 63.2. Energia referente à parcela do saldo acumulado da Conta de Energia, contida na Faixa de Tolerância e proveniente de desvios positivos de geração, que não foi objeto de repasse e/ou cessão, conforme apuração realizada ao final de cada ano contratual.
- 63.3. O Montante de Energia Excedente Anual, ou seja, o saldo acumulado da Conta de Energia acima do limite superior da Faixa de Tolerância, é obtido pela diferença positiva entre (i) o montante de energia calculado para verificação da faixa de tolerância e (ii) o montante de energia correspondente à margem superior da faixa de tolerância, conforme a seguinte expressão:

$$ME_A_{p,t,l,m} = \max \left(0; \left(MEF_{p,t,l,f^{CER-1}} + MCS_A_{p,t,l,f^{CER-1}} - M_SUP_{p,t,l,f^{CER-1}} \right) \right)$$

Onde:

$ME_{A_{p,t,l,m}}$ é o Montante de Energia Excedente Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$MEF_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante de Energia para verificação da faixa de tolerância do contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$MCS_{A_{p,t,l,f}^{CER}}$ é o Montante Anual de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$M_{SUP_{p,t,l,f}^{CER}}$ é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

O Montante de Energia Excedente Anual é calculado somente no segundo mês de apuração de cada ano contratual, a partir do segundo ano contratual, e será pago em 12 (doze) parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual vigente.

- 63.4. A Receita Variável Anual por Geração Excedente, ou seja, devido ao saldo acumulado da Conta de Energia acima do limite superior da Faixa de Tolerância, é obtida em função da aplicação do valor definido em contrato para parcela variável, sobre o Montante de Energia Excedente Anual conforme a seguinte expressão:

$$RVA_{A_{E_{p,t,l,m}}} = ME_{A_{p,t,l,m}} * 0,3 * PVA_{CER_{p,t,l,m}}$$

Onde:

$RVA_{A_{E_{p,t,l,m}}}$ é a Receita Variável Anual de Excedente da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ME_{A_{p,t,l,m}}$ é o Montante de Energia Excedente Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$PVA_{CER_{p,t,l,m}}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

A Receita Variável Anual Excedente é calculada somente no segundo mês de apuração de cada ano contratual, a partir do segundo ano contratual, e será paga em 12 (doze) parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual vigente.

- 63.5. O pagamento da Receita Variável de Excedente será realizado em parcelas mensais uniformes, consideradas na apuração da Receita de Venda Total do Empreendimento

Comprometido com CER, durante os 12 meses a partir do mês de apuração do ressarcimento, conforme a expressão a seguir:

$$RVA_{E_{p,t,l,m}} = \frac{RVA_{A_{E_{p,t,l,muaa}}}}{12}$$

Onde:

$RVA_{E_{p,t,l,m}}$ é a Parcela mensal da Receita Variável de Excedente da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RVA_{A_{E_{p,t,l,m}}}$ é a Receita Variável Anual de Excedente da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"muaa" refere-se ao mês da última apuração anual

63.6. O Montante do Saldo Acumulado Anual é calculado a partir da aplicação do fator de repasse e/ou fator de cessão no Saldo da Conta de Energia, conforme expressão que segue.

$$MSA_{A_{p,t,l,m}} = \min \left(M_{SUP}_{p,t,l,f^{CER-1}}; \max \left(0; \left(SCEP_{p,t,l,f^{CER-1}} + MCS_{A_{p,t,l,f^{CER-1}}} - MONT_{CEA_{p,t,l,f^{CER-1}}} - MONT_{RA_{p,t,l,f^{CER-1}}} \right) \right) \right)$$

Onde:

$MSA_{A_{p,t,l,m}}$ é o Montante do Saldo Acumulado Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$M_{SUP}_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$SCEP_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$MONT_{CEA_{p,t,l,f^{CER}}}$ é o Montante de Cessão Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", para o ano contratual "f^{CER}"

$MONT_{RA_{p,t,l,f^{CER}}}$ é o Montante de Repasse Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", para o ano contratual "f^{CER}"

$MCS_{A_{p,t,l,f^{CER}}}$ é o Montante Anual de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

"f^{CER}" refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

O Montante do Saldo Acumulado Anual é calculado no segundo mês de apuração a partir do segundo ano contratual, denominado apuração anual.

63.7. A Receita Variável por Saldo Acumulado é determinada pela valoração ao preço de venda atualizado, conforme expressão que segue:

$$RVA_{A_{SA_{p,t,l,m}}} = MSA_{A_{p,t,l,m}} * PVA_{CER_{p,t,l,m}}$$

Onde:

$RVA_{A_{SA_{p,t,l,m}}}$ é a Receita Variável Anual por Saldo Acumulado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$MSA_{A_{p,t,l,m}}$ é o Montante do Saldo Acumulado Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$PVA_CER_{p,t,l,m}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

A Receita Variável por Saldo Acumulado é calculada somente no segundo mês de apuração de cada ano contratual, a partir do segundo ano contratual, e será paga em 12 (doze) parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual vigente.

63.8. A Parcela Mensal da Receita Variável por Saldo Acumulado é dividida em 12 (doze) parcelas mensais uniformes, expressão que segue:

$$RVA_SA_{p,t,l,m} = \frac{RVA_A_SA_{p,t,l,muaa}}{12}$$

Onde:

$RVA_SA_{p,t,l,m}$ é a Receita Variável por Saldo Acumulado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RVA_A_SA_{p,t,l,m}$ é a Receita Variável Anual por Saldo Acumulado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

"muaa" refere-se ao mês da última apuração anual

64. A remuneração mensal a ser repassada ao Agente Vendedor comprometido com CER, na forma de Receita de Venda Total será obtida conforme a seguinte expressão:

$$RVET_{p,t,l,m} = RF_{p,t,l,m} + RA_{p,t,l,m} + RVA_E_{p,t,l,m} + RVA_SA_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RVET_{p,t,l,m}$ é a Receita de Venda Total do Empreendimento, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RF_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RA_{p,t,l,m}$ é a Receita Antecipada da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RVA_E_{p,t,l,m}$ é a Parcela Mensal da Receita Variável de Excedente da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RVA_SA_{p,t,l,m}$ é a Parcela Mensal da Receita Variável por Saldo Acumulado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

65. A Receita Parcial do empreendimento comprometido com CER é definida com base na sua Receita de Venda Total e as Receitas Fixas Retidas, conforme segue:

$$REC_PAR_{p,t,l,m} = RVET_{p,t,l,m} - RET_{p,t,l,m} + ADDC_REAP_OP_{p,t,l,m} + ADDC_RV_{p,t,l,m}$$

Onde:

$REC_PAR_{p,t,l,m}$ é a Receita Parcial do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RVET_{p,t,l,m}$ é a Receita de Venda Total do Empreendimento, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RET_{p,t,l,m}$ é a Receita fixa retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ADDC_REAP_OP_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ADDC_RV_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda para Eólicas da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

Determinação do Ressarcimento pela Insuficiência na Entrega de Energia ao CER

66. Ao longo do período de apuração da entrega da energia comprometida com o CER o agente vendedor de Energia de Reserva deverá garantir a entrega da energia contratada mediante geração proveniente da usina comprometida com CER ou por meio do mecanismo de cessão de energia proveniente de outro agente vendedor sagrado vencedor do mesmo leilão, com mesma fonte de energia. A verificação de montante de entrega de energia em montantes inferiores à energia contratada no período de apuração sujeitará ao agente vendedor o pagamento de montante financeiro correspondente ao ressarcimento por insuficiência de geração.

Apuração Anual

67. Para os empreendimentos de geração comprometidos com CER, em que ao final do ano contratual for verificado que o Saldo da Conta de Energia Preliminar situa-se abaixo da margem inferior da faixa de tolerância, o valor do ressarcimento devido pelo Agente Vendedor será estabelecido pela seguinte expressão:

Se "m" for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER:

$$RESS_A_GI_{p,t,l,m} = (-1) * \min \left(0; (MEF_{p,t,l,f^{CER-1}} + M_INF_{p,t,l,f^{CER-1}} - MONT_CEA_{p,t,l,f^{CER-1}}) \right) * 1,15 * PVA_CER_{p,t,l,m}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

Caso contrário:

$$RESS_A_GI_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RESS_A_GI_{p,t,l,m}$ é o Ressarcimento Anual devido à Geração Inferior ao limite da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$MEF_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Montante de Energia para verificação da faixa de tolerância do contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$M_INF_{p,t,l,f^{CER}}$ é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$MONT_CEA_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Montante de Cessão Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$PVA_CER_{p,t,l,m}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"f^{CER}" refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

O ressarcimento devido à geração inferior será calculado somente no segundo mês de apuração denominado mês de apuração de ressarcimento anual, de cada ano contratual, a partir do segundo ano contratual, e será cobrado do Agente Vendedor em 12 (doze) parcelas mensais uniformes.

68. No final de cada ano contratual se for verificado que o Saldo da Conta de Energia Preliminar está contido na faixa de tolerância, proveniente de desvios negativos de geração, será apurado o valor do ressarcimento devido pelo Agente Vendedor valorada pelo preço de venda atualizado acrescido em 6%:

Se "m" for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER:

$$RESS_A_SN_{p,t,l,m} = (-1) * \min \left(0; \max \left(-M_INF_{p,t,l,f^{CER-1}}; \left(SCEP_{p,t,l,f^{CER-1}} + MCS_A_{p,t,l,f^{CER-1}} - MONT_CEA_{p,t,l,f^{CER-1}} \right) \right) \right) * 1,06 * PVA_CER_{p,t,l,m}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

Caso contrário:

$$RESS_A_SN_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RESS_A_SN_{p,t,l,m}$ é o Ressarcimento Anual devido ao Saldo Negativo da conta de energia da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$M_INF_{p,t,l,f^{CER}}$ é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$SCEP_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$MCS_A_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Montante Anual de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no ano contratual " f^{CER} "

$MONT_CEA_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Montante de Cessão Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$PVA_CER_{p,t,l,m}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

O ressarcimento devido a saldo negativo será calculado no segundo mês de apuração de cada ano contratual, a partir do segundo ano, denominado mês de apuração de ressarcimento, sendo cobrado do Agente Vendedor em 12 (doze) parcelas mensais uniformes.

- 68.1. Tendo em vista que a Receita Total Retida é liberada no momento da apuração do ressarcimento para abatimento do mesmo, a Apuração Líquida visa calcular o montante

resultante do abatimento do Ressarcimento Anual devido à Geração Inferior ao Limite, conforme a expressão a seguir:

Se "m" for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER:

$$APA_LIQ_{p,t,l,m} = RET_TP_{p,t,l,m} - RESS_A_GI_{p,t,l,m} - RESS_A_SN_{p,t,l,m}$$

Caso contrário:

$$APA_LIQ_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

APA_LIQ_{p,t,l,m} é a Apuração Anual Líquida do Ressarcimento da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

RET_TP_{p,t,l,m} é a Receita Total Retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

RESS_A_GI_{p,t,l,m} é o Ressarcimento Anual devido à geração inferior ao limite da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

RESS_A_SN_{p,t,l,m} é o Ressarcimento Anual devido ao Saldo Negativo da conta de energia da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

Parcelas Mensais

69. A cobrança do Ressarcimento anual devido à geração inferior ao limite será realizada em parcelas mensais uniformes, consideradas na apuração do Valor a ser pago do empreendimento solar, durante os 12 meses a partir do mês de apuração do ressarcimento, conforme a expressão a seguir:

$$RESS_A_{p,t,l,m} = \frac{(-1) * \min(0; APA_LIQ_{p,t,l,muaa})}{12}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

Onde:

RESS_A_{p,t,l,m} é a Parcela Mensal dos Ressarcimentos Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

APA_LIQ_{p,t,l,m} é a Apuração Anual Líquida do Ressarcimento da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"muaa" refere-se ao mês da última apuração anual

70. Caso o montante de Receita Retida seja suficiente para abater os eventuais ressarcimentos apurados, o valor positivo resultante é apurado e será creditado ao valor a ser pago ao agente, conforme a expressão a seguir:

Se "m" for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER (apuração anual):

$$RET_TPL_{p,t,l,m} = \max(0; APA_LIQ_{p,t,l,m})$$

Caso contrário:

$$RET_TPL_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

RET_TPL_{p,t,l,m} é a Receita Total Retida Líquida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

APA_LIQ_{p,t,l,m} é a Apuração Anual Líquida do Ressarcimento da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

Determinação do Valor Financeiro a Pagar ou Receber do Agente

71. O montante financeiro final a ser pago ou recebido do empreendimento solar comprometido com o CER será estabelecido em função (i) da receita de venda total calculada para o mês de

apuração, acrescida da receita retida líquida, (ii) da parcela do ressarcimento devido a geração inferior, (iii) da parcela do ressarcimento devido a saldo negativo na conta de energia, conforme expressão que segue:

$$VSOL_{p,t,l,m} = REC_PAR_{p,t,l,m} + RET_TPL_{p,t,l,m} - RESS_A_{p,t,l,m}$$

Onde:

$VSOL_{p,t,l,m}$ é o Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento Solar comprometido com CER da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$REC_PAR_{p,t,l,m}$ é a Receita Parcial do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RET_TPL_{p,t,l,m}$ é a Receita Total Retida Líquida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RESS_A_{p,t,l,m}$ é a Parcela Mensal dos Ressarcimentos Anual da parcela da usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

72. O valor financeiro a ser pago ou recebido pela usina pode conter valores referentes à reapurações de outros meses, logo o valor recebe um montante financeiro referente à esta possível diferença, conforme expressão que segue:

$$TOT_ER_{p,t,l,m} = VSOL_{p,t,l,m} + DIF_REAP_{p,t,l,m}$$

Onde:

$TOT_ER_{p,t,l,m}$ é o Valor Total Apurado de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$VSOL_{p,t,l,m}$ é o Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento Solar comprometido com CER da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$DIF_REAP_{p,t,l,m}$ Diferença de Reapuração de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

2.3.2. Dados de Entrada do Detalhamento das Etapas de Apuração para Fonte Solar

ADDC_G_TOT_CER _{p,t,l,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas Utilizado no G_TOT_PROD	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
ADDC_MEF _{p,t,l,f,CER}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de o Montante de Energia	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas da Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "fCER"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
ADDC_REAP_OP _{p,t,l,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
ADDC_RV _{p,t,l,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda para Eólicas	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda para Eólicas da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
CAP _{i,j}	Capacidade Instalada	
	Descrição	Capacidade instalada associada a cada ponto de medição "i", de unidade geradora associada à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos

DIF_REAP _{p,t,l,m}	Diferença de Reapuração de Energia de Reserva	
	Descrição	Diferença de Reapuração de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
CAP_Tp	Capacidade Instalada Total	
	Descrição	Capacidade instalada total da usina "p", definida conforme ato autorizativo da ANEEL
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
CAP_Tp	Capacidade Instalada Total	
	Descrição	Capacidade instalada Total da usina "p"
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
ECS _{p,t,l}	Energia Contratada de fonte Solar	
	Descrição	Energia Contratada de fonte Solar da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l"
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
M_HORAS _m	Quantidade de Horas no Mês	
	Descrição	Quantidade de horas no mês de apuração "m" compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
G_PROD _{p,t,l,j}	Geração Destinada para Atendimento ao Produto	
	Descrição	Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Contratos Regulados (Cálculo do Comprometimento de UTEs à Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo I sem CVU, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER

	por Disponibilidade, e PCHs comprometidas com CER por Quantidade)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Quantidade de meses vigente contidos no f^{CER}

MESES_FCER_{p,t,l,f^{CER}}	Descrição	Quantidade de meses vigentes da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", contidos no ano de apuração "f ^{CER} "
	Unidade	meses
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Quantidade de Períodos de Comercialização no Mês

M_SPD_m	Descrição	Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m" compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

Montante Anual de Energia Adquirida por meio de Cessão

MCS_A_{p,t,l,f^{CER}}	Descrição	Montante Anual de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no ano contratual "f ^{CER} "
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Anexo II – Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Montante de Cessão

MONT_CEA_{p,t,l,f^{CER}}	Descrição	Montante de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no ano contratual "f ^{CER} "
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Anexo II – Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Montante de Repasse Anual		
MONT_RA_{p,t,l,q}	Descrição	Montante de Repasse Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no quadriênio "q"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)		
NIPCA_m	Descrição	Valor absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), utilizado para atualização monetária do preço de venda do CER, no mês de reajuste anual "m", estabelecido no CER
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	IBGE
	Valores Possíveis	Positivos

Preço de Venda de Referência estabelecido no CER		
PV_CER_{p,t,l}	Descrição	Preço de Venda de Referência estabelecido no CER para remuneração da parcela de usina "p", para cada ao produto "t", do leilão "l"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos

Quantidade Anual de Energia Não Gerada Involuntariamente		
QANG_INV_{p,t,l,f^{CER}}	Descrição	Quantidade Anual de Energia Comprometida com o CER não gerada para a parcela de usina termelétrica a biomassa "p", referente ao produto "t", do leilão "l" no período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "fCER". Essa variável contempla apenas a energia que deixou de ser gerada não gerenciável pelo agente proprietário pelo empreendimento contemplado os montantes de energia não entregues devido à redução da geração das usinas por necessidade sistêmica, em obediência a um comando do ONS.
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos

2.3.3. Dados de Saída do Detalhamento das Etapas de Apuração para Fonte Solar

Preço de Venda Atualizado		
PVA_CER_{p,t,l,m}	Descrição	Preço de Venda Atualizado da parcela de usina, "p", comprometida com CER, para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m".
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos
Receita Fixa Retida por conta de atraso na entrada em operação comercial do Empreendimento Eólico		
RET_{p,t,l,m}	Descrição	Receita Fixa retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Receita Total Retida do Empreendimento Eólico		
RET_TP_{p,t,l,m}	Descrição	Receita Total Retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m" da parcela de usina
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Receita de Venda Total do Empreendimento		
RVET_{p,t,l,m}	Descrição	Receita de Venda Total do Empreendimento, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento Solar		
VSOL_{t,l,m}	Descrição	Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento Solar comprometido com CER da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Valor Total Apurado de Energia de Reserva		
TOT_ER_{p,t,l,m}	Descrição	Valor Total Apurado de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

2.4. Fonte PCH e CGH

Objetivo:

Determinar a Receita Fixa Líquida a ser paga mensalmente aos empreendimentos de geração às PCHs e CGHs consagradas vencedoras de Leilões Regulados para Contratação de Energia de Reserva.

Contexto:

Determina a Receita de Venda Líquida consiste em apurar o montante financeiro que a CCEE deverá mensalmente repassar, ou eventualmente cobrar, ao Agente Vendedor de Energia de Reserva, com base nas disposições do CER. A Figura 15 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

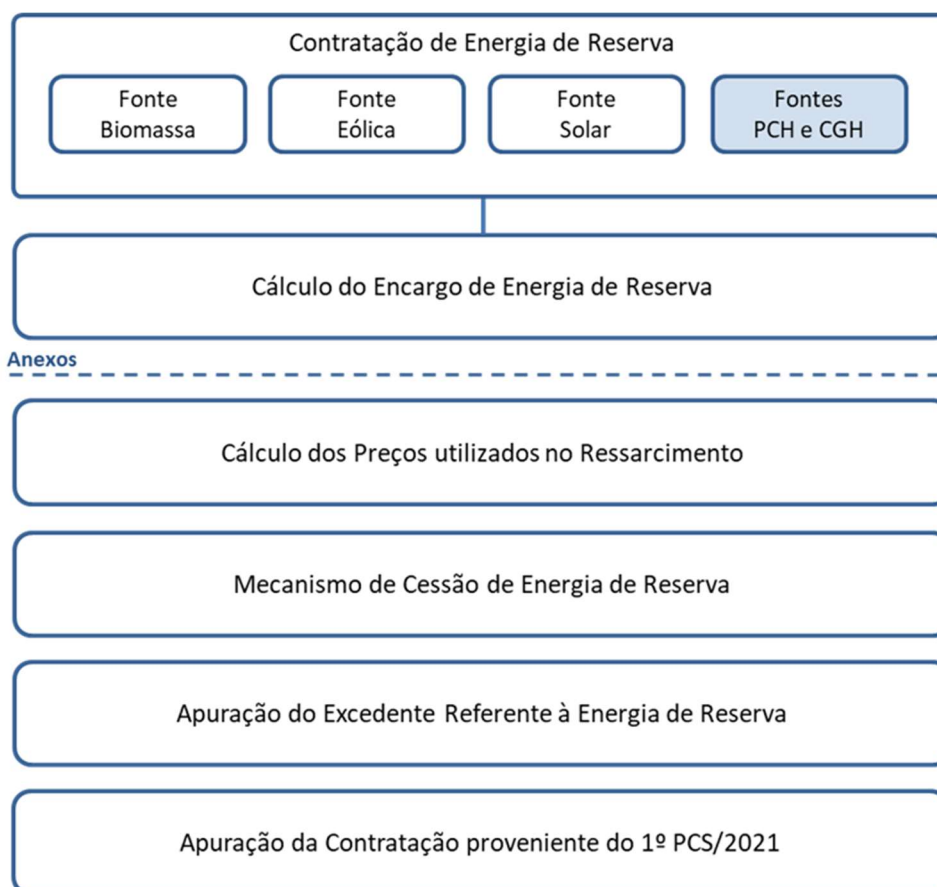


Figura 15: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratação de Energia de Reserva”

2.4.1. Detalhamento das Etapas de Apuração para Fonte PCH e CGH

Apuração da Conta de Energia

73. Com objetivo de mitigar incertezas relacionadas à produção de energia, foi criada a Conta de Energia, que corresponde ao saldo de energia anualmente acumulado resultante da soma, a cada 12 meses, da diferença entre (i) a energia gerada anual pela usina e (ii) a energia contratada no período considerado. A apuração do saldo de energia na Conta de Energia seguirá os seguintes comandos:

- 73.1. O saldo acumulado na Conta de Energia será apurado uma vez ao final de cada ano contratual e outro ao final de cada quinquênio, e observará uma Faixa de Tolerância em relação ao montante de energia contratada estabelecido para o período analisado.
- 73.2. A Faixa de Tolerância corresponderá a uma margem inferior de 10% (dez por cento) abaixo do valor da energia contratada referente ao período considerado, e a uma margem superior de 10% (dez por cento) acima do valor da energia contratada aplicável ao mesmo período.
- 73.3. A eventual parcela do saldo acumulado na Conta de Energia ao final de cada ano contratual, que extrapolar o limite superior da Faixa de Tolerância será reembolsada ao gerador, em doze parcelas mensais uniformes no ano contratual seguinte, pelos seguintes valores:
- (i) 100% do preço do CONTRATO, para os desvios anuais entre dez e trinta por cento a maior, em relação à obrigação contratual de suprimento anual;
 - (ii) 90% do preço do CONTRATO, para os desvios anuais acima de trinta por cento a maior, em relação à obrigação contratual de suprimento anual.
- 73.4. A eventual parcela do saldo acumulado na Conta de Energia que extrapolar o limite inferior da Faixa de Tolerância sujeitará o Agente Vendedor ao pagamento de ressarcimento pela energia contratada não entregue.
- 73.5. Realizado o processo de apuração quinquenal do saldo na Conta de Energia, a eventual parcela de energia remanescente do saldo acumulado contida na Faixa de Tolerância, proveniente de desvios positivos de geração, poderá ser segundo critério do Agente Vendedor, objeto de:
- a) Repasse para o quinquênio seguinte na condição de crédito de energia;
 - b) Cessão para outros agentes de geração que se sagraram vencedores no mesmo Leilão e necessitam deste mecanismo para mitigar o ressarcimento; ou
 - c) Pagamento de Receita Variável por Saldo Acumulado na Conta de Energia
- 73.6. Realizado o processo de apuração quinquenal do saldo na Conta de Energia, a eventual parcela de energia associada ao saldo acumulado contido na Faixa de Tolerância, proveniente de desvios negativos de geração, sujeitará o Agente Vendedor ao pagamento de ressarcimento, acrescido de 6%, considerados os montantes de energia adquiridos por meio do mecanismo de cessão.
- 73.7. Para fins de apuração da conta de energia, considera-se o ano contratual, conforme compreendido no CER.

Importante:

Os cálculos desta seção são realizados para os empreendimentos que venderam energia no 10º LER.

74. A diferença entre a geração anual da usina e a energia contratada no período considerado será obtida a partir do Desvio Anual de Geração, calculado em função da diferença entre a geração destinada para atendimento ao CER e o total de energia contratada no quinquênio, considerando

também a Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição, na forma que segue:

$$DES\text{V_}G_{p,t,l,f^{CER-1}} = \left(\sum_{m \in f^{CER-1}} \left(\sum_{j \in m} G_PROD_{p,t,l,j} + ADDC_G_TOT_CER_{p,t,l,m} \right) \right) - \left(ECH_{p,t,l} * \sum_{m \in f^{CER-1}} M_HORAS_m \right) + ENF_DT_{p,t,l,f^{CER-1}}$$

Onde:

$DES\text{V_}G_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Desvio Anual da Geração da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$G_PROD_{p,t,l,j}$ é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$ADDC_G_TOT_CER_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ECH_{p,t,l}$ é a Energia Contratada de Fonte Hidraulica da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l"

M_HORAS_m é o número de horas no mês de apuração "m"

$ENF_DT_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

Importante:

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual, ou seja, dois meses após ao término do período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} " que está sendo analisado

O cálculo se inicia no segundo ano do período contratual.

O acrônimo $ENF_DT_{p,t,l,f^{CER}}$ pode ainda ser utilizado pela Aneel para considerar os casos de não fornecimento de energia por postergação do início de suprimento do contrato ou para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.

75. A Faixa de Tolerância para apuração do saldo acumulado na conta de energia é formada em seu limite máximo pela Margem Superior e em seu limite mínimo pela Margem Inferior.

75.1. A Margem Superior da Faixa de Tolerância é obtida a partir da expressão que segue:

$$M_SUP_{p,t,l,f^{CER}} = 0,1 * ECH_{p,t,l} * \sum_{m \in f^{CER}} M_HORAS_m$$

$$\forall f^{CER} \in qn$$

Onde:

$M_SUP_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$ECH_{p,t,l}$ é a Energia Contratada de Fonte Hidraulica da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l"

M_HORAS_m é o número de horas no mês de apuração "m"

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

Importante:

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual.

75.2. A Margem Superior Ampliada é obtida a partir da expressão que segue:

$$M_SUP_AMP_{p,t,l,f^{CER}} = 0,30 * ECH_{p,t,l} * \sum_{m \in f^{CER}} M_HORAS_m$$

$$\forall f^{CER} \in qn$$

Onde:

$M_SUP_AMP_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Margem Superior Ampliada do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$ECH_{p,t,l}$ é a Energia Contratada de Fonte Hidraulica da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l"

M_HORAS_m é o número de horas no mês de apuração "m"

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

Importante:

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual.

75.3. A Margem Inferior da Faixa de Tolerância é obtida a partir da expressão que segue:

$$M_INF_{p,t,l,f^{CER}} = 0,1 * ECH_{p,t,l} * \sum_{m \in f^{CER}} M_HORAS_m$$

$$\forall f^{CER} \in qn$$

Onde:

$M_INF_{p,t,l,f^{CER}}$ é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$ECH_{p,t,l}$ é a Energia Contratada de Fonte Hidraulica da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l"

M_HORAS_m é o número de horas no mês de apuração "m"

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

Importante:

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual

76. Para cada ano contratual do quinquênio será apurado o montante de energia entregue pelo Agente Vendedor para atendimento ao CER, que será composto pelo desvio de geração anual acrescido do saldo acumulado da conta de energia do ano contratual anterior. Estabelecido o montante de energia entregue, o mesmo será comparado com o montante de energia associada à Faixa de Tolerância para composição do saldo acumulado da Conta de Energia Preliminar.

76.1. O montante de energia entregue anualmente pelo Agente Vendedor para verificação da Faixa de Tolerância é calculado da seguinte forma:

$$MEF_{p,t,l,f}^{CER-1} = SCE_{p,t,l,f}^{CER-1} + DESV_G_{p,t,l,f}^{CER-1} + ADDC_MEF_{p,t,l,f}^{CER-1}$$

Onde:

$MEF_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância do contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$SCE_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Saldo da Conta de Energia da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração anterior da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$DESV_G_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Desvio Anual da Geração da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$ADDC_MEF_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas do Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

Importante:

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual, ou seja, dois meses após ao término do período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}" que está sendo analisado.

O cálculo se inicia no segundo ano do período contratual.

77. O saldo de energia acumulado na Conta de Energia ao final de cada ano contratual, denominado de Saldo da Conta de Energia Preliminar, é estabelecido em função do maior valor entre (i) o mínimo entre o montante de energia para verificação da faixa de tolerância e o montante de energia equivalente à margem superior do contrato, e (ii) o montante de energia equivalente à margem inferior do contrato, conforme expressão que segue:

$$SCEP_{p,t,l,f}^{CER-1} = \max(\min(MEF_{p,t,l,f}^{CER-1}; M_SUP_{p,t,l,f}^{CER-1}); -M_INF_{p,t,l,f}^{CER-1})$$

Onde:

$SCEP_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$MEF_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância do contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$M_SUP_{p,t,l,f}^{CER}$ é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$M_INF_{p,t,l,f}^{CER}$ é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

Importante:

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual, ou seja, dois meses após o término do período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}" que está sendo analisado.

O cálculo se inicia no segundo ano do período contratual.

78. Apurado o Saldo da Conta de Energia Preliminar será estabelecido o Saldo da Conta residual conforme os seguintes comandos:

78.1. A partir do primeiro ano contratual de cada quinquênio, o Saldo da Conta de Energia Preliminar será transferido para o ano subsequente até o último ano do mesmo quinquênio.

78.2. Ao final do último ano do quinquênio, sendo verificado Saldo da Conta de Energia Preliminar positivo, o Agente Vendedor, poderá estabelecer o quanto do saldo de energia será repassado para a Conta de Energia do quinquênio seguinte, estabelecendo um Fator de Repasse a ser aplicado sobre o saldo acumulado.

78.3. Desta forma, o Saldo da Conta de Energia residual será obtido, conforme a seguinte expressão:

Se o ano f^{CER} for o primeiro ano do quinquênio:

$$SCE_{p,t,l,f}^{CER} = \max \left(0; \min \left(SCEP_{p,t,l,f}^{CER-1} - MONT_CEH_{p,t,l,f}^{CER-1}; MONT_RE_{p,t,l,f}^{CER-1} \right) \right)$$

Caso contrário:

$$SCE_{p,t,l,f}^{CER} = SCEP_{p,t,l,f}^{CER-1}$$

Onde:

$SCE_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Saldo da Conta de Energia residual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$SCEP_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$MONT_RE_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante de Repasse da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$MONT_CEH_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

"f^{CER}" refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

Importante:

Este cálculo é realizado no segundo mês de cada ano contratual, ou seja, dois meses após ao término do período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}" que está sendo analisado.

O cálculo se inicia no segundo ano do período contratual, sendo que tanto o Saldo da Conta de Energia Residual (SCE_{p,t,l,f^{CER}}), como o Montante de Repasse (MONT_RE_{p,t,l,f^{CER}}) do primeiro ano contratual serão nulos.

O Montante de Repasse é limitado ao Saldo da Conta de Energia Preliminar disponível para o período quinquenal. (MONT_RE_{p,t,l,f^{CER}} + MONT_CE_{p,t,l,f^{CER}} <= Scep), onde o Montante de cessão "MONT_CEH_{p,t,l,f^{CER}}" é obtido por meio do somatório de todas as cessões bilaterais negociadas pela parcela de usina.

Para o último ano do último quinquênio do período de suprimento o Montante de Repasse "MONT_RE_{Rp,t,l,f^{CER}}" será nulo.

Determinação da Receita de Venda

79. A Receita de Venda estabelecida no CER corresponde à remuneração a ser recebida pelo agente vendedor de Energia de Reserva pelo comprometimento de entrega da energia elétrica contratada nas condições definidas no contrato, sendo composta pela Receita Fixa, Receita Variável e pela Receita Antecipada. Estas serão definidas com base no Preço de Venda, e nos montantes de Energia Contratada e Energia Gerada, conforme estabelecido no CER.

Reajuste do Preço de Venda

80. O Preço de Venda estabelecido será reajustado anualmente pela variação do IPCA do mês anterior ao mês de reajuste fixado no contrato de cada usina, de acordo com a seguinte equação:

Se o mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva "m", corresponder ao mês de reajuste do preço de venda da usina definido no contrato:

$$PVA_CER_{p,t,l,m} = PV_CER_{p,t,l} * \left(\frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{ml}} \right)$$

Caso Contrário:

$$PVA_CER_{p,t,l,m} = PVA_CER_{p,t,l,m-1}$$

Onde:

PVA_CER_{p,t,l,m} é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

PV_CER_{p,t,l} é o Preço de Venda Original do CER da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l"

NIPCA_m é valor absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, no mês de apuração "m"

"ml" refere-se ao mês base estabelecido no contrato

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

No mês de início de suprimento, considerando também eventual antecipação, será calculado o Preço de Venda Atualizado ($PVA_CER_{p,t,l,m}$) utilizando o valor absoluto do IPCA do último mês de referência para atualização definido no contrato, com relação ao mês base estabelecido, respeitando o prazo de 12 meses do mês subsequente ao de realização do leilão.

Deverão ser adotadas seis casas decimais exatas, desprezando-se os demais algarismos a partir da sétima casa, inclusive.

Caso o IPCA não seja publicado até este processamento, será utilizado o último índice publicado, e o ajuste será efetuado na primeira liquidação financeira após a publicação do índice que deveria ter sido utilizado.

Receita Fixa

81. A Receita Fixa corresponderá ao pagamento associado à Energia Contratada, sendo repassada ao Agente Vendedor após iniciado o período de apuração da entrega da energia contratada definido no CER, em doze parcelas.

81.1. A Receita Fixa Anual será calculada em função da aplicação do Preço de Venda Atualizado sobre o montante de Energia Contratada estabelecido para o ano contratual corrente, conforme a seguinte expressão:

Para empreendimentos com CER em suprimento do 10º LER em diante:

$$RFA_{p,t,l,m} = ECH_{p,t,l} * \sum_{m \in f^{CER}} M_HORAS_m * PVA_CER_{p,t,l,m}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

Para empreendimentos com CER em suprimento do 3º LER:

$$RFA_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}} * PVA_CER_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RFA_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ECH_{p,t,l}$ é a Energia Contratada de Fonte Hidraulica da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l"

M_HORAS_m é o número de horas no mês de apuração "m"

$PVA_CER_{p,t,l,m}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RFA_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Receita Fixa Anual Atualizada do Empreendimento comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina "p", vinculada ao produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} "

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

“qn” refere-se ao quinquênio vigente

Importante:

Para o primeiro mês de cada quinquênio, a partir do segundo quinquênio, será utilizado o valor da Energia Contratada do Quinquênio ($ECH_{p,t,l}$) anterior.

81.2. A Receita Fixa Mensal apresenta o valor de Receita Fixa Anual dividido em doze parcelas mensais iguais a serem lançadas ao longo de cada ano contratual f^{CER} , para usina, conforme a seguinte expressão:

Para empreendimentos comprometidos com o 10º LER em diante:

$$RF_{p,t,l,m} = \frac{RFA_{p,t,l,m}}{MESES_FCER_{p,t,l,f^{CER}}}$$

Para empreendimentos comprometidos com o 3º LER:

$$RFAM_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = \frac{RFA_CER_{p,t,l,f^{CER},m}}{MESES_FCER_{p,t,l,f^{CER}}}$$

Onde:

$RF_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RFA_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RFAM_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Receita Fixa Mensal do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “ f^{CER} ”, no mês de apuração “m”

$RFA_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Receita Fixa Anual Atualizada do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “ f^{CER} ”, no mês de apuração “m”

$MESES_FCER_{p,t,l,f^{CER}}$ refere-se a quantidade de meses vigentes da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, contidos no ano de apuração “ f^{CER} ”

Importante:

O cálculo da Receita Fixa Mensal é realizado a partir do início de suprimento, desconsiderando eventual antecipação.

Receita Antecipada

82. Os empreendimentos de geração, comprometidos com o 3º Leilão de Energia de Reserva e 10º Leilão de Energia de Reserva em diante, que iniciarem sua operação comercial em data anterior ao início do suprimento, receberão mensalmente, como Receita de Venda, o montante financeiro correspondente a Receita Antecipada, até que se inicie o período de suprimento estabelecido no CER.

82.1. A Receita Antecipada é calculada em função da aplicação do Preço de Venda Atualizado sobre a energia gerada pela usina no período que antecede ao início do suprimento, conforme expressão que segue:

Se o mês de apuração "m-2" for anterior ao início do suprimento do CER, então:

$$RANT_CER_{p,t,l,m} = \sum_{j \in m-2} G_PROD_{p,t,l,j} * PVA_CER_{p,t,l,m-2}$$

Caso Contrário

$$RANT_CER_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RANT_CER_{p,t,l,m}$ é a Receita Antecipada da parcela de usina "p", associada ao produto "t", do leilão "l", para o mês de apuração "m"

$G_PROD_{p,t,l,j}$ é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$PVA_CER_{p,t,l,m-2}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", comprometida com CER, para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m-2"

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

No cálculo da Receita Antecipada serão considerados os dados de geração da usina e o Preço de Venda Atualizado, para os meses do período compreendido entre a data de início da antecipação de operação comercial da usina e a data de início do primeiro período de apuração da entrega da energia comprometida com o CER.

Receita Variável

83. A Receita Variável corresponderá ao pagamento associado à:

- 83.1. Energia referente à parcela de saldo acumulado da Conta de Energia que extrapolar o limite superior da Faixa de Tolerância, conforme apuração realizada ao final de cada ano contratual.
- 83.2. Energia referente à parcela do saldo acumulado da Conta de Energia, contida na Faixa de Tolerância e proveniente de desvios positivos de geração, que não foi objeto de repasse e/ou cessão, conforme apuração realizada ao final de cada quinquênio.
- 83.3. O Montante de Energia Excedente Anual, ou seja, o saldo acumulado da Conta de Energia acima do limite superior da Faixa de Tolerância, é obtido pela diferença positiva entre o mínimo (i) do máximo entre o montante de energia calculado para verificação da faixa de tolerância e (ii) o montante de energia correspondente à margem superior da faixa de tolerância, conforme a seguinte expressão:

$$ME_A_{p,t,l,m} = \min \left((M_SUP_AMP_{p,t,l,f^{CER-1}} - M_SUP_{p,t,l,f^{CER-1}}); \max \left(0; (MEF_{p,t,l,f^{CER-1}} + MCS_H_{p,t,l,f^{CER-1}} - M_SUP_{p,t,l,f^{CER-1}}) \right) \right)$$

Onde:

$ME_A_{p,t,l,m}$ é o Montante de Energia Excedente Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$M_SUP_AMP_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Margem Superior Ampliada do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$M_SUP_{p,t,l,f}^{CER}$ é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$MEF_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante de Energia para verificação da faixa de tolerância do contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$MCS_H_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

O Montante de Energia Excedente Anual é calculado somente no segundo mês de apuração de cada ano contratual, a partir do segundo ano contratual, e será paga em 12 (doze) parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual vigente.

83.4. A Receita Variável Anual por Geração Excedente, ou seja, devido ao saldo acumulado da Conta de Energia, é obtida em função da aplicação do valor definido em contrato para parcela variável, sobre o Montante de Energia Excedente Anual conforme a seguinte expressão:

Para as usinas cujo saldo acumulado da conta de Energia estiver entre dez e trinta por cento maior do limite superior ao montante contrato:

$$RVA_A_E_{p,t,l,m} = ME_A_{p,t,l,m} * PVA_CER_{p,t,l,m}$$

Para as usinas cujo saldo acumulado da conta de Energia for superior a trinta por cento do montante contrato:

$$RVA_A_E_{p,t,l,m} = (ME_A_{p,t,l,m}) * PVA_CER_{p,t,l,m} + (MEF_{p,t,l,f}^{CER-1} - M_SUP_AMP_{p,t,l,f}^{CER-1}) * 0,9 * PVA_CER_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RVA_A_E_{p,t,l,m}$ é a Receita Variável Anual de Excedente da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ME_A_{p,t,l,m}$ é o Montante de Energia Excedente Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$PVA_CER_{p,t,l,m}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$M_SUP_AMP_{p,t,l,f}^{CER}$ é a Margem Superior Ampliada do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$MEF_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante de Energia para verificação da faixa de tolerância do contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$PVA_CER_{p,t,l,m}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

A Receita Variável Anual Excedente é calculada somente no segundo mês de apuração de cada ano contratual, a partir do segundo ano contratual, e será paga em 12 (doze) parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual vigente.

83.5. O pagamento da Receita Variável de Excedente será realizado em parcelas mensais uniformes, consideradas na apuração da Receita de Venda Total do Empreendimento Comprometido com CER, durante os 12 meses a partir do mês de apuração do ressarcimento, conforme a expressão a seguir:

$$RVA_{E_{p,t,l,m}} = \frac{RVA_{A_{E_{p,t,l,muua}}}}{12}$$

Onde:

$RVA_{E_{p,t,l,m}}$ é a Parcela mensal da Receita Variável de Excedente da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RVA_{A_{E_{p,t,l,m}}}$ é a Receita Variável Anual de Excedente da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"muua" refere-se ao mês da última apuração anual

83.6. O Montante do Saldo Acumulado Quinquenal é calculado a partir da aplicação do fator de repasse e/ou fator de cessão no Saldo da Conta de Energia, conforme expressão que segue.

$$MSA_{QN_{p,t,l,m}} = \min \left(M_{SUP_{p,t,l,f^{CER-1}}}; \max \left(0; \left(SCEP_{p,t,l,f^{CER-1}} + MCS_{H_{p,t,l,f^{CER-1}}} - MONT_{CEH_{p,t,l,f^{CER-1}}} - MONT_{RE_{p,t,l,f^{CER-1}}} \right) \right) \right)$$

Onde:

$MSA_{QN_{p,t,l,m}}$ é o Montante do Saldo Acumulado Quinquenal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$M_{SUP_{p,t,l,f^{CER}}}$ é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$SCEP_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$MONT_{CEH_{p,t,l,f^{CER}}}$ é o Montante de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$MONT_{RE_{p,t,l,f^{CER}}}$ é o Montante de Repasse da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$MCS_{H_{p,t,l,f^{CER}}}$ é o Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

"f^{CER}" refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

O Montante do Saldo Acumulado Quinquenal é calculado no segundo mês de apuração do primeiro ano contratual de cada quinquênio, a partir do segundo quinquênio, denominado apuração quinquenal.

83.7. Para os meses compreendidos entre o mês da última apuração quinquenal e os 23 meses posteriores, a Receita Variável Quinquenal por Saldo Acumulado na conta de energia contida na Faixa de Tolerância é calculada na apuração quinquenal a partir da valoração, conforme o CER, do Montante do Saldo Acumulado Quinquenal.

83.8. O cálculo da Receita Variável por Saldo Acumulado é determinado pela valoração ao preço de venda atualizado, conforme expressão que segue:

$$RVA_QN_SA_{p,t,l,m} = MSA_QN_{p,t,l,muaqn} * PVA_CER_{p,t,l,m}$$

$$\forall m \in 24MP$$

Onde:

$RVA_QN_SA_{p,t,l,m}$ é a Receita Variável Quinquenal por Saldo Acumulado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$MSA_QN_{p,t,l,m}$ é o Montante do Saldo Acumulado Quinquenal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$PVA_CER_{p,t,l,m}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

"muaqn" refere-se ao mês da última apuração quinquenal

"24MP" corresponde ao intervalo de 24 meses que compreende o mês da última apuração quinquenal "muaq" e os 23 meses que o sucedem ("m" a "m+23")

83.9. Para os demais meses não há cálculo da receita variável, conforme equacionamento a seguir:

$$RVA_QN_SA_{p,t,l,m} = 0$$

$$\forall m \notin 24M$$

Onde:

$RVA_QN_SA_{p,t,l,m}$ é a Receita Variável Quinquenal por Saldo Acumulado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"24MP" corresponde ao intervalo de 24 meses que compreende o mês da última apuração quinquenal "muaqN" e os 23 meses que o sucedem ("m" a "m+23")

83.10. A Parcela Mensal da Receita Variável por Saldo Acumulado é dividida em 24 meses, expressão que segue:

$$RVA_SA_{p,t,l,m} = \frac{RVA_QN_SA_{p,t,l,m}}{24}$$

Onde:

$RVA_SA_{p,t,l,m}$ é a Receita Variável por Saldo Acumulado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RVA_QN_SA_{p,t,l,m}$ é a Receita Variável Quinquenal por Saldo Acumulado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"f^{CER}" refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

84. A remuneração mensal a ser repassada ao Agente Vendedor comprometido com CER, na forma de Receita de Venda Total será obtida conforme a seguinte expressão:

Para empreendimentos comprometidos com o 10º LER em diante:

$$RVET_{p,t,l,m} = RF_{p,t,l,m} + RANT_CER_{p,t,l,m} + RVA_E_{p,t,l,m} + RVA_SA_{p,t,l,m}$$

Para empreendimentos comprometidos com o 3º LER:

$$RVET_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = RFAM_CER_{p,t,l,f^{CER},m} + RANT_CER_{p,t,l,m}$$

Onde:

RVET_{p,t,l,m} é a Receita de Venda Total do Empreendimento, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

RVET_CER_{p,t,l,f^{CER},m} é a Receita de Venda Total do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

RFAM_CER_{p,t,l,f^{CER},m} é a Receita Fixa Mensal do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

RF_{p,t,l,m} é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

RANT_CER_{p,t,l,m} é a Receita Antecipada da parcela de usina "p", associada ao produto "t", do leilão "l", para o mês de apuração "m"

RVA_E_{p,t,l,m} é a Parcela Mensal da Receita Variável de Excedente da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

RVA_SA_{p,t,l,m} é a Parcela Mensal da Receita Variável por Saldo Acumulado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Determinação da Receita Fixa Retida

85. A partir do primeiro mês do período de apuração da entrega da energia contratada no CER, o Agente Vendedor de Energia de Reserva terá direito ao recebimento da Receita Fixa Mensal, desde que o estágio de implantação do empreendimento de geração comprometido com o CER esteja em operação comercial. Caso o empreendimento de geração não entre em operação comercial na data programada, a Receita Fixa mensal será retida na CONER durante todo o período em que for mantida tal expectativa. Todavia, quando da entrada em operação comercial da usina, o lançamento da receita fixa mensal será realizado conforme a determinação em cada CER:

86. Será considerada como usina em operação comercial para fins da retenção da Receita Fixa Mensal, aquela comprometida com o 3º LER e que possuir pelo menos uma unidade geradora em operação comercial em qualquer hora do mês de apuração. Para as usinas comprometidas com 10º LER em diante, o lançamento da Receita Fixa Mensal voltará a ser feito na proporção da potência em operação comercial, em relação à potência total da usina. A liberação dos valores monetários associados à receita fixa retida ocorrerá no mês em que for apurado o ressarcimento previsto no CER em função de entrega de energia em montante inferior à energia contratada, sendo utilizada juntamente com a receita de venda referente ao mês de apuração, para obter o valor final a ser pago ou recebido do Agente Vendedor de Energia de Reserva.

86.1. Para o empreendimento comprometido com o 3º LER que não possui nenhuma unidade geradora em operação comercial no mês, a Receita Fixa Retida é calculada de acordo com a seguinte expressão:

Se o mês de pagamento do Agente Vendedor de Energia de Reserva for anterior ao mês de apuração do ressarcimento e ambos se referirem a um mesmo ano de entrega " f^{CER} ":

$$RF_RET_{p,t,l,f^{CER},m} = RF_RET_{p,t,l,f^{CER},m-1} + RFAM_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$$

Caso contrário

$$RF_RET_{p,t,l,f^{CER},m} = 0$$

Onde:

$RF_RET_{p,t,l,f^{CER},m}$ é o Total de Receita Fixa Retida por conta do atraso da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$RFAM_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Receita Fixa Mensal do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

" f^{CER} " é o ano de entrega associado a cada período de apuração da entrega da energia do CER

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

87. Para o empreendimento comprometido com CER, a receita fixa retida é calculada de acordo com a seguinte expressão:

Caso a usina não tenha entrado em operação comercial:

$$RET_{p,t,l,m} = RF_{p,t,l,m}$$

Caso contrário:

$$RET_{p,t,l,m} = \mathbf{RET_OP}_{p,t,l,m}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

Onde:

$RET_{p,t,l,m}$ é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RF_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RET_OP_{p,t,l,m}$ é a Retenção Proporcional de Receita da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento.

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

87.1. A retenção de Receita Fixa Mensal é cessada quando a usina se encontrar em operação comercial. No entanto, a partir do 10º LER, a receita deve ser retida na proporção das suas unidades fora de operação comercial, até que a usina se encontre com potência em operação comercial igual à sua capacidade total. Assim, a Retenção Proporcional de Receita é dada conforme a seguinte expressão:

87.2. Para empreendimento comprometido com o 10º LER em diante:

$$RET_OP_{p,t,l,m} = RF_{p,t,l,m} * F_PFOC_M_{p,m}$$

Caso contrário

$$RET_OP_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RET_OP_{p,t,l,m}$ é a Retenção Proporcional de Receita da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RF_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$F_PFOC_M_{p,m}$ é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

87.2.1. O Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal da Usina, para empreendimentos comprometidos com o 10º LER em diante, identifica a proporção de potência da usina que está fora de operação comercial, em relação à sua capacidade total, ponderado por todo o mês, expresso por:

$$F_PFOC_M_{p,m} = \frac{\sum_{j \in m} (1 - F_COMERCIAL_RES_{p,j})}{M_SPD_m}$$

Onde:

$F_PFOC_M_{p,m}$ é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$F_COMERCIAL_RES_{p,j}$ é o Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

M_SPD_m é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m" compreendida no período de vigência do contrato

87.2.1.1. O Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva, identifica a proporção de potência da usina que está em operação comercial, em relação à sua capacidade total, expresso por:

$$F_COMERCIAL_RES_{p,j} = \min \left(1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} (CAP_{i,j})}{CAP_{T_p}} \right)$$

Onde:

$F_COMERCIAL_RES_{p,j}$ é o Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

$CAP_{i,j}$ é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição "i" das unidades geradoras associadas à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

CAP_{T_p} é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina "p"

"PMAQ" é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina "p". Nesta expressão, considera-se o conjunto complementar, ou seja, das unidades geradoras que ainda não entraram em operação comercial

88. A receita retida de cada mês da usina é atualizada do mês da retenção até o IPCA disponível no mês do ressarcimento, de acordo com variação do IPCA, considerando o descasamento existente de dois meses entre a divulgação do Índice e a apuração de energia de reserva de acordo com a seguinte expressão:

Se o mês "m" não for o terceiro mês de apuração do ano contratual

$$RET_A_{p,t,l,m,mr} = (RET_{p,t,l,mr} - ADDC_REAP_OP_{p,t,l,mr}) * \max \left(1; \frac{NIPCA_{m-2}}{NIPCA_{mr}} \right)$$

Caso contrário

$$RET_A_{p,t,l,m,mr} = 0$$

$$\forall mr \in MRF$$

Onde:

$RET_A_{p,t,l,m}$ é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial Atualizada da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$NIPCA_m$ é o Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA no mês de apuração "m"

$RET_{p,t,l,m}$ é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ADDC_REAP_OP_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"mr" refere-se aos meses anteriores ao "m-2"

MRF é o conjunto de meses do ano "f^{CER}" cujo ressarcimento não foi apurado, ou está sendo apurado no mês de apuração "m"

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

Esse cálculo se inicia no quarto mês do primeiro ano de entrega "f^{CER}", devido ao descasamento entre a apuração da Contratação de Energia de Reserva e disponibilização do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA.

89. A receita retida acumulada considera tanto o valor da receita retida atualizada, quanto aquela que vai ser objeto de atualização, somente para fins de montante de apuração de encargo, conforme seguinte equação:

$$RET_ACUM_{p,t,l,m} = \sum_{mr} RET_A_{p,t,l,m,mr} + \sum_{3MM} (RET_{p,t,l,m} - ADDC_REAP_OP_{p,t,l,m})$$

Onde:

$RET_ACUM_{p,t,l,m}$ é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial Acumulada da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RET_A_{p,t,l,m}$ é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial Atualizada da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RET_{p,t,l,m}$ é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ADDC_REAP_OP_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"3MM" corresponde ao intervalo que compreende o mês de apuração "m" e os 2 meses que o antecedem ("m-2" a "m") "

"mr" refere-se aos meses anteriores ao "m-2"

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

90. A liberação da retenção da Receita Fixa será realizada no mês de apuração do ressarcimento previsto no CER, da seguinte forma:

Se "m" for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER:

$$RET_TP_{p,t,l,m} = \sum_{mr \in f^{CER-1}} RET_A_{p,t,l,m,mr} + RET_{p,t,l,m}$$

Caso contrário:

$$RET_TP_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RET_TP_{p,t,l,m}$ é a Receita Total Retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RET_{p,t,l,m}$ é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RET_{Ap,t,l,m}$ é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial Atualizada da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"mp" é o último mês de pagamento da receita fixa mensal do período de apuração da entrega de energia ao CER associada ao ano de entrega " f^{CER-1} "

"mr" refere-se ao conjunto de meses, compreendido no intervalo entre o início do ano de entrega " f^{CER} " até o "m-3", limitado ao mês de ressarcimento do ano de entrega " f^{CER} "

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento.

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

91. A Receita Parcial do empreendimento comprometido com CER é definida com base na sua Receita de Venda Total e as Receitas Fixas Retidas, conforme segue:

$$REC_PAR_{p,t,l,m} = RVET_{p,t,l,m} - RET_{p,t,l,m} + ADDC_REAP_OP_{p,t,l,m} + ADDC_RV_{p,t,l,m}$$

Onde:

$REC_PAR_{p,t,l,m}$ é a Receita Parcial do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RVET_{p,t,l,m}$ é a Receita de Venda Total do Empreendimento, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RET_{p,t,l,m}$ é a Receita fixa retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ADDC_REAP_OP_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ADDC_RV_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

Determinação do Ressarcimento pela Insuficiência na Entrega de Energia ao CER

92. Ao longo do período de apuração da entrega da energia comprometida com o CER o agente vendedor de Energia de Reserva deverá garantir a entrega da energia contratada mediante geração proveniente da usina comprometida com CER ou por meio do mecanismo de cessão de energia proveniente de outro agente vendedor consagrado vencedor do mesmo leilão. A verificação de montante de entrega de energia em montantes inferiores à energia contratada no período de apuração sujeitará ao agente vendedor o pagamento de montante financeiro correspondente ao ressarcimento por insuficiência de geração.

Apuração Anual

Para empreendimentos comprometidos com o 3ºLER

92.1. O montante total de energia não fornecida pelas parcelas de usina comprometidas com o mesmo CER é obtido a partir da diferença entre (i) a quantidade total de energia comprometida com CER e (ii) o total de geração destinada para atendimento ao contrato, descontada a energia que deixou de ser gerada em função de fatores não gerenciáveis pelos Agentes Vendedores comprometidos com aquele CER, e a quantidade de energia adquirida por meio do mecanismo de cessão, conforme expressão que segue:

Se o mês de apuração "m" corresponder ao mês de apuração do ressarcimento:

$$TOT_ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = \max \left(0; \sum_{p \in PCER} QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}} - \left(\sum_{p \in PCER} \sum_{m \in f^{CER}} (GM_PROD_CER_{p,t,l,m-2} + ADDC_G_TOT_CER_{p,t,l,m-2}) \right) - \sum_{p \in PCER} QANG_INV_{p,t,l,f^{CER}} \right. \\ \left. - \sum_{p \in PCER} \sum_{m \in f^{CER}} \sum_{pcd \in CEPD} CE_{pcd,pcs,t,l,m-2} + CEL_{pcd,pcs,t,l,m-2} \right)$$

$pcs = p$

Onde:

$TOT_ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Quantidade Total de Energia não Fornecida ao CER, associado ao produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

$QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina "p", vinculada ao produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}"

$GM_PROD_CER_{p,t,l,m}$ é a Geração Mensal para Atendimento ao CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ADDC_G_TOT_CER_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$QANG_INV_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Quantidade Anual de Energia Não Gerada Involuntariamente, da parcela de usina "p", comprometida com o produto, "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}"

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$ é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$CEL_{pcd,pcs,t,l,m}$ é a Cessão de Energia/Lastro negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"CEPCD" é o conjunto de todas as parcelas de usinas "pcd" que cederam para a parcela de usina cessionária "pcs" no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcd" é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" corresponde à parcela de usina "p"

"PCER" é o conjunto de todas as parcelas de usina "p" integrantes do mesmo CER

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

92.2. A Quantidade de Energia não Fornecida ao CER, de cada parcela de usina, é obtida a partir da relação entre a energia contratada pela parcela de usina e o montante total contratado no CER, aplicada sobre o montante total de energia não fornecida pelas usinas comprometidas com o mesmo CER, conforme expressão que segue:

Se o mês de apuração "m" corresponder ao mês de apuração do ressarcimento:

$$ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = TOT_ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m} * \frac{QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}}}{\sum_{p \in PCER} QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}}}$$

Onde:

$ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

$TOT_ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Quantidade Total de Energia não Fornecida ao CER, associado ao produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

$QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina "p", vinculada ao produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}"

"PCER" é o conjunto de todas as parcelas de usina "p" integrantes do mesmo CER

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

92.2.1. Para os empreendimentos comprometidos com o 3º LER, caso a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER ultrapasse a marca de 10% da Quantidade de Energia Comprometida com CER, o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER é precificado pelo Preço de Venda Médio acrescido de 15%, conforme segue:

Se:

$$TOT_ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m} > \left(0,1 * \sum_{p \in PCER} QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}} \right)$$

Então:

$$RESS_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = 1,15 * PVM_CER_{p,t,l,f^{CER},m} * ENF_CER_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RESS_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$TOT_ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Quantidade Total de Energia não Fornecida ao CER, associado ao produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina "p", vinculada ao produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} "

$PVM_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é o Preço de Venda Médio do CER, para cada parcela de usina "p", comprometida com o mesmo CER, para cada produto "t", do leilão "l", do período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de no mês de apuração "m"

"PCER" é o conjunto de todas as parcelas de usina "p" integrantes do mesmo CER

"m" corresponde ao mês de apuração do ressarcimento

Importante:

A apuração da não entrega de energia ao CER levará em consideração a verificação de atendimento ao compromisso contratual apurado de forma global, ou seja, o total de energia não entregue ao CER será comparado com o total de energia contratada por todas as usinas comprometidas com CER.

A quantidade de energia não fornecida ao CER apurada para as usinas integrantes de um mesmo CER será rateada na proporção da energia contratada.

92.2.2. Para os empreendimentos comprometidos com o 3º LER em diante, caso a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER **não** ultrapasse a marca de 10% da Quantidade de Energia Comprometida com CER, o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER é precificado pelo Preço de Venda Médio, conforme segue:

Se:

$$TOT_ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m} \leq \left(0,1 * \sum_{p \in PCER} QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}} \right)$$

Então:

$$RESS_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = PVM_CER_{p,t,l,f^{CER},m} * ENF_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$$

Onde:

$RESS_CER_{p,t,l,f}^{CER,m}$ é o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$TOT_ENF_CER_{p,t,l,f}^{CER,m}$ é a Quantidade Total de Energia não Fornecida ao CER, associado ao produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$QEC_CER_{p,t,l,f}^{CER}$ é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina "p", vinculada ao produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} "

$ENF_CER_{p,t,l,f}^{CER,m}$ é a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração entrega da energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$PVM_CER_{p,t,l,f}^{CER,m}$ é o Preço de Venda Médio do CER, para cada parcela de usina "p", comprometida com o mesmo CER, para cada produto "t", do leilão "l", do período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

"PCER" é o conjunto de todas as parcelas de usina "p" integrantes do mesmo CER

"m" corresponde ao mês de apuração do ressarcimento

- 92.3. Caso o mês de apuração não corresponda ao mês de apuração do ressarcimento associada a um determinado ano de entrega " f^{CER} ", o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER é ZERO, expresso por:

$$RESS_CER_{p,t,l,f}^{CER,m} = 0$$

Onde:

$RESS_CER_{p,t,l,f}^{CER,m}$ é o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

Para empreendimentos comprometidos com o 10°LER em diante

93. Para os empreendimentos de geração comprometidos com CER, em que ao final do ano contratual for verificado que o Saldo da Conta de Energia Preliminar situa-se abaixo da margem inferior da faixa de tolerância, o valor do ressarcimento devido pelo Agente Vendedor será estabelecido pela seguinte expressão:

Se "m" for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER:

$$RESS_A_GI_{p,t,l,m} = (-1) * \min \left(0; \left(MEF_{p,t,l,f}^{CER-1} + M_INF_{p,t,l,f}^{CER-1} - MONT_CEH_{p,t,l,f}^{CER-1} \right) * 1,15 \right) * PVA_CER_{p,t,l,m}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

Caso contrário:

$$RESS_A_GI_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RESS_A_GI_{p,t,l,m}$ é o Ressarcimento Anual devido à geração inferior ao limite da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$MEF_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante de Energia para verificação da faixa de tolerância do contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$M_INF_{p,t,l,f}^{CER}$ é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$MONT_CEH_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$PVA_CER_{p,t,l,m}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

" m " refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

O ressarcimento devido à geração inferior será calculado somente no segundo mês de apuração denominado mês de apuração de ressarcimento anual, de cada ano contratual, a partir do segundo ano contratual, e será cobrado do Agente Vendedor em 12 (doze) parcelas mensais.

93.1. Tendo em vista que a Receita Total Retida é liberada no momento da apuração do ressarcimento para abatimento do mesmo, a Apuração Líquida visa calcular o montante resultante do abatimento do Ressarcimento Anual devido à Geração Inferior ao Limite, conforme a expressão a seguir:

Se " m " for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER (apuração anual):

$$APA_LIQ_{p,t,l,m} = RET_TP_{p,t,l,m} - RESS_A_GI_{p,t,l,m}$$

Caso contrário:

$$APA_LIQ_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$APA_LIQ_{p,t,l,m}$ é a Apuração Anual Líquida do Ressarcimento da parcela de usina " p ", referente ao produto " t ", do leilão " l ", no mês de apuração " m "

$RET_TP_{p,t,l,m}$ é a Receita Total Retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina " p ", referente ao produto " t ", do leilão " l ", no mês de apuração " m "

$RESS_A_GI_{p,t,l,m}$ é o Ressarcimento Anual devido à geração inferior ao limite da parcela de usina " p ", referente ao produto " t ", do leilão " l ", no mês de apuração " m "

Apuração Quinquenal

94. Para os empreendimentos de geração comprometidos com CER, em que ao final de cada quinquênio for verificado que o Saldo da Conta de Energia Preliminar está contido na faixa de tolerância e que foi proveniente de desvios negativos de geração, o valor do ressarcimento devido pelo Agente Vendedor será estabelecido pelas seguintes expressões:

94.1. Para empreendimentos vencedores do 10º Leilão de Energia de Reserva em diante a valoração do ressarcimento quinquenal é realizada com base no preço de venda atualizado acrescido em 6%:

Se " m " for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER (apuração quinquenal):

$$\begin{aligned} RESS_QN_SN_{p,t,l,m} &= (-1) \\ &* \min \left(0; \max \left(-M_INF_{p,t,l,f^{CER-1}}; \left(SCEP_{p,t,l,f^{CER-1}} + MCS_H_{p,t,l,f^{CER-1}} - MONT_CEH_{p,t,l,f^{CER-1}} \right) \right) \right) \\ &* 1,06 * PVA_CER_{p,t,l,m} \end{aligned}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

Caso contrário:

$$RESS_QN_SN_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RESS_QN_SN_{p,t,l,m}$ é o Ressarcimento Quinquenal devido ao saldo negativo da conta de energia da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$M_INF_{p,t,l,f}^{CER}$ é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$SCEP_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$MCS_H_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no quinquênio "qn"

$MONT_CEH_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$PVA_CER_{p,t,l,m}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

" f^{CER} " refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

"q" refere-se ao quinquênio vigente

Importante:

O ressarcimento devido a saldo negativo será calculado no segundo mês de apuração do primeiro ano de cada quinquênio o, a partir do segundo quinquênio, denominado mês de apuração de ressarcimento quinquenal, sendo cobrado do Agente Vendedor em 12 (doze) parcelas mensais uniformes.

94.2. Após o abatimento do montante resultante do abatimento do Ressarcimento Anual devido à Geração Inferior ao Limite, eventual montante positivo ainda é utilizado para abatimento do Ressarcimento Quinquenal devido ao Saldo Negativo da Conta de Energia na apuração quinquenal, conforme a expressão a seguir:

Se "m" for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER (apuração quinquenal):

$$APQN_LIQ_{p,t,l,m} = \max(0; APA_LIQ_{p,t,l,m}) - RESS_QN_SN_{p,t,l,m}$$

Caso contrário:

$$APQN_LIQ_{p,t,l,m} = \max(0; APA_LIQ_{p,t,l,m})$$

Onde:

$APQN_LIQ_{p,t,l,m}$ é a Apuração Quinquenal Líquida do Ressarcimento da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$APA_LIQ_{p,t,l,m}$ é a Apuração Anual Líquida do Ressarcimento da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RESS_QN_SN_{p,t,l,m}$ é o Ressarcimento Quinquenal devido ao saldo negativo da conta de energia da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

Parcelas Mensais

95. A cobrança do Ressarcimento anual devido à geração inferior ao limite será realizada em parcelas mensais uniformes, consideradas na apuração do Valor a ser pago do empreendimento de PCH ou CGH, durante os 12 meses a partir do mês de apuração do ressarcimento, conforme a expressão a seguir:

$$RESS_GI_{p,t,l,m} = \frac{(-1) * \min(0; APA_LIQ_{p,t,l,muaa})}{12}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

Onde:

RESS_GI_{p,t,l,m} é o Ressarcimento da Parcela Mensal devido à geração inferior ao limite da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

APA_LIQ_{p,t,l,m} é a Apuração Anual Líquida do Ressarcimento da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"muaa" refere-se ao mês da última apuração anual

96. A cobrança do Ressarcimento quinquenal devido ao saldo negativo da conta de energia será realizada em parcelas mensais uniformes, consideradas na apuração do Valor a ser pago ou recebido do empreendimento PCH ou CGH, durante os 12 meses a partir do mês de apuração do ressarcimento, conforme as expressões a seguir:

96.1. Para os meses compreendidos entre o mês da última apuração quinquenal e os 11 meses posteriores, é calculada a Parcela Mensal do Ressarcimento Quinquenal, conforme as condicionais descritas abaixo:

$$RESS_SN_{p,t,l,m} = \frac{(-1) * \min(0; APQN_LIQ_{p,t,l,muaqn})}{12}$$

$$\forall m \in 12MP$$

Onde:

RESS_SN_{p,t,l,m} é a Parcela Mensal do Ressarcimento devido ao saldo negativo da conta de energia da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

APQN_LIQ_{p,t,l,m} é a Apuração Quinquenal Líquida do Ressarcimento da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"muaqn" refere-se ao mês da última apuração quinquenal

"12MP" corresponde ao intervalo de 12 meses que compreende o mês da última apuração quinquenal "muaqn" e os 11 meses que o sucedem ("m" a "m+11")

96.2. Para os demais meses não há pagamento do ressarcimento, conforme equacionamento a seguir:

$$RESS_SN_{p,t,l,m} = 0$$

$$\forall m \notin 12MP$$

Onde:

RESS_SN_{p,t,l,m} é a Parcela Mensal do Ressarcimento devido ao saldo negativo da conta de energia da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"muaqn" refere-se ao mês da última apuração quinquenal

"12MP" corresponde ao intervalo de 12 meses que compreende o mês da última apuração quinquenal "muaqn" e os 11 meses que o sucedem ("m" a "m+11")

97. Caso o montante de Receita Retida seja suficiente para abater os eventuais ressarcimentos apurados, o valor positivo resultante é apurado e será creditado ao valor a ser pago ao agente:

Se "m" for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER (apuração anual):

$$RET_TPL_{p,t,l,m} = \max(0; APQN_LIQ_{p,t,l,m})$$

Caso contrário:

$$RET_TPL_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RET_TPL_{p,t,l,m}$ é a Receita Total Retida Líquida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$APQN_LIQ_{p,t,l,m}$ é a Apuração Quinquenal Líquida do Ressarcimento da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

Determinação do Valor Financeiro a Pagar ou Receber do Agente

98. Para os empreendimentos vencedores do 10º LER em diante o montante financeiro final a ser pago ou recebido do empreendimento de PCH ou CGH comprometido com o CER será estabelecido em função (i) da receita de venda total calculada para o mês de apuração, acrescida da receita retida líquida, (ii) da parcela do ressarcimento devido a geração inferior, (iii) da parcela do ressarcimento devido a saldo negativo na conta de energia e (iv) da parcela devido a Ajuste Decorrente da apuração de fonte hidráulica, conforme expressão que segue:

$$VHIDRO_{p,t,l,m} = REC_PAR_{p,t,l,m} + RET_TPL_{p,t,l,m} - RESS_GI_{p,t,l,m} - RESS_SN_{p,t,l,m}$$

Onde:

$VHIDRO_{p,t,l,m}$ é o Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento PCH ou CGH comprometido com CER da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$REC_PAR_{p,t,l,m}$ é a Receita Parcial do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RET_TPL_{p,t,l,m}$ é a Receita Total Retida Líquida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RESS_GI_{p,t,l,m}$ é o Ressarcimento da Parcela Mensal devido à geração inferior ao limite da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RESS_SN_{p,t,l,m}$ é a o Ressarcimento devido ao saldo negativo da conta de energia da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

" f^{CER} " é o ano de entrega associado a cada período de apuração da entrega da energia do CER

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

99. Para os empreendimentos vencedores do 3º LER cuja receita líquida será obtida na forma que segue:

$$REC_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m} = RVET_CER_{p,t,l,f^{CER},m} * (1 - F_PFOC_M_{p,m}) + ADDC_REAP_OPCOM_{p,t,l,m} + RF_RET_{p,t,l,f^{CER}-1,mp} - RESS_CER_{p,t,l,f^{CER}-1,m} + ADDC_RECV_{p,t,l,m}$$

Onde:

$REC_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m}$ é o Receita Líquida da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$F_PFOC_M_{p,m}$ é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$RVET_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Receita de Venda Total do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$RF_RET_{p,t,l,f^{CER},m}$ é o Total da Receita Fixa Retida por conta do atraso da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$RESS_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina, "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$ADDC_REAP_OPCOM_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ADDC_RECV_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"mp" é o último mês de pagamento da receita fixa mensal do período de apuração da entrega de energia ao CER associada ao ano de entrega " f^{CER-1} "

" f^{CER} " é o ano de entrega associado a cada período de apuração da entrega da energia do CER

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

100. O valor financeiro a ser pago ou recebido pela usina pode conter valores referentes à reapurações de outros meses, logo o valor recebe um montante financeiro referente à esta possível diferença, conforme expressão que segue:

Para empreendimentos comprometidos com o 3º LER:

$$TOT_ER_{p,t,l,m} = REC_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m} + DIF_REAP_{p,t,l,m}$$

Para empreendimentos comprometidos com o 10º LER em diante:

$$TOT_ER_{p,t,l,m} = VHIDRO_{p,t,l,m} + DIF_REAP_{p,t,l,m}$$

Onde:

$TOT_ER_{p,t,l,m}$ é o Valor Total Apurado de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$VHIDRO_{p,t,l,m}$ é o Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento PCH ou CGH comprometido com CER da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$REC_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m}$ é o Receita Líquida da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$DIF_REAP_{p,t,l,m}$ Diferença de Reapuração de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

2.4.2. Dados de Entrada do Detalhamento das Etapas de Apuração para Fonte PCH e CGH

ADDC_G_TOT_CER_{p,t,l,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas Utilizado no G_TOT_PROD	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
ADDC_REAP_OP_{p,t,l,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
ADDC_MEF_{p,t,l,f^{CER}}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de o Montante de Energia	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas do Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f ^{CER} "
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
CAP_{i,j}	Capacidade Instalada	
	Descrição	Capacidade instalada associada a cada ponto de medição "i", de unidade geradora associada à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
CAP_T_p	Capacidade Instalada Total	
	Descrição	Capacidade instalada total da usina "p", definida conforme ato autorizativo da ANEEL
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Capacidade Instalada Total		
CAP_T_p	Descrição	Capacidade instalada Total da usina "p"
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Diferença de Reapuração de Energia de Reserva		
DIF_REAP_{p,t,l,m}	Descrição	Diferença de Reapuração de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição por ano contratual		
ENF_DT_{p,t,l,f}^{CER}	Descrição	Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração de entrega da energia ao CER "f ^{CER} ". Este acrônimo pode ainda ser utilizado pela Aneel para considerar os casos de não fornecimento de energia por postergação do início de suprimento do contrato ou para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Geração Destinada para Atendimento ao Produto		
G_PROD_{p,t,l,j}	Descrição	Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Contratos Regulados (Cálculo do Comprometimento de UTEs à Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo I sem CVU, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER por Disponibilidade, e PCHs comprometidas com CER por Quantidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Montante de Cessão		
MONT_CEH_{p,t,l,f^{CER}}	Descrição	Montante de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", para o ano "f ^{CER} "
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Anexo II – Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Montante de Repasse		
MONT_RE_{p,t,l,f^{CER}}	Descrição	Montante de Repasse da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", para o ano "f ^{CER} "
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade de meses vigente contidos no f^{CER}		
MESES_FCER_{p,t,l,f^{CER}}	Descrição	Quantidade de meses vigentes da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", contidos no ano de apuração "f ^{CER} "
	Unidade	meses
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade de Horas no Mês		
M_HORAS_m	Descrição	Quantidade de horas no mês de apuração "m" compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

Quantidade de Períodos de Comercialização no Mês

M_SPD_m	Descrição	Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m" compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão

MCS_H_{p,t,l,f}^{CER}	Descrição	Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", para o ano "f ^{CER} "
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Anexo II – Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)

NIPCA_m	Descrição	Valor absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), utilizado para atualização monetária do preço de venda do CER, no mês de reajuste anual "m", estabelecido no CER
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	IBGE
	Valores Possíveis	Positivos

Preço de Venda de Referência estabelecido no CER

PV_CER_{p,t,l}	Descrição	Preço de Venda de Referência estabelecido no CER para remuneração da parcela de usina "p", para cada ao produto "t", do leilão "l"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos

2.4.3. Dados de Saída do Detalhamento das Etapas de Apuração para Fonte PCH e CGH

Energia Contratada no quinquênio		
ECH_{p,t,l}	Descrição	Energia Contratada de Fonte Hidraulica da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l"
	Unidade	MW médio
	Valores Possíveis	Positivos
Preço de Venda Atualizado		
PVA_CER_{p,t,l,m}	Descrição	Preço de Venda Atualizado da parcela de usina, "p", comprometida com CER, para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m".
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos
Receita Fixa Retida por conta de atraso na entrada em operação comercial do Empreendimento Eólico		
RET_{p,t,l,m}	Descrição	Receita Fixa retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Receita Total Retida do Empreendimento Eólico		
RET_TP_{p,t,l,m}	Descrição	Receita Total Retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m" da parcela de usina
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Receita de Venda Total do Empreendimento		
RVET_{p,t,l,m}	Descrição	Receita de Venda Total do Empreendimento, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Total de Energia de Reserva		
TOT_ER_{p,t,l,m}	Descrição	Total de apurado de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento PCH ou CGH		
VHIDRO_{p,t,l,m}	Descrição	Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento PCH ou CGH comprometido com CER da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

3. Cálculo do Encargo de Energia de Reserva

Objetivo:

Determinar o valor do Encargo de Energia de Reserva a ser pago pelos Usuários de Energia de Reserva, nos termos da regulamentação específica.

Contexto:

O Encargo de Energia de Reserva a ser cobrado de todos os Usuários de Energia de Reserva é calculado em função (i) do total de receitas fixas líquidas pagas aos Agentes Vendedores de Energia de Reserva, (ii) do saldo da CONER no montante do cálculo, (iii) dos valores monetários decorrentes da adoção do mecanismo de retenção da receita fixa, (iv) dos recursos financeiros necessários para cobrir os custos administrativos, financeiros e tributários incorridos pela CCEE, e (v) do valor correspondente a um fundo de garantia constituído para suportar eventuais inadimplências no pagamento deste encargo setorial.

A Figura 16 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

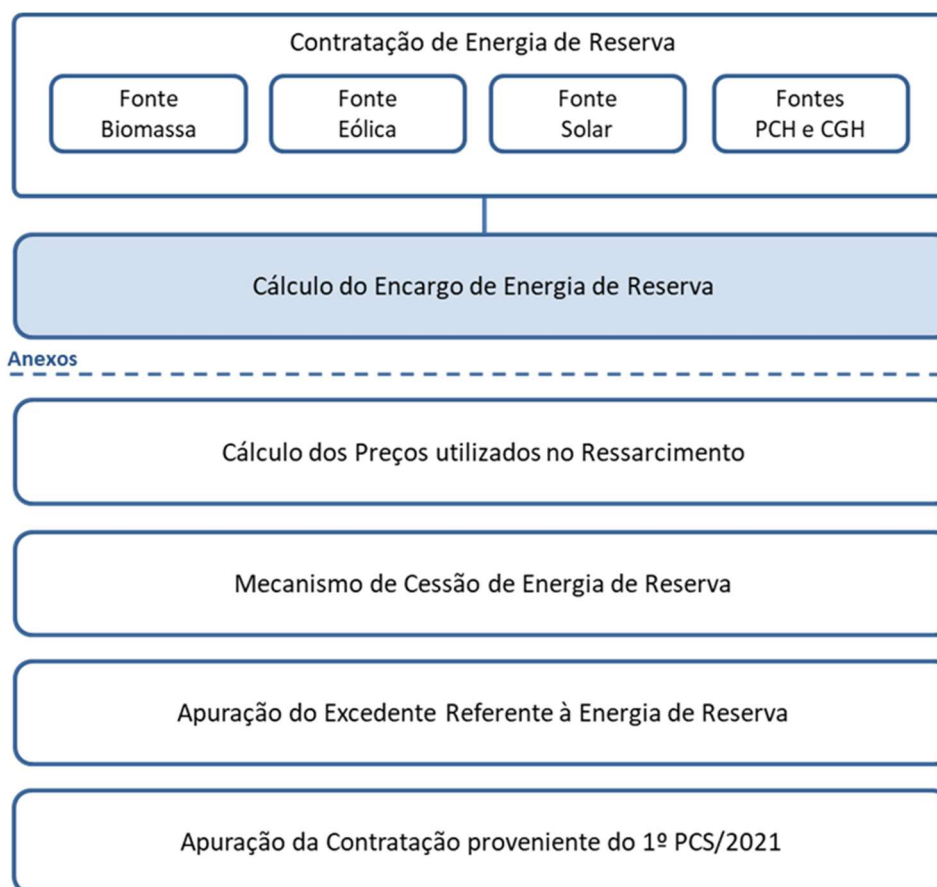


Figura 16: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Contratação de Energia de Reserva"

3.1. Detalhamento do Cálculo do Encargo de Reserva

3.1.1. Total Líquido de Pagamentos aos Agentes

101. O Total Líquido de Pagamentos aos Agentes comprometidos com o CER será determinado através da consolidação dos montantes financeiros cobrados ou pagos a todas as parcelas de

usina de propriedade do agente, comprometidas com cada um dos produtos em cada um dos leilões de reserva, e corresponderá ao valor final de recebimento ou pagamento do agente. O Total Líquido de Pagamentos é obtido de acordo com a seguinte expressão:

$$TOT_LIQ_PAG_m = \sum_p \sum_{l \in LPLER} \sum_{t \in TLPLER} (\max(0; (TOT_ER_{p,t,l,m})))$$

Onde:

TOT_LIQ_PAG_m é a Total Líquido de Pagamentos na Liquidação da Energia de Reserva no mês de apuração "m"

TOT_ER_{p,t,l,m} é o Valor Total Apurado de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"f^{CER}" refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano do período de suprimento, no mês de apuração "m"

"TLPLER" é o conjunto dos produtos "t", em que a parcela da usina "p", está comprometida com o leilão de energia de reserva "l"

"LPLER" é o conjunto de leilões de energia de reserva "l", em que cada parcela de usina "p" está comprometida

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

3.1.2. Fundo de Garantia

102. O fundo de garantia é constituído a partir da aplicação do fator de composição do fundo estabelecido pela ANEEL sobre o total de recurso financeiro a ser pago mensalmente aos Agentes Vendedores de Energia de Reserva para cada produto de cada leilão de Energia de Reserva. O cálculo do fundo de garantia é obtido de acordo com a expressão a seguir:

$$FGAR_m = \left(\sum_p \sum_{l \in LPLER} \sum_{t \in TLPLER} (RVET_CER_{p,t,l,f^{CER},m} + RVET_{p,t,l,m}) \right) * FC_FG_m$$

Onde:

FGAR_m é o Fundo de Garantia para Operacionalização da Contratação da Energia de Reserva para o mês de apuração "m"

RVET_CER_{p,t,l,f^{CER},m} é a Receita de Venda Total do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

RVET_{p,t,l,m} é a Receita de Venda Total do Empreendimento, de cada parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

FC_FG_m é o Fator de Composição do Fundo de Garantia para mês de apuração "m"

"TLPLER" é o conjunto dos produtos "t", em que a parcela da usina "p", está comprometida com o leilão de energia de reserva "l"

"LPLER" é o conjunto de leilões de energia de reserva "l", em que cada parcela de usina "p" está comprometida

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

3.1.3. Encargo de Energia de Reserva

103. O Encargo de Energia de Reserva será calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$EER_m = \frac{\max(0; (TOT_LIQ_PAG_m + FGAR_m + CAFT_m - SCNER_EF_m))}{\sum_{m \in 12} \sum_a (TRC_SEG_ENER_{a,m-2} + REC_AJU_{a,m-2})}$$

Onde:

EER_m é Encargo de Energia de Reserva no mês de apuração "m"

$TOT_LIQ_PAG_m$ é a Total Líquido de Pagamentos na Liquidação da Energia de Reserva no mês de apuração "m"

$SCONER_EF_m$ é o Saldo Efetivo da CONER no mês de apuração "m"

$FGAR_m$ é o Fundo de Garantia para Operacionalização da Contratação da Energia de Reserva para o mês de apuração "m"

$CAFT_m$ são os Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE com a gestão da CONER no mês de apuração "m"

$TRC_SEG_ENER_{a,m}$ é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$REC_AJU_{a,m}$ é o Montante de MWh definido pelo Conselho de Administração da CCEE que altera o valor do consumo mensal do perfil de agente "a", para fins do rateio do Encargo de Energia de Reserva no mês de apuração "m"

"12M" é o conjunto de meses compreendidos nos 12 (doze) meses anteriores ao mês de apuração "m", contabilizados e certificados

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

O excedente financeiro na CONER a ser destinado ao MCP para restituição aos agentes pagadores do Encargo de Energia de Reserva é apurado no módulo Consolidação de Resultados das Regras de Comercialização.

- 103.1. A fim de considerar o saldo que será percebido no momento da Liquidação de Energia de Reserva, o Saldo Efetivo da CONER considera o resultado financeiro do agente ACER na Liquidação do Mercado de Curto Prazo que será realizada, com base no montante apurado na última contabilização do MCP, de acordo com a seguinte expressão:

$$SCONER_EF_m = SCONER_m + V_TOT_LIQUI_{a,m-1} + ADDC_SCONER_m + V_RES_DSS_{m,u}$$

Onde:

$SCONER_EF_m$ é o Saldo Efetivo da CONER no mês de apuração "m"

$SCONER_m$ é o Saldo da CONER no mês de apuração "m"

$ADDC_SCONER_m$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Saldo CONER no mês de apuração "m"

$V_TOT_LIQUI_{a,m}$ é o Valor Total a ser Liquidado, do agente "a", no mês de apuração "m"

$V_RES_DSS_{a,m}$ é o Valor da diferença de reapuração de Energia de Reserva relacionado a agentes Desligados Sem Sucessão absorvidos pela CONER no mês de apuração "m", referente ao último processamento "u"

"a" é o agente ACER

104. O Encargo de Energia de Reserva será rateado entre os agentes com medição de consumo em função da média histórica de 12 meses do consumo de referência para pagamento do encargo por razão energética determinado por agente, acrescido de eventuais ajustes de consumo deliberados pelo Conselho de Administração da CCEE. O valor do Encargo de Energia de Reserva a ser pago por cada agente será calculado conforme expressão que segue:

$$EER_C_{a,m} = EER_m * \sum_{m \in 12} (TRC_SEG_ENER_{a,m-2} + REC_AJU_{a,m-2})$$

Onde:

$EER_C_{a,m}$ é o Valor do Encargo da Energia de Reserva a ser pago por cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

EER_m é o Encargo de Energia de Reserva no mês de apuração "m"

$TRC_SEG_ENER_{a,m}$ é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$REC_AJU_{a,m}$ é o Montante de MWh definido pelo Conselho de Administração da CCEE que altera o valor do Consumo Mensal do perfil de agente "a", para fins do Rateio do Encargo de Energia de Reserva no mês de apuração "m"

"12M" é o conjunto de meses compreendidos nos 12 (doze) meses anteriores ao mês de apuração "m", contabilizados e certificados

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

105. O demonstrativo financeiro da parcela do Encargo de Energia de Reserva em função da assunção pelos agentes conectados do consumo resultante do atraso de suspensão de fornecimento corresponde ao consumo apurado em atraso de suspensão na janela de apuração de doze meses, multiplicado pelo valor unitário do encargo de energia de reserva, conforme seguinte expressão:

$$EER_ATR_SUSP_{ac,a,m} = EER_m * \sum_{m \in 12M} \sum_s \sum_{j \in m-2} (TRC_ATR_SUSP_{ac,a,s,j})$$

Onde:

$EER_ATR_SUSP_{ac,a,m}$ é o Valor do Encargo da Energia de Reserva pelo Atraso de Suspensão Associado ao Agente Conectado "ac", relativo ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

EER_m é o Encargo de Energia de Reserva no mês de apuração "m"

$TRC_ATR_SUSP_{ac,a,s,j}$ é o Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão, do agente conectado "ac", do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

"12M" é o conjunto de meses compreendidos nos 12 (doze) meses anteriores ao mês de apuração "m", contabilizados e certificados

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

3.1.4. Reapuração de Energia de Reserva

106. Para o tratamento da reapuração é calculada a diferença entre processamentos do Valor Total Apurado de Energia de Reserva. Posteriormente é aplicada atualização monetária e juros, quando aplicável, conforme segue:

$$DIF_TOT_ER_{p,t,l,m,u} = TOT_ER_{p,t,l,m,u} - TOT_ER_{p,t,l,m,u-1}$$

Onde:

$DIF_TOT_ER_{p,t,l,m,u}$ é a Diferença entre Processamentos do Valor Total Apurado de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m", referente ao último processamento "u"

$TOT_ER_{p,t,l,m}$ é o Valor Total Apurado de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"u" refere-se ao último processamento realizado para o mês de apuração "m"

107. A diferença entre processamentos em virtude de reapuração de Energia de Reserva, após a incorporação da atualização monetária, relacionado a agentes desligados sem sucessão, será absorvido pelo saldo da CONER, podendo eventualmente gerar pagamento de Encargo de Energia de Reserva, conforme definido nos comandos a seguir:

$$V_RES_DSS_{m,u} = \sum_{p \in PDSS} \sum_t \sum_l DIF_REAP_{p,t,l,m}$$

Onde:

$V_RES_DSS_{a,m}$ é o Valor da diferença de reapuração de Energia de Reserva relacionado a agentes Desligados Sem Sucessão absorvidos pela CONER no mês de apuração "m", referente ao último processamento "u"

$DIF_REAP_{p,t,l,m}$ é a Diferença de Reapuração de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m", referente ao último processamento "u"

"PDSS" é o conjunto de usinas "p" relacionadas a agentes desligados sem sucessão (exceto usinas vinculadas a perfil específico ou cobrança judicial)

"u" refere-se ao último processamento realizado para o mês de apuração "m"

3.1.5. Dados de Entrada do Cálculo do Encargo de Energia de Reserva

ADDC_SCONE_m	Ajuste Decorrente de Deliberação do CA_d, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Saldo CONER	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CA _d , Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Saldo CONER no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Negativos
CAFT_m	Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE na gestão da CONER	
	Descrição	Representa os recursos necessários para o ressarcimento dos custos administrativos, financeiros e tributários incorridos pela CCEE para gestão da CONER no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
DIF_REAP_{p,t,l,m}	Diferença de Reapuração de Energia de Reserva	
	Descrição	Diferença de Reapuração de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
FC_FG_m	Fator de Composição do Fundo de Garantia	
	Descrição	Fator a ser aplicado sobre o montante total de pagamento as usinas comprometidas com CER no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva "m" para constituição do Fundo de Garantia da CONER
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
REC_AJU_{a,m}	Ajuste no Consumo do Agente por determinação do Conselho de Administração da CCEE	
	Descrição	Montante de MWh definido pelo Conselho de Administração da CCEE que altera o valor do consumo mensal do perfil de agente "a", para fins do rateio do Encargo de Energia de Reserva no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

Receita de Venda Total o Empreendimento à Biomassa		
RVET_CER_{p,t,l,f^{CER},m}	Descrição	Receita de Venda Total do Empreendimento comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia ao CER "f ^{CER} ", no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Detalhamento da Contratação de Energia de Reserva (Fonte Biomassa, PCH e CGH)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Receita de Venda Total o Empreendimento		
RVET_{p,t,l,m}	Descrição	Receita de Venda Total do Empreendimento, de cada parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Detalhamento da Contratação de Energia de Reserva (Fonte Eólica)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Saldo da CONER		
SCONER_m	Descrição	Saldo da Conta de Energia de Reserva (CONER) verificado pela CCEE junto à instituição financeira mantenedora desta conta, no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Total de Energia de Reserva		
TOT_ER_{p,t,l,m}	Descrição	Total de apurado de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Determinação do Valor Financeiro a Pagar ou Receber do Agente para a Fonte PCH e CGH)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero.
Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão		
TRC_ATR_SUSP_{ac,a,s,j}	Descrição	Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão, do agente conectado "ac", do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Consumo de Referência para Pagamento de Encargo de Energia de Reserva

TRC_SEG_ENER_{a,m}

Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de referência para pagamento de encargos de Energia de Reserva por agente "a", no mês de apuração "m"
Unidade	MWh
Fornecedor	Encargos (Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Valor Total a ser Liquidado

V_TOT_LIQUI_{a,m}

Descrição	Valor do total a ser liquidado pelo agente liquidante ou principal "a", no mês de apuração, "m", decorrente de um processo de contabilização da CCEE
Unidade	R\$
Fornecedor	Liquidação (Apuração dos Valores a Liquidar)
Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

3.1.6. Dados de Saída do Cálculo do Encargo de Energia de Reserva

Encargo de Energia de Reserva a ser pago pelos Agentes com Medição de Consumo		
EER_C_{a,m}	Descrição	Valor do Encargo da Energia de Reserva a ser pago por cada perfil de agente "a", com medição líquida de consumo, no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos
Valor do Encargo da Energia de Reserva pelo Atraso de Suspensão Associado ao Agente Conectado		
EER_ATR_SUSP_{ac,a,m}	Descrição	Valor do Encargo da Energia de Reserva pelo Atraso de Suspensão Associado ao Agente Conectado "ac", relativo ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fundo de Garantia para Operacionalização da Contratação da Energia de Reserva		
FGAR_m	Descrição	Fundo de Garantia para Operacionalização da Contratação da Energia de Reserva para o mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Total Líquido de Pagamentos na Liquidação da Energia de Reserva		
TOT_LIQ_PAG_m	Descrição	Total Líquido de Pagamentos na Liquidação da Energia de Reserva no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

4. Anexos

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Contratação de Energia de Reserva”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

4.1. Anexo I – Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos previstos no CER

Objetivo:

Estabelecer os preços utilizados para valorar os ressarcimentos devidos pelos Agentes Vendedores de Energia de Reserva.

Contexto:

Em acordo com cláusula contratual, o Agente Vendedor de Energia de Reserva, em função da entrega de energia em montantes inferiores aos de energia contratada, sujeitar-se-á ao pagamento de valor específico correspondente a cada unidade de energia não fornecida. Para correta aplicação desse ressarcimento, faz-se necessário obter o preço de referência definido no CER. A Figura 17 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

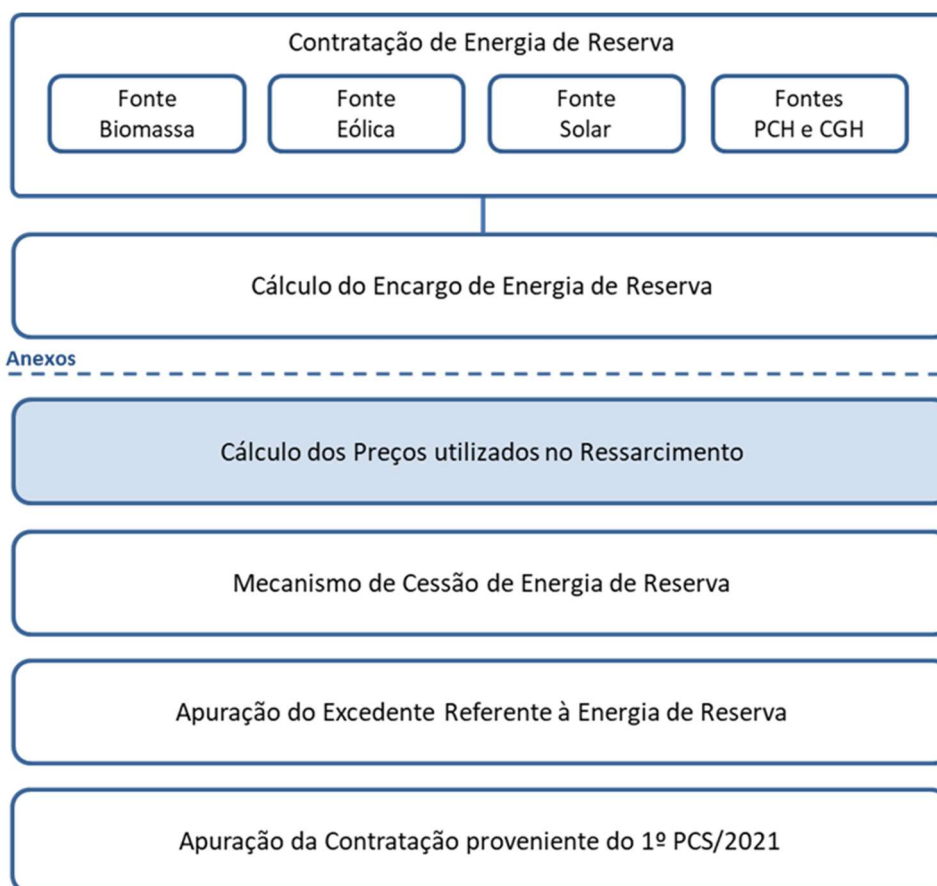


Figura 17: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratação de Energia de Reserva”

4.1.1. Detalhamento do Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos

O processo de cálculo dos preços utilizados nos ressarcimentos previstos no CER é composto pelos seguintes comandos e expressões:

108. As usinas termelétricas a biomassa, com modalidade de despacho tipos I sem CVU, IIB, IIC ou III (CVU nulo), PCHs e CGHs, utilizam para valorar os eventuais ressarcimentos devidos pelo Agente Vendedor de Energia de Reserva por motivo de entrega de energia em montante inferior ao contratado estabelecido no CER, os seguintes preços:

Valor Unitário da Receita Fixa estabelecida no CER, para os empreendimentos comprometidos no 1º leilão de Energia de Reserva; e

Preço de Venda Médio estabelecido no CER, para os empreendimentos A comprometidos do 3º leilão de Energia de Reserva em diante.

108.1. Para usinas termelétricas a biomassa, com modalidade de despacho tipos I sem CVU, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CER oriundos do 1º Leilão de Energia de Reserva, o Valor Unitário da Receita Fixa, expresso em R\$/MWh, é calculado mediante a obtenção da razão entre a Receita Fixa Anual Atualizada do Empreendimento Comprometido com CER e a Quantidade de Energia Comprometida com CER, ambos associados ao ano da entrega da energia do ressarcimento, expresso por:

Se o mês de apuração "m" for o mês de apuração do ressarcimento, associado a determinado período de apuração da entrega da energia "f^{CER}", então:

$$VEC_RF_{p,t,l,f^{CER},m} = \frac{\sum_{m \in f^{CER}} RFA_CER_{p,t,l,f^{CER},m}}{12 * QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}}}$$

Onde:

$VEC_RF_{p,t,l,f^{CER},m}$ é o Valor Unitário da Receita Fixa, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}", no mês de apuração "m"

$RFA_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Receita Fixa Anual Atualizada do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina, "p", para cada produto, "t", do leilão, "l", para o período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}", no mês de apuração "m"

$QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina "p", vinculada ao produto, "t", do leilão "l", associada ao período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}" "m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

A Receita Fixa Anual Atualizada ($RFA_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$) considerada no cálculo do valor da energia comprometida com a receita fixa ($VEC_RF_{p,t,l,f^{CER}}$) corresponderá ao valor mensal da receita fixa anual associada ao mesmo ano de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}", do ressarcimento que está sendo apurado no mês de apuração "m".

Caso o mês de cálculo do ressarcimento seja anterior ao último mês do ano f^{CER}, deverá ser replicado para os meses restantes o último valor da Receita Fixa Anual Atualizada ($RFA_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$).

108.2. Para usinas termelétricas a biomassa, com modalidade de despacho tipos I sem CVU, IIB, IIC ou III (CVU nulo), PCHs e CGHs, comprometidas com CER oriundos do 3º Leilão de Energia de Reserva em diante, o Preço de Venda Médio estabelecido no CER, para usinas comprometidas com CERs celebrados do 3º Leilão de Energia de Reserva em diante, expresso em R\$/MWh é obtido pela média ponderada dos Preços de Venda das usinas comprometidas com o mesmo CER, referente ao ano contratual da energia não entregue, conforme a seguinte expressão:

Se o mês de apuração "m" for o mês de apuração do ressarcimento, associado a determinado período de apuração da entrega da energia "f^{CER}", então:

$$PVM_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = \frac{\sum_{m \in f^{CER}} \sum_{p \in PCER} (PVA_CER_{p,t,l,m} * QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}})}{12 * \sum_{p \in PCER} QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}}}$$

Onde:

$PVM_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é o Preço de Venda Médio do CER, para cada parcela de usina, "p", comprometida com o mesmo CER, para cada produto "t", do leilão "l", do período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

$PVA_CER_{p,t,l,m}$ é o Preço de Venda Anual Atualizado da parcela de usina, "p", comprometida com CER, para cada produto, "t", do leilão, "l", no mês de apuração, "m"

$QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina "p", vinculada ao produto "t", do leilão "l", associada ao período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

O Preço de Venda Anual Atualizado ($PVA_CER_{p,t,l,m}$) considerado no cálculo do Preço de Venda Médio do CER ($PVM_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$) corresponderá ao valor mensal do preço de venda anual associado ao mesmo ano de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}", do ressarcimento que está sendo apurado no mês de apuração "m".

Caso o mês de cálculo do ressarcimento seja anterior ao último mês do ano f^{CER}, deverá ser replicado para os meses restantes o último valor do Preço de Venda Anual Atualizado ($PVA_CER_{p,t,l,m}$).

4.1.2. Dados de Entrada do Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos

M_HORAS_m	Quantidade de Horas no Mês	
	Descrição	Quantidade de horas no mês de apuração "m" compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
PLD_H_{s,j}	Preço de Liquidação das Diferenças Horário	
	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado "s" e Período de Contabilização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}}	Quantidade de Energia Comprometida com CER	
	Descrição	Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina "p", vinculada ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "fCER"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
RFA_CER_{p,t,l,f^{CER},m}	Receita Fixa Anual Atualizada do Empreendimento à Biomassa	
	Descrição	Receita Fixa Anual Atualizada do Empreendimento comprometido com CER da parcela de usina "p", para cada produto "t", do primeiro leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "fCER"
	Unidade	R\$/ano
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
PVA_CER_{p,t,l,m}	Preço de Venda Atualizado	
	Descrição	Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", comprometida com CER, para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva "m"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Fontes Biomassa, PCH e CGH /Eólica)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

4.1.3. Dados de Saída do Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos

Preço de venda Médio do CER		
PVM_CER_{p,t,l,f^{CER},m}	Descrição	Preço de Venda Médio do CER, para cada parcela de usina "p", comprometida com o mesmo CER, para cada produto "t", do leilão "l", do período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f ^{CER} ", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos
Valor da Energia Comprometida com a Receita Fixa		
VEC_RF_{p,t,l,f^{CER},m}	Descrição	Preço apurado ao longo de um mês de apuração "m", segundo a Receita Fixa Anual Atualizada do Empreendimento Comprometido com CER associada à parcela de usina "p" termelétrica a biomassa, para cada produto "t", do primeiro leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER "f ^{CER} ", para fins de cálculo de eventuais ressarcimentos devidos.
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos

4.2. Anexo II – Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

Objetivo:

Estabelecer os montantes de energia e lastro passíveis de cessão, bem como os ajustes financeiros necessários no âmbito da Contratação de Energia de Reserva.

Contexto:

De maneira a minimizar os riscos de não cumprimento às obrigações contratuais foi criado o Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva, onde empreendimentos a biomassa comprometidos com CER, dentro do seu período de apuração, passíveis a ressarcimento contratual podem adquirir energia e energia/lastro de outros vendedores de um mesmo leilão e localizados em um mesmo submercado, desde que ambos os empreendimentos envolvidos estejam em operação comercial ou cuja entrada em operação comercial apresente atraso inferior a 12 meses, contado do início de suprimento do CER.

Usinas sujeitas à apuração de Penalidade por Insuficiência de Lastro para Venda no Âmbito da Contratação de Energia de Reserva também podem adquirir energia/lastro no Mecanismo de Cessão, sujeitas às mesmas restrições.

Os empreendimentos eólicos também podem realizar cessão, através dos montantes positivos presentes na Conta de Energia, ao final de cada quadriênio, para empreendimentos que possuam saldo negativo em sua Conta de Energia nesse mesmo período, e forem vencedores no mesmo produto e leilão.

No caso de reapuração de energia de reserva os montantes referentes à cessão não serão alterados por se tratar de negociações bilaterais, altera-se apenas os demais montantes atrelados às entregas de energia de reserva.

Para as usinas vendedoras no 1º PCS/2021, independente da fonte, é vedada a possibilidade de realizar qualquer tipo de cessão, seja ela de energia ou lastro.

A Figura 18 situa a etapa do cálculo deste mecanismo para as usinas termelétricas a biomassa em relação ao módulo completo:

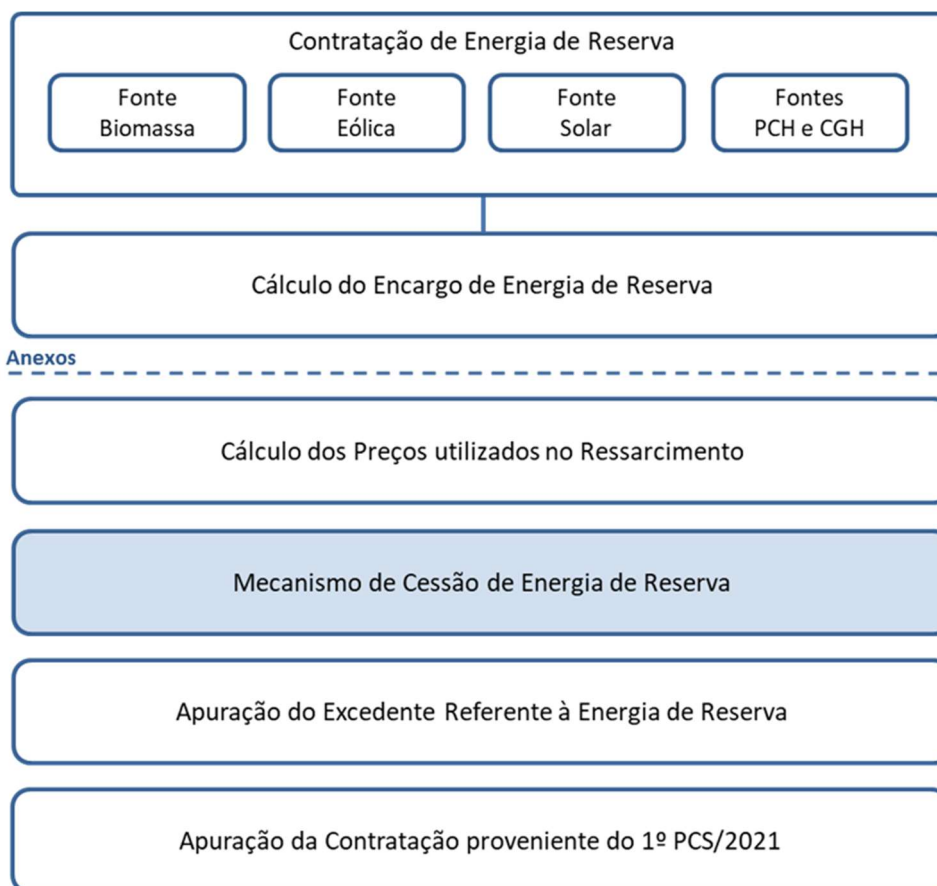


Figura 18: Esquema geral do módulo "Contratação de Energia de Reserva"

4.2.1. Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva de fonte Biomassa

O Mecanismo de Cessão, aplicável às usinas termelétricas a biomassa com Modalidade de Despacho tipos I sem CVU, IIB, IIC ou III (CVU nulo), que negociaram nos Leilões de Energia de Reserva, que estejam em operação comercial ou cuja entrada em operação comercial apresente atraso inferior a 12 meses, contado do início de suprimento do CER, é descrito conforme as seguintes etapas:

109. As cessões poderão ser realizadas em duas modalidades (i) Energia e (ii) Energia/Lastro, sendo que esta implica o comprometimento do lastro do cedente em montante igual ao valor cedido.
110. As cessões registradas e validadas pelas partes não são passíveis de reprocessamento.

Importante:

Devido ao fato de que este Anexo é processado logo após a apuração da Contabilização do MCP e que o restante deste módulo somente é apurado utilizando os dados contabilizados e **liquidados**, há descasamento de 2 meses entre o mês de referência "m" deste Anexo e o mês de apuração do EER.

Determinação do Montante Passível para Cessão de Energia

111. A cessão na modalidade energia somente é permitida a empreendimentos que geram montantes superiores à sua garantia física definida em ato regulatório, levada ao centro de gravidade do sistema.
112. O Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para fonte biomassa de cada usina cedente é obtido por meio do menor valor entre a geração da usina disponível no ACL e a geração total do empreendimento, acumulada no ano corrente até o mês de apuração, acima da garantia física, no centro de gravidade, como demonstram as seguintes equações:

$$CE_PRE_{p,m} = \min \left(\max \left(0; \sum_{j \in f} G_{p,j} + \sum_{m \in f} ADDC_G_{p,m} - GF_CG_{p,f} \right); \sum_{j \in m} G_DISP_REG_CER_{p,j} + ADDC_G_ACL_{p,m} \right)$$

Caso contrário:
 $CE_PRE_{p,m} = 0$

Onde:

$CE_PRE_{p,m}$ é o Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para fonte biomassa da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$G_{p,j}$ é a Geração Final da parcela de Usina "p", no Período de Comercialização "j"

$GF_CG_{p,f}$ é a Garantia Física Anual, no Centro de Gravidade, da parcela de usina "p", no ano civil "f"

$G_DISP_REG_CER_{p,j}$ é a Geração Disponível para realocação no ACR da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$ADDC_G_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a geração da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$ADDC_G_ACL_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Disponível Livre da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

"f" é o ano civil do mês de apuração "m"

113. A Garantia Física Anual no Centro de Gravidade da usina, para fins de verificação da geração excedente para cessão de energia é obtida com base na garantia física definida em ato regulatório, aplicado o respectivo Fator de Disponibilidade, bem como as perdas internas e as perdas médias da Rede Básica do ano civil anterior, na sua devida proporção:

$$GF_CG_{p,f} = \sum_{m \in f-1} \left((GF_p * M_HORAS_m * F_DISP_{p,m}) \right) * F_PDI_GF_{p,f-1} * \left(\frac{\sum_{j \in f-1} UXP_GLF_{p,j}}{\sum_{m \in f-1} M_HORAS_m} \right)$$

Onde:

$GF_CG_{p,f}$ é a Garantia Física Anual, no Centro de Gravidade, da parcela de usina "p", no ano civil "f"

GF_p é a Garantia Física da parcela de Usina, "p"

M_HORAS_m é a Quantidade Total de Horas do mês de apuração "m"

$F_DISP_{p,m}$ é o Fator de Disponibilidade da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$F_PDI_GF_{p,f}$ é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina "p" no ano de apuração "f"

$UXP_GLF_{p,j}$ é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina "p" por período de comercialização "j"

"f" é o ano civil do mês de apuração "m"

Determinação do Montante Passível para Cessão de Energia/Lastro

114. O Montante Total Passível para Cessão de Energia/Lastro Preliminar é obtido de acordo com o total de geração destinada ao Ambiente Comercialização Livre, limitada à garantia física disponível no ACL, conforme a seguinte equação:

$$CEL_PRE_{p,m} = \min \left(\left(\sum_{j \in m} G_DISP_REG_CER_{p,j} + ADDC_G_ACL_{p,m} \right); GFIS_ACL_M_{p,m} - REC_SALDO_GFIS_U_{p,m,mr} \right)$$

$mr = m$

Onde:

$CEL_PRE_{p,m}$ é o Montante Total Passível para Cessão de Energia/Lastro Preliminar para fonte biomassa da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$G_DISP_REG_CER_{p,j}$ é a Geração Disponível para realocação ao ACR da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$GFIS_ACL_M_{p,m}$ é a Quantidade de Garantia Física Mensal não Comprometida com contratos por disponibilidade da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$ADDC_G_ACL_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Disponível Livre da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$REC_SALDO_GFIS_U_{p*,m,mr}$ é o Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física da parcela de usina "p", no mês de apuração "m", relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição "mr"

"mr" representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de "m-11" a "m"

Detalhamento do Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva após as Negociações Bilaterais

115. O $CE_PRE_{p,m}$ e $CEL_PRE_{p,m}$ são os limitantes individuais de cada modalidade de cessão. Adicionalmente, soma dos montantes negociados de cessão de energia e energia/lastro não pode ser superior à geração disponível no Ambiente de Comercialização Livre do mês:

$$\sum_{pcs} (CE_{pcd,pcs,t,l,m} + CEL_{pcd,pcs,t,l,m}) \leq \sum_{j \in m} G_DISP_REG_CER_{p,j} + ADDC_G_ACL_{p,m}$$

Onde:

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$ é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"

$CEL_{pcd,pcs,t,l,m}$ é a Cessão de Energia/Lastro negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"

$G_DISP_REG_CER_{p,j}$ é a Geração Disponível para realocação ao ACR da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$ADDC_G_ACL_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Disponível Livre da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

"pcs" é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcd" é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcd" corresponde à parcela de usina "p"

116. As negociações de cessão somente serão efetivadas entre usinas a biomassa, no mesmo submercado, que venderam no mesmo leilão, ainda que em produtos diferentes, estando a parte cessionária dentro de seu período de apuração.

Determinação da transferência do efeito do Mercado de Curto Prazo

117. As cessões realizadas implicam na necessidade de um ajuste financeiro mensal da usina cedente à usina cessionária, uma vez que este mecanismo consiste na transferência de energia, e consequentemente do seu valor financeiro associado na Liquidação Financeira do MCP, para o ambiente de Contratação de Energia de Reserva.
118. O Fator de Modulação da usina cedente é utilizado para que a transferência do efeito do Mercado de Curto Prazo se dê de forma proporcional ao montante cedido em cada período de comercialização do mês como demonstra a seguinte equação:

$$F_MOD_CED_{p,j} = \frac{G_{p,j}}{\sum_{j \in m} G_{p,j}}$$

$$p = pcd$$

Onde:

$F_MOD_CED_{p,j}$ é o Fator de Modulação da usina "p" cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva utilizado para valoração da cessão em cada período de comercialização "j"

$G_{p,j}$ é a Geração Final da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

119. A cessão de energia negociada bilateralmente é realizada em base mensal, entretanto é necessário realizar diversos ajustes em base horária. Por esse motivo é utilizado o Fator de Modulação da usina cedente para obtermos o montante de Cessão de Energia Modulada para fonte biomassa, de acordo com a seguinte equação:

$$CE_MOD_{pcd,pcs,t,l,j} = CE_{pcd,pcs,t,l,m} * F_MOD_CED_{p,j}$$

$$p = pcd$$

Onde:

$CE_MOD_{pcd,pcs,t,l,j}$ é a Cessão de Energia Modulada para fonte biomassa negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t" do cessionário, do leilão "l", ponderada para cada período de comercialização "j"

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$ é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"

$F_MOD_CED_{p,j}$ é o Fator de Modulação da usina "p" cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva utilizado para valoração da cessão em cada período de comercialização "j"

"pcs" é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcd" é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcd" corresponde à parcela de usina "p"

"s" é o submercado em que a parcela de usina "p" cedente está localizada

120. O mesmo fator é aplicado ao montante de cessão de energia/lastro de forma análoga, de acordo com a seguinte equação:

$$CEL_MOD_{pcd,pcs,t,l,j} = CEL_{pcd,pcs,t,l,m} * F_MOD_CED_{p,j}$$

$$p = pcd$$

Onde:

$CEL_MOD_{pcd,pcs,t,l,j}$ é a Cessão de Energia/Lastro Modulada para fonte biomassa negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t" do cessionário, do leilão "l", ponderada para cada período de comercialização "j"

$CEL_{pcd,pcs,t,l,m}$ é a Cessão de Energia/Lastro negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"

$F_MOD_CED_{p,j}$ é o Fator de Modulação da usina "p" cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva utilizado para valoração da cessão em cada período de comercialização "j"

"pcs" é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcd" é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcd" corresponde à parcela de usina "p"

"s" é o submercado em que a parcela de usina "p" cedente está localizada

121. O valor referente ao efeito no Mercado de Curto Prazo de cada cessão realizada, em ambas as modalidades, é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$EMCP_MCE_{pcd,pcs,t,l,m} = \sum_{j \in m} \left((CE_MOD_{pcd,pcs,t,l,j} + CEL_MOD_{pcd,pcs,t,l,j}) * PLD_{s,j} \right)$$

Onde:

$EMCP_MCE_{pcd,pcs,t,l,m}$ é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Mecanismo de Cessão para fonte biomassa realizada da parcela de usina cedente "pcd", para a parcela de usina cessionária "pcs", associada ao produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"

$CE_MOD_{pcd,pcs,t,l,j}$ é a Cessão de Energia Modulada para fonte biomassa negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t" do cessionário, do leilão "l", ponderada para cada período de comercialização "j"

$CEL_MOD_{pcd,pcs,t,l,j}$ é a Cessão de Energia/Lastro Modulada para fonte biomassa negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t" do cessionário, do leilão "l", ponderada para cada período de comercialização "j"

$F_MOD_CED_{p,j}$ é o Fator de Modulação da usina "p" cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva utilizado para valoração da cessão em cada período de comercialização "j"

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado "s", por período de comercialização "j"

"pcs" é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcd" é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcd" corresponde à parcela de usina "p"

"s" é o submercado em que a parcela de usina "p" cedente está localizada

122. O valor a ser deduzido da usina cedente, referente às cessões realizadas em ambas as modalidades, é obtido conforme a seguinte expressão:

$$TOT_EMCP_CED_{p,t,l,m} = \left(\sum_{pcs \in CEPCS} \sum_{t \in l} EMCP_MCE_{pcd,pcs,t,l,m} \right) * PCT_PROD_{p,t,l,m}$$

$p = pcd$

Onde:

$TOT_EMCP_CED_{p,t,l,m}$ é o Efeito Total no Mercado de Curto Prazo referente à Cessão para fonte biomassa que deve ser deduzido da parcela de usina cedente "pcd", associada ao produto "t" do cedente, do leilão "l", no mês de apuração "m"

$EMCP_MCE_{pcd,pcs,t,l,m}$ é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Mecanismo de Cessão para fonte biomassa realizada da parcela de usina cedente "pcd", para a parcela de usina cessionária "pcs", associada ao produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"

$PCT_PROD_{p,t,l,m}$ é o Percentual de Comprometimento dos Produtos de um mesmo leilão da usina "p", para cada produto "t" do cedente, do leilão "l", no mês de apuração "m"

"CEPCS" é o conjunto de todas as parcelas de usinas "pcs" que adquiriram cessão de Energia de Reserva da parcela de usina cedente "pcd"

"pcs" é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcd" é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcd" corresponde à parcela de usina "p"

122.1. De modo realizar a correta associação dos valores financeiros aos produtos em que a usina cedente tem comprometimento em determinado leilão, é apurado para cada usina cedente o Percentual de Comprometimento dos Produtos de um mesmo Leilão que representa proporcionalmente a participação de cada produto em relação ao leilão:

$$PCT_PROD_{p,t,l,m} = \frac{GF_PROD_{p,t,l,m}}{\sum_{t \in l} GF_PROD_{p,t,l,m}}$$

$$\forall p = pcd$$

Onde:

$PCT_PROD_{p,t,l,m}$ é o Percentual de Comprometimento dos Produtos de um mesmo Leilão da usina "p", para cada produto "t" do cedente, do leilão "l", no mês de apuração "m"

$GF_PROD_{p,t,l,m}$ é a Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

123. Ao final do período de apuração, quando o mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva corresponder ao mês de apuração do ressarcimento associado a determinado ano de entrega " f^{CER} ", é realizado um repasse financeiro da CONER para cada agente cessionário, referente ao montante de cessões adquiridas que ultrapassou o atendimento do seu compromisso contratual com CER. Montante este que corresponde a quantidade adquirida através do Mecanismo de Cessão e não utilizado, que ao final do período de apuração deve ser repassado ao agente cessionário.

124. O valor a ser recebido pelo cessionário referente aos Efeitos do Mercado de Curto Prazo do Mecanismo de Cessão em ambas as modalidades, é obtida de acordo com a seguinte equações:

Se o mês de apuração "m" corresponder ao último mês do período de apuração da parcela de usina "p":

$$TOT_EMCP_CES_{p,t,l,m} = \left(\sum_{m \in f^{CER}} \sum_{pcd \in CEPCD} EMCP_MCE_{pcd,pcs,t,l,m} \right) * F_RPCS_{p,t,l,m}$$

Caso contrário:

$$TOT_EMCP_CES_{p,t,l,m} = 0$$

$$p = pcs$$

Onde:

$TOT_EMCP_CES_{p,t,l,m}$ é o Efeito Total no Mercado de Curto Prazo referente à Cessão para fonte biomassa que deve ser creditado à parcela de usina cessionária "pcs", associada ao produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"

$EMCP_MCE_{pcd,pcs,t,l,m}$ é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Mecanismo de Cessão para fonte biomassa realizada da parcela de usina cedente "pcd", para a parcela de usina cessionária "pcs", associada ao produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"

$F_RPCS_{p,t,l,m}$ é o Fator de Repasse ao cessionário referente ao montante de cessão não utilizado pela usina "p" cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva para cada produto "t" do cessionário, do leilão, "l", no mês de apuração "m"

"CEPCD" é o conjunto de todas as parcelas de usinas "pcd" que cederam para a parcela de usina cessionária "pcs" no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"p" representa a parcela de usina cessionária "pcs" no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcd" é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"m" corresponde ao último mês do período de apuração

124.1. De forma a realizar o repasse ao agente cessionário do valor referente ao montante de cessão não utilizada por ele no âmbito da Contratação de Energia de Reserva, é

determinado um fator pela relação entre a quantidade de energia comprometida com o CER não gerada pela usina e o total de cessão adquirida pela usina ao longo do período de apuração de entrega de energia ao CER, conforme a seguinte equação:

Se o mês de apuração "m" corresponder ao último mês do período de apuração da parcela de usina "p" :

$$F_{RPCS_{p,t,l,m}} = 1 - \left(\min \left(1; \frac{\max(0, \sum_{p \in PCER} (QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}} - G_TOT_PROD_{p,t,l,m} - QANG_INV_{p,t,l,f^{CER}} - MA_PROD_CER_{p,t,l,f^{CER}}))}{\sum_{m \in f^{CER}} \sum_{pcd \in CEPCD} \sum_{p \in PCER} (CE_{pcd,pcs,t,l,m} + CEL_{pcd,pcs,t,l,m})} \right) \right)$$

Caso contrário:

$$F_{RPCS_{p,t,l,m}} = 0$$

p = pcs

Onde:

$F_{RPCS_{p,t,l,m}}$ é o Fator de Repasse ao cessionário referente ao montante de cessão não utilizado pela usina "p" cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva para cada produto "t" do cessionário, do leilão, "l", no mês de apuração "m"

$QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina "p", vinculada ao produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} "

$G_TOT_PROD_{p,t,l,m}$ é a Total de Geração Destinada para Atendimento ao Produto, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$QANG_INV_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Quantidade Anual de Energia Não Gerada Involuntariamente, da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} "

$MA_PROD_CER_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Montante Alocado para o Produto no âmbito do CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} "

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$ é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$CEL_{pcd,pcs,t,l,m}$ é a Cessão de Energia/Lastro negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"CEPCD" é o conjunto de todas as parcelas de usinas "pcd" que cederam para a parcela de usina cessionária "pcs" no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"PCER" é o conjunto de todas as parcelas de usina "p" integrantes do mesmo CER

"pcd" é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" corresponde à parcela de usina "p"

"m" corresponde ao último mês do período de apuração

125. Os ajustes financeiros são mensalmente alocados de cada usina cedente à CONER, em virtude das cessões realizadas com as usinas cessionárias para atendimento ao CER, de acordo com a equação a seguir:

$$TOT_EMCP_CONER_{p,t,l,m} = \sum_{pcd \in CEPCD} EMCP_MCE_{pcd,pcs,t,l,m}$$

p = pcs

Onde:

$TOT_EMCP_CONER_{p,t,l,m}$ é o Efeito Total no Mercado de Curto Prazo a ser repassado à CONER, referente à quantidade de cessão utilizada pela usina "p" cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva para cada produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"

$EMCP_MCE_{pcd,pcs,t,l,m}$ é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Mecanismo de Cessão para fonte biomassa realizada da parcela de usina cedente "pcd", para a parcela de usina cessionária "pcs", associada ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"CEPCD" é o conjunto de todas as parcelas de usinas "pcd" que cederam para a parcela de usina cessionária "pcs" no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcd" é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" corresponde à parcela de usina "p"

"m" corresponde ao mês de apuração do ressarcimento

126. O Montante Financeiro Total Mensal a ser repassado à CONER é a somatória dos ajustes financeiros de todas as usinas cessionárias do Mecanismo de Cessão que tenham sua apuração de ressarcimento no mês de apuração do EER, de acordo com a seguinte equação:

$$TOT_M_EMCP_CONER_m = \sum_p \sum_{l \in LPLER} \sum_{t \in TLPLER} (TOT_EMCP_CONER_{p,t,l,m} - TOT_EMCP_CES_{p,t,l,m})$$

Onde:

$TOT_M_EMCP_CONER_m$ é o Efeito Mensal Total no Mercado de Curto Prazo de Repasse à CONER, de todas as parcelas de usina "p" cessionárias no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva para cada produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"

$TOT_EMCP_CONER_{p,t,l,m}$ é o Efeito Total no Mercado de Curto Prazo a ser repassado à CONER, referente à quantidade de cessão utilizada pela usina "p" cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva para cada produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"

$TOT_EMCP_CES_{p,t,l,m}$ é o Efeito Total no Mercado de Curto Prazo referente à Cessão para fonte biomassa que deve ser creditado à parcela de usina cessionária "pcs", associada ao produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"

"TLPLER" é o conjunto dos produtos "t", em que a parcela da usina "p", está comprometida com o leilão de energia de reserva "l"

"LPLER" é o conjunto de leilões de energia de reserva "l", em que cada parcela de usina "p" está comprometida

"p" representa a parcela de usina cessionária "pcs" no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

4.2.2. Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva de Fonte Eólica

O Mecanismo de Cessão definido no CER, aplicável às usinas **eólicas**, que negociaram nos Leilões de Energia de Reserva é descrito conforme as seguintes etapas:

127. Para fonte eólica **não** é permitida cessão na modalidade Energia/Lastro.
128. As cessões somente poderão ser realizadas ao final de cada quadriênio, a fim de abater eventual Ressarcimento Quadrienal devido ao saldo negativo da conta de energia.
129. Os cálculos a seguir são realizados somente no último mês do último ano f^{CER} de cada quadriênio, após a contabilização do Mercado de Curto Prazo.

Importante:

Devido ao fato de que este Anexo é processado logo após a apuração da Contabilização do último mês do último ano f^{CER} de cada quadriênio e que o restante deste módulo somente é apurado utilizando os dados contabilizados e **liquidados**, há descasamento de 2 meses entre o mês de referência "m" deste Anexo e o mês de apuração do EER.

130. O montante cedido nesse mecanismo será abatido da quantidade passível de repasse como saldo para o quadriênio seguinte, através do Montante de Repasse ($MONT_CE_{p,t,l,f}^{CER}$), bem como da quantidade a ser liquidada como Receita Variável Quadrienal por Saldo Acumulado ($RVA_Q_SA_{p,t,l,m}$). A Energia Contratada Reconciliada ($ECQR_{p,t,l,q}$) não é impactada pelas cessões realizadas.
131. O montante adquirido nesse mecanismo será considerado para mitigar o Ressarcimento Quadrienal devido ao saldo negativo da conta de energia.
132. As negociações de cessão somente serão efetivadas entre usinas eólicas que venderam no mesmo leilão.
133. Somente serão consideradas as cessões registradas e validadas pelas partes, não sendo passíveis de reprocessamento.
134. A cessão de energia nesse mecanismo somente é permitida para empreendimentos que possuam saldos positivos em sua Conta de Energia, bem como a aquisição de energia somente aos empreendimentos com saldos negativos em sua Conta de Energia verificados ao final de cada quadriênio.
135. São permitidas cessões entre mais de um empreendimento, sendo considerado o conjunto das cessões efetivamente realizadas.

Determinação do Montante Passível para Cessão de Energia

136. A fim de determinar os montantes passíveis de cessão, assim como o montante necessário de aquisição para mitigação de ressarcimento, é necessário apurar de forma preliminar a situação da Conta de Energia de cada empreendimento.
137. A diferença entre a geração anual da usina e a energia contratada no período considerado será obtida a partir do Desvio Anual de Geração para Apuração Quadrienal, calculado em função da diferença entre a geração destinada para atendimento ao CER e o total de energia contratada no quadriênio, considerando também a Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição e a geração de teste durante o período de apta, na forma que segue:

$$DES_G_Q_{p,t,l,f}^{CER} = \left(\sum_{m \in f^{CER}} \left(\sum_{j \in m} G_PROD_{p,t,l,j} + ADDC_G_TOT_CER_{p,t,l,m} \right) \right) - \left(ECQ_{p,t,l,q} * \sum_{m \in f^{CER}} M_HORAS_m \right) + ENF_DT_{p,t,l,f}^{CER} - \left(\sum_{j \in f^{CER}} GFT_APTA_{p,j} * PC_PROD_{p,t,l,m} \right)$$

Onde:

$DES_G_Q_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Desvio Anual da Geração para Apuração Quadrienal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$G_PROD_{p,t,l,j}$ é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$ADDC_G_TOT_CER_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ECQ_{p,t,l,q}$ é a Energia Contratada no Quadriênio da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", para o quadriênio "q"

M_HORAS_m é o número de horas no mês de apuração "m"

$ENF_DT_{p,t,l,f}^{CER}$ é a Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

GFT_APTA_{p,j} é Geração Final de Teste associado à parcela de usina "p", proveniente de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel, por período de comercialização "j"

PC_PROD_{p,t,l,m} é o Percentual de Comprometimento com Produtos da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"^{fCER} refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

Importante:

O acrônimo ENF_DT_{p,t,l,f}^{CER} pode ainda ser utilizado pela Aneel para considerar os casos de não fornecimento de energia por postergação do início de suprimento do contrato ou para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.

- 137.1. O montante de energia entregue pelo Agente Vendedor para atendimento ao CER é composto pelo Desvio Anual da Geração para Apuração Quadrienal acrescido do saldo acumulado da conta de energia do ano contratual. Estabelecido o montante de energia entregue, o mesmo será comparado com o montante de energia associada à Faixa de Tolerância para composição do saldo acumulado da Conta de Energia Preliminar:

$$MEF_Q_{p,t,l,f}^{CER} = SCE_{p,t,l,f}^{CER} + DESV_G_Q_{p,t,l,f}^{CER}$$

Onde:

MEF_Q_{p,t,l,f}^{CER} é o Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância da Apuração Quadrienal do contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

SCE_{p,t,l,f}^{CER} é o Saldo da Conta de Energia da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração anterior da entrega da energia ao CER "f^{CER-1}"

DESV_G_Q_{p,t,l,f}^{CER} é o Desvio Anual da Geração para Apuração Quadrienal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

138. O saldo de energia acumulado na Conta de Energia ao final de cada quadriênio, é estabelecido em função do maior valor entre (i) o mínimo entre o montante de energia para verificação da faixa de tolerância e o montante de energia equivalente à margem superior do contrato, e (ii) o montante de energia equivalente à margem inferior do contrato, conforme expressão que segue:

$$SCEP_Q_{p,t,l,f}^{CER} = \max(\min(MEF_Q_{p,t,l,f}^{CER}; M_SUP_{p,t,l,f}^{CER}); -M_INF_{p,t,l,f}^{CER})$$

Onde:

SCEP_Q_{p,t,l,f}^{CER} é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da Apuração Quadrienal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

MEF_Q_{p,t,l,f}^{CER} é o Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância da Apuração Quadrienal do contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

M_SUP_{p,t,l,f}^{CER} é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

M_INF_{p,t,l,f}^{CER} é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

139. O Mecanismo de Cessão apresenta algumas limitações para a negociação entre as partes, a fim de garantir que todas as transações atendam as definições contratuais.

- 139.1. Os empreendimentos eólicos que queiram participar do mecanismo de Cessão como **cedentes** devem atender as seguintes condições:

139.2. Os empreendimentos cedentes devem possuir saldo **positivo** em sua Conta de Energia verificado ao final do quadriênio, conforme condição a seguir:

$$CE_{EOL_PRE_{p,t,l,q}} > 0$$

Onde:

$CE_{EOL_PRE_{p,t,l,q}}$ é o Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para Fonte Eólica da parcela de usina "p", para o produto "t", do leilão "l", no quadriênio "q"

139.3. Os empreendimentos cedentes devem primeiramente informar o Montante de Repasse, que será utilizado para determinar o montante permitido para registro das cessões, conforme a expressão a seguir:

$$\sum_{pcs} CE_{pcd,pcs,t,l,m} \leq (CE_{EOL_PRE_{p,t,l,q}} - MONT_{R_{p,t,l,f^{CER}}})$$

$$pcd = p$$

$$m \in q$$

Onde:

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$ é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"

$CE_{EOL_PRE_{p,t,l,q}}$ é o Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para Fonte Eólica da parcela de usina "p", para o produto "t", do leilão "l", no quadriênio "q"

$MONT_{R_{p,t,l,f^{CER}}}$ é o Montante de Repasse da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

"pcd" é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcd" corresponde à parcela de usina "p"

"t" corresponde ao produto da usina cedente "pcd"

Importante:

Caso não seja informado valor para o Montante de Repasse ($MONT_{R_{p,t,l,f^{CER}}}$), o mesmo será considerado como zero.

O Montante de Repasse somado ao Montante de Cessão, é limitado ao SCEP. ($MONT_{RA_{p,t,l,f^{CER}}} + MONT_{CE_{p,t,l,f^{CER}}} \leq SCEP$), onde o Montante de Cessão " $MONT_{CE_{p,t,l,f^{CER}}}$ " é obtido por meio do somatório de todas as cessões bilaterais negociadas pela parcela de usina.

139.4. O Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para Fonte Eólica determina a quantidade permitida para negociação como **cedente** limitando ao próprio montante verificado de saldo positivo na Conta de Energia ao final do quadriênio:

$$CE_{EOL_PRE_{p,t,l,q}} = \max(0; SCEP_{Q_{p,t,l,f^{CER}}})$$

$$f^{CER} \in q$$

Onde:

$CE_{EOL_PRE_{p,m}}$ é o Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para Fonte Eólica da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$SCEP_Q_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da Apuração Quadrienal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

139.5. Os empreendimentos eólicos que queiram participar do mecanismo de Cessão como **cessionários** devem atender as seguintes condições:

139.6. Os empreendimentos cessionários devem possuir saldo **negativo** em sua Conta de Energia verificado ao final do quadriênio, conforme condição a seguir:

$$MCS_PRE_{p,t,l,q} > 0$$

Onde:

$MCS_PRE_{p,t,l,q}$ é o Montante de Energia Preliminar Passível de ser Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no quadriênio "q"

139.7. Os empreendimentos cessionários não podem adquirir cessões acima do montante permitido, conforme a expressão a seguir:

$$\sum_{pcd} CE_{pcd,pcs,t,l,m} \leq MCS_PRE_{p,t,l,q}$$

$$pcs = p$$

$$m \in q$$

Onde:

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$ é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"

$MCS_PRE_{p,t,l,q}$ é o Montante de Energia Preliminar Passível de ser Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no quadriênio "q"

"pcd" é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" corresponde à parcela de usina "p"

"t" corresponde ao produto da usina cessionária "pcs"

139.8. A fim de mitigar o Ressarcimento Quadrienal devido ao Saldo Negativo da Conta de Energia, é permitida a aquisição de cessão somente até o Montante de Energia Preliminar Passível de ser Adquirida por meio de Cessão, que representa a necessidade verificada na Conta de Energia ao final do quadriênio.

$$MCS_PRE_{p,t,l,q} = (-1) * \min(0; SCEP_Q_{p,t,l,f}^{CER})$$

$$m \in q$$

Onde:

$MCS_PRE_{p,t,l,q}$ é o Montante de Energia Preliminar Passível de ser Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no quadriênio "q"

$SCEP_Q_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da Apuração Quadrienal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

Detalhamento do Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva após as Negociações Bilaterais

140. Após o registro das cessões, é possível apurar para os empreendimentos **cessionários** o Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão, que consiste na soma das cessões realizadas de todos os cedentes para um mesmo cessionário, a fim de determinar o valor que será abatido do Ressarcimento Quadrienal devido ao saldo negativo da conta de energia:

$$MCS_{p,t,l,f^{CER}} = \sum_{pcd} CE_{pcd,pcs,t,l,m}$$

$$pcs = p$$

$$m \in q$$

Onde:

$MCS_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$ é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"

"pcd" é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" corresponde à parcela de usina "p"

"t" corresponde ao produto da usina cessionária "pcs"

Importante:

Este cálculo será realizado no último "f^{CER}" de cada quadriênio.

141. Para os empreendimentos **cedentes** é necessária a apuração do Montante de Cessão, que será considerado no cálculo tanto da quantidade passível de repasse como saldo para o quadriênio seguinte, como da quantidade a ser liquidada como Receita Variável Quadrienal por Saldo Acumulado. Este fator é obtido verificando-se a representatividade do montante total cedido pelo empreendimento frente ao montante disponível para cessão, conforme o equacionamento abaixo:

$$MONT_CE_{p,t,l,f^{CER}} = \sum_{pcs} CE_{pcd,pcs,t,l,m}$$

$$pcd = p$$

$$m \in q$$

Onde:

$MONT_CE_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Montante de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$ é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"

"pcd" é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcd" corresponde à parcela de usina "p"

"t" corresponde ao produto da usina cedente "pcd"

4.2.3. Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva de Fonte Solar Fotovoltaica

O Mecanismo de Cessão definido no CER, aplicável às usinas **solares fotovoltaicas**, que negociaram nos Leilões de Energia de Reserva é descrito conforme as seguintes etapas:

142. Para fonte solar **não** é permitida cessão na modalidade Energia/Lastro.

143. As cessões somente poderão ser realizadas ao final de cada ano contratual, a fim de abater eventual Ressarcimento Anual devido ao saldo negativo da conta de energia.
144. Os cálculos a seguir são realizados somente no último mês de cada ano, após a contabilização do Mercado de Curto Prazo.

Importante:

Devido ao fato de que este Anexo é processado logo após a apuração da Contabilização do último mês de cada ano f^{CER} e que o restante deste módulo somente é apurado utilizando os dados contabilizados e **liquidados**, há descasamento de 2 meses entre o mês de referência "m" deste Anexo e o mês de apuração do EER.

145. O montante cedido nesse mecanismo será abatido da quantidade passível de repasse como saldo para o ano contratual seguinte, através do Montante Repasse Anual ($MONT_RA_{p,t,l,f^{CER}}$), bem como da quantidade a ser liquidada como Receita Variável Anual por Saldo Acumulado ($RVA_A_SA_{p,t,l,m}$).
146. O montante adquirido nesse mecanismo será considerado para mitigar o Ressarcimento Anual devido ao saldo negativo da conta de energia.
147. As negociações de cessão somente serão efetivadas entre usinas solares que venderam no mesmo leilão.
148. Somente serão consideradas as cessões registradas e validadas pelas partes, não sendo passíveis de reprocessamento.
149. A cessão de energia nesse mecanismo somente é permitida para empreendimentos que possuam saldos positivos em sua Conta de Energia, bem como a aquisição de energia somente aos empreendimentos com saldos negativos em sua Conta de Energia verificados ao final de cada ano contratual.
150. São permitidas cessões entre mais de um empreendimento, sendo considerado o conjunto das cessões efetivamente realizadas.

Determinação do Montante Passível para Cessão de Energia

151. A fim de determinar os montantes passíveis de cessão, assim como o montante necessário de aquisição para mitigação de ressarcimento, é necessário apurar de forma preliminar a situação da Conta de Energia de cada empreendimento.
152. A diferença entre a geração anual da usina e a energia contratada no período considerado será obtida a partir do Desvio Anual de Geração para Cessão de Energia Solar, calculado em função da diferença entre a geração destinada para atendimento ao CER e o total de energia contratada anualmente, considerando também a Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição e a geração de teste durante o período de apta, na forma que segue:

$$DESV_G_ACA_{p,t,l,f^{CER}} = \left(\sum_{m \in f^{CER}} \left(\sum_{j \in m} G_PROD_{p,t,l,j} + ADDC_G_TOT_CER_{p,t,l,m} \right) \right) - \left(ECS_{p,t,l} * \sum_{m \in f^{CER}} M_HORAS_m \right) + QANG_INV_{p,t,l,f^{CER}}$$

Onde:

$DESV_G_ACA_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Desvio Anual da Geração para Aplicação da Cessão Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$G_PROD_{p,t,l,j}$ é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$ADDC_G_TOT_CER_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ECS_{p,t,l}$ é a Energia Contratada de fonte Solar da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l"

M_HORAS_m é o número de horas no mês de apuração "m"

$QANG_INV_{p,t,l,f}^{CER}$ é a Quantidade Anual de Energia Não Gerada Involuntariamente, da parcela de usina "p", comprometida com o produto, "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}"

Importante:

O acrônimo $QANG_INV_{p,t,l,f}^{CER}$ pode ser utilizado pela Aneel exclusivamente para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.

- 152.1. O montante de energia entregue pelo Agente Vendedor para atendimento ao CER é composto pelo Desvio Anual da Geração para Cessão de Energia Solar acrescido do saldo acumulado da conta de energia do ano contratual. Estabelecido o montante de energia entregue, o mesmo será comparado com o montante de energia associada à Faixa de Tolerância para composição do saldo acumulado da Conta de Energia Preliminar:

$$MEF_ACA_{p,t,l,f}^{CER} = SCE_{p,t,l,f}^{CER} + DESV_G_ACA_{p,t,l,f}^{CER}$$

Onde:

$MEF_ACA_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância para Aplicação da Cessão Anual do contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$SCE_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Saldo da Conta de Energia da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração anterior da entrega da energia ao CER "f^{CER-1}"

$DESV_G_ACA_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Desvio Anual da Geração para Aplicação da Cessão Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

153. O saldo de energia acumulado preliminar na Conta de Energia ao final de cada ano contratual, é estabelecido em função do maior valor entre (i) o mínimo entre o montante de energia para verificação da faixa de tolerância e o montante de energia equivalente à margem superior do contrato, e (ii) o montante de energia equivalente à margem inferior do contrato, conforme expressão que segue:

$$SCEP_ACA_{p,t,l,f}^{CER} = \max(\min(MEF_ACA_{p,t,l,f}^{CER}; M_SUP_{p,t,l,f}^{CER}); -M_INF_{p,t,l,f}^{CER})$$

Onde:

$SCEP_ACA_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Saldo da Conta de Energia Preliminar para Apuração da Cessão Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$MEF_ACA_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância para Aplicação da Cessão Anual do contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$M_SUP_{p,t,l,f}^{CER}$ é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$M_INF_{p,t,l,f}^{CER}$ é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

154. O Mecanismo de Cessão apresenta algumas limitações para a negociação entre as partes, a fim de garantir que todas as transações atendam as definições contratuais.

154.1. Os empreendimentos solares que queiram participar do mecanismo de Cessão como **cedentes** devem atender as seguintes condições:

154.2. Os empreendimentos cedentes devem possuir saldo **positivo** em sua Conta de Energia verificado ao final do ano contratual, conforme condição a seguir:

$$CE_SOL_PRE_{p,t,l,f}^{CER} > 0$$

Onde:

$CE_SOL_PRE_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para Fonte Solar da parcela de usina "p", para o produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

154.3. Os empreendimentos cedentes devem primeiramente informar o Montante de Repasse Anual, que será utilizado para determinar o montante permitido para registro das cessões, conforme a expressão a seguir:

$$\sum_{pcs} CE_{pcd,pcs,t,l,m} \leq (CE_SOL_PRE_{p,t,l,f}^{CER} - MONT_RA_{p,t,l,f}^{CER})$$

$$pcd = p$$

$$m \in f^{CER}$$

Onde:

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$ é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"

$MONT_RA_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante de Repasse Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$CE_SOL_PRE_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para Fonte Solar da parcela de usina "p", para o produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}". "pcd" é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcd" corresponde à parcela de usina "p"

"t" corresponde ao produto da usina cedente "pcd"

Importante:

Caso não seja informado valor para o Montante de Repasse Anual ($MONT_RA_{p,t,l,f}^{CER}$), o mesmo será considerado como zero.

O Montante de Repasse Anual somado ao Fator de Cessão Anual. ($MONT_RA_{p,t,l,f}^{CER} + MONT_CE_{p,t,l,f}^{CER} \leq SCEP$), onde o Montante de Cessão Anual " $MONT_CE_{p,t,l,f}^{CER}$ " é obtido por meio do somatório de todas as cessões bilaterais negociadas pela parcela de usina.

154.4. O Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para Fonte Solar determina a quantidade permitida para negociação como **cedente** limitando ao próprio montante verificado de saldo positivo na Conta de Energia ao final do ano contratual:

$$CE_{SOL_PRE}_{p,t,l,f}^{CER} = \max(0; SCEP_ACA_{p,t,l,f}^{CER})$$

Onde:

$CE_{SOL_PRE}_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para Fonte Solar da parcela de usina "p", para o produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$SCEP_ACA_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Saldo da Conta de Energia Preliminar para Apuração da Cessão Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

154.5. Os empreendimentos solares que queiram participar do mecanismo de Cessão como **cessionários** devem atender as seguintes condições:

154.6. Os empreendimentos cessionários devem possuir saldo **negativo** em sua Conta de Energia verificado ao final do ano contratual, conforme condição a seguir:

$$MCS_PRE_A_{p,t,l,f}^{CER} > 0$$

Onde:

$MCS_PRE_A_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante Anual de Energia Preliminar Passível de ser Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no ano contratual "f"

154.7. Os empreendimentos cessionários não podem adquirir cessões acima do montante permitido, conforme a expressão a seguir:

$$\sum_{pcd} CE_{pcd,pcs,t,l,m} \leq MCS_PRE_A_{p,t,l,f}^{CER}$$

$$pcs = p$$

$$m \in f^{CER}$$

Onde:

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$ é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"

$MCS_PRE_A_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante Anual de Energia Preliminar Passível de ser Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

"pcd" é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" corresponde à parcela de usina "p"

"t" corresponde ao produto da usina cessionária "pcs"

154.8. A fim de mitigar o Ressarcimento Anual devido ao Saldo Negativo da Conta de Energia, é permitida a aquisição de cessão somente até o Montante de Energia Preliminar Passível de ser Adquirida por meio de Cessão, que representa a necessidade verificada na Conta de Energia ao final de cada ano contratual.

$$MCS_PRE_A_{p,t,l,f}^{CER} = (-1) * \min(0; SCEP_A_{p,t,l,f}^{CER})$$

$$m \in f$$

Onde:

$MCS_PRE_A_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante Anual de Energia Preliminar Passível de ser Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$SCEP_ACA_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Saldo da Conta de Energia Preliminar para Apuração da Cessão Anual da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

Detalhamento do Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva após as Negociações Bilaterais

155. Após o registro das cessões, é possível apurar para os empreendimentos **cessionários** o Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão, que consiste na soma das cessões realizadas de todos os cedentes para um mesmo cessionário, a fim de determinar o valor que será abatido do Ressarcimento Anual devido ao saldo negativo da conta de energia:

$$MCS_A_{p,t,l,f}^{CER} = \sum_{pcd} CE_{pcd,pcs,t,l,m}$$

$$pcs = p$$

$$m \in f^{CER}$$

Onde:

$MCS_A_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante Anual de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$ é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t" do cessionário, do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

"pcd" é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" corresponde à parcela de usina "p"

"t" corresponde ao produto da usina cessionária "pcs"

156. Para os empreendimentos **cedentes** é necessária a apuração do Fator de Cessão Anual, que será considerado no cálculo tanto da quantidade passível de repasse como saldo para o ano contratual seguinte, como da quantidade a ser liquidada como Receita Variável Anual por Saldo Acumulado. Este fator é obtido verificando-se a representatividade do montante total cedido pelo empreendimento frente ao montante disponível para cessão, conforme o equacionamento abaixo:

$$MONT_CEA_{p,t,l,f}^{CER} = \sum_{pcs} CE_{pcd,pcs,t,l,m}$$

$$pcd = p$$

$$m \in f^{CER}$$

Onde:

$MONT_CEA_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante de Cessão da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$ é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"

"pcd" é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcd" corresponde à parcela de usina "p"

"t" corresponde ao produto da usina cedente "pcd"

4.2.4. Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva de Fonte PCH e CGH

O Mecanismo de Cessão definido no CER, aplicável às usinas **PCH e CGH**, que negociaram nos Leilões de Energia de Reserva é descrito conforme as seguintes etapas:

157. Para fonte PCH e CGH **não** é permitida cessão na modalidade Energia/Lastro.
158. As cessões somente poderão ser realizadas ao final de cada quinquênio, a fim de abater eventual Ressarcimento Quinquenal devido ao saldo negativo da conta de energia.
159. Os cálculos a seguir são realizados somente no último mês do último ano f^{CER} de cada quinquênio, após a contabilização do Mercado de Curto Prazo.

Importante:

Devido ao fato de que este Anexo é processado logo após a apuração da Contabilização do último mês do último ano f^{CER} de cada quinquênio e que o restante deste módulo somente é apurado utilizando os dados contabilizados e **liquidados**, há descasamento de 2 meses entre o mês de referência "m" deste Anexo e o mês de apuração do EER.

160. O montante cedido nesse mecanismo será abatido da quantidade passível de repasse como saldo para o quinquênio seguinte, através do Montante de Cessão ($MONT_CEH_{p,t,l, f^{CER}}$), bem como da quantidade a ser liquidada como Receita Variável Quinquenal por Saldo Acumulado ($RVA_QN_SA_{p,t,l,m}$).
161. O montante adquirido nesse mecanismo será considerado para mitigar o Ressarcimento Quinquenal devido ao saldo negativo da conta de energia.
162. As negociações de cessão somente serão efetivadas entre usinas PCH e CGH que venderam no mesmo leilão.
163. Somente serão consideradas as cessões registradas e validadas pelas partes, não sendo passíveis de reprocessamento.
164. A cessão de energia nesse mecanismo somente é permitida para empreendimentos que possuam saldos positivos em sua Conta de Energia, bem como a aquisição de energia somente aos empreendimentos com saldos negativos em sua Conta de Energia verificados ao final de cada quinquênio.
165. São permitidas cessões entre mais de um empreendimento, sendo considerado o conjunto das cessões efetivamente realizadas.

Determinação do Montante Passível para Cessão de Energia

166. A fim de determinar os montantes passíveis de cessão, assim como o montante necessário de aquisição para mitigação de ressarcimento, é necessário apurar de forma preliminar a situação da Conta de Energia de cada empreendimento.
167. A diferença entre a geração anual da usina e a energia contratada no período considerado será obtida a partir do Desvio Anual de Geração para Apuração Quinquenal, calculado em função da diferença entre a geração destinada para atendimento ao CER e o total de energia contratada no quinquênio, considerando também a Energia não fornecida por conta do atraso da entrada

em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição e a geração de teste durante o período de apta, na forma que segue:

$$DESV_G_QN_{p,t,l,f^{CER}} = \left(\sum_{m \in f^{CER}} \left(\sum_{j \in m} G_PROD_{p,t,l,j} + ADDC_G_TOT_CER_{p,t,l,m} \right) \right) - \left(ECH_{p,t,l} * \sum_{m \in f^{CER}} M_HORAS_m \right) + ENF_DT_{p,t,l,f^{CER}}$$

Onde:

$DESV_G_QN_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Desvio Anual da Geração para Apuração Quinquenal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$G_PROD_{p,t,l,j}$ é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$ADDC_G_TOT_CER_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ECH_{p,t,l}$ é a Energia Contratada de Fonte Hidraulica da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l"

M_HORAS_m é o número de horas no mês de apuração "m"

$ENF_DT_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

Importante:

O acrônimo $ENF_DT_{p,t,l,f^{CER}}$ pode ainda ser utilizado pela Aneel para considerar os casos de não fornecimento de energia por postergação do início de suprimento do contrato ou para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.

167.1. O montante de energia entregue pelo Agente Vendedor para atendimento ao CER é composto pelo Desvio Anual da Geração para Apuração Quinquenal acrescido do saldo acumulado da conta de energia do ano contratual. Estabelecido o montante de energia entregue, o mesmo será comparado com o montante de energia associada à Faixa de Tolerância para composição do saldo acumulado da Conta de Energia Preliminar:

$$MEF_QN_{p,t,l,f^{CER}} = SCE_{p,t,l,f^{CER}} + DESV_G_QN_{p,t,l,f^{CER}}$$

Onde:

$MEF_QN_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância da Apuração Quinquenal do contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$SCE_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Saldo da Conta de Energia da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração anterior da entrega da energia ao CER "f^{CER-1}"

$DESV_G_QN_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Desvio Anual da Geração para Apuração Quinquenal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

168. O saldo de energia acumulado na Conta de Energia ao final de cada quinquênio, é estabelecido em função do maior valor entre (i) o mínimo entre o montante de energia para verificação da faixa de tolerância e o montante de energia equivalente à margem superior do contrato, e (ii) o montante de energia equivalente à margem inferior do contrato, conforme expressão que segue:

$$SCEP_QN_{p,t,l,f^{CER}} = \max(\min(MEF_QN_{p,t,l,f^{CER}}; M_SUP_{p,t,l,f^{CER}}); -M_INF_{p,t,l,f^{CER}})$$

Onde:

$SCEP_QN_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da Apuração Quinquenal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$MEF_QN_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância da Apuração Quinquenal do contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$M_SUP_{p,t,l,f}^{CER}$ é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$M_INF_{p,t,l,f}^{CER}$ é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

169. O Mecanismo de Cessão apresenta algumas limitações para a negociação entre as partes, a fim de garantir que todas as transações atendam as definições contratuais.

169.1. Os empreendimentos PCH e CGH que queiram participar do mecanismo de Cessão como **cedentes** devem atender as seguintes condições:

169.2. Os empreendimentos cedentes devem possuir saldo **positivo** em sua Conta de Energia verificado ao final do quinquênio, conforme condição a seguir:

$$CE_HIDRO_PRE_{p,t,l,qn} > 0$$

Onde:

$CE_HIDRO_PRE_{p,t,l,qn}$ é o Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para Fonte PCH e CGH da parcela de usina "p", para o produto "t", do leilão "l", no quinquênio "qn"

169.3. Os empreendimentos cedentes devem primeiramente informar o Fator de Repasse, que será utilizado para determinar o montante permitido para registro das cessões, conforme a expressão a seguir:

$$\sum_{pcs} CE_{pcd,pcs,t,l,m} \leq (CE_HIDRO_PRE_{p,t,l,qn} - MONT_RE_{p,t,l,f}^{CER})$$

$$pcd = p$$

$$m \in qn$$

Onde:

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$ é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"

$CE_HIDRO_PRE_{p,t,l,qn}$ é o Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para Fonte PCH e CGH da parcela de usina "p", para o produto "t", do leilão "l", no quinquênio "qn"

$MONT_RE_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Montante de Repasse da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

"pcd" é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcd" corresponde à parcela de usina "p"

"t" corresponde ao produto da usina cedente "pcd"

Importante:

Caso não seja informado valor para o Montante de Repasse ($MONT_RE_{p,t,l}$, f^{CER}), o mesmo será considerado como zero.

O Montante de Repasse somado ao Montante de Cessão é limitado ao SCEP. ($MONT_RE_{p,t,l} \cdot f^{CER} + MONT_CEH_{p,t,l} \cdot f^{CER} = SCEP_{p,t,l} \cdot f^{CER}$), onde o Montante de Cessão " $MONT_CEH_{p,t,l} \cdot f^{CER}$ " é obtido por meio do somatório de todas as cessões bilaterais negociadas pela parcela de usina.

169.4. O Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para Fonte PCH e CGH determina a quantidade permitida para negociação como **cedente** limitando ao próprio montante verificado de saldo positivo na Conta de Energia ao final do quinquênio:

$$CE_HIDRO_PRE_{p,t,l,qn} = \max(0; SCEP_QN_{p,t,l,f^{CER}})$$

$$f^{CER} \in qn$$

Onde:

$CE_HIDRO_PRE_{p,m}$ é o Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para Fonte PCH e CGH da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$SCEP_QN_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da Apuração Quinquenal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

169.5. Os empreendimentos PCH e CGH que queiram participar do mecanismo de Cessão como **cessionários** devem atender as seguintes condições:

169.6. Os empreendimentos cessionários devem possuir saldo **negativo** em sua Conta de Energia verificado ao final do quinquênio, conforme condição a seguir:

$$MCS_PRE_HIDRO_{p,t,l,qn} > 0$$

Onde:

$MCS_PRE_HIDRO_{p,t,l,qn}$ é o Montante de Energia Preliminar de Fonte Hidráulica Passível de ser Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no quinquênio "qn"

169.7. Os empreendimentos cessionários não podem adquirir cessões acima do montante permitido, conforme a expressão a seguir:

$$\sum_{pcd} CE_{pcd,pcs,t,l,m} \leq MCS_PRE_HIDRO_{p,t,l,qn}$$

$$pcs = p$$

$$m \in qn$$

Onde:

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$ é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"

$MCS_PRE_HIDRO_{p,t,l,qn}$ é o Montante de Energia Preliminar Hidráulica Passível de ser Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no quinquênio "qn"

"pcd" é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" corresponde à parcela de usina "p"

"t" corresponde ao produto da usina cessionária "pcs"

169.8. A fim de mitigar o Ressarcimento Quinquenal devido ao Saldo Negativo da Conta de Energia, é permitida a aquisição de cessão somente até o Montante de Energia Preliminar Hidráulica Passível de ser adquirida por meio de Cessão, que representa a necessidade verificada na Conta de Energia ao final do quinquênio.

$$MCS_PRE_HIDRO_{p,t,l,qn} = (-1) * \min(0; SCEP_QN_{p,t,l,f^{CER}})$$

$$m \in qn$$

Onde:

$MCS_PRE_HIDRO_{p,t,l,qn}$ é o Montante de Energia Preliminar Hidráulica Passível de ser Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no quinquênio "qn"

$SCEP_QN_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da Apuração Quinquenal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

Detalhamento do Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva após as Negociações Bilaterais

170. Após o registro das cessões, é possível apurar para os empreendimentos **cessionários** o Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão, que consiste na soma das cessões realizadas de todos os cedentes para um mesmo cessionário, a fim de determinar o valor que será abatido do Ressarcimento Quinquenal devido ao saldo negativo da conta de energia:

$$MCS_H_{p,t,l,f^{CER}} = \sum_{pcd} CE_{pcd,pcs,t,l,m}$$

$$pcs = p$$

$$m \in qn$$

Onde:

$MCS_H_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$ é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"

"pcd" é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" corresponde à parcela de usina "p"

"t" corresponde ao produto da usina cessionária "pcs"

Importante:

Este cálculo será realizado no ultimo "f^{CER}" de cada quinquênio.

171. Para os empreendimentos **cedentes** é necessária a apuração do Montante de Cessão, que será considerado no cálculo tanto da quantidade passível de repasse como saldo para o quinquênio seguinte, como da quantidade a ser liquidada como Receita Variável Quinquenal por Saldo Acumulado. Este fator é obtido verificando-se a representatividade do montante total cedido pelo empreendimento frente ao montante disponível para cessão, conforme o equacionamento abaixo:

$$MONT_CEH_{p,t,l,f^{CER}} = \sum_{pcs} CE_{pcd,pcs,t,l,m}$$

$$pcd = p$$

$$m \in qn$$

Onde:

$MONT_CEH_{p,t,l,f^{CER}}$ é o Montante de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " f^{CER} "

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$ é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"

"pcd" é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcd" corresponde à parcela de usina "p"

"t" corresponde ao produto da usina cedente "pcd"

4.2.5. Dados de Entrada do Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

ADDC_G_{p,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto à Geração da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
ADDC_G_ACL_{p,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Disponível Livre	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Disponível Livre da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
ADDC_G_TOT_CER_{p,t,l,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas Utilizado no G_TOT_PROD	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
CE_{pcd,pcst,t,l,m}	Montante de Cessão de Energia negociado bilateralmente	
	Descrição	Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcst", para o produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
CEL_{pcd,pcst,t,l,m}	Montante de Cessão de Energia e Lastro negociado bilateralmente	
	Descrição	Cessão de Energia e Lastro negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcst", para o produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição por ano contratual	
ENF_DT_{p,t,l,f}^{CER}	<p>Descrição</p> <p>Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração de entrega da energia ao CER "f^{CER}"</p> <p>Este acrônimo pode ainda ser utilizado pela Aneel para considerar os casos de não fornecimento de energia por postergação do início de suprimento do contrato ou para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.</p>
	<p>Unidade</p> <p>MWh</p>
	<p>Fornecedor</p> <p>ANEEL</p>
	<p>Valores Possíveis</p> <p>Positivos ou Zero</p>
Energia Contratada no Quadriênio	
ECQ_{p,t,l,q}	<p>Descrição</p> <p>Energia Contratada no Quadriênio da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", para o quadriênio "q"</p>
	<p>Unidade</p> <p>MW médio</p>
	<p>Fornecedor</p> <p>Detalhamento da Contratação de Energia de Reserva (Fonte Eólica)</p>
	<p>Valores Possíveis</p> <p>Positivos</p>
Energia Contratada de Fonte Hidráulica	
ECH_{p,t,l}	<p>Descrição</p> <p>Energia Contratada de Fonte Hidráulica da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l"</p>
	<p>Unidade</p> <p>MW médio</p>
	<p>Fornecedor</p> <p>Detalhamento da Contratação de Energia de Reserva (Fonte PCH e CGH)</p>
	<p>Valores Possíveis</p> <p>Positivos</p>
Energia Contratada de fonte Solar	
ECS_{p,t,l}	<p>Descrição</p> <p>Energia Contratada de fonte Solar da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l"</p>
	<p>Unidade</p> <p>MW médio</p>
	<p>Fornecedor</p> <p>CCEE</p>
	<p>Valores Possíveis</p> <p>Positivos</p>
Fator de Disponibilidade	
F_DISP_{p,m}	<p>Descrição</p> <p>Fator de Disponibilidade para ajuste de Garantia Física parcela de usina "p", no mês de apuração "m"</p>
	<p>Unidade</p> <p>n.a.</p>
	<p>Fornecedor</p> <p>Medição Contábil (ANEXO I – Cálculo do Fator de Disponibilidade)</p>
	<p>Valores Possíveis</p> <p>Positivos ou Zero</p>

Fator de Ajuste da Garantia Física em Função da Média das Perdas Internas		
F_PDI_GF_{p,f}	Descrição	Fator de Disponibilidade para ajuste de Garantia Física parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração Final da Usina		
G_{p,j}	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina "p", ajustada por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração Disponível Livre		
G_DISP_ACL_{p,j}	Descrição	Geração Disponível Livre para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de Usina, "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento de UTEs à Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo I sem CVU, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER por Disponibilidade, e PCHs comprometidas com CER por Quantidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração Disponível para realocação no ACR		
G_DISP_REG_CER_{p,j}	Descrição	Geração Disponível para realocação no ACR da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Anexo III - Apuração da Realocação de Energia do Ambiente Livre para o Regulado)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração Destinada para Atendimento ao Produto		
GF_p	Descrição	Garantia Física definida para a parcela da usina "p" conforme legislação vigente. Esse valor pode ser revisado pela EPE no caso de usinas não hidráulicas com modalidade de despacho do tipo I sem CVU, IIB, IIC ou III (CVU nulo)
	Unidade	MWmédio
	Fornecedor	MME/EPE/ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Geração Final de Teste de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel	
GFT_APTA_{p,j}	<p>Descrição Geração Final de Teste associado à parcela de usina "p", proveniente de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel, por período de comercialização "j"</p> <p>Unidade MWh</p> <p>Fornecedor Comprometimento de Usinas (Determinação da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física)</p> <p>Valores Possíveis Positivos ou Zero</p>

Geração Destinada para Atendimento ao Produto	
G_PROD_{p,t,l,j}	<p>Descrição Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"</p> <p>Unidade MWh</p> <p>Fornecedor Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento de UTEs à Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo I sem CVU, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER por Disponibilidade, e PCHs comprometidas com CER por Quantidade)</p> <p>Valores Possíveis Positivos ou Zero</p>

Garantia Física Comprometida com Produto Negociado em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade	
GF_PROD_{p,t,l,m}	<p>Descrição Apresenta o valor da Garantia Física comprometida com contratos por disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina não hidráulica "p", para atender o produto "t", associado ao leilão "l", no mês de apuração "m"</p> <p>Unidade MW médio</p> <p>Fornecedor Comprometimento de Usinas (Tratamento das Variáveis Iniciais Utilizadas para Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos Regulados)</p> <p>Valores Possíveis Positivos ou Zero</p>

Garantia Física Mensal não Comprometida com Contratos por Disponibilidade	
GFIS_ACL_M_{p,m}	<p>Descrição Quantidade de Garantia Física não Comprometida com contratos por disponibilidade da parcela de Usina "p", no mês de apuração, "m"</p> <p>Unidade MWh</p> <p>Fornecedor Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento de UTEs à Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo I sem CVU, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER por Disponibilidade, e PCHs comprometidas com CER por Quantidade)</p> <p>Valores Possíveis Positivos ou Zero</p>

Montante Alocado para o Produto no âmbito do CER		
MA_PROD_CER_{p,t,l,f}^{CER}	Descrição	Montante Alocado para o Produto no âmbito do CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega "fCER"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Anexo III – Apuração da Realocação de Energia do Ambiente Livre para o Regulado)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Montante de Repasse		
MONT_R_{p,t,l,f}^{CER}	Descrição	Montante de Repasse da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no ano contratual "fCER"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Montante de Repasse		
MONT_RA_{p,t,l,f}^{CER}	Descrição	Montante de Repasse da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no ano contratual "fCER"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Montante de Cessão		
MONT_CEA_{p,t,l,f}^{CER}	Descrição	Montante de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no ano contratual "fCER"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Anexo II – Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Montante de Cessão		
MONT_CEH_{p,t,l,f}^{CER}	Descrição	Montante de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração de entrega da energia ao CER "fCER"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Anexo II – Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade de Horas no Mês		
M_HORAS_m	Descrição	Quantidade de horas no mês de apuração "m" compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

Quantidade Anual de Energia Não Gerada Involuntariamente		
QANG_INV_{p,t,l,f}^{CER}	Descrição	Quantidade Anual de Energia Comprometida com o CER não gerada para a parcela de usina termelétrica a biomassa "p", referente ao produto "t", do leilão "l" no período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "fCER". Essa variável contempla apenas a energia que deixou de ser gerada não gerenciável pelo agente proprietário pelo empreendimento, contemplado neste aspecto desde o atraso na entrada em operação das instalações de distribuição ou transmissão das quais depende a usina, até os montantes de energia não entregues devido à redução da geração das usinas por necessidade sistêmica, em obediência a um comando do ONS.
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos
Margem Inferior do Contrato		
M_INF_{p,t,l,f}^{CER}	Descrição	Margem Inferior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "fCER"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Detalhamento da Contratação de Energia de Reserva (Fonte Eólica / Fonte PCH e CGH)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Margem Superior do Contrato		
M_SUP_{p,t,l,f}^{CER}	Descrição	Margem Superior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "fCER"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Detalhamento da Contratação de Energia de Reserva (Fonte Eólica / Fonte PCH e CGH)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Percentual de Comprometimento com Produtos		
PC_PROD_{p,t,l,m}	Descrição	Percentual ajustado final do comprometimento com contratos por disponibilidade da parcela de usina não hidráulica "p", para atender o produto "t", associado ao leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Preço de Liquidação das Diferenças		
PLD_{s,j}	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado "s" e Período de Contabilização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças
	Valores Possíveis	Positivos

Quantidade de Energia Comprometida com o CER

QEC_CER_{p,t,l,f^{CER}}	Descrição	Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina "p", vinculada ao produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega "f ^{CER} "
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física

REC_SALDO_GFIS_U_{p,m,mr}	Descrição	Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física da parcela de usina "p", no mês de apuração "m", relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição "mr"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Cálculo da Receita de Usinas com CCEARs vigentes e com atraso ou descasamento do cronograma de entrada em operação comercial)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Saldo da Conta de Energia

SCE_{p,t,l,f^{CER}}	Descrição	Saldo da Conta de Energia da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração anterior da entrega da energia ao CER "f ^{CER-1} "
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Detalhamento da Contratação de Energia de Reserva (Fonte Eólica / Fonte PCH e CGH)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

Fator de Rateio de Perdas de Geração por Usina

UXP_GLF_{p,j}	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica estabelecido por parcela de usina "p", por período de comercialização "j". Caso a usina não participe do rateio de perdas da Rede Básica, o valor de UXP_GLF _{p,j} é igual a 1
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

4.2.6. Dados de Saída do Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão		
MCS_{p,t,l,q}	Descrição	Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no quadriênio "q"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão		
MCS_{A,p,t,l,f}	Descrição	Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no ano contratual "f ^{CER} "
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão		
MCS_{H,p,t,l,fCER}	Descrição	Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f ^{CER} "
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Efeito Total no Mercado de Curto Prazo Deduzido do Cedente		
TOT_EMCP_CED_{p,t,l,m}	Descrição	Efeito Total no Mercado de Curto Prazo referente à Cessão para fonte biomassa que deve ser deduzido da parcela de usina cedente "pcd", associada ao produto "t" do cedente, do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Efeito Total no Mercado de Curto Prazo Creditado ao Cessionário		
TOT_EMCP_CES_{p,t,l,m}	Descrição	Efeito Total no Mercado de Curto Prazo referente à Cessão para fonte biomassa que deve ser creditado à parcela de usina cessionária "pcs", associada ao produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Efeito Total no Mercado de Curto Prazo Repassado à CONER por Cessionário		
TOT_M_EMCP_CONER_m	Descrição	Efeito Total no Mercado de Curto Prazo a ser repassado à CONER, de todas as parcelas de usina "p" cessionárias no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva para cada produto "t" do cessionário, do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

4.3. Anexo III - Apuração do Excedente Referente à Energia de Reserva

Objetivo:

Apurar os eventuais montantes excedentes na Conta de Energia de Reserva, cuja destinação será a restituição aos Usuários de Energia de Reserva bem como a estimativa dos custos a serem pagos em futuras liquidações, para a identificação de excedentes do resultado do agente ACER na contabilização do MCP.

Contexto:

Os Encargos de Energia de Reserva são calculados para pagamento das receitas devidas aos geradores comprometidos com Contratos de Energia de Reserva. Para o cálculo do encargo, pago pelos consumidores, é abatido do saldo disponível na CONER, o montante financeiro resultante da valoração da geração no MCP dos agentes vendedores comprometidos com CERs. Em alguns casos, esse valor pode ser mais do que suficiente para cobrir todos os custos com as receitas a serem pagas para as usinas e as outras obrigações, resultando em um encargo nulo, e em acúmulo de recurso na CONER. Visando minimizar estas sobras financeiras, que seriam imobilizadas por pelo menos um mês, é identificado na contabilização do MCP se o resultado do agente ACER pode vir a ser responsável pela formação de excedente na conta. Para isso, é necessário realizar o cálculo da estimativa de pagamentos futuros de Encargos de Energia de Reserva, que será comparado com o recurso obtido da receita do ACER.

Esta estimativa de excedente, juntamente com eventual excedente financeiro na CONER após o pagamento de todas as receitas devidas aos agentes vendedores comprometidos com CERs, são rateadas entre os agentes pagadores do Encargo de Energia de Reserva e incorporadas aos seus resultados no módulo de "Consolidação de Resultados" a fim de refletir tal repasse na Liquidação Financeira do MCP.

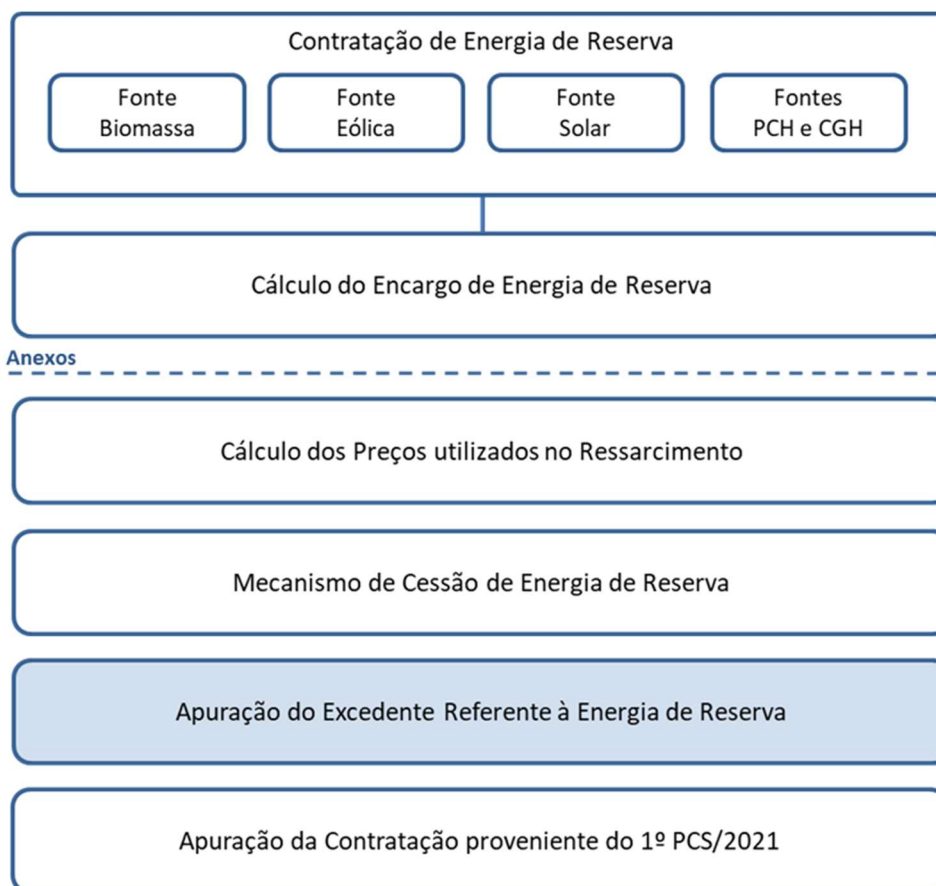


Figura 19: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Consolidação de Resultados"

4.3.1. Detalhamento de Apuração de Excedente da Liquidação de Energia de Reserva

172. O Excedente de Saldo na CONER identifica se a CONER possui montante financeiro mais que suficiente para realizar todos os pagamentos aos agentes vendedores dos Contratos de Energia de Reserva, liquidar os custos administrativos da CCEE e manter o Fundo Garantidor. Caso o saldo seja mais que suficiente para as finalidades citadas, o excedente será destinado como crédito para os agentes pagadores de EER na próxima contabilização do MCP:

$$EXCD_CONER_m = \max(0; SCONER_EF_m - TOT_LIQ_PAG_m - FGAR_m - CAFT_m)$$

Onde:

$EXCD_CONER_m$ é o Excedente de Saldo na CONER no mês de apuração "m"

$SCONER_EF_m$ é o Saldo Efetivo da CONER no mês de apuração "m"

$TOT_LIQ_PAG_m$ é a Total Líquido de Pagamentos na Liquidação da Energia de Reserva no mês de apuração "m"

$FGAR_m$ é o Fundo de Garantia para Operacionalização da Contratação da Energia de Reserva para o mês de apuração "m"

$CAFT_m$ são os Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE com a gestão da CONER no mês de apuração "m"

4.3.2. Detalhamento da Estimativa de Pagamentos Futuros da Liquidação de Energia de Reserva para restituição no MCP

173. Para referência na determinação do excedente estimado do agente ACER no MCP, é realizada uma estimativa dos pagamentos futuros da Liquidação de Energia de Reserva. Para o seu cálculo são considerados os últimos valores observados na Liquidação Financeira de Energia de Reserva.

174. A Estimativa de Pagamentos Futuros da Liquidação de Energia de Reserva representa uma previsão dos valores necessários para pagamentos referente à Contratação de Energia de Reserva. Dessa forma, são considerados os últimos valores de receitas atualizadas dos geradores, e os custos administrativos. Além disso, também são inseridos ajustes referentes às decisões administrativas e/ou judiciais não definitivas e que impactam as próximas Liquidações de Energia de Reserva, conforme segue:

$$ESTM_PFER_m = \left(\sum_p \sum_{l \in LPLER} \sum_{t \in TLPLER} RFAM_CER_{p,t,l,f^{CER},m} + \sum_p \sum_{l \in LPLER} \sum_{t \in TLPLER} RF_{p,t,l,m} \right) + AJUSTES_ESTM_PFER_m + CAFT_m$$

Onde:

$ESTM_PFER_m$ é a Estimativa de Pagamentos Futuros de Energia de Reserva no mês de apuração "m"

$RFAM_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ é a Receita Fixa Mensal do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " f^{CER} ", no mês de apuração "m"

$RF_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$AJUSTES_ESTM_PFER_m$ são os Ajustes que impactam as Estimativas de Pagamento Futuro de Energia de Reserva no mês de apuração "m"

$CAFT_m$ são os Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE com a gestão da CONER no mês de apuração "m"

4.3.3. Dados de Entrada do cálculo do Excedente Referente à Energia de Reserva

AJUSTES_ESTM_PFER_m	Ajustes que impactam as Estimativas de Pagamento Futuro de Energia de Reserva	
	Descrição	Ajustes que causam impacto nas Estimativas de Pagamento Futuro de Energia de Reserva em virtude de decisões administrativas e/ou judiciais, consolidados no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero.
CAFT_m	Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE na gestão da CONER	
	Descrição	Representa os recursos necessários para o ressarcimento dos custos administrativos, financeiros e tributários incorridos pela CCEE para gestão da CONER no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
FGAR_m	Fundo de Garantia para Operacionalização da Contratação da Energia de Reserva	
	Descrição	Valor destinado a se manter um fundo financeiro com o objetivo de se cobrir eventuais inadimplências na Liquidação de Energia de Reserva, calculado para o mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva - Cálculo do Encargo de Energia de Reserva
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero.
REC_AJU_{a,m}	Ajuste no Consumo do Agente por determinação do Conselho de Administração da CCEE	
	Descrição	Montante de MWh definido pelo Conselho de Administração da CCEE que altera o valor do consumo mensal do perfil de agente "a", para fins do rateio do Encargo de Energia de Reserva no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
SCONER_m	Saldo da CONER	
	Descrição	Saldo da Conta de Energia de Reserva (CONER) verificado pela CCEE junto à instituição financeira mantenedora desta conta, no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Total Líquido de Pagamentos na Liquidação da Energia de Reserva

TOT_LIQ_PAG_m

Descrição	Resultado financeiro que representa os pagamentos a serem realizados para os agentes geradores comprometidos com Contratos de Energia de Reserva no mês de apuração "m"
Unidade	R\$
Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva – Cálculo do Encargo de Energia de Reserva
Valores Possíveis	Positivos ou Zero.

Consumo de Referência para Pagamento de Encargo de Energia de Reserva

TRC_SEG_ENER_{a,m}

Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de referência para pagamento de encargos de Energia de Reserva por agente "a", no mês de apuração "m"
Unidade	MWh
Fornecedor	Encargos (Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

4.3.4. Dados de Saída do cálculo do Excedente Referente à Energia de Reserva

		Estimativa de Pagamentos Futuros de Energia de Reserva	
ESTM_PFER_m	Descrição	Valor estimado dos custos a serem incorridos em futura liquidação de Energia de Reserva para o mês de apuração "m"	
	Unidade	R\$	
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero	

4.4. Anexo IV – Apuração da Contratação proveniente do 1º PCS/2021

Objetivo:

Determinar a Receita de Venda Líquida a ser paga mensalmente aos empreendimentos de geração, consagrados vencedores de Leilão Regulado para Contratação de Energia de Reserva provenientes do 1º PCS/2021 nos produtos por quantidade e disponibilidade.

Contexto:

Determinar a Receita de Venda Líquida consiste em apurar o montante financeiro que a CCEE deverá mensalmente repassar, ou eventualmente cobrar, ao Agente Vendedor de Energia de Reserva, com base nas disposições do CER. A Figura 13 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo

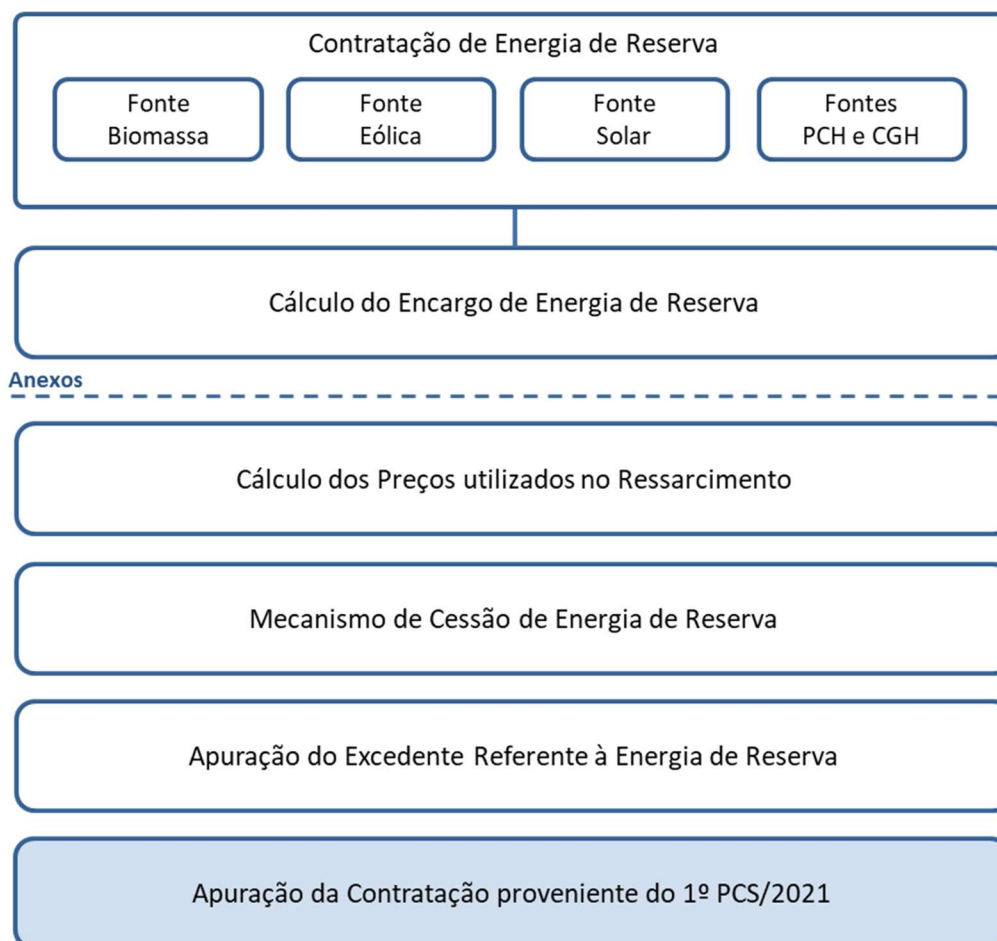


Figura 20: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Contratação de Energia de Reserva"

4.4.1. Detalhamento das Etapas de Apuração para as Fontes Contratadas na Modalidade Quantidade

Reajuste do Preço de Venda

175. O Preço de Venda estabelecido será reajustado anualmente pela variação do IPCA do mês anterior ao mês de reajuste fixado no contrato de cada usina, de acordo com a seguinte equação:

Se o mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva "m", corresponder ao mês de reajuste do preço de venda da usina definido no contrato:

$$PVA_CER_{p,t,l,m} = PV_CER_{p,t,l} * \left(\frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{ml}} \right)$$

Caso Contrário:

$$PVA_CER_{p,t,l,m} = PVA_CER_{p,t,l,m-1}$$

Onde:

$PVA_CER_{p,t,l,m}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$PV_CER_{p,t,l}$ é o Preço de Venda Original do CER da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l"

$NIPCA_m$ é valor absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração "m"

"ml" refere-se ao mês base estabelecido no contrato

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

No mês de início de suprimento, considerando também eventual antecipação, será calculado o Preço de Venda Atualizado ($PVA_CER_{p,t,l,m}$) utilizando o valor absoluto do IPCA do último mês de referência para atualização definido no contrato, com relação ao mês base estabelecido, respeitando o prazo de 12 meses do mês subsequente ao de realização do leilão.

Deverão ser adotadas seis casas decimais exatas, desprezando-se os demais algarismos a partir da sétima casa, inclusive.

Caso o IPCA não seja publicado até este processamento, será utilizado o último índice publicado, e o ajuste será efetuado na primeira liquidação financeira após a publicação do índice que deveria ter sido utilizado.

Receita Venda

176. A Receita de Venda a qual a usina tem direito é composta pela parcela fixa somada a receita variável que passa a ser valorada após a entrega do compromisso anual de energia, conforme a seguinte expressão:

$$RVET_{p,t,l,m} = RF_{p,t,l,m} + R_VAR_{p,t,l,m} + RA_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RVET_{p,t,l,m}$ é a Receita de Venda Total do Empreendimento, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RF_{p,t,l,m}$ é a Receita fixa mensal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$R_VAR_{p,t,l,m}$ é a Receita Variável mensal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RA_{p,t,l,m}$ é a Receita Antecipada da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

176.1. A Receita Fixa Mensal é valorada pelo preço de venda atualizado da energia comprometida com o CER multiplicado pela geração efetiva do mês, limitada ao atendimento do compromisso contratual anual, conforme as seguintes expressões:

Se o mês de apuração for janeiro:

$$RF_{p,t,l,m} = PVA_CER_{p,t,l,m-1} * \min(ECBS_{p,t,l,f^{CER-1}} - G_EFE_{p,t,l,m}; GM_PROD_CER_{p,t,l,m-1})$$

Caso Contrário:

$$RF_{p,t,l,m} = PVA_CER_{p,t,l,m-1} * \min(ECBS_{p,t,l,f^{CER}} - G_EFE_{p,t,l,m}; GM_PROD_CER_{p,t,l,m-1})$$

Onde:

$RF_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa mensal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$PVA_CER_{p,t,l,m}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ECBS_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Energia Contratada das fontes Biomassa ou Solar, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", do ano de entrega "f^{CER}"

$G_EFE_{p,t,l,m}$ é a Geração Efetiva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$GM_PROD_CER_{p,t,l,m}$ é a Geração Mensal para Atendimento ao CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

Importante:

As usinas vendedoras no PCS na modalidade quantidade, tem direito a receita fixa somente após o segundo mês do início do suprimento.

176.2. A Geração Efetiva de energia entregue ao CER será o mínimo entre o compromisso contratual e a somatória da energia entregue ao CER no ano de apuração, conforme as seguintes expressões:

Se o mês de apuração for janeiro:

$$G_EFE_{p,t,l,m} = \min \left(\sum_{m \in CM_{CERA}} GM_PROD_CER_{p,t,l,m}; ECBS_{p,t,l,f^{CER-1}} \right)$$

Caso Contrário:

$$G_EFE_{p,t,l,m} = \min \left(\sum_{m \in CM_{CER}} GM_PROD_CER_{p,t,l,m}; ECBS_{p,t,l,f^{CER}} \right)$$

Onde:

$G_EFE_{p,t,l,m}$ é a Geração Efetiva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$GM_PROD_CER_{p,t,l,m}$ é a Geração Mensal para Atendimento ao CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ECBS_{p,t,l,f}$ é a Energia Contratada das fontes Biomassa ou Solar, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", do ano de entrega " f^{CER} "

"CMCERA" é o conjunto de meses compreendidos no período de apuração de entrega da energia ao CER associada ao ano de entrega anterior " f^{CER-1} " até o mês de apuração m-2, da parcela de usina "p"

"CMCER" é o conjunto de meses compreendidos no período de apuração de entrega da energia ao CER associada ao ano de entrega " f^{CER} " até o mês de apuração m-2, da parcela de usina "p"

176.3. A Energia Contratada das fontes Biomassa ou Solar, em MWh, é determinada pelo produto entre a quantidade média de energia comprometida com o CER no ano e a somatória de horas do ano de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$ECBS_{p,t,l,f^{CER}} = QEC_CER_MED_{p,t,l,f^{CER}} * \sum_{m \in f^{CER}} M_HORAS_m$$

Onde:

$ECBS_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Energia Contratada das fontes Biomassa ou Solar, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", do ano de entrega " f^{CER} "

$QEC_CER_MED_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Quantidade Média de Energia Comprometida com o CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", do ano de entrega " f^{CER} "

M_HORAS_m é o número de horas no mês de apuração "m"

176.4. A Receita Variável, a qual a usina passa a ter direito após atender o compromisso contratual anual, é definida pela soma de energia entregue no mês de apuração com o montante já entregue no ano de apuração e descontada do compromisso anual, esse montante é então multiplicado pelo PLD mínimo, conforme as seguintes expressões:

Se o mês de apuração for janeiro:

$$R_VAR_{p,t,l,m} = PLD_MIN_{f-1} * \max(0; GM_PROD_CER_{p,t,l,m-1} + G_EFE_{p,t,l,m} - ECBS_{p,t,l,f^{CER-1}})$$

Caso Contrário:

$$R_VAR_{p,t,l,m} = PLD_MIN_f * \max(0; GM_PROD_CER_{p,t,l,m-1} + G_EFE_{p,t,l,m} - ECBS_{p,t,l,f^{CER}})$$

Onde:

$R_VAR_{p,t,l,m}$ é a Receita Variável mensal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

PLD_MIN_f é o Preço de Liquidação das Diferenças Mínimo determinado para o ano de apuração "f"

$GM_PROD_CER_{p,t,l,m}$ é a Geração Mensal para Atendimento ao CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$G_EFE_{p,t,l,m}$ é a Geração Efetiva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ECBS_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Energia Contratada das fontes Biomassa ou Solar, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", do ano de entrega " f^{CER} "

Receita Antecipada

177. A Receita Antecipada é a receita associada à antecipação do início de suprimento, sendo calculada mensalmente em função da aplicação do Preço de Venda Atualizado sobre o montante de geração destinada para atendimento ao CER no período correspondente, conforme expressão que segue:

Se o mês de referência "m-1" for anterior ao período de início de suprimento para usinas comprometidas com LER:

$$RA_{p,t,l,m} = \sum_{j \in m-1} (G_PROD_{p,t,l,j}) * 1,5 * PVA_CER_{p,t,l,m-1}$$

Caso contrário:

$$RA_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RA_{p,t,l,m}$ é a Receita Antecipada da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$G_PROD_{p,t,l,j}$ é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$PVA_CER_{p,t,l,m-2}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m-2"

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

No cálculo da Receita Antecipada serão considerados os dados de geração da usina e o preço de venda atualizado, para os meses do período compreendido entre a data de início da antecipação de operação comercial da usina e a data de início do primeiro ano contratual.

No caso de usinas comprometidas com Procedimento Competitivo Simplificado, a antecipação da geração antes da data de entrega do contrato é "compulsória".

Determinação da Penalidade por Atraso na Entrada em Operação Comercial

178. A Penalidade por Atraso na Entrada em operação Comercial da Usina é valorada pelo produto entre o número de horas em atraso no mês, o preço de venda de energia, o compromisso de entrega de energia ao CER, e o fator que determina a potência em atraso, conforme determinado na seguinte equação:

$$PEN_ATR_{p,t,l,m} = 0,5 * F_ATS_CER_M_{p,m} * M_HORAS_m * PVA_CER_{p,t,l,m} * QEC_CER_MED_{p,t,l,f^{CER}}$$

Onde:

$PEN_ATR_{p,t,l,m}$ é a Penalidade por Atraso na entrada em operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$F_ATS_CER_M_{p,m}$ é o Fator de Potência em Atraso no CER Mensal da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

M_HORAS_m é o número de horas no mês de apuração "m"

$PVA_CER_{p,t,l,m}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$QEC_CER_MED_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Quantidade Média de Energia Comprometida com o CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", do ano de entrega "f^{CER}"

178.1. O Fator de Atraso em Atraso no CER Mensal, é obtido pela relação entre: (i) o fator de potência em atraso no CER, das unidades geradoras, que permaneceram atrasadas ao longo do mês, e (ii) o número de períodos de comercialização do mês, conforme a seguinte expressão:

$$F_ATS_CER_M_{p,m} = \frac{\sum_{j \in m} F_ATS_CER_{p,j}}{M_SPD_m}$$

Onde:

$F_ATS_CER_M_{p,m}$ é o Fator de Potência em Atraso no CER Mensal da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$F_ATS_CER_{p,j}$ é o Fator de Potência em Atraso no CER da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

M_SPD_m é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m", compreendida no período de vigência do contrato

178.2. O Fator de Potência em Atraso da usina no CER é obtido em função da razão entre o somatório da potência instalada referente às unidades geradoras em atraso, e a sua capacidade total associada à garantia física, de acordo com a seguinte equação:

$$F_ATS_CER_{p,j} = \min \left(1; \frac{\sum_{i \in UGATS} (CAP_{i,j})}{CAP_T_p} \right)$$

Onde:

$F_ATS_CER_{p,j}$ é o Fator de Potência em Atraso no CER da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$CAP_{i,j}$ é a Potência Instalada em cada unidade geradora "i", no período de comercialização "j"

CAP_T_p é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina "p"

"UGATS" é o conjunto de unidades geradoras em atraso da parcela de usina "p", durante o período de suprimento do contrato

Determinação do Ressarcimento pela Insuficiência na Entrega de Energia ao CER

179. A diferença entre a geração anual da usina e a energia contratada no período considerado será obtida a partir do Desvio Anual de Geração, calculado em função da diferença entre a geração destinada para atendimento ao CER e o total de energia contratada do ano, na forma que segue:

$$DESV_G_{p,t,l,f}^{CER-1} = \left(\sum_{m \in f^{CER-1}} (GM_PROD_CER_{p,t,l,m} + ADDC_G_TOT_CER_{p,t,l,m}) \right) - ECBS_{p,t,l,f}^{CER-1}$$

Onde:

$DESV_G_{p,t,l,f}^{CER}$ é o Desvio Anual da Geração da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$GM_PROD_CER_{p,t,l,m}$ é a Geração Mensal para Atendimento ao CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ADDC_G_TOT_CER_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ECBS_{p,t,l,f}^{CER}$ é a Energia Contratada das fontes Biomassa ou Solar, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", do ano de entrega "f^{CER}"

"f^{CER}" refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

Importante:

Este cálculo é realizado no primeiro mês de apuração de cada ano contratual, ou seja, um mês após o término do período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}" que está sendo analisado.

O cálculo se inicia no segundo ano do período contratual.

180. Para os empreendimentos de geração comprometidos com CER, em que ao final do ano contratual for verificado que, o valor do ressarcimento devido pelo Agente Vendedor será estabelecido pela seguinte expressão:

Se "m" for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER:

$$RESS_{A_{p,t,l,m}} = (-1) * \min(0; DESV_{G_{p,t,l,f^{CER-1}}}) * 0,15 * PVA_{CER_{p,t,l,m}}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

Caso contrário:

$$RESS_{A_{p,t,l,m}} = 0$$

Onde:

$RESS_{A_{p,t,l,m}}$ é o Ressarcimento Anual devido à Geração Inferior ao limite da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$DESV_{G_{p,t,l,f^{CER}}}$ é o Desvio Anual da Geração da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f^{CER}"

$PVA_{CER_{p,t,l,m}}$ é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

Importante:

O ressarcimento devido à geração inferior será calculado somente no primeiro mês de apuração denominado mês de apuração de ressarcimento anual, de cada ano contratual, a partir do segundo ano contratual.

Determinação do Valor Financeiro a Pagar ou Receber do Agente

181. O montante financeiro final a ser pago ou recebido do empreendimento comprometido com o CER será estabelecido em função (i) da receita de venda total calculada para o mês de apuração, acrescida da receita antecipada, (ii) da penalidade por atraso na entrada em operação comercial e, (iii) da parcela do ressarcimento devido a geração inferior, conforme seguintes expressões:

Para usinas a Biomassa:

$$REC_{LIQ_{p,t,l,f^{CER},m}} = RVET_{p,t,l,m} - PEN_{ATR_{p,t,l,m}} - RESS_{A_{p,t,l,m}} + ADDC_{RECV_{p,t,l,m}}$$

Para usinas Solares:

$$VSOL_{p,t,l,m} = RVET_{p,t,l,m} - PEN_{ATR_{p,t,l,m}} - RESS_{A_{p,t,l,m}} + ADDC_{RV_{p,t,l,m}}$$

Onde:

$REC_{LIQ_{p,t,l,f^{CER},m}}$ é o Receita Líquida da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

$RVET_{p,t,l,m}$ é a Receita de Venda Total do Empreendimento, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$PEN_{ATR_{p,t,l,m}}$ é a Penalidade por Atraso na entrada em operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RESS_{A_{p,t,l,m}}$ é o Ressarcimento Anual devido à Geração Inferior ao limite da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ADDC_{RECV_{p,t,l,m}}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$VSOL_{p,t,l,m}$ é o Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento Solar comprometido com CER da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ADDC_RV_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

182. O valor financeiro a ser pago ou recebido pela usina pode conter valores referentes às reapurações de outros meses, logo o valor recebe um montante financeiro referente à esta possível diferença, conforme expressões a seguir:

Para usinas a Biomassa:

$$TOT_ER_{p,t,l,m} = REC_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m} + DIF_REAP_{p,t,l,m}$$

Para usinas Solares:

$$TOT_ER_{p,t,l,m} = VSOL_{p,t,l,m} + DIF_REAP_{p,t,l,m}$$

Onde:

$TOT_ER_{p,t,l,m}$ é o Valor Total Apurado de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$REC_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m}$ é o Receita Líquida da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f^{CER}", no mês de apuração "m"

$DIF_REAP_{p,t,l,m}$ Diferença de Reapuração de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$VSOL_{p,t,l,m}$ é o Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento Solar comprometido com CER da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

4.4.2. Detalhamento da apuração do CER por Disponibilidade

Atualização da Receita Fixa do CER por Disponibilidade

183. A Receita Fixa Atualizada do CER é apurada a partir da Receita Fixa negociada no CER, atualizada pelo IPCA, conforme definido no CER:

Se o mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva "m", corresponder ao mês de reajuste da receita da usina definido no contrato:

$$RFIX_A_CER_{p,t,l,m} = RFIX_CER_{p,t,l} * \left(\frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{mht-1}} \right)$$

Caso Contrário:

$$RFIX_A_CER_{p,t,l,m} = RFIX_A_CER_{p,t,l,m-1}$$

Onde:

$RFIX_A_CER_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Atualizada do CER da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RFIX_CER_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa do CER da usina "p", para cada produto "t", do leilão "l"

$NIPCA_m$ é o Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA no mês de apuração "m"

"mht-1" é o mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

No mês de início de suprimento, será calculada a Receita Fixa Atualizada ($RFIX_A_CER_{p,t,l,m}$), utilizando o valor absoluto do IPCA do último mês de referência, para atualização definido no contrato, com relação ao mês base estabelecido, respeitando o prazo de 12 meses tendo como referência o mês de agosto de 2021.

Deverão ser adotadas seis casas decimais exatas, desprezando-se os demais algarismos a partir da sétima casa, inclusive.

Caso o IPCA não seja publicado até este processamento, será utilizado o último índice publicado, e o ajuste será efetuado na primeira liquidação financeira após a publicação do índice que deveria ter sido utilizado.

184. A Receita Fixa Unitária do CER é apurada a partir da Receita Fixa Atualizada do CER pelo montante negociado no leilão, conforme seguinte equação:

$$RFU_CER_{p,t,l,m} = \frac{RFIX_A_CER_{p,t,l,m}}{\sum_{m \in f^{CER}} (QEC_CER_MED_{p,t,l,f^{CER}} * M_HORAS_m)}$$

Onde:

$RFU_CER_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Unitária do CER da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RFIX_A_CER_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Atualizada do CER da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$QEC_CER_MED_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Quantidade Média de Energia Comprometida com o CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", do ano de entrega "f^{CER}"

M_HORAS_m é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

Importante:

A Receita Fixa Combustível para o primeiro ano contratual é composta pela relação do compromisso de inflexibilidade do primeiro ano e o compromisso de inflexibilidade do ano completo. Já a Receita Fixa Demais Custos é ponderada na relação entre a energia contratada para o primeiro ano e a energia contratada do ano contratual completo.

A Receita Fixa Total é a soma dessas duas componentes.

185. A Receita Fixa Demais Custos Atualizada do CER é apurada a partir da Receita Fixa de Demais Custos constante no CER, atualizada pelo IPCA, conforme definido no CER:

Se o mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva "m", corresponder ao mês de reajuste da receita da usina definido no contrato:

$$RFIX_A_CER_DC_{p,t,l,m} = RFIX_CER_DC_{p,t,l} * \left(\frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{mht-1}} \right)$$

Caso Contrário:

$$RFIX_A_CER_DC_{p,t,l,m} = RFIX_A_CER_DC_{p,t,l,m-1}$$

Onde:

$RFIX_A_CER_DC_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Demais Custos Atualizada da usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RFIX_CER_DC_{p,t,l}$ é a Receita Fixa Demais Custos do CER da usina "p", para cada produto "t", do leilão "l"

$NIPCA_m$ é o Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA no mês de apuração "m"

"mht-1" é o mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

No mês de início de suprimento, será calculada a Receita Fixa Demais Custos Atualizada ($RFIX_A_CER_DC_{p,t,l,m}$), utilizando o valor absoluto do IPCA do último mês de referência, para atualização definido no contrato, com relação ao mês base estabelecido, respeitando o prazo de 12 meses tendo como referência o mês de agosto de 2021.

Deverão ser adotadas seis casas decimais exatas, desprezando-se os demais algarismos a partir da sétima casa, inclusive.

Caso o IPCA não seja publicado até este processamento, será utilizado o último índice publicado, e o ajuste será efetuado na primeira liquidação financeira após a publicação do índice que deveria ter sido utilizado.

186. A Receita Fixa Unitária Demais Custos do CER é apurada a partir da Receita Fixa Atualizada do CER pelo montante negociado no leilão, conforme seguinte equação:

$$RFU_CER_DC_{p,t,l,m} = \frac{RFIX_A_CER_DC_{p,t,l,m}}{\sum_{m \in f^{CER}} (QEC_CER_MED_{p,t,l,f^{CER}} * M_HORAS_m)}$$

Onde:

$RFU_CER_DC_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Unitária Demais Custos do CER da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RFIX_A_CER_DC_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Atualizada Demais Custos do CER da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$QEC_CER_MED_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Quantidade Média de Energia Comprometida com o CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", do ano de entrega " f^{CER} "

M_HORAS_m é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

187. A Receita Fixa de Combustível Atualizada do CER é apurada a partir da Receita Fixa de Combustível negociada no CER, atualizada pelo IPCA, conforme definido no CER:

Se o mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva "m", corresponder ao mês de reajuste da receita da usina definido no contrato:

$$RFIX_A_CER_COMB_{p,t,l,m} = RFIX_CER_COMB_{p,t,l} * \left(\frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{mht-1}} \right)$$

Caso Contrário:

$$RFIX_A_CER_COMB_{p,t,l,m} = RFIX_A_CER_COMB_{p,t,l,m-1}$$

Onde:

$RFIX_A_CER_COMB_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Atualizada do CER vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RFIX_CER_COMB_{p,t,l}$ é a Receita Fixa do CER vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l"

$NIPCA_m$ é o Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA no mês de apuração "m"

"mht-1" é o mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

Importante:

No mês de início de suprimento, será calculada a Receita Fixa Atualizada Vinculada ao Custo do Combustível ($RFIX_A_CER_COMB_{p,t,l,m}$), utilizando o valor absoluto do IPCA do último mês de referência, para atualização definido no contrato, com relação ao mês base estabelecido, respeitando o prazo de 12 meses tendo como referência o mês de agosto de 2021.

Deverão ser adotadas seis casas decimais exatas, desprezando-se os demais algarismos a partir da sétima casa, inclusive.

Caso o IPCA não seja publicado até este processamento, será utilizado o último índice publicado, e o ajuste será efetuado na primeira liquidação financeira após a publicação do índice que deveria ter sido utilizado.

188. A Receita Fixa de Combustível Unitária é calculada verificando a Receita Fixa de Combustível Atualizada e a energia associada à inflexibilidade, conforme seguinte equação:

$$RFU_CER_COMB_{p,t,l,m} = \frac{RFIX_A_CER_COMB_{p,t,l,m}}{\sum_{m \in f^{CER}} (INFLEX_M_EPE_{p,m} * M_HORAS_m)}$$

Onde:

$RFU_CER_COMB_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Unitária vinculada ao custo de Combustível do CER da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RFIX_A_CER_COMB_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Atualizada do CER vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$INFLEX_M_EPE_{p,m}$ é a Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da Empresa de Pesquisa Energética da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

M_HORAS_m é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

189. Devido o início de suprimento no primeiro ano do PCS e a Sazonalização da Inflexibilidade, se faz necessário a verificação do compromisso da inflexibilidade anual considerando a entrada em operação comercial e a receita equivalente ao novo compromisso contratual, considerando o pagamento de forma flat.

190. A Receita Fixa de Combustível Anual Atualizada para o PCS será apurada a partir da entrada em operação comercial utilizando o novo compromisso anual de inflexibilidade valorado na Receita Fixa de Combustível do CER retirando a receita que já foi paga durante o período de suprimento, conforme definido no CER:

$$\begin{aligned}
 RFIX_A_COMB_PCS_{p,t,l,m} &= (INFLEX_A_CER_{p,t,l,m}) \\
 &- \sum_{m \in MPAFCER} (RFU_PCS_COMB_{p,t,l,m} * QEC_CER_MED_{p,t,l,f^{CER}} * M_HORAS_m \\
 &* F_COMERCIAL_RES_M_{p,m})
 \end{aligned}$$

Onde:

$RFIX_A_COMB_PCS_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Anual Atualizada para o PCS vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$INFLEX_A_CER_{p,t,l,m}$ é Nova Inflexibilidade Anual do Produto no CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RFU_CER_COMB_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Unitária vinculada ao custo de Combustível do CER da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RFU_PCS_COMB_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Unitária vinculada ao custo de Combustível do PCS da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$QEC_CER_MED_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Quantidade Média de Energia Comprometida com o CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", do ano de entrega "f^{CER}"

M_HORAS_m é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

$F_COMERCIAL_RES_M_{p,m}$ é o Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

"MPAFCER" é o conjunto dos meses do início do ano contratual "f^{CER}" até o mês "m-1"

- 190.1. O novo compromisso anual de Inflexibilidade Contratual comprometida com o CER é calculado pela soma da inflexibilidade que já foi entregue no ano contratual e a previsão de entrega de inflexibilidade, considerando a operação comercial, conforme a equação:

$$INFLEX_A_CER_{p,t,l,m} = INFLEX_EPAS_CER_{p,t,l,m} + INFLEX_FUT_CER_{p,t,l,m}$$

Onde:

$INFLEX_A_CER_{p,t,l,m}$ é Nova Inflexibilidade Anual do Produto no CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$INFLEX_EPAS_CER_{p,t,l,m}$ é Inflexibilidade Entregue Passada Mensal do Produto no CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$INFLEX_FUT_CER_{p,t,l,m}$ é Inflexibilidade Futura Mensal do Produto no CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

- 190.1.1. A Inflexibilidade Entregue Passada Mensal é obtida através da Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da Empresa de Pesquisa Energética destinada ao Produto multiplicado pelo número de horas dos meses do início do ano contratual até o mês de apuração, considerando a operação comercial de cada mês, conforme a equação:

$$\begin{aligned}
 INFLEX_EPAS_CER_{p,t,l,m} &= \sum_{m \in MPFCER} (INFLEX_M_EPE_{p,m} * M_HORAS_m * F_COMERCIAL_RES_M_{p,m} \\
 &* RFU_CER_COMB_{p,t,l,m})
 \end{aligned}$$

Onde:

$INFLEX_EPAS_CER_{p,t,l,m}$ é Inflexibilidade Entregue Passada Mensal do Produto no CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$INFLEX_M_EPE_{p,m}$ é a Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da Empresa de Pesquisa Energética da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

M_HORAS_m é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

$F_COMERCIAL_RES_M_{p,m}$ é o Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$RFU_PCS_COMB_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Unitária vinculada ao custo de Combustível do PCS da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"MPFCER" é o conjunto dos meses do início do ano contratual "fCER" até o mês de apuração "m"

190.1.1. A Inflexibilidade Futura Mensal é obtida através da Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da Empresa de Pesquisa Energética destinada ao Produto multiplicado pelo número de horas do mês seguinte ao mês de apuração até o fim do ano contratual, considerando o último status de operação comercial do mês de apuração, conforme a equação:

$$INFLEX_FUT_CER_{p,t,l,m} = \left(\sum_{m \in MPFCER} INFLEX_M_EPE_{p,m} * M_HORAS_m * RFU_CER_COMB_{p,t,l,m} \right) * F_COMERCIAL_RES_{p,j*}$$

Onde:

$INFLEX_FUT_CER_{p,t,l,m}$ é Inflexibilidade Futura Mensal do Produto no CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$INFLEX_M_EPE_{p,m}$ é a Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da Empresa de Pesquisa Energética da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

M_HORAS_m é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

$F_COMERCIAL_RES_{p,j}$ é o Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

$RFU_PCS_COMB_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Unitária vinculada ao custo de Combustível do PCS da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"MPFCER" é o conjunto dos meses do mês seguinte ao de apuração até o fim do ano "fCER"

"j*" é o último período do mês de apuração "m"

190.2. A Receita Fixa de Combustível Unitária Ponderada para o PCS é calculada verificando a Receita Fixa de Combustível Atualizada considerando a entrada em operação comercial e a energia negociada no leilão considerando o último status de operação comercial, conforme seguinte equação:

$$RFU_PCS_COMB_{p,t,l,m} = \frac{RFIX_A_COMB_PCS_{p,t,l,m}}{\left(\sum_{m \in MFAFCER} QEC_CER_MED_{p,t,l,fCER} * M_HORAS_m \right) * F_COMERCIAL_RES_{p,j*}}$$

Onde:

$RFU_PCS_COMB_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Unitária vinculada ao custo de Combustível do PCS da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RFIX_A_COMB_PCS_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Atualizada do PCS vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$QEC_CER_MED_{p,t,l,fCER}$ é a Quantidade Média de Energia Comprometida com o CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", do ano de entrega "fCER"

M_HORAS_m é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

$F_COMERCIAL_RES_{p,j}$ é o Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

"j*" é o último período do mês de apuração "m"

"MFAFCER" é o conjunto dos meses do mês de apuração "m" até o fim do ano contratual "fCER"

191. A Receita Fixa Unitária Atualizada para o PCS é apurada a partir da Receita Fixa de Combustível Ponderada do PCS e a Receita Fixa Demais Custos. Caso exista restrição de escoamento, a Receita Fixa Demais Custos será reduzida na proporção da restrição, conforme seguinte equação:

$$RFU_CER_PCS_{p,t,l,m} = \left(RFU_PCS_COMB_{p,t,l,m} + \left(RFU_CER_DC_{p,t,l,m} - \left(RFU_CER_DC_{p,t,l,m-1} * F_RE_M_{p,t,l,m-1} \right) \right) \right)$$

Onde:

$RFU_CER_PCS_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Unitária Atualizada para o PCS da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RFU_PCS_COMB_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Unitária vinculada ao custo de Combustível do PCS da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RFU_CER_DC_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Unitária Demais Custos do CER da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$F_RE_M_{p,t,l,m}$ é o Fator Mensal de Restrição de Escoamento de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

191.1. A Indisponibilidade por Restrição de Escoamento é calculada pela diferença entre a capacidade da usina em operação comercial e a disponibilidade verificada pelo ONS considerando apenas a restrição, conforme a expressão:

$$INDISP_CER_RE_{p,j} = \max \left(0; \sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j} - DV_RE_{p,j} \right)$$

$$\forall j = m - 1$$

Onde:

$INDISP_CER_RE_{p,j}$ é a Indisponibilidade verificada referente a Restrição de Escoamento da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$CAP_{i,j}$ é a Potência Instalada de cada unidade geradora "i", no período de comercialização "j"

$DV_RE_{p,j}$ é a Disponibilidade considerando apenas a restrição de escoamento verificada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"PMAQ" é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina "p"

191.2. O fator horário referente a restrição de escoamento será o quanto a energia não gerada devido à restrição de escoamento representa da capacidade total em operação comercial da usina, conforme a equação abaixo:

$$F_RE_{p,t,l,j} = \min \left(1; \frac{INDISP_CER_RE_{p,j}}{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}} \right)$$

$$\forall j = m - 1$$

Onde:

$F_RE_{p,t,l,j}$ é o Fator Horário de Restrição de Escoamento de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$INDISP_CER_RE_{p,j}$ é a Indisponibilidade verificada referente a Restrição de Escoamento da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$CAP_{i,j}$ é a Potência Instalada de cada unidade geradora "i", no período de comercialização "j"

"PMAQ" é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina "p"

191.3. O fator mensal referente a restrição de escoamento será a média dos valores horários, conforme a expressão:

$$F_RE_M_{p,t,l,m} = \frac{\sum_{j \in m} F_RE_{p,t,l,j}}{M_HORAS_m}$$

$$\forall j = m - 1$$

Onde:

$F_RE_M_{p,t,l,m}$ é o Fator Mensal de Restrição de Escoamento de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$F_RE_{p,t,l,j}$ é o Fator Horário de Restrição de Escoamento de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

M_HORAS_m é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

Detalhamento da Ressarcimento pela Geração abaixo da Obrigação Horária

Importante:

Devido ao descasamento de apuração de Energia de Reserva e contabilização as referências de período de comercialização "j" e mês de apuração "m" referem-se ao mês anterior, quando indicadas.

192. A Obrigação de Entrega de Entrega no CER é definida a partir da potência da usina comprometida com o CER, do fator de capacidade máxima, além do Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física, conforme seguinte equação:

$$OBE_CER_{p,t,l,fCER} = CAP_COMP_p * FCmax_{p,f} * PCGFP_PROD_{p,t,l,m}$$

$$f=fCER$$

$$m = m - 1$$

Onde:

$OBE_CER_{p,t,l,fCER}$ é a Obrigação com o CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", do ano de entrega "fCER"

CAP_COMP_p é a Capacidade instalada da parcela de usina "p" definida no CER por Disponibilidade

$FCmax_{p,f}$ é o Fator de Capacidade da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

$PCGFP_PROD_{p,t,l,m}$ é o Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

193. A Obrigação de Entrega de Entrega Horária é aplicada apenas para as unidades geradores que estão em operação comercial, conforme seguinte equação:

$$OBE_CER_OC_{p,t,l,j} = OBE_CER_{p,t,l,fCER} * F_COMERCIAL_{p,j}$$

$$\forall j = m - 1$$

Onde:

$OBE_CER_OC_{p,t,l,j}$ é a Obrigação em Operação Comercial com o CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", por período de comercialização "j"

$OBE_CER_{p,t,l,fCER}$ é a Obrigação com o CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", do ano de entrega "fCER"

$F_COMERCIAL_{p,j}$ é o Fator de Energia Comercial da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

194. A Obrigação de Entrega de Entrega Horária é aplicada nos períodos em que há despacho na ordem de mérito pelo ONS, considerando eventuais despachos parciais, caso estiver na ordem mérito, ou a inflexibilidade contratual quando não está despachada por mérito:

Se $DOMP_{p,j} > 0$

$$OBE_CER_AJU_{p,t,l,j} = OBE_CER_OC_{p,t,l,j} * AJU_PARC_DOMP_CER_{p,j}$$

Caso Contrário:

$$OBE_CER_AJU_{p,t,l,j} = INFLEX_MOD_CER_{p,t,l,j}$$

$$\forall j = m - 1$$

Onde:

$OBE_CER_AJU_{p,t,l,j}$ é a Obrigação com o CER Ajustada de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", por período de comercialização "j"

$OBE_CER_OC_{p,t,l,j}$ é a Obrigação em Operação Comercial com o CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", por período de comercialização "j"

$AJU_PARC_DOMP_{p,j}$ é o Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$INFLEX_MOD_CER_{p,t,l,j}$ é a Inflexibilidade Contratual Modulada comprometida com CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$DOMP_{p,j}$ é o Despacho por Ordem de Mérito por Preço de cada parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

194.1. O ajuste das usinas parcialmente despachadas pelo ONS na ordem de mérito no mesmo período de comercialização é dada pela relação do despacho com relação a potência total da usina. Caso ocorra despacho parcial, esse valor será menor que 1, reduzindo a entrega do contrato devido ao comando do ONS, conforme seguinte equação:

$$AJU_PARC_DOMP_CER_{p,j} = \min \left(1, \frac{DOMP_ONS_{p,j}}{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}} \right)$$

$$\forall j = m - 1$$

Onde:

$AJU_PARC_DOMP_CER_{p,j}$ é o Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial no CER da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$DOMP_ONS_{p,j}$ é o Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS por parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

$CAP_{i,j}$ é a Potência Instalada de cada unidade geradora "i", no período de comercialização "j"

"PMAQ" é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina "p"

Importante:

O acrônimo $DOMP_ONS$ será o maior valor entre o programado e o realizado.

194.2. A Inflexibilidade Contratual Modulada comprometida com CER é realizada pela razão da Inflexibilidade Sazonalizada constante no CER e a Quantidade de Horas do mês, resultando em modulação de forma flat, proporcional as usinas em operação comercial, conforme seguinte equação:

$$INFLEX_MOD_CER_{p,t,l,j} = \frac{INFLEX_M_PROD_CER_{p,t,l,m}}{M_SPD_m} * F_COMERCIAL_{p,j}$$

$$m = m - 1$$

$$\forall j = m - 1$$

Onde:

$INFLEX_MOD_CER_{p,t,l,j}$ é a Inflexibilidade Contratual Modulada comprometida com CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$INFLEX_M_PROD_CER_{p,t,l,m}$ é a Inflexibilidade Sazonalizada comprometida com o Produto de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

M_SPD_m é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m" compreendida no período de vigência do contrato

$F_COMERCIAL_{p,j}$ é o Fator de Energia Comercial da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

194.2.1. A Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da Empresa de Pesquisa Energética destinada ao Produto é obtida através da Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da EPE multiplicado pelo número de horas no mês e o Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física:

$$INFLEX_M_PROD_CER_{p,t,l,m} = INFLEX_M_EPE_{p,m} * M_HORAS_m * PCGFP_PROD_{p,t,l,m}$$

$$m = m - 1$$

Onde:

$INFLEX_M_PROD_CER_{p,t,l,m}$ é Inflexibilidade Mensal do Produto no CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$INFLEX_M_EPE_{p,m}$ é a Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da Empresa de Pesquisa Energética da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

M_HORAS_m é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

$PCGFP_PROD_{p,t,l,m}$ é o Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

Importante:

Durante o período de antecipação o valor do $INFLEX_M_PROD_CER_{p,t,l,m}$ será igual a zero, uma vez que nesse período não há compromisso de inflexibilidade

195. A Energia Passível de Isenção com relação a obrigação de entrega no CER do ONS será determinada pela diferença entre a capacidade em operação comercial e a Disponibilidade Verificada, conforme seguinte expressão:

$$ENER_PI_OBE_CER_ONS_{p,j} = \max \left(0; \sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j} - DV_{p,j} \right)$$

$$\forall j = m - 1$$

Onde:

$ENER_PI_OBE_CER_ONS_{p,j}$ é a Energia Passível de Isenção de Obrigação de entrega no CER referente a Indisponibilidade do ONS parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$CAP_{i,j}$ é a Potência Instalada de cada unidade geradora "i", no período de comercialização "j"

$DV_{p,j}$ é a Disponibilidade verificada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"PMAQ" é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina "p"

196. A Energia Passível de Isenção com relação a obrigação de entrega no CER Preliminar terá valor quando a insuficiência de geração com relação a obrigação de entrega não for relacionada a indisponibilidade apurada pelo ONS, considerando também a isenção por constrained-off, conforme seguinte expressão:

$$ENER_PI_OBE_CER_P_{p,t,l,j} = \max(0; OBE_CER_AJU_{p,t,l,j} - ENER_PI_OBE_CER_ONS_{p,j} - G_{p,j} - QEA_REST_OP_{p,j})$$

$$\forall j = m - 1$$

Onde:

ENER_PI_OBE_CER_P_{p,j} é a Energia Passível de Isenção de Obrigação de entrega no CER Preliminar parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

OBE_CER_AJU_{p,t,l,j} é a Obrigação com o CER Ajustada de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", por período de comercialização "j"

ENER_PI_OBE_CER_ONS_{p,j} é a Energia Passível de Isenção de Obrigação de entrega no CER referente a Indisponibilidade do ONS parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

G_{p,j} é a Geração Final da parcela de Usina "p", no período de comercialização "j"

QEA_REST_OP_{p,j} é a Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"

197. Assim, a Energia Passível de Isenção geração do CER é determinada pela Energia Passível de Isenção com relação a obrigação de entrega no CER Preliminar e a indisponibilidade indicado pelo ONS, conforme seguinte expressão:

$$ENER_PI_OBE_CER_{p,t,l,j} = ENER_PI_OBE_CER_P_{p,t,l,j} + ENER_PI_OBE_CER_ONS_{p,j}$$

$$\forall j = m - 1$$

Onde:

ENER_PI_OBE_CER_{p,t,l,j} é a Energia Passível de Isenção de Obrigação de entrega no CER Preliminar parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

ENER_PI_OBE_CER_P_{p,j} é a Energia Passível de Isenção de Obrigação de entrega no CER Preliminar parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

ENER_PI_OBE_CER_ONS_{p,j} é a Energia Passível de Isenção de Obrigação de entrega no CER referente a Indisponibilidade do ONS parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

198. A Energia relacionada a taxa de indisponibilidade Anual é determinada em MWh para que seja possível compensar indisponibilidades parcial, considerando as taxas de indisponibilidade de referência e energia contratada, conforme seguinte equação:

$$ENER_TEI_A_CER_{p,t,l,f}$$

$$= \sum_{f^{CER} \in f} \left(QEC_CER_MED_{p,t,l,f^{CER}} * \left(1 - \left((1 - REF_TEIF_{p,m}) * (1 - REF_TEIP_{p,m}) \right) \right) \right)$$

$$* \sum_{m \in f^{CER}} M_HORAS_m \Big) + ADDC_ENER_A_CER_{p,t,l,f}$$

Onde:

ENER_TEI_A_CER_{p,t,l,f^{CER}} é a Energia Associada a Taxa de Indisponibilidade Forçada Anual à unidade geradora "i" da parcela de usina "p", do ano "f"

REF_TEIF_{p,m} é a Taxa de Referência de Interrupções Forçadas por parcela de usina "p" no mês de Apuração "m"

REF_TEIP_{p,m} é a Taxa de Referência de Interrupções Programadas por parcela de usina "p" no mês de Apuração "m"

QEC_CER_MED_{p,t,l,f^{CER}} é a Quantidade Média de Energia Comprometida com o CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", do ano de entrega "f^{CER}"

M_HORAS_m é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

ADDC_ENER_A_CER_{p,t,l,f} é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas referente a ajustes da Energia Associada a Taxa de Indisponibilidade da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", do ano "f"

Importante:

O cálculo será realizado no início de cada ano contratual, considerando os dados do primeiro mês do referido ano. A CCEE poderá atualizar o valor mensalmente em decorrência de nova informação dos parâmetros.

199. Por sua vez, o Banco de Indisponibilidade relativo ao CER é atualizado verificando o banco de horas válido no ano, considerando a energia passível de isenção no ano, anteriores ao período de comercialização de referência, conforme seguinte equação:

$$BANCO_TEI_CER_{p,t,l,j} = \max \left(0; ENER_TEI_A_CER_{p,t,l,f} - \sum_{j^* \in f} (ENER_PI_OBE_CER_{p,t,l,j} + ADDC_EPI_OBE_CER_{p,t,l,j}) \right)$$

$$\forall j = m - 1$$

$$f \in m - 1$$

Onde:

$BANCO_TEI_CER_{p,t,l,j}$ é o Banco de Energia Associado a Taxa de Indisponibilidade Forçada Preliminar da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$ENER_TEI_A_CER_{p,t,l,f}$ é a Energia Associada a Taxa de Indisponibilidade Forçada Anual à unidade geradora "i" da parcela de usina "p", do ano "f"

$ENER_PI_OBE_CER_{p,t,l,j}$ é a Energia Passível de Isenção de Obrigação de entrega no CER Preliminar parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$ADDC_EPI_OBE_CER_{p,t,l,j}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto à Energia Passível de Isenção de Obrigação do CER da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

"j*" se refere aos períodos de comercialização anteriores ao período "j"

200. Por fim, a isenção da obrigação de entrega ocorrerá desde que haja banco de horas disponível no período de comercialização, conforme seguintes expressões:

Se $ENER_PI_OBE_CER_{p,t,l,j} \leq BANCO_TEI_CER_{p,t,l,j}$, então:

$$ENER_ISEN_OBE_CER_{p,t,l,j} = ENER_PI_OBE_CER_{p,t,l,j}$$

Caso Contrário:

$$ENER_ISEN_OBE_CER_{p,t,l,j} = BANCO_TEI_CER_{p,t,l,j}$$

Onde:

$ENER_ISEN_OBE_CER_{p,t,l,j}$ é a Energia Isenta de Obrigação de entrega no CER Preliminar parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$BANCO_TEI_CER_{p,t,l,j}$ é o Banco de Energia Associado a Taxa de Indisponibilidade Forçada Preliminar da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$ENER_PI_OBE_CER_{p,t,l,j}$ é a Energia Passível de Isenção de Obrigação de entrega no CER Preliminar parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

201. A Quantidade de Energia Despachada Não Gerada no CER é determinada nas horas que há despacho na Ordem de Mérito pelo ONS. O montante é definido pela diferença entre a Obrigação de Entrega Horária do CER, e a geração que efetivamente foi transferida para o contrato por disponibilidade, podendo ser abatida por restrição de constrained-off ou energia disponível no banco de horas relativas a indisponibilidades, conforme seguinte equação:

Se $DOMP_{p,j} > 0$, então:

$$DSP_NG_CER_{p,t,l,j} = \max(0; OBE_CER_AJU_{p,t,l,j} - G_PROD_{p,t,l,j} - QEA_REST_OP_{p,j} - ENER_ISEN_OBE_CER_{p,t,l,j})$$

$$\forall j = m - 1$$

Onde:

$DSP_NG_CER_{p,t,l,j}$ é o Quantidade de Energia Despachada Não Gerada Associada ao CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$DOMP_{p,j}$ é o Despacho por Ordem de Mérito por Preço de cada parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$OBE_CER_AJU_{p,t,l,j}$ é a Obrigação com o CER Ajustada de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", por período de comercialização "j"

$G_PROD_{p,t,l,j}$ é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$QEA_REST_OP_{p,j}$ é a Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"

$ENER_ISEN_OBE_CER_{p,t,l,j}$ é a Energia Isenta de Obrigação de entrega no CER Preliminar parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

202. O Ressarcimento Devido à Energia não Gerada no CER é valorado com a devolução da Receita Fixa, incluindo uma penalidade de 15%, considerando a parcela glosada da receita nos casos de Restrição de Escoamento, relativa ao mesmo mês de ressarcimento, conforme a seguinte expressão:

$$RESS_NG_CER_{p,t,l,m} = \left(\left(\sum_{j \in m-1} DSP_NG_CER_{p,t,l,j} \right) * 1,15 * RFU_CER_DC_{p,t,l,m-1} \right) - (QEC_CER_MED_{p,t,l,f^{CER}} * RFU_CER_DC_{p,t,l,m-1} * F_RE_M_{p,t,l,m-1} * M_HORAS_m)$$

Onde:

$RESS_NG_CER_{p,t,l,m}$ é o Ressarcimento Devido à Energia não Gerada no CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração, "m"

$DSP_NG_CER_{p,t,l,j}$ é o Quantidade de Energia Despachada Não Gerada Associada ao CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$RFU_CER_DC_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Unitária Demais Custos do CER da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$QEC_CER_MED_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Quantidade Média de Energia Comprometida com o CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", do ano de entrega "f^{CER}"

$F_RE_M_{p,t,l,m}$ é o Fator Mensal de Restrição de Escoamento de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

Detalhamento da Ressarcimento pela Geração abaixo da Inflexibilidade

203. O Ressarcimento pela Geração da usina abaixo da inflexibilidade Contratual é realizado apenas para usinas que possuem compromisso contratual de inflexibilidade, e não é apurada durante o período de antecipação.

204. A Energia Não Gerada da Inflexibilidade Comprometida com CER é apurada realizada em todos os períodos de comercialização, independentemente do despacho da ordem de mérito, conforme seguinte equação:

$$ENG_INFLEX_CER_{p,t,l,j} = \max(0; INFLEX_MOD_CER_{p,t,l,j} - G_INFLEX_{p,t,l,j})$$

$$\forall j = m - 1$$

Onde:

$ENG_INFLEX_CER_{p,t,l,j}$ é a Energia Inflexível não Fornecida no CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

INFLEX_MOD_CER_{p,t,l,j} é a Inflexibilidade Contratual Modulada comprometida com CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

G_INFLEX_{p,t,l,j} é a Geração Inflexível de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

205. O Ressarcimento da Energia Não Gerada da Inflexibilidade Comprometida com CER é referente a inflexibilidade não entregue no mês anterior, necessitando a devolução da receita fixa parcela combustível. Contudo, uma vez que a Receita Fixa de Combustível utiliza a inflexibilidade sem considerar as perdas, é necessário corrigir o valor de referência para garantir a correta devolução da receita, conforme seguinte equação:

$$RESS_ENG_INFLEX_CER_{p,t,l,m} = \frac{(\sum_{j \in m-1} ENG_INFLEX_CER_{p,t,l,j}) * RFU_CER_COMB_{p,t,l,m-1}}{PCGFP_PROD_{p,t,l,m-1}}$$

Onde:

RESS_ENG_INFLEX_CER_{p,t,l,m} é o Ressarcimento da Energia Inflexível não Fornecida no CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

ENG_INFLEX_CER_{p,t,l,j} é a Energia Inflexível não Fornecida no CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

RFU_CER_COMB_{p,t,l,m} é a Receita Fixa Unitária vinculada ao custo de Combustível do CER da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

PCGFP_PROD_{p,t,l,m} é o Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

Pagamento da Receita de Venda do CER por Disponibilidade

206. A Parcela de Receita Fixa do CER relativa à parcela em Operação Comercial é determinada com base no fator de potência em operação comercial do mês e a receita fixa mensal, conforme seguinte equação:

$$PRF_CER_OC_{p,t,l,m} = RF_{p,t,l,m} * F_COMERCIAL_RES_M_{p,m}$$

Onde:

PRF_CER_OC_{p,t,l,m} é a Parcela de Receita Fixa do CER relativa à parcela em Operação Comercial da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

RF_{p,t,l,m} é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

F_COMERCIAL_RES_M_{p,j} é o Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

207. A Parcela de Receita Fixa do CER é determinada pela receita fixa unitária e a energia contratada, considerando que no período de antecipação há apenas o pagamento da parcela demais custos, conforme seguinte equação:

Durante o período de antecipação

$$RF_{p,t,l,m} = RFU_CER_DC_{p,t,l,m} * QEC_CER_MED_{p,t,l,f^{CER}} * M_HORAS_m * 1,5$$

Durante o período de suprimento (excluindo antecipação)

$$RF_{p,t,l,m} = RFU_CER_PCS_{p,t,l,m} * QEC_CER_MED_{p,t,l,f^{CER}} * M_HORAS_m$$

Onde:

RF_{p,t,l,m} é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

RFU_CER_DC_{p,t,l,m} é a Receita Fixa Unitária Demais Custos do CER da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

QEC_CER_MED_{p,t,l,f^{CER}} é a Quantidade Média de Energia Comprometida com o CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", do ano de entrega "f^{CER}"

$RFU_CER_PCS_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Unitária Atualizada para o PCS da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

M_HORAS_m é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

207.1. O Fator de Potência em Operação Comercial Mensal da Usina, identifica a proporção de potência da usina que está fora de operação comercial, ponderado por todo o mês, expresso por:

$$F_COMERCIAL_RES_M_{p,m} = \frac{\sum_{j \in m} F_COMERCIAL_RES_{p,j}}{M_SPD_m}$$

Onde:

$F_COMERCIAL_RES_M_{p,j}$ é o Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$F_COMERCIAL_RES_{p,j}$ é o Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

M_SPD_m é a Quantidade de períodos de comercialização no mês de apuração "m"

207.1.1. O Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva identifica a proporção de potência da usina que está em operação comercial, expresso por:

$$F_COMERCIAL_RES_{p,j} = \min \left(1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} (CAP_{i,j})}{CAP_{T_p}} \right)$$

Onde:

$F_COMERCIAL_RES_{p,j}$ é o Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

$CAP_{i,j}$ é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição "i" das unidades geradoras associadas à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

CAP_{T_p} é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina "p"

"PMAQ" é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina "p". Nesta expressão, considera-se o conjunto complementar, ou seja, das unidades geradoras que ainda não entraram em operação comercial

208. O Débito da Receita Fixa do CER relativa à parcela em Suspensão da operação comercial é determinada com base no fator de potência em suspensão no mês, 10% da receita fixa unitária e a energia contratada, conforme seguinte equação:

$$DRF_CER_SUSP_{p,t,l,m} = 0,1 * RFU_CER_{p,t,l,m} * QEC_CER_MED_{p,t,l,f^{CER}} * M_HORAS_m * F_SUSPENSA_RES_M_{p,m}$$

Onde:

$DRF_CER_SUSP_{p,t,l,m}$ é o Débito de Receita Fixa do CER relativa à parcela em Suspensão da Operação Comercial da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RFU_CER_DC_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Unitária Demais Custos do CER da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$QEC_CER_MED_{p,t,l,f^{CER}}$ é a Quantidade Média de Energia Comprometida com o CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", do ano de entrega "f^{CER}"

$RFU_CER_{p,t,l,m}$ é a Receita Fixa Unitária do CER da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$F_SUSPENSA_RES_M_{p,j}$ é o Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

M_HORAS_m é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

208.1. O Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal da Usina, identifica a proporção de potência da usina que está suspensa de operação comercial, ponderado por todo o mês, expresso por:

$$F_SUSPENS_RES_M_{p,m} = \frac{\sum_{j \in m} F_SUSPENS_RES_{p,j}}{M_SPD_m}$$

Onde:

$F_SUSPENS_RES_M_{p,j}$ é o Fator de Suspensa de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$F_SUSPENS_RES_{p,j}$ é o Fator de Suspensa de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

M_SPD_m é a Quantidade de períodos de comercialização no mês de apuração "m"

208.1.1. O Fator de Suspensa de usinas comprometidas com Energia de Reserva identifica a proporção de potência da usina que está em suspensão, expresso por:

$$F_SUSPENS_RES_{p,j} = \min \left(1; \frac{\sum_{i \in UGS} (CAP_{i,j})}{CAP_{T_p}} \right)$$

Onde:

$F_SUSPENS_RES_{p,j}$ é o Fator de Suspensa de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

$CAP_{i,j}$ é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição "i" das unidades geradoras associadas à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

CAP_{T_p} é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina "p"

"UGS" é o conjunto de unidades geradoras suspensas da operação comercial da parcela de usinas "p"

209. A Receita Variável relativo ao Despacho na Ordem de Mérito é determinada a partir da geração por ordem de mérito realizada pelo agente, descontada a inflexibilidade contratual. Caso a usina tenha alguma alteração de característica técnica, será considerado o menor valor entre a geração por ordem de mérito e sua obrigação original de entrega:

Se $DOMP_{p,j} > 0$:

(i) Se a usina tiver alguma alteração de característica técnica, então:

$$RV_DOM_CER_{p,t,l,j} = \max(0; \min(G_DOMP_{p,j}; OBE_CER_RV_{p,t,l,j}) - INFLEX_MOD_CER_{p,t,l,j}) * CVU_CER_{p,t,l,j}$$

(ii) Caso contrário:

$$RV_DOM_CER_{p,t,l,j} = \max(0; G_DOMP_{p,j} - INFLEX_MOD_CER_{p,t,l,j}) * CVU_CER_{p,t,l,j}$$

$$\forall j = m - 1$$

Onde:

$RV_DOM_CER_{p,t,l,j}$ é a Receita de Venda do Despachado na Ordem de Mérito no CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$G_DOMP_{p,j}$ é a Geração Final na Ordem de Mérito da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$OBE_CER_RV_{p,t,l,j}$ é a Obrigação Original com o CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$INFLEX_MOD_CER_{p,t,l,j}$ é a Inflexibilidade Contratual Modulada comprometida com CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$CVU_CER_{p,t,l,j}$ é o CVU Atualizado referente CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

209.1. A Obrigação de Entrega Original no CER é calculada a partir da capacidade instalada, do fator de capacidade máxima, além das perdas internas e o fator de rateio das perdas de geração, conforme seguinte equação:

$$OBE_CER_RV_{p,t,l,j} = CAP_COMP_p * FCmax_{p,f} * F_PDI_{p,j} * UXP_GLF_{p,j} * AJU_PARC_DOMP_CER_{p,j}$$

$$f = fCER$$

$$\forall j = m - 1$$

Onde:

OBE_CER_RV_{p,t,l,j} é a Obrigação Original com o CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

CAP_COMP_p é a Capacidade instalada da parcela de usina "p" definida no CER por Disponibilidade

FCmax_{p,f} é o Fator de Capacidade da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

F_PDI_{p,j} é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

UXP_GLF_{p,j} é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina "p", por período de comercialização "j"

AJU_PARC_DOMP_CER_{p,j} é o Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial no CER da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

210. A Receita Variável relativo ao Despacho na Ordem de Mérito é consolidada no mês verificando o resultado no mês anterior, conforme seguinte equação:

$$RV_DOM_CER_M_{p,t,l,m} = \sum_{j \in m-1} RV_DOM_CER_{p,t,l,j}$$

Onde:

RV_DOM_CER_M_{p,t,l,m} é a Receita de Venda do Despachado na Ordem de Mérito no CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

RV_DOM_CER_{p,t,l,j} é a Receita de Venda do Despachado na Ordem de Mérito no CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

Determinação da Penalidade por Atraso na Entrada em Operação Comercial

211. A Penalidade por Atraso na Entrada em operação Comercial da Usina é valorada pelo produto entre o número de horas em atraso no mês, a receita fixa unitária, o compromisso de entrega de energia ao CER, e o fator que determina a potência em atraso, conforme determinado na seguinte equação:

$$PEN_ATR_{p,t,l,m} = 0,5 * RFU_CER_{p,t,l,m} * QEC_CER_MED_{p,t,l,f^{CER}} * M_HORAS_m * F_ATS_CER_M_{p,m}$$

Onde:

PEN_ATR_{p,t,l,m} é a Penalidade por Atraso na entrada em operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

RFU_CER_{p,t,l,m} é a Receita Fixa Unitária do CER da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

F_ATS_CER_M_{p,m} é o Fator de Potência em Atraso no CER Mensal da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

QEC_CER_MED_{p,t,l,f^{CER}} é a Quantidade Média de Energia Comprometida com o CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", do ano de entrega "f^{CER}"

M_HORAS_m é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

211.1. O Fator de Atraso em Atraso no CER Mensal, é obtido pela relação entre: (i) o fator de potência em atraso no CER, das unidades geradoras, que permaneceram atrasadas ao longo do mês, e (ii) o número de períodos de comercialização do mês, conforme a seguinte expressão:

$$F_ATS_CER_M_{p,m} = \frac{\sum_{j \in m} F_ATS_CER_{p,j}}{M_SPD_m}$$

Onde:

$F_ATS_CER_M_{p,m}$ é o Fator de Potência em Atraso no CER Mensal da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$F_ATS_CER_{p,j}$ é o Fator de Potência em Atraso no CER da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

M_SPD_m é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m", compreendida no período de vigência do contrato

211.1. O Fator de Potência em Atraso da usina no CER é obtido em função da razão entre o somatório da potência instalada referente às unidades geradoras em atraso, e a sua capacidade total associada à garantia física, de acordo com a seguinte equação:

$$F_ATS_CER_{p,j} = \min \left(1; \frac{\sum_{i \in UGATS} (CAP_{i,j})}{CAP_T_p} \right)$$

Onde:

$F_ATS_CER_{p,j}$ é o Fator de Potência em Atraso no CER da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$CAP_{i,j}$ é a Potência Instalada em cada unidade geradora "i", no período de comercialização "j"

CAP_T_p é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina "p"

"UGATS" é o conjunto de unidades geradoras em atraso da parcela de usina "p", durante o período de suprimento do contrato

Determinação do Valor Financeiro a Pagar ou Receber do Agente

212. O montante financeiro final a ser pago ou recebido do empreendimento comprometido com o CER será estabelecido em função (i) da receita fixa relacionada a operação comercial, (ii) débito da receita fixa devido a suspensão, (iii) receita variável em relação a ordem de mérito (iv) ressarcimentos por não entrega de energia, (v) e penalidade por atraso na entrada em operação comercial, conforme expressão seguinte expressões:

Durante período de antecipação

$$VTERM_{p,t,l,m} = PRF_CER_OC_{p,t,l,m} - DRF_CER_SUSP_{p,t,l,m} + RV_DOM_CER_M_{p,t,l,m} - RESS_NG_CER_{p,t,l,m} + ADDC_RECV_{p,t,l,m}$$

Durante período de suprimento (excluindo antecipação)

$$VTERM_{p,t,l,m} = PRF_CER_OC_{p,t,l,m} - DRF_CER_SUSP_{p,t,l,m} + RV_DOM_CER_M_{p,t,l,m} - RESS_NG_CER_{p,t,l,m} - RESS_ENG_INFLEX_CER_{p,t,l,m} - PEN_ATR_{p,t,l,m} + ADDC_RECV_{p,t,l,m}$$

Onde:

$VTERM_{p,t,l,m}$ é o Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento Térmico comprometido com CER da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$PRF_CER_OC_{p,t,l,m}$ é a Parcela de Receita Fixa do CER relativa à parcela em Operação Comercial da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$DRF_CER_SUSP_{p,t,l,m}$ é o Débito de Receita Fixa do CER relativa à parcela em Suspensão da Operação Comercial da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RESS_ENG_INFLEX_CER_{p,t,l,m}$ é o Ressarcimento da Energia Inflexível não Fornecida no CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RESS_NG_CER_{p,t,l,m}$ é o Ressarcimento Devido à Energia não Gerada no CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração, "m"

$PEN_ATR_{p,t,l,m}$ é a Penalidade por Atraso na entrada em operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RV_DOM_CER_M_{p,t,l,m}$ é a Receita de Venda do Despachado na Ordem de Mérito no CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$ADDC_RECV_{p,t,l,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

213. O valor financeiro a ser pago ou recebido pela usina pode conter valores referentes às reapurações de outros meses, logo o valor recebe um montante financeiro referente à esta possível diferença, conforme expressão que segue:

$$TOT_ER_{p,t,l,m} = VTERM_{p,t,l,m} + DIF_REAP_{p,t,l,m}$$

Onde:

$TOT_ER_{p,t,l,m}$ é o Valor Total Apurado de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$VTERM_{p,t,l,m}$ é o Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento Térmico comprometido com CER da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$DIF_REAP_{p,t,l,m}$ Diferença de Reapuração de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

214. A Receita de Venda, sem descontos, é composta pela parcela fixa somada a receita variável que passa a ser valorada após a entrega do compromisso anual de energia, conforme a seguinte expressão:

$$RVET_{p,t,l,m} = PRF_CER_OC_{p,t,l,m} + RV_DOM_CER_M_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RVET_{p,t,l,m}$ é a Receita de Venda Total do Empreendimento, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$PRF_CER_OC_{p,t,l,m}$ é a Parcela de Receita Fixa do CER relativa à parcela em Operação Comercial da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$RV_DOM_CER_M_{p,t,l,m}$ é a Receita de Venda do Despachado na Ordem de Mérito no CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"m" refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

4.4.3. Dados de Entrada do Procedimento Competitivo Simplificado

ADDC_EPI_OBE_CER_{p,t,i,j}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto à Energia Passível de Isenção de Obrigação do CER	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto à Energia Passível de Isenção de Obrigação do CER da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
ADDC_G_TOT_CER_{p,t,i,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
CAP_COMP_p	Capacidade instalada no CCEAR por disponibilidade	
	Descrição	Capacidade instalada da parcela de usina "p" definida no CCEAR por disponibilidade
	Unidade	MW
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
CAP_{i,j}	Capacidade Instalada	
	Descrição	Potência Instalada de cada unidade geradora "i", no período de comercialização "j"
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos

CVU Atualizado referente CER		
CVU_CER_{p,t,l,j}	Descrição	CVU Atualizado referente CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR e CER - Atualização do Custo Variável Unitário dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade do Procedimento Competitivo Simplificado para contratação de Energia de Reserva
	Valores Possíveis	Positivos
Diferença de Reapuração de Energia de Reserva		
DIF_REAP_{p,t,l,m}	Descrição	Diferença de Reapuração de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS		
DOMP_ONS_{i,j}	Descrição	Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS por parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Disponibilidade Verificada		
DV_{p,j}	Descrição	Disponibilidade Verificada da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MW
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Operação Comercial		
F_COMERCIAL_{p,j}	Descrição	Estabelece a relação entre a capacidade das máquinas em operação comercial de uma parcela de usina "p" em relação à sua capacidade total
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Determinação da Geração de Teste e Geração Reconciliada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Fator de Capacidade		
FC_{max,p,f}	Descrição	O Fator de Capacidade corresponde à relação entre a produção efetiva de uma usina em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período por parcela de usina "p" e ano de apuração "f"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Geração Final da Usina		
G_{p,j}	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina "p", ajustada por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Geração Verificada na Ordem Mérito pelo Operador do Sistema		
G_DOMP_{p,j}	Descrição	Geração Final na Ordem de Mérito da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração Disponível para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Geração Inflexível		
G_INFLEX_{p,t,l,j}	Descrição	Geração Inflexível de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Geração Destinada para Atendimento ao Produto		
G_PROD_{p,t,l,j}	Descrição	Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento de UTEs à Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo IB, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER por Disponibilidade, PCHs e CGHs comprometidas com CER por Quantidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Geração Mensal para Atendimento ao Produto		
GM_PROD_CER_{p,t,l,m}	Descrição	Geração Mensal para Atendimento ao CER de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento de UTEs à Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo IB, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER por Disponibilidade, PCHs e CGHs comprometidas com CER por Quantidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Inflexibilidade comprometida com CER		
INFLEX_CER_{p,t,l,f}^{CER}	Descrição	Inflexibilidade comprometida com CER de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", do ano de entrega "f ^{CER} "
	Unidade	MW Médio
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da Empresa de Pesquisa Energética		
INFLEX_M_EPE_{p,m}	Descrição	Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da Empresa de Pesquisa Energética da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	MW Médio
	Fornecedor	EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade de Horas no Mês		
M_HORAS_m	Descrição	Quantidade de horas no mês de apuração "m" compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
Quantidade de meses caracterizados como descumprimento contratual referente à medição anemométrica		
MESES_ATANEM_{p,t,l,m}	Descrição	Quantidade de meses caracterizados como descumprimento contratual referente à medição anemométrica, da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	meses
	Fornecedor	EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)		
NIPCA_m	Descrição	Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) utilizado para atualização monetária da receita fixa do CER, no mês de reajuste anual "m", estabelecido no CER.
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	IBGE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação		
QEA_REST_OP_{p,j}	Descrição	Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Restrição de Operação por Constrained-Off)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos		
PCGFP_PROD_{p,t,l,m}	Descrição	Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade Média de Energia Comprometida com o CER		
PLD_MIN_r	Descrição	Valor mínimo que o PLD pode assumir em uma hora para um determinado ano de apuração "f". Este valor é calculado anualmente pela ANEEL considerando o maior valor entre a TEO Itaipu e a TEO das demais usinas hidrelétricas do SIN
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos
Preço de Venda de Referência do CER		
PV_CER_{p,t,l}	Descrição	Preço de Venda de Referência estabelecido no CER para remuneração da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos

Quantidade Média de Energia Comprometida com o CER		
QEC_CER_MED_{p,t,l,fCER}	Descrição	Quantidade Média de Energia Comprometida com o CER, com base na quantidade anual declarada nos contratos, da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no ano de entrega f^{CER}
	Unidade	MWm
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Taxa de Referência de Interrupções Forçadas		
REF_TEIF_{p,m}	Descrição	Parâmetro estatístico que reflete a indisponibilidade causada por interrupção forçada da usina hidráulica participante do MRE, e da usina não hidráulica com modalidade de despacho tipo IA ou IIA
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ONS/Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Taxa de Referência de Interrupções Programadas		
REF_TEIP_{p,m}	Descrição	Parâmetro estatístico que reflete a indisponibilidade causada por interrupção programada da usina hidráulica participante do MRE, e da usina não hidráulica com modalidade de despacho tipo IA ou IIA
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ONS/Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Receita Fixa do CER		
RFIX_CER_{p,t,l}	Descrição	Receita Fixa do CER da usina "p", para cada produto "t", do leilão "l"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
Receita Fixa Demais Custos do CER		
RFIX_CER_DC_{p,t,l}	Descrição	Receita Fixa Demais Custos do CER da usina "p", para cada produto "t", do leilão "l"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

Receita Fixa do CER vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade		
RFIX_COMB_CER_{p,t,l}	Descrição	Receita Fixa do CER vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
Fator de Rateio de Perdas de Geração Associado à Usina		
UXP_GLF_{p,j}	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser associado à parcela de usina "p", por período de comercialização "j". Caso a parcela da usina não participa do rateio de perdas da Rede Básica, o UXP_GLF _{p,j} é igual a 1
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Abatimento das Perdas Internas		
F_PDI_{p,j}	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (ANEXO II – Cálculo das Perdas Internas e Perdas da Rede Compartilhada de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

4.4.4. Dados de Saída do Procedimento Competitivo Simplificado

Receita Líquida do Empreendimento à Biomassa		
REC_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m}	Descrição	Receita Líquida da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração de entrega da energia ao CER " ^f CER", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento Eólico		
VEOL_{p,t,l,m}	Descrição	Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento Eólico comprometido com CER da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento Solar		
VSOL_{t,l,m}	Descrição	Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento Solar comprometido com CER da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Valor Total Apurado de Energia de Reserva		
TOT_ER_{p,t,l,m}	Descrição	Valor Total Apurado de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Procedimentos de COMERCIALIZAÇÃO

Módulo 1 – Agente

Submódulo 1.5 – Desligamento da CCEE

ÍNDICE

1. **INTRODUÇÃO**
2. **OBJETIVO**
3. **PREMISSAS**
4. **LISTA DE DOCUMENTOS**
5. **FLUXO DE ATIVIDADES**
6. **DESCRIÇÃO DE ATIVIDADES**
7. **ANEXOS**

Revisão	Motivo da Revisão	Instrumento de aprovação pela ANEEL	Data de Vigência
1.0	Primeira versão aprovada (CP nº 05/2017)	Despacho nº 1.911/2017	30.06.2017
2.0	Adequação ao Sistema de Gestão de Sanções e Desligamentos e demais aprimoramentos	Despacho nº 3.646/2020	22.02.2021
3.0	Aprimoramentos	Despacho nº 485/2022	16.02.2022
4.0	Audiência Pública nº 03/2022	Resolução Normativa nº 1.012/2022	01.04.2022
5.0	Adequação à REN nº 1.014/2022 e demais aprimoramentos	Despacho nº 1.029/2023	17.04.2023
6.0	Adequação à REN nº 1.081/2023 e demais aprimoramentos	Resolução Normativa nº XXXX/202X	XX.XX.202X

1. INTRODUÇÃO

O desligamento de agentes da CCEE ocorre de acordo com as hipóteses previstas na regulamentação vigente, podendo ser compulsório, voluntário ou por descumprimento de obrigação no âmbito da CCEE.

2. OBJETIVO

Os procedimentos deste submódulo aplicam-se ao desligamento de agentes da CCEE, consoante normas de regência vigentes.

3. PREMISSAS

Gerais

3.1. São espécies de desligamento da CCEE:

3.1.1. Compulsório: quando da extinção de todas as outorgas de concessão, permissão ou autorização de que seja titular, ou cancelamento de todos os registros de empreendimentos de geração sob estes modelados na CCEE, bem como pela perda de requisito essencial para participação no quadro associativo da CCEE, previsto nas normas regulatórias vigentes.

3.1.2. Voluntário: mediante informações prestadas no sistema específico, formalização do Requerimento de Desligamento da CCEE e apresentação dos documentos necessários.

3.1.3. Por descumprimento de obrigação no âmbito da CCEE, prevista na Convenção de Comercialização, nas Regras e Procedimentos de Comercialização, no Estatuto Social da CCEE e demais normas vigentes, mediante procedimento próprio conduzido pela CCEE.

3.2. Quanto à forma, o desligamento da CCEE pode ocorrer:

3.2.1. Com sucessão: caracterizada pela existência de vínculo técnico, comercial, regulatório e/ou jurídico entre o agente sucedido e o agente sucessor, conforme documentação comprobatória a ser analisada pela CCEE.

- 3.2.1.1. Nos casos de desligamento compulsório ou de desligamento por descumprimento de obrigação de matriz e/ou filial(is), deve ocorrer, obrigatoriamente, o desligamento da matriz e/ou filial(is) remanescente(s), com a incidência dos mesmos efeitos e procedimentos aplicáveis desde a instauração do referido processo de desligamento até o seu encerramento.
 - 3.2.2. Nos casos não abrangidos pela premissa anterior, e exclusivamente para o caso de desligamento voluntário, o vínculo pode ser caracterizado pela convenção sucessória financeira entre o agente sucedido e o agente sucessor.
 - 3.2.3. Sem sucessão: no caso de não ocorrência das premissas anteriores.
 - 3.3. O início do procedimento de desligamento, assim como sua efetivação, não suspende, modifica ou extingue as obrigações perante a CCEE, exigíveis ou que venham a tornar-se exigíveis, inclusive, mas sem limitação, quanto ao pagamento de contribuição associativa, constituição de Garantias Financeiras, liquidação financeira relativa à contratação de Energia de Reserva, liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo - MCP, liquidação financeira do Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE, pagamento de eventuais multas, penalidades, encargos e demais valores devidos no âmbito da CCEE.
 - 3.4. Para os casos de instauração de procedimento de desligamento compulsório ou por descumprimento de obrigação, a CCEE deve encaminhar Termo de Notificação - TN preferencialmente por meio eletrônico, nos termos da regulamentação vigente e do submódulo 1.4 - Atendimento, para:
 - 3.4.1. Os proprietários de ativos de geração e/ou unidades consumidoras representados, que devem manter seus dados atualizados perante a CCEE, informando sobre a instauração do procedimento de desligamento do agente representante e esclarecendo os possíveis efeitos decorrentes, dentre os quais a sujeição dos consumidores representados à suspensão de fornecimento de energia elétrica caso o agente representante seja desligado, e informar aos representados que eles podem optar, até o prazo estabelecido na premissa 3.37.2, por:
 - 3.4.1.1. Efetivar sua adesão à CCEE, se cabível, e concluir a modelagem de seus ativos; ou
 - 3.4.1.2. Requerer a transferência da representação de seus ativos.

- 3.4.2. Os agentes vinculados, que devem manter seus dados atualizados perante a CCEE, informando sobre a instauração do procedimento de desligamento do agente líder do Grupo de Liquidação, constituído nos termos do submódulo 1.1 - Adesão à CCEE e esclarecendo os possíveis efeitos decorrentes, inclusive informando aos agentes vinculados que eles devem providenciar, até o prazo estabelecido na premissa 3.37.3, por:
- 3.4.2.1. Abrir nova conta corrente;
 - 3.4.2.2. Indicar novo líder do Grupo de Liquidação; ou
 - 3.4.2.3. Incluir-se em conta corrente de outro Grupo de Liquidação.
- 3.5. Para que o desligamento do agente da CCEE seja efetivado, é necessário o atendimento aos seguintes requisitos:
- a) Deliberação pelo CAAd, com publicação da decisão no site da CCEE e com comunicação da decisão aos envolvidos, nos termos das normas de regência vigentes;
 - b) Cancelamento ou transferência, conforme o caso, dos registros de contratos existentes no momento do desligamento;
 - c) Ajuste do cadastro do(s) respectivo(s) ativo(s).
- 3.6. As decisões para monitoramento de agente, suspensão e/ou encerramento e arquivamento do procedimento de desligamento podem ser definidas no âmbito da Superintendência, com publicação da decisão no site da CCEE e com comunicação da decisão aos envolvidos, nos termos das normas de regência vigentes.
- 3.7. O agente pode interpor pedido de impugnação quando não concordar com a decisão proferida no âmbito da CCEE referente ao seu processo de desligamento, nos moldes das normas de regência vigentes e do submódulo 1.4 - Atendimento.
- 3.8. O agente deve apresentar os documentos e informações referentes ao processo de desligamento exclusivamente por meio do sistema específico, localizado na área logada do site da CCEE, de acordo com os formatos de arquivos estabelecidos pelo próprio sistema, nos prazos determinados nas normas de regência vigentes.
- 3.8.1. Os documentos que são gerados de forma eletrônica por meio do sistema específico da CCEE devem ser preenchidos e assinados pelo(s) representante(s) legal(is) do agente. São aceitas as seguintes formas de assinatura, nos termos da legislação vigente: assinatura manual com firma reconhecida; assinatura digital com certificado ICP-Brasil (devendo ser encaminhado à CCEE o protocolo de autenticidade da assinatura); ou assinatura eletrônica avançada desde que aceita pelo agente.

- 3.8.2. No caso da assinatura eletrônica avançada de que trata a premissa anterior, a CCEE é responsável por: a) assegurar, de maneira unívoca, a assinatura ao signatário; b) utilizar dados para a criação de assinatura cujo signatário possa, com elevado nível de confiança, operar sob o seu controle exclusivo; e c) relacionar a assinatura aos dados a ela associados de tal modo que qualquer modificação posterior possa ser detectável.
- 3.8.3. Outros documentos que, para fins do processo de desligamento, demandem assinatura pelo(s) representante(s) legal(is) do agente, devem ser assinados manualmente com firma reconhecida ou digitalmente com certificado ICP-Brasil, conforme legislação vigente, devendo no último caso ser encaminhado à CCEE o protocolo de autenticidade da assinatura.
- 3.9. O agente se compromete e se responsabiliza pela validade e regularidade dos documentos e dados apresentados à CCEE, incluindo os poderes do(s) signatário(s) dos documentos, cuja assinatura o(s) vinculará(ão) às obrigações existentes no âmbito da CCEE.
- 3.10. A CCEE está isenta de qualquer responsabilidade sobre informação que tenha sido cadastrada erroneamente ou não atualizada no sistema específico.
- 3.11. Os prazos constantes neste submódulo são contados em dias corridos, salvo quando expressamente dispostos em dias úteis.
- 3.12. Em caso de desligamento com sucessão, o(s) agente(s) sucessor(es) assume(m) os direitos, ônus e obrigações, inclusive passadas, e as decorrentes de eventuais recontabilizações ou ajustes financeiros perante a CCEE do agente sucedido.
- 3.12.1. Caso o(s) sucessor(es) não seja(m) agente(s) da CCEE, deve(m) efetuar sua adesão à Câmara, conforme o disposto nos submódulos 1.1 - Adesão à CCEE e 1.2 - Cadastro de agentes, de modo que esta seja aprovada pela CCEE concomitantemente ao desligamento.
- 3.12.2. Especificamente para o caso de desligamento voluntário com sucessão, deve ser observado o indicado no sistema específico e na seção própria deste submódulo.
- 3.13. Os débitos perante o Mercado de Curto Prazo no último mês de operação da empresa desligada, sem sucessão de seu histórico financeiro, devem ser apurados, consolidados e rateados entre todos os agentes, proporcionalmente aos seus votos, sendo os valores rateados lançados em registro escritural especial, a ser mantido pela CCEE em nome dos agentes credores.

- 3.13.1. Os demais valores devidos no âmbito da CCEE, após sua apuração, devem ser suportados pelo respectivo credor, ressalvados aqueles decorrentes de recontabilizações e ajustes financeiros, que devem ser tratados conforme o disposto no submódulo 5.1 - Contabilização e recontabilização.
- 3.13.2. Todas as dívidas apuradas pela CCEE em face da empresa desligada devem ser ressarcidas por meio do perfil específico, da competente medida judicial de cobrança ou por outros meios aplicáveis, conforme o caso.

Desligamento compulsório de agente

- 3.14. Com a publicação de ato regulatório que trate da revogação, cassação ou transferência de outorga de concessão, permissão, autorização ou registro de agentes da CCEE ou, ainda, na ocorrência de perda de requisito essencial à sua participação no quadro associativo da Câmara, previsto nas normas regulatórias vigentes, a CCEE deve instaurar o procedimento de desligamento compulsório do respectivo agente.
 - 3.14.1. As consequências do desligamento compulsório do agente representante de proprietários de ativos de geração e/ou unidades consumidoras e do agente líder do Grupo de Liquidação são aplicáveis aos representados/vinculados nos termos dispostos na seção "Desligamento de agente por descumprimento de obrigação no âmbito da CCEE" deste submódulo.
- 3.15. O agente ou não agente pertencente à categoria de distribuição pode solicitar, por meio do sistema específico, a instauração do procedimento de desligamento compulsório do agente cuja relação contratual tenha sido encerrada e tenha sido desconectado do sistema elétrico, conforme as hipóteses previstas na regulamentação vigente. Para tanto, é necessária a apresentação de documentação comprobatória, que será analisada pela CCEE.
- 3.16. Com a instauração do procedimento de desligamento compulsório do agente, seu acesso ao sistema específico para registro, ajuste e validação de contratos será imediatamente restrito.
- 3.17. Para a efetivação do desligamento compulsório do agente, a CCEE deve, conforme as premissas da seção "Gerais" deste submódulo, no que for cabível, adequar os registros de contratos do agente, bem como ajustar o cadastro dos respectivos ativos, considerando a data da operacionalização do desligamento.

- 3.18. No caso de transferência da outorga, a transferência dos ativos, direitos e obrigações ao(s) sucessor(es) deve ser realizada pela CCEE somente depois de atendidos todos os prazos e requisitos regulatórios e legais, inclusive, se for o caso, assinaturas de termos de cessão necessários e adesão à CCEE do(s) sucessor(es), observando-se os submódulos 1.1 - Adesão à CCEE e 1.2 - Cadastro de agentes, no que for cabível.

Desligamento voluntário de agente

- 3.19. A solicitação para desligamento da CCEE deve ser realizada, exclusivamente, por meio do sistema específico.
- 3.20. Para solicitar seu desligamento, o agente deve observar as premissas da seção “Gerais” deste submódulo, no que for cabível, bem como informar os dados requeridos pelo sistema específico para geração:
- 3.20.1. Do boleto do emolumento de desligamento da CCEE, se for o caso, e realizar o devido recolhimento (as hipóteses de incidência e o valor do emolumento de desligamento encontram-se disponíveis no site da CCEE).
- 3.20.2. Do Requerimento de Desligamento da CCEE, cujos termos encontram-se no anexo deste submódulo.
- 3.21. O Requerimento de Desligamento da CCEE deve ser assinado pelo representante legal do agente que se pretenda desligar da CCEE e pelo(s) representante(s) legal(is) da(s) empresa(s) sucessora(s), se for o caso, de acordo as opções de assinatura disponibilizadas pela Câmara, observada a premissa 3.8 e subpremissas.
- 3.21.1. O representante legal deve ter poderes para representar o agente perante a Câmara e a inobservância a esse requisito pode fazê-lo incorrer em responsabilidade civil, criminal e administrativa.
- 3.22. A CCEE deve iniciar a análise do procedimento de desligamento somente com a confirmação do pagamento do respectivo emolumento, prestada pela instituição financeira, quando o mesmo for devido.
- 3.22.1. A data do início do procedimento de desligamento deve ser disponibilizada no sistema específico. A partir deste momento, o agente deve realizar as demais atividades requeridas pelo sistema específico relacionadas ao seu processo de desligamento.

- 3.22.2. A desistência do processo por parte do agente ou o cancelamento do processo pela CCEE devido à restrição regulatória (não enquadramento ao tipo de desligamento solicitado, prazo expirado, etc), não implica direito ao ressarcimento do emolumento recolhido.
- 3.23. Todas as solicitações serão analisadas e validadas para o mês de referência "M", em que o agente desejar a operacionalização do seu desligamento, caso sejam enviadas **sem pendências** até M-12du, sob pena de postergação da efetivação do desligamento.
- 3.24. A efetivação do desligamento voluntário do agente está condicionada ao cumprimento de todas suas obrigações, especialmente as financeiras.
- 3.24.1. Em caso de desligamento voluntário de agente representante de proprietários de ativos de geração e/ou unidades consumidoras, bem como de agente líder do Grupo de Liquidação, a efetivação do desligamento também está condicionada ao exercício, por parte dos agentes representados/vinculados, de uma das opções previstas nas premissas 3.4.1. e 3.4.2.
- 3.24.2. Em caso de desligamento voluntário com sucessão:
- 3.24.2.1. A CCEE deve realizar a transferência dos contratos somente após a autorização bilateral das partes.
 - 3.24.2.2. A ausência de declaração de transferências de históricos pelo agente sucedido também será considerada pendência para a efetivação do desligamento do respectivo agente.
 - 3.24.2.3. Caso o agente que se pretenda sucedido esteja inadimplente no âmbito da CCEE, é necessário que, em até 2 (dois) dias úteis antes da data da deliberação do CAAd sobre o desligamento com sucessão, o agente sucedido comprove o caucionamento dos débitos no sistema específico ou o agente sucessor encaminhe o comprovante do caucionamento dos débitos à CCEE, conforme modelo de encaminhamento disponível no site da CCEE.
- 3.25. Caso seja identificado um descumprimento de obrigação, notadamente as financeiras, do agente solicitante do desligamento voluntário sem sucessão, o processo de desligamento voluntário será sobrestado até que o agente regularize a pendência.
- 3.26. O agente da CCEE pode desistir do processo de desligamento a qualquer momento, por meio do sistema específico, desde que seu desligamento não tenha sido pautado para deliberação pelo CAAd.

3.27. O processo de desligamento voluntário não concluído dentro de doze meses a contar do mês de seu início é cancelado no sistema específico, bem como as solicitações de modelagem relacionadas ao processo. Caso o agente mantenha interesse em se desligar da Câmara, um novo processo de desligamento deve ser iniciado, nos termos das premissas deste submódulo.

Desligamento de agente por descumprimento de obrigação no âmbito da CCEE

3.28. O cumprimento de obrigação no âmbito da CCEE é considerado tempestivo exclusivamente quando realizado na data específica em que é devido, observados os calendários de operações da CCEE (bem como eventuais alterações extraordinárias, previamente comunicadas aos agentes), quando aplicáveis.

3.29. O procedimento para desligamento de agente por descumprimento de obrigações no âmbito da CCEE é instaurado, por iniciativa da CCEE ou provocação de terceiros, após a constatação do descumprimento de qualquer das obrigações estabelecidas nas normas e legislação vigentes, previstas nos atos legislativos, nos atos emanados pela ANEEL, na Convenção de Comercialização, nos Procedimentos de Comercialização e no Estatuto Social da CCEE.

3.30. Mediante a constatação de inadimplemento relativo às obrigações previstas na premissa anterior, a CCEE deve instaurar o procedimento de desligamento por descumprimento de obrigação e:

3.30.1. Enviar o TN ao agente inadimplente, preferencialmente por meio eletrônico, nos termos da regulamentação vigente e do submódulo 1.4 - Atendimento, observada a premissa 3.4, com:

3.30.1.1. A identificação da obrigação descumprida e o respectivo fundamento normativo;

3.30.1.2. O aviso de que o agente está sujeito à suspensão de fornecimento de energia elétrica caso não solucione o inadimplemento na CCEE, nos termos da regulamentação vigente e da seção específica deste submódulo, sendo que, se o agente inadimplente for consumidor, a referida suspensão envolve todas as unidades consumidoras correspondentes.

3.30.2. Restringir o acesso ao sistema específico para registro, ajuste e validação de contratos.

- 3.31. O agente pode apresentar sua manifestação por meio do sistema específico no prazo estabelecido pela regulamentação vigente, contado da data de recebimento do TN, conforme disposto no submódulo 1.4 - Atendimento.
- 3.32. Caso o agente regularize sua situação no âmbito da CCEE, no ciclo financeiro imediatamente subsequente ao início de seu procedimento de desligamento, bem como não apresente qualquer outro descumprimento de obrigação, deve ser posto em monitoramento pela CCEE, pelo prazo de seis ciclos de contabilização e liquidação financeira, nos termos da regulamentação vigente.
- 3.32.1. No curso do período de monitoramento do procedimento de desligamento, caso o agente venha a descumprir qualquer obrigação no âmbito da CCEE, o procedimento será imediatamente retomado, a partir da etapa em que se encontrava, devendo a CCEE notificar o agente, conforme previsto neste submódulo.
- 3.33. Durante a tramitação do procedimento de desligamento é vedado ao agente: i) a inclusão de registros de contratos de venda de energia elétrica no sistema específico, ii) a alteração de registros de contratos já existentes no sistema que resultem em aumento de sua exposição financeira no âmbito da CCEE, iii) a inclusão de novos ativos com seus respectivos pontos de medição.
- 3.33.1. A vedação descrita na premissa anterior é suspensa quando da regularização da situação do agente, desde que ele não incorra em novo descumprimento de obrigação, hipótese na qual tal vedação será novamente imposta, de ofício, pela CCEE.
- 3.33.2. O agente que estiver com restrição de acesso ao sistema específico para registro, ajuste e validação de contratos pode solicitar a entrada de dados por contingência, na forma do submódulo 1.4 - Atendimento, a qual será analisada pela CCEE.
- 3.34. O agente que estiver inadimplente nas liquidações financeiras e em processo de desligamento pode caucionar os valores de seu débito, conforme estabelecido nos normativos vigentes.
- 3.34.1. O caucionamento é considerado válido apenas quando confirmado pelo agente de liquidação.
- 3.34.2. Para fins de caução, são válidos apenas recursos em moeda corrente nacional ou ativos financeiros aceitos pelo agente de liquidação.
- 3.34.3. A caução deve ser efetivada pelo devedor inadimplente e assegurada pelo agente de liquidação até a liquidação subsequente.

- 3.34.4. A caução efetivada pelo devedor após a data de divulgação pela CCEE da exposição financeira dos agentes corresponderá à totalidade dos débitos divulgados nessa data.
- 3.34.5. A permissão de acesso ao sistema específico somente é realizada com a confirmação, pelo agente de liquidação, do caucionamento/regularização correspondente ao valor total devido no âmbito da CCEE.
- 3.35. O processo de desligamento por descumprimento de obrigações no âmbito da CCEE pode não ser instaurado caso o valor total da inadimplência não ultrapasse o valor mínimo e as condições estabelecidos na regulamentação vigente.
- 3.36. A CCEE deve promover o julgamento do procedimento de desligamento no prazo estabelecido na regulamentação vigente, contado a partir da data do primeiro descumprimento de obrigação ou, caso o agente esteja em período de monitoramento pela CCEE, da data do descumprimento de obrigação que tenha ensejado a retomada do procedimento.
- 3.36.1. O CAAd pode deliberar pelo desligamento do agente ainda que na data de seu julgamento exista prazo, a vencer, para defesa de um novo termo de notificação por descumprimento de obrigação.
- 3.36.2. A CCEE deve realizar a publicação/comunicação da deliberação do CAAd nos termos da premissa 3.5, alínea "a".
- 3.37. Em até cinco dias do julgamento do procedimento de desligamento, a CCEE deve encaminhar o TN, preferencialmente por meio eletrônico, nos termos da regulamentação vigente e do submódulo 1.4 - Atendimento, para:
- 3.37.1. O agente, informando-o acerca da decisão proferida e da possibilidade de interposição de pedido de impugnação, nos termos da regulamentação vigente. Caso o agente desligado seja titular de empreendimentos de geração, a notificação deve adicionalmente informá-lo acerca:
- 3.37.1.1. Das obrigações decorrentes das outorgas então vigentes, notadamente quanto ao cumprimento da programação e do despacho de geração determinado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, bem como que seu descumprimento pode ensejar a imposição de penalidade administrativa e a efetivação de intervenção; e

- 3.37.1.2. Da criação de perfil específico ao qual permaneçam vinculados os empreendimentos de geração anteriormente modelados sob o perfil do agente gerador desligado, para fins de contabilização da energia eventualmente gerada, nos termos deste submódulo e da regulamentação vigente.
- 3.37.2. Os proprietários de ativos de geração e/ou unidades consumidoras representados, informando-lhes acerca da decisão proferida e concedendo-lhes o prazo de cinco dias para exercerem uma das opções da premissa 3.4.1.
- 3.37.2.1. Caso os proprietários de ativos de geração e/ou unidades consumidoras representados que tiveram seu agente representante desligado da CCEE não realizem qualquer das opções previstas na premissa 3.4.1 no prazo estabelecido na premissa anterior, estarão sujeitos aos mesmos efeitos e procedimentos aplicáveis ao agente desligado, estabelecidos nas premissas 3.38.1 e 3.38.2.
- 3.37.3. Os agentes vinculados ao Grupo de Liquidação, informando-lhes acerca da decisão proferida e concedendo-lhes o prazo até a data da liquidação financeira subsequente à deliberação do CAAd que determinou o desligamento do agente líder do Grupo de Liquidação, para exercerem uma das opções da premissa 3.4.2.
- 3.37.3.1. Caso os agentes vinculados ao Grupo de Liquidação que tiveram seu agente líder desligado da CCEE não realizem qualquer das opções previstas na premissa 3.4.2 no prazo estabelecido na premissa anterior, estarão sujeitos à instauração de procedimento de desligamento compulsório.
- 3.38. Concomitantemente ao disposto na premissa anterior, a CCEE deve:
- 3.38.1. Em caso de consumidor, proceder à notificação do agente conectado (distribuidora agente ou não agente da CCEE ou, ainda, transmissora) e, quando pertinente, do ONS, para a operacionalização da suspensão do fornecimento a todas as unidades consumidoras correspondentes, nos termos da regulamentação vigente e da seção específica deste submódulo, sendo que tal notificação deve conter as seguintes informações:
- a) A especificação de todas as unidades consumidoras de titularidade do agente inadimplente, que devem ter seu fornecimento suspenso;
 - b) Que a suspensão se funda em disposição legal que admite a interrupção do serviço ao usuário inadimplente, a bem da coletividade de agentes da CCEE; e

- c) Que a efetivação da suspensão do fornecimento por inadimplemento deve observar demais normas de regência.
- 3.38.2. Em caso de gerador, nos termos da regulamentação vigente: i) proceder à notificação do ONS, a fim de que sejam monitorados os empreendimentos de geração de titularidade do agente desligado e de seus representados, quando programados ou despachados centralizadamente; ii) providenciar o tratamento específico para a energia gerada; e iii) encaminhar à ANEEL os autos do processo de desligamento, para os expedientes administrativos cabíveis, incluindo eventual cassação de outorga.
- 3.38.3. Em caso de comercializador, nos termos da regulamentação vigente, encaminhar à ANEEL os autos do processo de desligamento, para os expedientes administrativos cabíveis, incluindo eventual cassação de outorga.
- 3.39. No caso de desligamento de agente representante de que trata a premissa 3.4.1, a CCEE deve proceder à notificação do agente conectado e, quando pertinente, do ONS, na data de término do prazo para a opção de que trata a premissa 3.37.2, para a operacionalização da suspensão do fornecimento a todas as unidades consumidoras dos consumidores representados correspondentes, nos termos da regulamentação vigente.
- 3.40. Para a efetivação do desligamento de agente, a CCEE deve, conforme as premissas da seção “Gerais” deste submódulo, no que for cabível, adequar os registros de contratos do agente, bem como ajustar o cadastro dos respectivos ativos, considerando a data da operacionalização do desligamento.

Suspensão de fornecimento de energia elétrica

- 3.41. Realizada a suspensão de fornecimento, nos termos da premissa 3.38.1, o agente conectado deve proceder à suspensão do fornecimento de todas as unidades consumidoras no prazo mínimo de cinco dias e máximo de dez dias do recebimento da notificação, bem como informar à CCEE em até quarenta e oito horas de sua execução, indicando a data efetiva em que foi realizada a suspensão de fornecimento.
- 3.41.1. Caso a suspensão de fornecimento não seja efetivada no prazo estabelecido, deve ser apresentada a justificativa à CCEE.**
- 3.41.2. Em caso de ultrapassagem do prazo máximo para suspensão do fornecimento, decorrente de responsabilidade exclusiva do agente conectado:**

- a) Distribuidora agente da CCEE, os débitos referentes ao consumo da unidade consumidora serão alocados para responsabilidade da distribuidora a partir do mês de referência "M" em que ocorrer atraso na suspensão, nos termos das Regras de Comercialização.
 - b) Distribuidora não agente da CCEE, os débitos referentes ao consumo da unidade consumidora serão alocados para responsabilidade da distribuidora supridora a partir do mês de referência "M" em que ocorrer atraso na suspensão, nos termos das Regras de Comercialização. Nesse caso, os valores arcados pela distribuidora supridora serão divulgados pela CCEE para cobrança bilateral, podendo configurar inadimplência setorial.
 - c) Transmissora, os débitos referentes ao consumo da unidade consumidora, a partir do mês de referência "M" em que ocorrer atraso na suspensão, serão calculados nos termos das Regras de Comercialização e cobrados pela CCEE à transmissora. Nesse caso, a transmissora deve efetuar o pagamento diretamente à CCEE em até 15 dias da data da notificação de cobrança realizada pela CCEE, podendo configurar inadimplência setorial.
- 3.41.3. Caso a suspensão de fornecimento seja efetivada após o prazo máximo estabelecido, é necessário que o agente conectado informe à CCEE para que seja dado o tratamento adequado em relação à alocação dos débitos da unidade consumidora.
- 3.42. A CCEE pode cancelar a solicitação de suspensão de fornecimento ao agente conectado e, quando pertinente, ao ONS, preferencialmente por meio eletrônico, até o nono dia do envio da notificação em que requereu a suspensão, desde que a efetivação da suspensão de fornecimento ainda não tenha sido informada à CCEE.
- 3.42.1. Em caso de execução da suspensão, a CCEE pode solicitar o restabelecimento do fornecimento ao agente conectado e, quando pertinente, ao ONS, desde que ainda não se tenha operado os efeitos do desligamento do agente.
- 3.43. Em caso de suspensão de fornecimento, a unidade consumidora pode retornar ao ACL desde que realize:
- 3.43.1. A quitação de suas pendências junto à CCEE, inclusive, quando aplicável, de sua matriz e/ou filial(is);
 - 3.43.2. Nova adesão à CCEE, nos termos dos submódulos 1.1 – Adesão à CCEE e 1.2 – Cadastro de agentes.

Desligamento de agentes de distribuição de energia elétrica

3.44. O desligamento de agente de distribuição de energia elétrica inadimplente opera-se de pleno direito somente quando da modelagem por novo agente outorgado sob o perfil correspondente.

Perfil específico para agentes de geração desligados

3.45. O perfil específico para vinculação de empreendimentos de geração anteriormente modelados sob perfil de gerador desligado da CCEE deve observar o disposto nos normativos vigentes, além de atender às premissas da presente seção deste submódulo.

3.46. O perfil específico e a geração sob este alocada não são computados para fins de determinação de votos no âmbito da CCEE.

3.47. As dívidas que ensejaram o desligamento do agente devem ser atualizadas monetariamente, utilizando os índices aplicáveis a cada obrigação de pagamento, conforme regulação vigente, e devem ser aplicados juros de mora de 1% ao mês sobre a parcela inadimplida, calculados *pro rata die*.

3.48. O resultado da contabilização do perfil específico, abatidos os custos variáveis incorridos exclusivamente no cumprimento à programação ou ao despacho determinado pelo ONS, é destinado à amortização dos débitos da empresa desligada.

3.48.1. Caso não tenha sido ajuizada a ação para a cobrança dos valores ou o juízo indefira os depósitos judiciais dos montantes, os valores arrecadados pela CCEE, por meio do perfil específico, devem ser repassados diretamente aos agentes credores e compensados da dívida do agente desligado.

3.49. O gerador deve manter o Sistema de Medição para Faturamento - SMF operando de forma que não seja interrompida a coleta de dados de medição.

3.49.1. Caso haja ausência de dados, deve ser atribuído valor zero para todos os dados faltantes, tanto para consumo quanto para geração, não se aplicando o disposto no submódulo 2.1 - Coleta e ajuste de dados de medição com relação à estimativa de dados.

3.50. A CCEE deve apurar eventual débito da empresa desligada ao qual estaria sujeita a pagar, no caso de perda de ação judicial ou procedimento arbitral do qual a empresa desligada seja parte, informando os valores aos possíveis credores por meio de relatório específico e ao juízo competente.

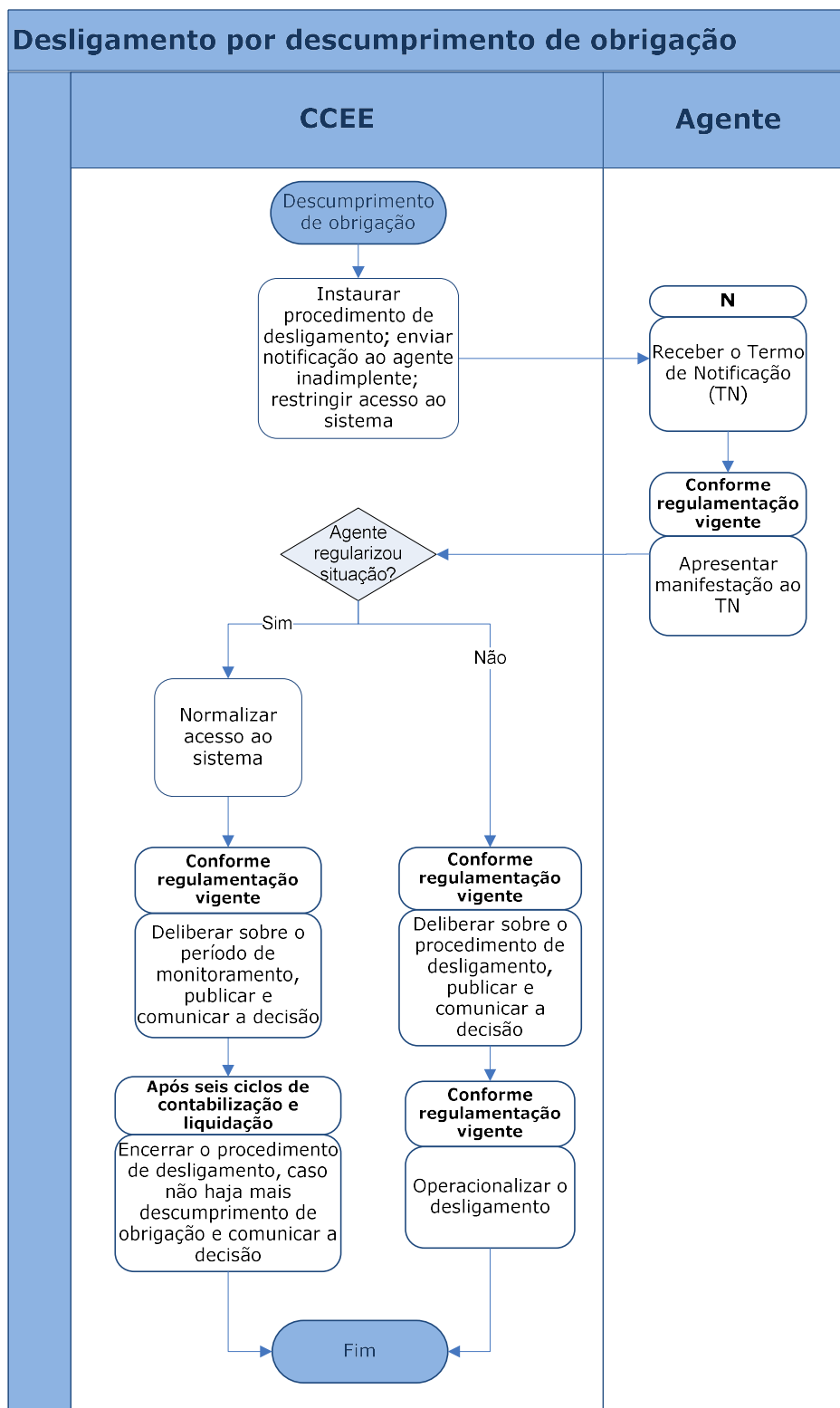
3.51. A CCEE pode determinar ao agente de distribuição e, quando pertinente, ao ONS, a desconexão do sistema elétrico de unidade geradora modelada sob o perfil específico do agente desligado nas seguintes hipóteses:

- 3.51.1. Após a quitação de todos os seus débitos no âmbito da CCEE, sendo que eventual saldo remanescente da empresa desligada deve ser devolvido à empresa;
- 3.51.2. Caso seja constatado o aumento de débitos no âmbito da CCEE.
- 3.52. Na ocorrência das hipóteses previstas na premissa anterior, a CCEE deve comunicar à ANEEL para as providências cabíveis.
- 3.53. Após a resposta do agente de distribuição ou do ONS sobre a desconexão do sistema elétrico de unidade geradora modelada sob o perfil específico do agente desligado, a CCEE deve desativar o(s) ativo(s) modelado(s) sob o referido perfil, desativar o(s) ponto(s) de medição e encerrar o perfil específico do agente desligado.

4. LISTA DE DOCUMENTOS

DOCUMENTOS		Comercialização				Distribuição	Geração		
Descrição		DE	CL	CE	COM	D	APE	PIE	G
	Requerimento de Desligamento da CCEE Sem Sucessão	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓
	Requerimento de Desligamento da CCEE Com Sucessão Completa	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓
	Requerimento de Desligamento da CCEE por Convenção Sucessória Financeira	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓

DE Documento eletrônico	CL Consumidor Livre	CE Consumidor Especial	COM Comercializador	D Distribuidor
APE Autoprodutor de Energia	PIE Produtor Independente	G Demais Geradores		

5. FLUXO DE ATIVIDADES

Legenda:
N: Data de recebimento do Termo de Notificação

6. DESCRIÇÃO DE ATIVIDADES**Desligamento por descumprimento de obrigação**

ATIVIDADE	RESPONSÁVEL	DETALHAMENTO	PRAZO
Instaurar procedimento de desligamento; enviar notificação ao agente inadimplente; restringir acesso ao sistema específico	CCEE	A partir da constatação do descumprimento de qualquer das obrigações estabelecidas nas normas e regulamentação vigentes, a CCEE deve instaurar o procedimento de desligamento, notificar o agente inadimplente e restringir seu acesso ao sistema específico para registro, ajuste e validação de contratos, conforme estabelecido neste submódulo.	-
Receber o Termo de Notificação (TN)	Agente	-	N
Apresentar manifestação ao TN	Agente	O agente pode apresentar manifestação ao TN, narrando toda sua defesa, expondo razões de fato e de direito, e oferecendo documentos e provas que entender necessários.	Conforme regulamentação vigente
Normalizar acesso ao sistema	CCEE	A CCEE deve permitir o acesso do agente ao sistema específico para registro, ajuste e validação de contratos em caso de caucionamento dos valores de seu débito ou regularização de sua situação no âmbito da CCEE, nos termos deste submódulo.	-
Deliberar sobre o período de monitoramento, publicar e comunicar a decisão	CCEE	Caso o agente regularize sua situação no âmbito da CCEE no ciclo financeiro imediatamente subsequente ao início de seu procedimento de desligamento, e não apresente qualquer outro descumprimento de obrigação, a CCEE deve colocá-lo em monitoramento, publicar e comunicar a decisão, nos termos da regulamentação vigente.	Conforme normas vigentes
Encerrar o procedimento de desligamento, caso não haja mais descumprimento de obrigação e comunicar a decisão	CCEE	A CCEE deve encerrar o procedimento de desligamento do agente, caso não haja mais descumprimento de obrigação, e comunicar a decisão, nos termos da regulamentação vigente.	Após seis ciclos de contabilização e liquidação
Deliberar sobre o procedimento de desligamento, publicar e comunicar a decisão	CCEE	Caso o agente não regularize sua situação, a CCEE deve promover o julgamento do procedimento de desligamento do agente e publicar e comunicar a decisão, nos termos da regulamentação vigente.	Conforme normas vigentes
Operacionalizar o desligamento	CCEE	A CCEE deve promover a operacionalização do desligamento do agente.	Conforme normas vigentes

Legenda:**N:** Data de recebimento do Termo de Notificação

7. ANEXOS**7.1 - Requerimento de Desligamento da CCEE Sem Sucessão**

<Nome empresarial do agente da CCEE a ser desligado>, inscrita no CNPJ/MF sob nº: **<CNPJ>**, com endereço em: **<Endereço completo>**, agente da CCEE, neste ato devidamente representada na forma de seu ato constitutivo, doravante denominada REQUERENTE, vem, por meio deste, solicitar formalmente seu Desligamento da CCEE, nos termos das informações prestadas no sistema específico.

A REQUERENTE declara, ainda, para efeitos da presente solicitação de desligamento, o que segue:

1. Tem plena ciência das disposições constantes da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica e dos demais documentos jurídicos aplicáveis, notadamente o submódulo 1.5 dos Procedimentos de Comercialização – Desligamento da CCEE;
2. Tem ciência de sua responsabilidade sobre dados e informações apresentados nos sistemas da CCEE, presumindo-se verdadeiros e válidos;
3. Tem ciência de que somente pode ser definitivamente desligado caso mantenha-se em situação regular no âmbito da CCEE, ou seja, realize todos os pagamentos dos eventos financeiros dos quais ainda venha a participar na CCEE.

<Local>, <Data> de <Mês> de <Ano>

**<Nome empresarial do agente>
<Nome do signatário>
<Cargo>**

O(s) representante(s) legal(is) das empresas deve(m) ser indicado(s) nos sistemas da CCEE sob sua inteira responsabilidade, sem limitação de quantidade.

Este documento é gerado automaticamente pelo sistema da CCEE, devendo ser assinado conforme as opções de assinaturas previstas neste submódulo, nos termos da legislação vigente.

7.2 - Requerimento de Desligamento da CCEE Com Sucessão Completa

<Nome empresarial do agente da CCEE a ser desligado>, inscrita no CNPJ/MF sob nº: **<CNPJ>**, com endereço em: **<Endereço completo>**, agente da CCEE, neste ato devidamente representada na forma de seu ato constitutivo, doravante denominada REQUERENTE, vem, por meio deste, solicitar formalmente seu Desligamento da CCEE, nos termos das informações prestadas no sistema específico.

A REQUERENTE declara, ainda, para efeitos da presente solicitação de desligamento, o que segue:

1. Tem plena ciência das disposições constantes da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica e dos demais documentos jurídicos aplicáveis, notadamente o submódulo 1.5 dos Procedimentos de Comercialização – Desligamento da CCEE;
2. Tem ciência de sua responsabilidade sobre dados e informações apresentados nos sistemas da CCEE, presumindo-se verdadeiros e válidos;
3. Tem ciência de que somente pode ser definitivamente desligado caso mantenha-se em situação regular no âmbito da CCEE, ou seja, realize todos os pagamentos dos eventos financeiros dos quais ainda venha a participar na CCEE;
4. Dada a existência de **vínculo técnico, comercial, regulatório e/ou jurídico** entre o REQUERENTE e o(s) agente(s) sucessor(es), a(s) empresa(s) **<Nome(s) empresarial(is) e CNPJ(s) do(s) agente(s) sucessor(es)>** assume(m) integralmente perante a CCEE, a partir desta data, toda e qualquer responsabilidade pelos direitos e obrigações, inclusive pretéritas, e as decorrentes de eventuais recontabilizações e ajustes financeiros, da REQUERENTE.

<Local>, **<Data>** de **<Mês>** de **<Ano>**

**<Nome empresarial da empresa desligada/
 sucedida>**
**<Nome do(s) Representante(s) Legal(is) da
 empresa desligada/sucedida>**

**<Nome(s) empresarial(is) da(s) empresa(s)
 sucessora(s)>**
**<Nome do(s) Representante(s) Legal(is) da
 empresa sucessora>**

O(s) representante(s) legal(is) das empresas deve(m) ser indicado(s) nos sistemas da CCEE sob sua inteira responsabilidade, sem limitação de quantidade.

Este documento é gerado automaticamente pelo sistema da CCEE, devendo ser assinado conforme as opções de assinaturas previstas neste submódulo, nos termos da legislação vigente.

7.3 – Requerimento de Desligamento da CCEE por Convenção Sucessória Financeira

<Nome empresarial do agente da CCEE a ser desligado>, inscrita no CNPJ/MF sob nº: **<CNPJ>**, com endereço em: **<Endereço completo>**, agente da CCEE, neste ato devidamente representada na forma de seu ato constitutivo, doravante denominada REQUERENTE, vem, por meio deste, solicitar formalmente seu Desligamento da CCEE, nos termos das informações prestadas no sistema específico.

A REQUERENTE declara, ainda, para efeitos da presente solicitação de desligamento, o que segue:

1. Tem plena ciência das disposições constantes da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica e dos demais documentos jurídicos aplicáveis, notadamente o submódulo 1.5 dos Procedimentos de Comercialização – Desligamento da CCEE;
2. Tem ciência de sua responsabilidade sobre dados e informações apresentados nos sistemas da CCEE, presumindo-se verdadeiros e válidos;
3. Tem ciência de que somente pode ser definitivamente desligado caso mantenha-se em situação regular no âmbito da CCEE, ou seja, realize todos os pagamentos dos eventos financeiros dos quais ainda venha a participar na CCEE;
4. Dada a ocorrência de **Convenção Sucessória Financeira** entre o REQUERENTE e o(s) agente(s) sucessor(es), a(s) empresa(s) **<Nome(s) empresarial(is) e CNPJ(s) do(s) agente(s) sucessor(es) que receberá(ão) o histórico financeiro>** assume(m) integralmente perante a CCEE, a partir desta data, toda e qualquer responsabilidade pelos direitos e obrigações financeiras, inclusive pretéritas, e as decorrentes de eventuais recontabilizações e ajustes financeiros, da REQUERENTE.

<Local>, **<Data>** de **<Mês>** de **<Ano>**

**<Nome empresarial da empresa desligada/
sucedida>**

**<Nome do(s) Representante(s) Legal(is) da
empresa desligada/sucedida>**

**<Nome(s) empresarial(is) da(s) empresa(s)
sucessora(s)>**

**<Nome do(s) Representante(s) Legal(is) da
empresa sucessora>**

O(s) representante(s) legal(is) das empresas deve(m) ser indicado(s) nos sistemas da CCEE sob sua inteira responsabilidade, sem limitação de quantidade.

Este documento é gerado automaticamente pelo sistema da CCEE, devendo ser assinado conforme as opções de assinaturas previstas neste submódulo, nos termos da legislação vigente.

Procedimentos COMERCIALIZAÇÃO

Módulo 1 – Agentes

Submódulo 1.6 – Comercialização Varejista

ÍNDICE

1. **INTRODUÇÃO**
2. **OBJETIVO**
3. **PREMISSAS**
4. **LISTA DE DOCUMENTOS**
5. **DESCRIÇÃO DE ATIVIDADES**
6. **FLUXO DE ATIVIDADES**
7. **ANEXOS**

Revisão	Motivo da Revisão	Instrumento de aprovação pela ANEEL	Data de Vigência
1.0	Primeira versão aprovada (AP nº 05/2015 e CP nº 16/2014)	Resolução Normativa nº 654/2015	01.04.2015
1.1	Adequações: (i) da nomenclatura dos agentes habilitados à comercialização varejista e (ii) da designação específica no objeto social	Nota Técnica SRM/ANEEL nº 275/2015 e Despacho nº 1.877/2016	19.07.2016
2.0	Adequação ao Sistema de Agentes	Despacho nº 2.542/2019	30.09.2019
2.1	Adequação à Nota Técnica SRM/ANEEL nº 34/2020	Despacho nº 741/2020	17.03.2020
3.0	Adequação à REN nº 951/2021 e aprimoramentos	Despacho nº 485/2022	16.02.2022
4.0	Audiência Pública nº 03/2022	Resolução Normativa nº 1.012/2022	01.04.2022
5.0	Adequação à REN nº 1.014/2022 e demais aprimoramentos	Despacho nº 1.029/2023	17.04.2023
6.0	Adequação à REN nº 1.081/2023	Resolução Normativa nº XXXX/202X	XX.XX.202X

1. INTRODUÇÃO

A comercialização varejista caracteriza-se pelas relações comerciais entre o varejista (agente representante) e as pessoas físicas ou jurídicas elegíveis à representação (representados), dando-se pela adesão ao Contrato para Comercialização Varejista e pela celebração de outras avenças de livre pactuação. Adicionalmente, os agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE proponentes a atuar como varejistas devem pertencer à categoria de geração ou à classe dos comercializadores.

2. OBJETIVO

Estabelecer os procedimentos relativos à habilitação e atuação do varejista e seus representados, de acordo com os critérios apresentados na regulamentação vigente. **Este submódulo não se aplica aos consumidores conectados na rede de distribuição, não participantes de instalações compartilhadas, que queiram se habilitar como representados de varejistas, independentemente da demanda contratada (para estes casos, deve ser atendido o disposto no submódulo 1.8 – Comercialização varejista – modelo simplificado).**

3. PREMISSAS

Condições gerais para a habilitação do varejista

- 3.1 Podem atuar como varejista (habilitação inicial e manutenção) os comercializadores e geradores que atenderem, concomitantemente, aos requisitos previstos na regulamentação vigente, aos submódulos 1.1 - Adesão à CCEE e 1.2 - Cadastro de agentes, quando aplicável, e aos seguintes requisitos:
- 3.1.1 O objeto social da pessoa jurídica deve apresentar designação específica para exercer tal atividade: a comprovação da designação específica para exercer a comercialização varejista, no objeto social, pode ser realizada por meio do pedido na Junta Comercial competente e, havendo recusa para alteração do objeto social pela Junta Comercial, tal fato deve ser comunicado à ANEEL;
 - 3.1.2 Limite operacional não inferior a R\$ 1.000.000,00 (um milhão de reais), atualizado conforme a premissa 3.2;
 - 3.1.3 Patrimônio líquido mínimo de:
 - 3.1.3.1 R\$ 4.000.000,00 (quatro milhões de reais), atualizado conforme a premissa 3.2, para a habilitação inicial concedida pela CCEE ou para a análise da manutenção realizada pela CCEE até 31 de março de 2024;
 - 3.1.3.2 R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais), atualizado conforme a premissa 3.2, para a habilitação inicial concedida pela CCEE ou para a análise da manutenção realizada pela CCEE a partir de 1º de abril de 2024;

- 3.1.4 Índices de liquidez geral, liquidez corrente e solvência geral superiores a 1;
 - 3.1.5 Possuir sede social em endereço comercial;
 - 3.1.6 Se possuir marca registrada no Instituto Nacional da Propriedade Industrial - INPI, que seja vedada sua cessão e o licenciamento a terceiros, mesmo que temporariamente ou sem ônus;
 - 3.1.7 Possuir nome de domínio (portal eletrônico) próprio ou website dentro do domínio do grupo econômico, com expressão assemelhada ao nome empresarial;
 - 3.1.8 Em seu portal eletrônico, devem estar claramente indicadas as demais pessoas jurídicas controladas, controladoras, coligadas e de controlador comum que sejam, também, agentes do setor elétrico; e
 - 3.1.9 Em seu portal eletrônico, devem estar divulgados, com descrição detalhada, modelos de contratos, preços e condições gerais para um produto de referência, contendo as seguintes informações:
 - a) Preços constantes durante o prazo;
 - b) Sazonalização e modulação uniforme;
 - c) Prazo contratual (anual, bianual);
 - d) Submercado;
 - e) Tipo de energia (convencional ou especial);
 - f) Período da garantia bilateral;
 - g) Data de pagamento;
 - h) Encargos (se inclusos ou não no preço); e
 - i) Limites de flexibilidade.
 - 3.1.10 Possuir histórico mínimo de operação na CCEE, sem incorrer em qualquer descumprimento de obrigação no âmbito da CCEE, de doze meses imediatamente anteriores à data de solicitação, assim permanecendo até o deferimento de sua habilitação. Caso o proponente não possua o histórico mínimo de operação na CCEE, ou o possua, mas não tenha comercializado montante anual mínimo de 10MWh médios, deve-se observar o disposto na regulamentação vigente.
- 3.2 Os valores a que aludem as premissas 3.1.2 e 3.1.3: i) são atualizados monetariamente com base no Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA ou seu sucedâneo; ii) são publicados pela CCEE anualmente a partir do dia 15 de janeiro; iii) as premissas 3.1.2 e 3.1.3.1 têm como data-base abril/2015; iv) a premissa 3.1.3.2 tem como data-base maio/2022.

- 3.3 Caso o limite operacional constituído venha a se tornar inferior ao mínimo estipulado na premissa 3.1.2 (atualizado conforme a premissa 3.2), independentemente do motivo, a CCEE informará ao agente, sendo necessária a recomposição do saldo em até cinco dias úteis contados do recebimento da comunicação.
- 3.3.1 O agente que não compatibilizar o saldo no prazo indicado terá o procedimento de inabilitação compulsória iniciado, nos termos deste submódulo.
- 3.4 A solicitação de habilitação para atuar como varejista deve ser realizada, exclusivamente, por meio do sistema específico, localizado na área logada do site da CCEE.
- 3.5 Quando do preenchimento das informações na respectiva solicitação, o proponente a atuar como varejista deve respeitar os atos regulatórios vigentes e apresentar os documentos exigidos pelo sistema específico, por este submódulo (item 4 - Lista de Documentos) e pela regulamentação vigente, de acordo com os formatos de arquivos estabelecidos pelo próprio sistema específico, nos prazos determinados nos Procedimentos de Comercialização.
- 3.5.1 Por meio do sistema específico, o proponente deve optar pela modalidade de habilitação simplificada ou completa, nos termos da regulamentação vigente.
- 3.5.2 Toda a documentação de habilitação deve ser apresentada pelo proponente, independentemente de ser um novo agente ou não.
- 3.5.3 O proponente deve informar quando os seu(s) representante(s) legal(is) for(em) o(s) mesmo(s) de demais agentes associados à CCEE, indicando o nome empresarial e o respectivo CNPJ no sistema específico.
- 3.5.4 Os documentos com status "caso aplicável" podem deixar de ser encaminhados à CCEE desde que o proponente solicite e justifique sua dispensa no sistema específico.
- 3.5.5 Os documentos que são gerados de forma eletrônica por meio do sistema específico da CCEE devem ser preenchidos e assinados pelo(s) representante(s) legal(is) do proponente. São aceitas as seguintes formas de assinatura, nos termos da legislação vigente: assinatura manual com firma reconhecida; assinatura digital com certificado ICP-Brasil (devendo ser encaminhado à CCEE o protocolo de autenticidade da assinatura); ou assinatura eletrônica avançada desde que aceita pelo agente.
- 3.5.6 No caso da assinatura eletrônica avançada de que trata a premissa anterior, a CCEE é responsável por: a) assegurar, de maneira unívoca, a assinatura ao signatário; b) utilizar dados para a criação de assinatura cujo signatário possa, com elevado nível de confiança, operar sob o seu controle exclusivo; e c) relacionar a assinatura aos dados a ela associados de tal modo que qualquer modificação posterior possa ser detectável.

- 3.5.7 Outros documentos que, para fins do processo de habilitação ou manutenção varejista, demandem assinatura pelo(s) representante(s) legal(is) do proponente, devem ser assinados manualmente com firma reconhecida ou digitalmente com certificado ICP-Brasil, conforme legislação vigente, devendo no último caso ser encaminhado à CCEE o protocolo de autenticidade da assinatura.
- 3.6 O proponente se compromete e se responsabiliza pela validade e regularidade dos documentos e dados apresentados à CCEE, incluindo os poderes do(s) signatário(s) dos documentos, cuja assinatura o(s) vinculará(ão) às obrigações existentes no âmbito da CCEE.
- 3.6.1 O representante legal deve ter poderes para representar o agente perante a CCEE e a inobservância a esse requisito pode fazê-lo incorrer em responsabilidade civil, criminal e administrativa, nos termos da legislação vigente.
- 3.7 A CCEE está isenta de qualquer responsabilidade sobre informação que tenha sido cadastrada erroneamente ou não atualizada no sistema específico.
- 3.8 O proponente deve acompanhar, por meio do sistema específico, o andamento de sua solicitação e a necessidade de eventual adequação da documentação apresentada e/ou cadastro.
- 3.9 É responsabilidade do proponente que toda a documentação de habilitação esteja válida e plenamente vigente na data limite para regularização das pendências referente ao mês de aprovação da habilitação, conforme estabelecido no submódulo 1.2 – Cadastro de agentes.
- 3.9.1 A documentação de habilitação é considerada válida e plenamente vigente quando estiver dentro do prazo de validade nela expresso ou, na falta deste, até sessenta dias contados da data de sua emissão, quando aplicável.
- 3.9.2 No caso de habilitação de filial, devem ser apresentadas as certidões exigidas por este submódulo (item 4 - Lista de Documentos), em nome da matriz e da própria filial.
- 3.10 A CCEE deve divulgar a conclusão da análise dos requisitos e documentação no prazo de até cinco dias úteis contados da data do recebimento de toda a documentação e cadastro.
- 3.11 A CCEE pode solicitar ao proponente, por meio do sistema específico, informação ou documentação adicional que entenda necessária para complementar a análise do pedido de habilitação.
- 3.12 A CCEE deve divulgar, pelo sistema específico, a conclusão da análise dos requisitos e documentação adicional no prazo de até cinco dias úteis contados da data do recebimento da complementação solicitada.
- 3.13 Processos de habilitação, referentes ao mês "M", podem ser deliberados em reunião do Conselho de Administração da CCEE - CAd a ser realizada até M-8du.

- 3.13.1 Nos casos de solicitação de habilitação vinculada a um desligamento com sucessão, o CAAd pode deliberar acerca de tal solicitação durante o mês de início de operacionalização - mês "M", na mesma reunião em que for deliberado o desligamento do sucedido.
- 3.14 O resultado da solicitação de habilitação deve ser comunicado por meio do sistema específico, em até um dia útil após a deliberação do CAAd.
- 3.14.1 No caso de indeferimento da solicitação de habilitação, o CAAd deve expressar os motivos que fundamentam a decisão.
- 3.15 Todas as decisões do CAAd sobre as solicitações de habilitação à CCEE devem ser publicadas no site da Câmara em até dois dias úteis após a deliberação, incluindo as respectivas motivações.
- 3.16 Na hipótese de o CAAd indeferir a solicitação de habilitação, o proponente pode apresentar pedido de impugnação perante a CCEE, nos termos do submódulo 1.4 - Atendimento.
- 3.17 O proponente pode desistir do processo de habilitação a qualquer momento, por meio do sistema específico, desde que seu processo não tenha sido pautado para deliberação do CAAd.
- 3.18 O processo de habilitação não concluído dentro de doze meses a contar do mês de seu início é cancelado no sistema específico. Caso o proponente mantenha interesse em atuar como varejista, um novo processo de habilitação deve ser iniciado, nos termos das premissas da presente seção deste submódulo.
- 3.19 O processo de manutenção da habilitação varejista deve ocorrer anualmente: i) no mês em que foi aprovada a habilitação varejista do agente (nos aniversários até 31 de dezembro de 2023); ii) no mês em que foi aprovada a adesão à CCEE do agente (nos aniversários a partir de 1º de janeiro de 2024); sendo de responsabilidade do agente o atendimento dessa obrigação em tempo hábil para a análise da CCEE, sob pena das sanções regulatórias cabíveis.
- 3.19.1 A CCEE solicitará, por meio do sistema específico:
- 3.19.1.1 Em caso de comercializador varejista: a atualização dos documentos exigidos por este submódulo (item 4 - Lista de Documentos) e pelo submódulo 1.1 - Adesão à CCEE (item 4 - Lista de Documentos) e o envio de documentos complementares.
- 3.19.1.2 Em caso de gerador varejista: a atualização dos documentos exigidos por este submódulo (item 4 - Lista de Documentos) e o envio de documentos complementares.

- 3.19.2 A CCEE deve divulgar, por meio do sistema específico, a conclusão da análise do processo de manutenção da habilitação varejista até o final do mês subsequente ao mês referenciado na premissa 3.19.
- 3.19.3 Caso não haja o atendimento a algum requisito exigido para manutenção da habilitação varejista, o agente terá o procedimento de inabilitação compulsória iniciado, nos termos deste submódulo.
- 3.19.4 A CCEE deve divulgar e manter atualizada, em seu site, a relação dos agentes habilitados à comercialização varejista e o resultado da análise anual do processo de manutenção da habilitação varejista de cada agente (bem como eventuais consequências).
- 3.20 Para fins de comprovação do patrimônio líquido, o agente habilitado à comercialização varejista (comercializador ou gerador) deve apresentar à CCEE, por meio do sistema específico, até o final do mês de abril de cada ano (com início no ano de 2024):
- 3.20.1 Declaração do valor de seu patrimônio líquido, fornecida pelo representante legal do agente, o qual se responsabiliza pelas informações declaradas.
- 3.20.2 Balanço patrimonial auditado, nos termos da regulamentação vigente, e assinado pelo profissional de contabilidade, com registro profissional regular no Conselho Regional de Contabilidade - CRC, referente ao ano fiscal imediatamente anterior ao corrente, podendo adicionalmente apresentar balanço patrimonial (mensal ou trimestral) auditado e assinado, nos termos supracitados, referente ao ano corrente.
- 3.20.3 O agente cuja constituição da sociedade tenha ocorrido em período inferior a 1 (um) ano, com início no ano anterior ao corrente, deve apresentar balanço patrimonial (mensal ou trimestral) auditado, nos termos da regulamentação vigente, e assinado pelo profissional de contabilidade, com registro profissional regular no CRC, referente ao ano fiscal imediatamente anterior ao corrente, podendo adicionalmente apresentar balanço patrimonial (mensal ou trimestral) auditado e assinado, nos termos supracitados, referente ao ano corrente.
- 3.20.4 O agente cuja constituição da sociedade tenha ocorrido em período inferior a 1 (um) ano, com início no ano corrente, deve apresentar balanço patrimonial (mensal ou trimestral) auditado, nos termos da regulamentação vigente, e assinado pelo profissional de contabilidade, com registro profissional regular no CRC, referente ao ano corrente.

3.21 A CCEE deve avaliar as demonstrações contábeis e financeiras, os balanços energéticos e demais dados pertinentes medidos, registrados ou apurados no âmbito da CCEE, a fim de propor à ANEEL a atualização e os ajustes, qualitativa e quantitativamente, dos requisitos para a habilitação inicial e manutenção de que trata a premissa 3.1, sem prejuízo de outras proposições.

Condições gerais para a habilitação de representados

3.22 São elegíveis a serem representados, na comercialização varejista:

3.22.1 Os consumidores com unidades consumidoras aptas à aquisição de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre – ACL, sendo que as unidades consumidoras conectadas na rede de distribuição, não participantes de instalações compartilhadas, que queiram se habilitar como representados de varejistas, independentemente da demanda contratada, devem observar o disposto no submódulo 1.8 – Comercialização varejista – modelo simplificado;

3.22.2 Os detentores de concessão, autorização ou registro de geração com capacidade instalada inferior a 50 MW não comprometidos com Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado - CCEAR, Contrato de Energia de Reserva - CER ou Cotas;

3.22.3 Os detentores de concessão ou autorização para geração com capacidade instalada igual ou superior a 50MW não comprometidos com CCEAR, CER ou Cotas, nos termos excepcionais definidos pela regulamentação vigente, ressalvando-se que: i) devem ser agentes da CCEE; ii) respondem, de forma proporcional e solidária, pelos resultados decorrentes da gestão empreendida por seu representante; e iii) todo o relacionamento com a CCEE será exercido, com exclusividade, pelo varejista, inclusive o direito a voto em nome de seu representado.

3.23 A solicitação de habilitação do representado deve ser realizada pelo varejista, exclusivamente, por meio do sistema específico.

3.24 Quando do preenchimento das informações na respectiva solicitação, o varejista deve respeitar os atos regulatórios vigentes e apresentar os documentos do representado exigidos pelo sistema específico, por este submódulo (item 4 - Lista de Documentos), pela regulamentação vigente e demais submódulos pertinentes, de acordo com os formatos de arquivos estabelecidos pelo próprio sistema específico, nos prazos determinados nos Procedimentos de Comercialização.

3.24.1 Os documentos com status "caso aplicável" podem deixar de ser encaminhados à CCEE desde que o varejista solicite e justifique sua dispensa no sistema específico.

- 3.24.2 Os documentos que são gerados de forma eletrônica por meio do sistema específico da CCEE devem ser preenchidos e assinados pelo(s) representante(s) legal(is) do representado. São aceitas as seguintes formas de assinatura, nos termos da legislação vigente: assinatura manual com firma reconhecida; assinatura digital com certificado ICP-Brasil (devendo ser encaminhado à CCEE o protocolo de autenticidade da assinatura); ou assinatura eletrônica avançada desde que aceita pelo representado e observado o disposto na premissa 3.5.6.
- 3.25 O varejista e o representado se comprometem e se responsabilizam pela validade e regularidade dos documentos e dados do representado, apresentados à CCEE, incluindo os poderes do(s) signatário(s) dos documentos, cuja assinatura o(s) vinculará(ão) às obrigações existentes no âmbito da CCEE.
- 3.26 Para consumidor(es) especial(is) cujas unidades consumidoras estejam reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, o varejista deve realizar as atividades específicas para a instituição da comunhão no sistema específico, nos termos do submódulo 1.2 - Cadastro de agentes, sendo que, no caso de comunhão de direito, o varejista deve indicar o representado cujo CNPJ corresponde às unidades consumidoras participantes e, no caso de comunhão de fato, um dos representados participantes deve ser selecionado no sistema específico.
- 3.27 Os agentes da CCEE que representem ativos de terceiros, nos termos da regulamentação em vigor antes de 1º de agosto de 2013 (data de publicação da Resolução Normativa nº 570, de 23 de julho de 2013), não podem solicitar alterações de representação em relação aos seus representados. Para tanto, devem providenciar sua adequação aos termos e condições estabelecidos neste submódulo, ainda que a representação que se pretenda alterar tenha tido início sob a égide de regulação anterior.
- 3.28 Para os casos de consórcio de geração que optem por serem representados: i) devem ser observados os requisitos do submódulo 1.2 - Cadastro de agentes, quando aplicáveis; ii) deve-se eleger, entre os seus integrantes, um único responsável técnico do consórcio, caso não haja um líder definido no ato autorizativo, a atuar em nome de todos; e iii) o cadastro do ativo está condicionado à atuação de todos os consorciados na CCEE, como agentes ou representados de varejistas.
- 3.29 Além da entrega dos documentos relacionados neste submódulo (item 4 - Lista de Documentos), o varejista deve realizar as atividades de cadastro do representado definidas no submódulo 1.2 - Cadastro de agentes.
- 3.30 O varejista deve acompanhar as solicitações de cadastro e análise de documentação por meio do sistema específico.

- 3.31 Cada unidade consumidora ou empreendimento de geração (em caso de consórcio, entende-se por empreendimento de geração a parcela do ativo que corresponde à participação de cada consorciado) deve estar contratada com um único varejista, para a mesma vigência.
- 3.32 A vigência da representação se dá por prazo indeterminado, integrando-se por períodos completos de contabilização.
- 3.33 Para cada unidade consumidora parcialmente livre, a distribuidora local deve registrar, no sistema específico, o Contrato de Compra de Energia Regulada - CCER, nos termos do submódulo 3.2 - Contratos do Ambiente Regulado.
- 3.34 A CCEE deve efetuar o cálculo da cota de energia do PROINFA da unidade consumidora que passe a ser representada, nos termos do submódulo 3.2 - Contratos do Ambiente Regulado.
- 3.35 A partir da validação de documentos e atividades atinentes ao cadastro, tratados na presente seção deste submódulo, o representado deve manter atualizado seu cadastro na CCEE, por meio do sistema específico.
- 3.36 Ressalvada a hipótese disposta na premissa 3.22.3, o agente da CCEE, consumidor ou gerador, que opte por ser representado por um varejista, deve solicitar seu desligamento da CCEE por meio de uma das opções a seguir, nos termos do submódulo 1.5 - Desligamento da CCEE: i) sem sucessão; ou ii) com sucessão, única e exclusivamente para fins de utilização da convenção sucessória financeira.
- 3.37 Nos casos de desligamento do agente da CCEE que passe à representação por um varejista, a transferência do histórico de comercialização é vedada, com exceção da alínea "ii" da premissa anterior.
- 3.38 Nos casos de alteração do varejista ou de representado que realize sua adesão à CCEE, **caso a regulação vigente não exija sua representação por agente varejista**, a transferência do histórico de comercialização é vedada.

Cadastro do Sistema de Medição para Faturamento e Coleta de Dados de Medição

- 3.39 É atribuição do agente responsável pelo Sistema de Medição para Faturamento – SMF (agente de medição):
- 3.39.1 Solicitar o mapeamento e o cadastramento do(s) pontos(s) de medição por meio do sistema específico, conforme estabelecido no submódulo 1.2 - Cadastro de agentes;
- 3.39.2 Responder pelas operações diárias de medição junto à CCEE, conforme estabelecido no submódulo 2.1 - Coleta e ajuste de dados de medição.
- 3.40 O varejista pode acompanhar as atividades de cadastramento do(s) pontos(s) de medição dos seus representados, por meio do sistema específico.
- 3.41 O recebimento de notificações e pagamento de penalidades de medição constantes no submódulo 6.1 - Penalidades de medição e multas são atribuições do agente de medição (distribuidora, transmissora ou gerador) ou do varejista, quando aplicável.

Cadastro de ativos

- 3.42 O varejista deve solicitar a inclusão, alteração e exclusão de cadastro de ativos dos seus representados, bem como realizar seu acompanhamento, respeitando os prazos e os procedimentos do submódulo 1.2 - Cadastro de agentes.
- 3.43 O varejista é responsável pela atualização do cadastro dos ativos representados.
- 3.44 A modelagem de ativos se dá sob perfil contábil criado especificamente para cada tipo de geração ou consumo.
- 3.45 No caso de representação de autoprodutor que possua direito de repasse de desconto aplicado na TUSD/TUST para as suas unidades consumidoras, o varejista deve realizar a modelagem dos ativos sob perfis criados exclusivamente para cada representado nessa condição, a fim de se garantir tal direito, nos termos das Regras de Comercialização.

Notificações para encerramento do Contrato para Comercialização Varejista

- 3.46** A notificação para encerramento do Contrato para Comercialização Varejista deve ser enviada ao varejista ou ao representado, conforme o caso, e também à CCEE, no prazo mínimo de ~~trinta~~ **quinze** dias em situações de resolução contratual (inadimplemento) ou noventa dias em situações de rescisão contratual (denúncia à prorrogação da representação) antecedentes à data pretendida para o término da contratação, **ou seja, o último dia do último mês que o varejista ou o representado desejam manter a representação. comprovado por meio do comprovante de recebimento de e-mail registrado ou Aviso de Recebimento dos Correios – AR.**

3.46.1 No caso de notificação enviada pelo varejista por motivo de resolução contratual ou de rescisão contratual, a notificação deve adicionalmente informar o consumidor representado que diligencie pela continuidade de sua operação comercial antes do advento do término contratual, conforme as hipóteses previstas neste submódulo, e que está sujeito à suspensão de fornecimento de energia elétrica após essa data.

3.46.2 O recebimento da notificação pelo varejista ou pelo representado é comprovado por meio do comprovante de recebimento de e-mail registrado ou aviso de recebimento dos Correios, a ser apresentado à CCEE juntamente com a notificação a ela enviada.

3.46.3 Em caso de rescisão contratual por iniciativa de ambas as partes (comum acordo), a notificação para encerramento do Contrato para Comercialização Varejista é dispensada.

~~A notificação e o respectivo comprovante de recebimento mencionados na premissa anterior devem ser encaminhados à CCEE pelo emitente da notificação em até quinze dias, por meio do sistema específico, no caso de varejista, ou por meio da Central de Atendimento, no caso de representado. A data pretendida para o término da contratação deve ser coincidente com o término da contabilização, ou seja, o último dia útil do mês contabilizado pela CCEE.~~

Substituição de varejista, pelo representado

- 3.47 A opção do representado pela substituição do varejista atual por outro se inicia com o envio de notificação para encerramento do Contrato para Comercialização Varejista, nos termos da seção anterior.
- 3.48 O novo varejista que, já habilitado, pretenda efetivar a representação, deve encaminhar à CCEE, por meio do sistema específico, os documentos pertinentes ao representado exigidos por este submódulo (item 4 - Lista de Documentos), bem como a notificação para encerramento do Contrato para Comercialização Varejista enviada ao varejista anterior e o respectivo comprovante de recebimento.
- 3.49 Caso não ocorra a substituição do varejista e o representado não diligencie pela continuidade de sua operação comercial antes do advento do término contratual, conforme as hipóteses previstas neste submódulo, o representado sujeitar-se-á aos procedimentos estabelecidos na premissa ~~3.70~~ 3.68.

Adesão do representado à CCEE

- 3.50 O representado que queira aderir à CCEE **em nome próprio, caso a regulação vigente não exija sua representação por agente varejista**, deve realizar as notificações estabelecidas em seção própria deste submódulo e proceder ao disposto no submódulo 1.1 - Adesão à CCEE.

Retorno de unidade consumidora ao atendimento cativo

- 3.51 O consumidor representado por um varejista que deseje o atendimento de suas unidades consumidoras pela distribuidora local deve observar:
- 3.51.1 Se a unidade consumidora for ou pretender se tornar parcialmente livre, com a prévia anuência do varejista, deve celebrar CCER ou aumentar o montante já contratado com a distribuidora.
- 3.51.2 Se apenas algumas unidades consumidoras voltarem a ser integralmente atendidas pela distribuidora, com a prévia anuência do varejista, deve-se celebrar CCER(s) ou alterar a forma de contratação dos CCER(s) já em vigor. Nesse caso, o varejista deve solicitar a exclusão do cadastro do ativo, no sistema específico, como também o agente de medição deve providenciar a solicitação de desativação do(s) ponto(s) de medição correspondentes, nos termos do submódulo 1.2 - Cadastro de agentes.

3.51.3 Se todas as unidades consumidoras voltarem a ser integralmente atendidas pela distribuidora, deve-se celebrar CCER(s) ou alterar a forma de contratação dos CCER(s) já em vigor. Nesse caso: i) o consumidor deve enviar ao varejista a notificação para encerramento do Contrato para Comercialização Varejista, nos termos da seção própria deste submódulo; e ii) o varejista deve solicitar a exclusão do cadastro do ativo, no sistema específico, como também o agente de medição deve providenciar a solicitação de desativação do(s) ponto(s) de medição correspondentes, nos termos do submódulo 1.2 - Cadastro de agentes.

3.51.4 A celebração de CCER deve observar os prazos mínimos estabelecidos pelas normas aplicáveis, salvo se acordado pelas partes o início de atendimento em prazos inferiores.

Inabilitação e Desligamento do varejista da CCEE

3.52 Para solicitar sua inabilitação voluntária, o varejista deve enviar a(s) notificação(ões) para encerramento do(s) Contrato(s) para Comercialização Varejista, nos termos da seção própria deste submódulo, com antecedência mínima de noventa dias da data pretendida para o término da contratação e, posteriormente, enviar à CCEE a referida solicitação de inabilitação, sob pena de indeferimento do pedido.

3.52.1 A inabilitação voluntária do varejista está condicionada: i) à inexistência de ativos de representados sob os seus perfis varejistas; ii) ao cancelamento ou à finalização de todos os registros de contratos nos seus perfis varejistas, quando houver; e iii) ao encerramento dos seus perfis varejistas.

3.52.2 O proponente pode desistir do processo de inabilitação a qualquer momento, por meio do sistema específico, desde que seu processo não tenha sido pautado para deliberação pelo CAD.

3.53 A inabilitação compulsória do varejista se dá pelo desatendimento das condições dispostas neste submódulo e na regulamentação vigente, relativas à habilitação inicial e manutenção do varejista, devendo a CCEE instaurar procedimento de inabilitação e enviar o respectivo Termo de Notificação - TN ao varejista, preferencialmente por meio eletrônico, nos termos da regulamentação vigente e do submódulo 1.4 - Atendimento, com a identificação do requisito não atendido.

3.54 O varejista pode apresentar sua manifestação por meio do sistema específico em até **dez cinco** dias, contados da data de recebimento do TN, conforme disposto no submódulo 1.4 - Atendimento.

- 3.54.1 O varejista, em sua manifestação, deve alegar toda a matéria de defesa, expondo as razões de fato e de direito com que pretenda demonstrar a procedência dos seus pedidos e oferecendo todos os documentos e provas que entenda necessários, sendo vedada dilação probatória superveniente.
- 3.54.2 O julgamento do procedimento de inabilitação deve ser promovido em até trinta dias, contados da data de sua instauração.
- 3.55 As inabilitações voluntária e compulsória se dão por deliberação do CAAd, observando-se as disposições estatutárias atinentes aos critérios de decisão.
- 3.56 Durante o procedimento de inabilitação voluntária ou compulsória do varejista, é vedada a habilitação de novos representados, bem como a solicitação de mapeamento e cadastramento de novos pontos de medição e a inclusão de cadastros de ativos sob sua responsabilidade.
- 3.57 O histórico de comercialização do varejista inabilitado será mantido no comercializador ou no gerador que permanecer como agente da CCEE.
- 3.58 O desligamento do varejista deve observar o disposto no submódulo 1.5 - Desligamento da CCEE, bem como as premissas deste submódulo.
- 3.59 O desligamento voluntário do varejista ocorre mediante a formalização do Requerimento de Desligamento da CCEE, por meio do sistema específico, nos termos do submódulo 1.5 - Desligamento da CCEE, e da(s) notificação(ões) para encerramento do(s) Contrato(s) para Comercialização Varejista, nos termos da seção própria deste submódulo, com antecedência mínima de noventa dias da data pretendida para o término da contratação, sob pena de indeferimento do pedido.
- 3.59.1 O desligamento voluntário do varejista está condicionado: i) ao cumprimento de suas obrigações financeiras; ii) à inexistência de ativos de representados sob todos os seus perfis; e iii) ao cancelamento ou à finalização de todos os registros de contratos no sistema específico, quando houver.
- 3.59.2 O desligamento voluntário com sucessão somente é aplicável após o cumprimento do disposto na premissa anterior e o deferimento do CAAd ao pedido para inabilitação voluntária do varejista.
- 3.60 Para os casos de instauração de desligamento (compulsório ou por descumprimento de obrigação) e de inabilitação compulsória do varejista, a CCEE deve enviar os respectivos TNs aos representados, pelos Correios ~~e~~ ou por meio eletrônico nos termos da regulamentação vigente de acordo com as premissas ~~3.64.1 e 3.64.2~~ 3.62.1 e 3.62.2, comunicando-lhes sobre a instauração do referido procedimento de desligamento ou de inabilitação, conforme o caso, e a relação atualizada de varejistas adimplentes e habilitados à representação, também disponível no site da CCEE, para livre escolha do representado.

3.60.1 Na referida notificação, a CCEE também deve esclarecer os efeitos decorrentes do desligamento ou inabilitação do varejista, dentre os quais a sujeição do consumidor representado à suspensão de fornecimento de energia elétrica **após quinze dias**, caso o varejista seja desligado ou inabilitado, e informar ao representado que ele pode optar, desde a notificação, por:

- a) Celebrar Contrato para Comercialização Varejista com qualquer dos agentes varejistas disponíveis;
- b) Aderir à CCEE em nome próprio, **caso a regulação vigente não exija sua representação por agente varejista**, cumprindo, para tanto, as premissas previstas nos submódulos 1.1 - Adesão à CCEE e 1.2 - Cadastro de agentes;
- c) Celebrar CCER junto à distribuidora local, em prazo inferior ao estabelecido pelas normas aplicáveis, conforme livre negociação entre as partes;
- d) **Ter a anuência da distribuidora para o atendimento de energia elétrica sem celebração de CCER, em caso de representado consumidor adimplente com suas obrigações e cuja representação varejista seja obrigatória. Esta opção é aplicável exclusivamente nos casos de rescisão contratual por iniciativa do representante e desligamento/inabilitação do varejista.**

3.61 A ocorrência de qualquer das hipóteses constantes nos subitens da premissa anterior encerra, para cada ativo, independentemente de notificação judicial ou extrajudicial, a relação comercial entre o varejista e o representado, sendo nula qualquer estipulação contratual de penalidade ao representado.

3.62 Em até cinco dias da deliberação que decidir pelo desligamento (compulsório ou por descumprimento de obrigação) ou pela inabilitação compulsória do varejista, a CCEE deve enviar novos TNs a todos os representados, nos termos da regulamentação vigente, informando-lhes acerca da decisão proferida, bem como concedendo prazo de cinco dias para cada representado optar por um dos subitens da premissa ~~3.62.1~~ 3.60.1.

3.62.1 A notificação deve ser encaminhada pelos Correios ~~e~~ ou por meio eletrônico, contando-se o prazo a partir do recebimento pelos Correios.

3.62.2 Negligenciado pelo representado a atualização de seu cadastro, o prazo a que alude a premissa ~~3.64~~ 3.62 deve ser contado: i) da data da primeira tentativa de entrega pelos Correios, servindo de comprovação a data de devolução atestada no AR ou informada no histórico de rastreamento de objetos no portal eletrônico dos Correios; ou ii) no insucesso da hipótese precedente, da data de envio para o correio eletrônico constante do cadastro do representado, independentemente desse estar ativo ou operacional.

- 3.63 Caso o representado não diligencie pela continuidade de sua operação comercial antes do término do prazo para a opção de que trata a premissa ~~3.64-3.62~~, conforme as hipóteses previstas neste submódulo, sujeita-se aos procedimentos estabelecidos na premissa ~~3.70-3.68~~.
- 3.64 O desligamento do varejista (compulsório ou por descumprimento de obrigação) não obsta a nova modelagem dos ativos então representados sob o perfil de outros agentes, ressalvado o disposto na regulamentação vigente.

Encerramento das atividades do representado

- 3.65 O encerramento das atividades do representado pode ser voluntário ou decorrer da ausência de relação comercial, caracterizada pela não ocorrência de qualquer das hipóteses constantes nos subitens da premissa ~~3.62.1-3.60.1~~.
- 3.66 O encerramento voluntário das atividades do representado se dá mediante o envio, ao varejista e à CCEE, da notificação para encerramento do Contrato para Comercialização Varejista, nos termos da seção própria deste submódulo.
- 3.66.1 Não sendo efetivada a desconexão do sistema elétrico até o advento da data pretendida pelo representado para o encerramento da comercialização varejista, deve a CCEE proceder ao disposto na premissa ~~3.70-3.68~~.
- 3.67 O encerramento da comercialização varejista por vontade do varejista se dá mediante o envio, ao representado e à CCEE, da notificação para encerramento do Contrato para Comercialização Varejista, nos termos da seção própria deste submódulo.
- 3.68 Caso o representado não diligencie pela continuidade de sua operação comercial, conforme as hipóteses previstas neste submódulo, caracterizando a ausência de relação comercial, sujeitar-se-á ao seguinte:
- 3.68.1 Caso o representado seja consumidor, a CCEE deve proceder à notificação ~~das distribuidoras do agente conectado (distribuidora agente ou não agente da CCEE ou, ainda, transmissora)~~ e, quando pertinente, do ONS, na data pretendida pelo representado de que trata a premissa ~~3.51 ou 3.68-3.49 ou 3.66~~, na data pretendida pelo varejista de que trata a premissa ~~3.69-3.67~~ ou na data de término do prazo para a opção de que trata a premissa ~~3.64-3.62~~, conforme o caso, para a operacionalização da suspensão do fornecimento a todas as unidades consumidoras correspondentes, nos termos ~~da seção específica deste submódulo das normas que regem o desligamento de agentes da CCEE~~.

3.68.2 Caso o representado seja gerador, a CCEE deve, nos termos das normas que regem o desligamento de agentes da CCEE: i) proceder à notificação do ONS, a fim de que sejam monitorados os empreendimentos de geração, quando programados ou despachados centralizadamente; ii) providenciar o tratamento específico para a energia gerada; e iii) comunicar à ANEEL, para os expedientes administrativos cabíveis, incluindo eventual cassação de outorga.

3.69 O varejista permanece responsável pela carga do(s) representado(s) até que ocorra a suspensão do fornecimento de energia de todas as unidades consumidoras modeladas sob o seu perfil varejista.

Suspensão de fornecimento de energia elétrica

3.70 A suspensão do fornecimento de energia elétrica é proveniente dos processos de:

3.70.1 Resilição contratual por iniciativa do representante;

3.70.2 Resolução contratual por inadimplemento do representado;

3.70.3 Inabilitação ou desligamento do varejista, por iniciativa da CCEE.

3.71 Realizada a solicitação de suspensão de fornecimento, nos termos da premissa 3.68.1, o agente conectado deve proceder à suspensão do fornecimento de todas as unidades consumidoras em até dez dias do recebimento da notificação, bem como informar à CCEE em até quarenta e oito horas de sua execução, indicando a data efetiva em que foi realizada a suspensão do fornecimento.

3.71.1 Caso a suspensão de fornecimento não seja efetivada no prazo estabelecido, deve ser apresentada a justificativa à CCEE.

3.71.2 Em caso de ultrapassagem do prazo máximo para suspensão do fornecimento, decorrente de responsabilidade exclusiva do agente conectado:

a) Distribuidora agente da CCEE, os débitos referentes ao consumo da unidade consumidora serão alocados para responsabilidade da distribuidora no mês de referência "M" em que ocorrer atraso na suspensão, nos termos das Regras de Comercialização.

b) Distribuidora não agente da CCEE, os débitos referentes ao consumo da unidade consumidora serão alocados para responsabilidade da distribuidora supridora no mês de referência "M" em que ocorrer atraso na suspensão, nos termos das Regras de Comercialização. Nesse caso, os valores arcados pela distribuidora supridora serão divulgados pela CCEE para cobrança bilateral, podendo configurar inadimplência setorial.

c) Transmissora, os débitos referentes ao consumo da unidade consumidora serão alocados para responsabilidade do varejista representante no mês de referência "M" em que ocorrer atraso na suspensão, nos termos das Regras de Comercialização. Nesse caso, os valores arcados pelo varejista serão divulgados pela CCEE para cobrança bilateral, podendo configurar inadimplência setorial.

3.71.3 Caso a suspensão de fornecimento seja efetivada após o prazo máximo estabelecido, é necessário que o agente conectado informe à CCEE para que seja dado o tratamento adequado em relação à alocação dos débitos da unidade consumidora.

3.72 Na ocorrência de qualquer das situações previstas na premissa anterior, o varejista deve ser notificado pela CCEE.

3.73 A CCEE pode cancelar a solicitação de suspensão de fornecimento ao agente conectado e, quando pertinente, ao ONS, preferencialmente por meio eletrônico, até o nono dia do envio da notificação em que requereu a suspensão, desde que a efetivação da suspensão de fornecimento ainda não tenha sido informada à CCEE.

3.74 Em caso de suspensão de fornecimento, o representado pode retornar ao ACL desde que realize:

3.74.1 A quitação de suas pendências com o último varejista, inclusive, quando aplicável, de sua matriz e/ou filial(is);

3.74.2 Nova habilitação de suas unidades consumidoras, conforme seção específica deste submódulo.

3.75 Para a adesão do representado à CCEE, ao validar a solicitação no sistema de cadastro de ativos da CCEE, o agente conectado atesta que a unidade consumidora não passou por processo anterior de suspensão de fornecimento por motivo de resolução contratual, exceto em caso de realização da premissa 3.74.1.

4. LISTA DE DOCUMENTOS

DOCUMENTOS Descrição	Comercialização				Geração					
	DD	DE	DAD	DFR	CL	CE	COM	APE	PIE	G
Documentos - varejista										
<input type="checkbox"/> Ato constitutivo, estatuto ou contrato social atualizado e alterações supervenientes ou o documento societário consolidado, devidamente registrado no órgão competente.	✓						✓	✓	✓	✓
<input type="checkbox"/> Acordo de acionistas ou cotistas e demais negócios jurídicos que proporcionam impacto no controle societário. (Caso aplicável)	✓						✓	✓	✓	✓
<input type="checkbox"/> Diagrama do grupo econômico, observando-se: i) a indicação de nomes e percentuais das participações societárias; ii) a possibilidade de plena aferição das condicionantes dispostas na regulamentação vigente; e iii) a dispensa da apresentação de participação inferior a 5%, salvo se controlador. (Modelo disponível no site da CCEE)	✓						✓	✓	✓	✓
<input type="checkbox"/> Quadro societário, contendo relação que discrimine: i) todos os sócios ou acionistas do proponente; ii) o(s) controlador(es) societário(s) indireto(s) e o(s) intermediário(s) do proponente, observadas as definições contidas pela norma que rege transferência de controle societário, e os sócios ou acionistas desses controladores; iii) as controladas, coligadas e de simples participação do proponente, com os respectivos sócios ou acionistas, observadas as definições contidas no Código Civil; e iv) os administradores, diretores, conselheiros e demais prepostos afins. (Modelo disponível no site da CCEE)	✓						✓	✓	✓	✓
<input type="checkbox"/> Organograma corporativo. (Modelo disponível no site da CCEE)	✓						✓	✓	✓	✓
<input type="checkbox"/> Declaração de matrimônio, união estável e de parentesco consanguíneo ou afim, nos termos da regulamentação vigente. (Modelo disponível no site da CCEE)	✓						✓	✓	✓	✓
<input type="checkbox"/> Demonstrações Contábeis auditadas desde a constituição da pessoa jurídica, limitadas aos três últimos exercícios financeiros exigíveis. As demonstrações contábeis e financeiras devem ser auditadas por auditores independentes, sem ressalvas, abrangendo balanço patrimonial, resultado do exercício e fluxo de caixa. Caso o proponente não possua tais documentos, poderão ser apresentados os respectivos documentos relativos ao grupo econômico ao qual o proponente pertença.	✓						✓	✓	✓	✓
<input type="checkbox"/> Certidão Negativa, ou Positiva com Efeitos de Negativa, de Débitos Inscritos e não Inscritos na Dívida Ativa, relativos a: i) Tributos Federais e Contribuições Previdenciárias (INSS); ii) Tributos Estaduais/Distritais; e iii) Tributos Municipais.	✓						✓	✓	✓	✓
<input type="checkbox"/> Certidão Negativa de Falência e Recuperação Judicial e Extrajudicial expedida pelo Poder Judiciário da sede do candidato a varejista. A certidão referida nesse item deve ser adequada às disposições da Lei nº 11.101, de 09.02.2005, que regulamenta a recuperação judicial, a extrajudicial e a falência do empresário e da sociedade empresária, conforme a situação de cada empresa.	✓						✓	✓	✓	✓
<input type="checkbox"/> Certificado de Regularidade do FGTS-CRF.	✓						✓	✓	✓	✓
<input type="checkbox"/> Certidão Negativa de Protestos e Títulos.	✓						✓	✓	✓	✓
<input type="checkbox"/> Certidão Negativa de Débitos Trabalhistas.	✓						✓	✓	✓	✓
<input type="checkbox"/> Comprovação de Estrutura Técnico-Operacional, Comercial e Financeira (inventário de bens) (Modelo disponível no site da CCEE)	✓						✓	✓	✓	✓
<input type="checkbox"/> Balanço energético nos termos da regulamentação vigente, atestando-se o equilíbrio ou evidenciando o desequilíbrio para um horizonte futuro mínimo de cinco anos. O balanço referido neste item deve observar: i) a geração e a carga modeladas sob o varejista; ii) as projeções de modelagens futuras, de geração e carga, que são vinculantes e oponíveis pela CCEE em face do varejista, quando de eventual solicitação para habilitação de novo representado que possa resultar em diferenças incompatíveis com as projeções declaradas; iii) os tipos de geração e consumo, que caracterizam os perfis contábeis; iv) os contratos de compra e venda celebrados pelo varejista, facultado o sigilo de preços e contrapartes para contratos bilaterais do ACL, sem prejuízo de eventual requisição pela CCEE ou ANEEL para comprovação da existência e validade do contrato; e v) a certificação de equilíbrio ou desequilíbrio deve ser estratificada conforme os seguintes critérios, sem prejuízo de outros: a) contratos de compra de energia celebrados pelo varejista, oferecidos em garantia de financiamento de novos empreendimentos de geração; b) contratos de compra de energia celebrados pelo varejista garantidos por ativos financeiros; c) contratos de compra de energia celebrados pelo varejista mediante prestação de garantias reais; d) contratos de compra de energia celebrados pelo varejista mediante prestação de garantias fidejussórias; e) contratos de compra de energia celebrados pelo varejista com previsão contratual de ressarcimento, acrescido ou não de penalidades; e f) demais contratos de compra de energia celebrados pelo varejista. (Modelo disponível no site da CCEE)	✓						✓	✓	✓	✓
<input type="checkbox"/> Demais documentos comprobatórios.	✓						✓	✓	✓	✓
Documentos - representado										
<input type="checkbox"/> Contrato para Comercialização Varejista.		✓			✓	✓	✓	✓	✓	✓
<input type="checkbox"/> Contrato(s) de Uso do Sistema. (Caso aplicável)	✓				✓	✓		✓	✓	✓
<input type="checkbox"/> Faturas de energia/contas de fornecimento dos últimos meses de consumo cativo. (Caso aplicável)	✓				✓	✓		✓	✓	✓
<input type="checkbox"/> Termo de Instituição de Comunhão de Direito, para conjunto de unidades consumidoras.		✓				✓				
<input type="checkbox"/> Termo de Instituição de Comunhão de Fato, para conjunto de unidades consumidoras localizadas em áreas contíguas.		✓	✓	✓		✓				
<input type="checkbox"/> Declaração de Responsabilidade Solidária, quando da habilitação de representado integrante do grupo societário, complexo industrial e/ou comercial.		✓			✓	✓		✓	✓	✓
<input type="checkbox"/> Termo de Ciência, quando da habilitação de representado integrante do grupo societário, complexo industrial e/ou comercial.		✓			✓	✓		✓	✓	✓
<input type="checkbox"/> Declaração de Responsabilidade Solidária e Representação, quando da habilitação de representado que seja gerador com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW não comprometido com CCEAR, CER ou Cotas.		✓						✓	✓	✓
<input type="checkbox"/> Demais documentos previstos em outras normas ou Procedimentos de Comercialização aplicáveis.	✓				✓	✓		✓	✓	✓

DD Documento digitalizado

DE Documento eletrônico

DAD Documento assinado digitalmente

DFR Documento com firma reconhecida

CL Consumidor Livre

CE Consumidor Especial

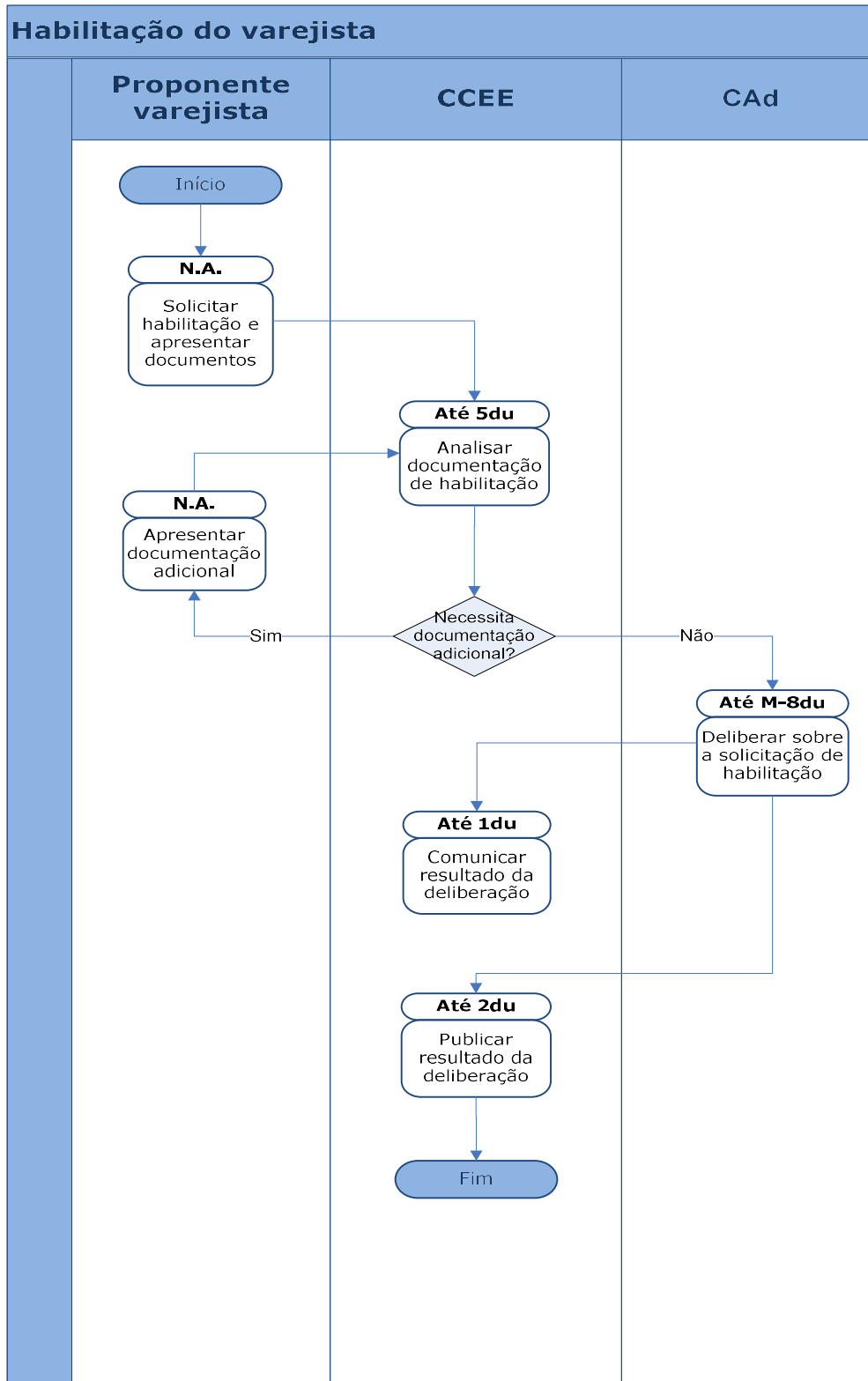
COM Comercializador

APE Autoprodutor de Energia

PIE Produtor Independente

G Demais Geradores

5. FLUXO DE ATIVIDADES

**Legenda:****M:** mês de operação de compra e venda de energia**N.A.:** Não aplicável**du:** dias úteis

6. DESCRIÇÃO DE ATIVIDADES

Habilitação do varejista

ATIVIDADE	RESPONSÁVEL	DETALHAMENTO	PRAZO
Solicitar habilitação e apresentar documentos	Proponente varejista	Solicitar a habilitação à Comercialização Varejista por meio do sistema específico e apresentar os documentos exigidos.	N.A.
Analisar documentação de habilitação	CCEE	Disponibilizar no sistema específico a conclusão da análise do cadastro e documentação apresentada pelo proponente.	Até 5du
Apresentar documentação adicional	Proponente varejista	Complementar, caso necessário, o cadastro e/ou documentação de habilitação, por meio do sistema específico.	N.A.
Analisar documentação de habilitação	CCEE	Disponibilizar no sistema específico a conclusão da análise da informação e/ou documentação adicional apresentada pelo proponente.	Até 5du
Deliberar sobre a solicitação de habilitação	CAd	-	Até M-8du
Comunicar resultado da deliberação	CCEE	Comunicar ao proponente sobre o resultado da deliberação do CAd.	Até 1du após a deliberação do CAd
Publicar resultado da deliberação	CCEE	Publicar no site da CCEE o resultado da deliberação do CAd.	Até 2du após a deliberação do CAd

Legenda:

N.A.: Não aplicável

du: dias úteis

7. ANEXOS

7.1 – Declaração de Responsabilidade Solidária

DECLARAÇÃO DE RESPONSABILIDADE SOLIDÁRIA (GRUPO SOCIETÁRIO ou COMPLEXO INDUSTRIAL-COMERCIAL)

<Nome empresarial do representado>, inscrita no CNPJ/MF sob nº: <CNPJ>, com endereço em: <Endereço Completo>, neste ato representada por seus representantes legais abaixo assinados, nos termos de seu Estatuto/Contrato Social, a ser representada no âmbito da CCEE pelo Varejista <Nome empresarial do varejista>, sigla: <Sigla na CCEE>, inscrito no CNPJ/MF sob nº: <CNPJ>, vem por meio da presente expressamente declarar:

- i. Possuir pleno conhecimento e comprometer-se a cumprir a legislação e normas regulatórias aplicáveis ao setor elétrico brasileiro, em especial a Lei nº 10.848/2004, Decreto nº 5.163/2004, Decreto nº 5.177/2004, a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, os Procedimentos e as Regras de Comercialização, disponíveis no site da CCEE, bem como a Lei nº 12.846/2013;
- ii. Ser integrante de GRUPO SOCIETÁRIO ou COMPLEXO INDUSTRIAL-COMERCIAL do agente representante varejista no âmbito da CCEE;
- iii. Ser RESPONSÁVEL SOLIDÁRIO em relação à eventual resultado financeiro negativo apurado em face de seu representante varejista no âmbito da CCEE, proporcionalmente nos termos da regulamentação vigente e demais normas, regras e procedimentos regulamentares aplicáveis, abrindo mão de qualquer direito de preferência;
- iv. Comprometer-se com a presente declaração, respondendo, de forma integral, pela autenticidade, legalidade e veracidade das informações aqui prestadas nas esferas administrativa, cível e criminal, isentando a CCEE de qualquer responsabilidade sobre informação que tenha sido cadastrada erroneamente ou não atualizada.

<Local>, <Data> de <Mês> de <Ano>.

<Assinatura do representante legal do representado>

<Assinatura do representante legal do varejista>

O(s) representante(s) legal(is) das empresas deve(m) ser indicado(s) nos sistemas da CCEE sob sua inteira responsabilidade, sem limitação de quantidade.

Este documento é gerado automaticamente pelo sistema da CCEE, devendo ser assinado conforme as opções de assinaturas previstas neste submódulo, nos termos da legislação vigente.

7.2 – Declaração de Responsabilidade Solidária e Representação

DECLARAÇÃO DE RESPONSABILIDADE SOLIDÁRIA E REPRESENTAÇÃO

(GERADOR com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW não comprometidos com CCEAR, CER ou Cotas)

<Nome empresarial do agente da CCEE representado>, inscrita no CNPJ/MF sob nº: <CNPJ>, com endereço em: <Endereço completo>, neste ato representada por seus representantes legais abaixo assinados, nos termos de seu Estatuto/Contrato Social, a ser representada no âmbito da CCEE pelo Varejista <Nome empresarial do varejista>, sigla: <Sigla na CCEE>, inscrito no CNPJ/MF sob nº: <CNPJ>, vem por meio da presente expressamente declarar:

- i. Possuir pleno conhecimento e comprometer-se a cumprir a legislação e normas regulatórias aplicáveis ao setor elétrico brasileiro, em especial a Lei nº 10.848/2004, Decreto nº 5.163/2004, Decreto nº 5.177/2004, a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, os Procedimentos e as Regras de Comercialização, disponíveis no site da CCEE, bem como a Lei nº 12.846/2013;
- ii. Ser RESPONSÁVEL SOLIDÁRIO em relação à eventual resultado financeiro negativo apurado em face de seu representante varejista no âmbito da CCEE, proporcionalmente nos termos da regulamentação vigente e demais normas, regras e procedimentos regulamentares aplicáveis, abrindo mão de qualquer direito de preferência;
- iii. Estar ciente de que, enquanto perdurar sua representação pelo varejista no âmbito da CCEE, este será o único e integral responsável, em caráter irrevogável e irretratável, pelo relacionamento com a CCEE, ficando inclusive outorgado ao varejista o direito ao exercício exclusivo de seu voto de associado, inclusive do voto correspondente à categoria de geração, bem como todos os demais direitos e obrigações deles decorrentes;
- iv. Comprometer-se com a presente declaração, respondendo, de forma integral, pela autenticidade, legalidade e veracidade das informações aqui prestadas nas esferas administrativa, cível e criminal, isentando a CCEE de qualquer responsabilidade sobre informação que tenha sido cadastrada erroneamente ou não atualizada.

<Local>, <Data> de <Mês> de <Ano>.

<Assinatura do representante legal do representado>

<Assinatura do representante legal do varejista>

O(s) representante(s) legal(is) das empresas deve(m) ser indicado(s) nos sistemas da CCEE sob sua inteira responsabilidade, sem limitação de quantidade.

Este documento é gerado automaticamente pelo sistema da CCEE, devendo ser assinado conforme as opções de assinaturas previstas neste submódulo, nos termos da legislação vigente.

7.3 – Termo de Ciência**TERMO DE CIÊNCIA**

(GRUPO SOCIETÁRIO ou COMPLEXO INDUSTRIAL-COMERCIAL)

<Nome empresarial do representado>, inscrita no CNPJ/MF sob nº: **<CNPJ>**, com endereço em: **<Endereço completo>**, candidato no âmbito da CCEE à modelagem de sua carga no Ambiente de Contratação Livre por meio de representação pelo Varejista **<Nome empresarial do varejista>**, sigla: **<Sigla na CCEE>**, inscrito no CNPJ/MF sob nº: **<CNPJ>**, neste ato representada por seus representantes legais abaixo assinados, nos termos de seu Estatuto/Contrato Social vem, por meio do presente, expressamente declarar sua CIÊNCIA de que o eventual descumprimento, pelo varejista, da restrição aplicável à extensão da representação, nos termos da regulamentação vigente, ensejará a inabilitação do varejista, com todas as repercussões que disso possam advir ao representado.

<Local>, <Data> de <Mês> de <Ano>.

<Assinatura do representante legal do representado>

<Assinatura do representante legal do varejista>

O(s) representante(s) legal(is) das empresas deve(m) ser indicado(s) nos sistemas da CCEE sob sua inteira responsabilidade, sem limitação de quantidade.

Este documento é gerado automaticamente pelo sistema da CCEE, devendo ser assinado conforme as opções de assinaturas previstas neste submódulo, nos termos da legislação vigente.

Procedimentos de COMERCIALIZAÇÃO

Módulo 1 – Agentes

Submódulo 1.8 – Comercialização varejista – modelo simplificado

Procedimentos de

COMERCIALIZAÇÃO Submódulo 1.8 – Comercialização varejista – modelo simplificado

ÍNDICE

1. **INTRODUÇÃO**
2. **OBJETIVO**
3. **PREMISSAS**
4. **LISTA DE DOCUMENTOS**
5. **FLUXO DE ATIVIDADES**
6. **DESCRIÇÃO DE ATIVIDADES**
7. **ANEXOS**

Revisão	Motivo da Revisão	Instrumento de aprovação pela ANEEL	Data de Vigência
1.0	Primeira versão aprovada (segunda fase da CP nº 28/2023)	Resolução Normativa nº XXXX/202X	XX.XX.202X

Procedimentos de COMERCIALIZAÇÃO

Submódulo 1.8 – Comercialização varejista – modelo simplificado

INTRODUÇÃO

Com a publicação da Portaria MME nº 50/2022, foi possibilitada a todos os consumidores classificados como Grupo A a migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) a partir de janeiro de 2024, sendo que os consumidores com carga inferior a 500kW devem ser obrigatoriamente representados por agentes varejistas.

A comercialização varejista caracteriza-se pelas relações comerciais entre o agente varejista (agente representante) e as pessoas físicas ou jurídicas elegíveis à representação (representados), dando-se pela adesão ao Contrato para Comercialização Varejista (CCV) e pela celebração de outras avenças de livre pactuação.

OBJETIVO

Estabelecer os procedimentos relativos:

- a) à habilitação, no modelo simplificado, das unidades consumidoras que são representadas por agentes varejistas para exercício de sua aquisição de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre (ACL); e
- b) aos processos de rescisão e resolução contratual, e o tratamento a ser dado aos representados em caso de desligamento ou inabilitação do agente varejista.

PREMISSAS

- 3.1 O modelo simplificado para comercialização varejista se aplica aos consumidores conectados na rede de distribuição, não participantes de instalações compartilhadas, representados por agentes varejistas, independentemente da demanda contratada.
 - 3.1.1 Os demais interessados pela representação varejista devem observar o disposto no submódulo 1.6 – Comercialização varejista.
- 3.2 O modelo simplificado para comercialização varejista não se aplica aos agentes parcialmente livres, aos agentes da classe de autoprodução ou produção independente que desejam realizar alocação de geração própria, àqueles que desejam participar do programa de resposta da demanda e àqueles que desejam participar de qualquer outro mecanismo que requeira a modelagem individualizada das unidades consumidoras.
- 3.3 As condições gerais para habilitação do agente varejista estão definidas no submódulo 1.6 – Comercialização varejista.
- 3.4 Todos os cadastros, atualizações, validações, envio de dados de medição e consultas às informações devem ser realizados por meio de integração sistêmica aos sistemas da CCEE, conforme instruções específicas constantes em seus canais eletrônicos.

Procedimentos de

COMERCIALIZAÇÃO Submódulo 1.8 – Comercialização varejista – modelo simplificado

- 3.4.1 As unidades consumidoras que atendam aos requisitos desse submódulo para serem representadas por meio do modelo simplificado não acessam o sistema da CCEE.
- 3.5 A CCEE é isenta de qualquer responsabilidade sobre os dados informados em seu sistema, inclusive quanto aos dados cadastrados erroneamente ou não atualizados, considerando-os verdadeiros e válidos desde seu cadastro/apresentação.
- 3.6 O agente varejista e o agente conectado (distribuidora agente ou não agente da CCEE) se comprometem e se responsabilizam pela veracidade, vigência, comprovação e atualização dos dados e documentos apresentados à CCEE, por meio do sistema.
- 3.7 As informações referentes às unidades consumidoras, constantes no anexo 7.1, devem ser mantidas pelas partes responsáveis e disponibilizadas, quando solicitadas.

Condições gerais para habilitação do representado

- 3.8 O consumidor que deseja ser representado por meio da representação varejista deve celebrar o Contrato para Comercialização Varejista (CCV), nos termos da regulamentação vigente, com qualquer dos agentes varejistas habilitados, conforme relação atualizada disponível no site da CCEE.
- 3.9 O agente varejista deve manter cópia do CCV disponível por meio de link para acesso ao contrato, na forma a ser estabelecida pela CCEE.
- 3.9.1 A CCEE deve proceder a comprovação de existência e de validade do negócio jurídico, ao que se inclui, a autenticidade das assinaturas das partes signatárias e a correspondência do documento firmado para com a forma prescrita na Resolução Normativa de instituição do CCV, permanecendo a Câmara responsável por eventuais inconsistências contratuais identificadas em detrimento da comercialização varejista.
- 3.10 A solicitação de habilitação do representado deve ser realizada pelo agente varejista, exclusivamente, por meio do sistema específico, informando, no mínimo:
- O código da unidade consumidora;
 - O código do agente conectado, ao qual a unidade consumidora está conectada;
 - O e-mail de contato do titular da unidade consumidora;
 - A qualificação se pessoa física ou pessoa jurídica;
 - No caso de pessoa jurídica, o CNPJ do titular da unidade consumidora;
 - O perfil em que a unidade consumidora deve ser contabilizada;

Procedimentos de COMERCIALIZAÇÃO

Submódulo 1.8 – Comercialização varejista – modelo simplificado

- g) O agente varejista responsável pela representação;
- h) O mês pretendido para início da contratação;
- i) A data da denúncia junto à distribuidora;
- j) O link para acesso ao CCV;

3.10.1 Caso não exista informação de perfil, a unidade consumidora será atribuída ao perfil agente varejista mais antigo daquele agente.

3.11 O agente conectado responsável pela unidade consumidora deve ser notificado, por meio eletrônico, para validar o cadastro inicial realizado pelo agente varejista e acrescentar as seguintes informações, no mínimo:

- a) O submercado;
- b) A declaração de histórico de consumo;
- c) O montante de uso do sistema de distribuição (MUSD);
- d) A distribuidora supridora (no caso de unidade consumidora conectada em distribuidora não agente da CCEE);

e) O pagamento pelo encerramento antecipado do Contrato de Compra de Energia Regulada (CCER), se houver.

3.11.1 Caso a solicitação não seja aprovada, o agente conectado deve informar o motivo.

3.12 Todas as solicitações que dependam de validação do agente conectado devem ser por este analisadas e respondidas em até cinco dias úteis (5du).

3.12.1 Em caso de descumprimento por parte do agente conectado, a CCEE pode informar à ANEEL, por meio de relatório específico.

3.13 Todos os processos consistidos e validados sem pendências até M-12du serão considerados para o mês de referência "M".

3.14 As solicitações para inclusão ou manutenção de perfil de agente podem ser realizadas pelo agente varejista até MS+3du desde que se refiram, obrigatoriamente, à alteração de perfil de cadastro de unidade consumidora representada por agente varejista.

3.14.1 O agente varejista deve informar, por meio do sistema, no mínimo:

- a) O código da unidade consumidora;
- b) O código do agente conectado ao qual a unidade consumidora está conectada;
- c) O perfil em que unidade consumidora deve ser contabilizada;

Procedimentos de COMERCIALIZAÇÃO

Submódulo 1.8 – Comercialização varejista – modelo simplificado

d) O início da vigência.

3.14.2 As operações realizadas por meio desse perfil seguem os prazos estabelecidos nos Procedimentos de Comercialização aplicáveis.

3.15 O agente varejista, ao solicitar o cadastro da unidade consumidora, e o agente conectado, ao validar a solicitação, se comprometem e se responsabilizam pela validade das informações apresentadas, além de atestarem a adimplência dos representados que desejam migrar suas unidades consumidoras.

3.16 O agente varejista e o agente conectado devem acompanhar o andamento das solicitações por meio do sistema.

3.17 A CCEE não presta informações sobre as operações que o agente varejista realiza em nome do representado, cabendo tal esclarecimento ser realizado pelo próprio agente varejista.

3.18 Cada unidade consumidora deve estar contratada com um único agente varejista, para a mesma vigência.

3.19 A vigência da representação se dá por prazo indeterminado, integrando-se por períodos completos de contabilização.

3.20 No caso de substituição de agente varejista, a transferência do histórico de comercialização é vedada.

Coleta de dados de medição

3.21 O agente de medição (agente conectado) é responsável por enviar os dados de consumo ativo de todas as unidades consumidoras por ele validadas e cujas migrações tenham sido efetivadas na CCEE, para um determinado mês "M", consistidos em 5 em 5 minutos diariamente considerando, no mínimo:

- a) O código da unidade consumidora;
- b) O código do agente conectado ao qual a unidade consumidora está conectada;
- c) Os valores de consumo ativo;
- d) A informação se o dado de consumo foi medido ou ajustado.

3.22 O prazo limite para envio dos dados de medição é até MS+7du.

3.23 O agente de medição (agente conectado) deve considerar os percentuais de perda técnica em transformação e/ou em linha, quando aplicável (para os pontos abrangidos pelo módulo 5 do PRODIST, conforme regulação vigente)-

Procedimentos de

COMERCIALIZAÇÃO Submódulo 1.8 – Comercialização varejista – modelo simplificado

- 3.24 Os dados de medição enviados pelo agente conectado acessado já passaram pelos procedimentos próprios de consistência, consolidação e análise crítica, aplicados para seus faturamentos de Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).
- 3.25 Caso seja necessário estimar os dados de medição, o agente deve adotar a metodologia para estimativa de dados de medição descrita no anexo 7.2.
- 3.26 No caso de o dado de medição horário ultrapassar em mais de 25% o MUSD cadastrado, o dado será rejeitado e o agente conectado será notificado.
- 3.27 O agente varejista deve consultar os dados de medição individuais de seus representados por meio do sistema.

Resilição contratual por iniciativa do representado

- 3.28 Em caso de substituição do agente varejista atual por outro, o novo agente varejista que, já habilitado, pretenda efetivar a representação, deve celebrar novo CCV com o representado, nos termos da regulamentação vigente, e solicitar, por meio do sistema, a habilitação dessa unidade consumidora, informando, no mínimo:
- a) O código da unidade consumidora;
 - b) O código do agente conectado ao qual a unidade consumidora está conectada;
 - c) O código do novo agente varejista responsável pela representação;
 - d) O código do perfil em que a unidade consumidora deve ser contabilizada;
 - e) O mês pretendido para início da nova contratação.
- 3.29 Em caso de retorno da unidade consumidora ao mercado cativo, o agente conectado responsável deve celebrar CCER com o representado, nos termos da regulamentação vigente, e solicitar, por meio do sistema, a transferência dessa unidade consumidora, informando, no mínimo:
- a) O código da unidade consumidora;
 - b) O código do agente conectado ao qual a unidade consumidora está conectada;
 - c) O mês pretendido para início da nova contratação.
- 3.30 O mês pretendido para início da nova contratação, mencionado nas premissas anteriores, deve ser indicado respeitando, no mínimo, noventa dias contados a partir da data da solicitação realizada no sistema.
- 3.30.1 O prazo mínimo de noventa dias é dispensado em caso de resilição contratual por iniciativa de ambas as partes (comum acordo).

Procedimentos de COMERCIALIZAÇÃO

Submódulo 1.8 – Comercialização varejista – modelo simplificado

- 3.31 Realizada a solicitação no sistema pelo novo agente varejista ou pelo agente conectado responsável, o sistema enviará notificação ao atual agente varejista representante da unidade consumidora, que deve analisar e responder a solicitação em até noventa dias.
- 3.31.1 Caso a solicitação seja aprovada, a nova representação varejista ou o retorno da unidade consumidora ao mercado cativo terá início a partir do primeiro dia do mês pretendido.
- 3.31.2 Caso a solicitação não seja aprovada, o atual agente varejista deve apresentar a justificativa. Nesse caso, a unidade consumidora permanecerá sob sua responsabilidade.
- 3.31.3 Caso o agente varejista atual não responda à solicitação no prazo estabelecido, a transferência da unidade consumidora para o novo agente varejista ou para o agente conectado, conforme o caso, será realizada de forma compulsória pela CCEE e terá início a partir do primeiro dia do mês pretendido, desde que respeitados os noventa dias mínimos contados a partir da data da solicitação realizada no sistema. Caso contrário, a solicitação será cancelada e a unidade consumidora permanecerá sob responsabilidade do agente varejista atual.
- 3.32 Para a substituição de agente varejista ou retorno ao mercado cativo, em caso de rescisão contratual por iniciativa do representado, a verificação de adimplência com o último agente varejista é bilateral (representado, agente varejista e agente conectado, conforme o caso), não cabendo à CCEE qualquer análise.
- 3.33 Especificamente em caso de adesão à CCEE (hipótese permitida apenas quando a representação varejista não for obrigatória), o representado deve enviar a notificação para encerramento do CCV ao agente varejista representante, indicando o mês pretendido para adesão à CCEE, que deve respeitar, no mínimo, noventa dias contados a partir da data de recebimento da notificação pelo agente varejista.
- 3.33.1 O recebimento da notificação pelo agente varejista é comprovado por meio do comprovante de recebimento de e-mail registrado ou aviso de recebimento dos Correios, a ser apresentado quando solicitado.
- 3.33.2 Para adesão à CCEE, o representado deve atender ao disposto nos submódulos 1.1 – Adesão à CCEE e 1.2 – Cadastro de agentes, bem como informar à CCEE:
- A data de recebimento da notificação para encerramento do CCV enviada ao agente varejista;
 - O mês pretendido para adesão, que deve ser o mesmo informado na notificação enviada ao agente varejista, exceto em caso de comum acordo;

- c) O(s) código(s) da(s) unidade(s) consumidora(s) que será(ão) modelada(s) individualmente, bem como o(s) respectivo(s) agente(s) conectado(s).
- 3.33.3 O sistema do modelo simplificado enviará notificação ao atual agente varejista representante da unidade consumidora, que deve analisar e responder a solicitação em até noventa dias.
- 3.33.4 Caso a solicitação seja aprovada, a adesão terá início a partir do primeiro dia do mês pretendido, desde que atendido ao disposto nos submódulos 1.1 – Adesão à CCEE e 1.2 – Cadastro de agentes.
- 3.33.5 Caso a solicitação não seja aprovada, o atual agente varejista deve apresentar a justificativa. Nesse caso, a unidade consumidora permanecerá sob sua responsabilidade.
- 3.33.6 Caso o agente varejista atual não responda à solicitação no prazo estabelecido, a adesão será realizada de forma compulsória pela CCEE e terá início a partir do primeiro dia do mês pretendido, desde que atendido ao disposto nos submódulos 1.1 – Adesão à CCEE e 1.2 – Cadastro de agentes e desde que respeitados os noventa dias mínimos contados a partir da data da solicitação realizada no sistema. Caso contrário, a solicitação será cancelada e a unidade consumidora permanecerá sob responsabilidade do agente varejista atual.

Resilição contratual por iniciativa do representante

- 3.34 O agente varejista deve enviar a notificação para encerramento do CCV ao representado, com as informações estabelecidas pela regulamentação vigente, no prazo mínimo de noventa dias antecedentes à data pretendida para o término da contratação, ou seja, o último dia do último mês que o agente varejista deseja representar o consumidor.
- 3.34.1 O recebimento da notificação pelo representado é comprovado por meio do comprovante de recebimento de e-mail registrado ou aviso de recebimento dos Correios, a ser apresentado quando solicitado.
- 3.35 Em caso de substituição do agente varejista atual por outro, o novo agente varejista, que, já habilitado, pretenda efetivar a representação, deve celebrar novo CCV com o representado, nos termos da regulamentação vigente, e solicitar, por meio do sistema a habilitação dessa unidade consumidora, informando, no mínimo:
- a) O código da unidade consumidora;
 - b) O código do agente conectado ao qual a unidade consumidora está conectada;
 - c) O código do novo agente varejista responsável pela representação;

Procedimentos de COMERCIALIZAÇÃO

Submódulo 1.8 – Comercialização varejista – modelo simplificado

- d) O código do perfil em que a unidade consumidora deve ser contabilizada;
 - e) O mês pretendido para início da nova contratação.
- 3.36 Em caso de retorno da unidade consumidora ao mercado cativo, o agente conectado responsável deve celebrar CCER com o representado, nos termos da regulamentação vigente, e solicitar, por meio do sistema, a transferência dessa unidade consumidora, informando, no mínimo:
- a) O código da unidade consumidora;
 - b) O código do agente conectado ao qual a unidade consumidora está conectada;
 - c) O mês pretendido para início da nova contratação.
- 3.37 O mês pretendido para início da nova contratação, mencionado nas premissas anteriores, deve ser indicado respeitando, no mínimo, noventa dias contados a partir da data de recebimento, pelo consumidor, da notificação para encerramento do CCV enviada pelo agente varejista atual.
- 3.37.1 O prazo mínimo de noventa dias é dispensado em caso de rescisão contratual por iniciativa de ambas as partes (comum acordo).
- 3.38 Realizada a solicitação no sistema pelo novo agente varejista ou pelo agente conectado responsável, o sistema enviará notificação ao atual agente varejista representante da unidade consumidora, que deve analisar e responder a solicitação em até noventa dias contados a partir da data da realização da referida solicitação no sistema.
- 3.38.1 Caso a solicitação seja aprovada, a nova representação varejista ou o retorno da unidade consumidora ao mercado cativo terá início a partir do primeiro dia do mês pretendido.
- 3.38.2 Caso a solicitação não seja aprovada, o atual agente varejista deve apresentar a justificativa. Nesse caso, a unidade consumidora permanecerá sob sua responsabilidade.
- 3.38.3 Caso o agente varejista atual não responda à solicitação no prazo estabelecido, a transferência da unidade consumidora para o novo agente varejista ou para a distribuidora/permissionária, conforme o caso, será realizada de forma compulsória pela CCEE e terá início a partir do primeiro dia do mês pretendido, desde que respeitados os noventa dias mínimos contados a partir da data da solicitação realizada no sistema. Caso contrário, a solicitação será cancelada e a unidade consumidora permanecerá sob responsabilidade do agente varejista atual.

Procedimentos de COMERCIALIZAÇÃO

Submódulo 1.8 – Comercialização varejista – modelo simplificado

- 3.39 Para a substituição de agente varejista ou retorno ao mercado cativo, em caso de rescisão contratual por iniciativa do representante, a verificação de adimplência com o último agente varejista é bilateral (representado, agente varejista e distribuidora/permissionária, conforme o caso), não cabendo à CCEE qualquer análise.
- 3.40 Especificamente em caso de adesão à CCEE (quando a representação varejista não for obrigatória), o representado deve atender ao disposto nos submódulos 1.1 – Adesão à CCEE e 1.2 – Cadastro de agentes, bem como informar à CCEE:
- a) A data em que recebeu a notificação para encerramento do CCV enviada pelo agente varejista;
 - b) O mês pretendido para adesão, que deve respeitar, no mínimo, noventa dias contados a partir da data de recebimento da notificação enviada pelo agente varejista, exceto em caso de comum acordo;
 - c) O(s) código(s) da(s) unidade(s) consumidora(s) que será(ão) modelada(s) individualmente, bem como o(s) respectivo(s) agente(s) conectado(s).
- 3.40.1 O sistema do modelo simplificado enviará notificação ao atual agente varejista representante da unidade consumidora, que deve analisar e responder a solicitação em até noventa dias contados a partir da data de recebimento da notificação enviada pelo agente varejista.
- 3.40.2 Caso a solicitação seja aprovada, a adesão terá início a partir do primeiro dia do mês pretendido, desde que atendido ao disposto nos submódulos 1.1 – Adesão à CCEE e 1.2 – Cadastro de agentes.
- 3.40.3 Caso a solicitação não seja aprovada, o atual agente varejista deve apresentar a justificativa. Nesse caso, a unidade consumidora permanecerá sob sua responsabilidade.
- 3.40.4 Caso o agente varejista atual não responda à solicitação no prazo estabelecido, a adesão será realizada de forma compulsória pela CCEE e terá início a partir do primeiro dia do mês pretendido, desde que atendido ao disposto nos submódulos 1.1 – Adesão à CCEE e 1.2 – Cadastro de agentes e desde que respeitados os noventa dias mínimos contados a partir da data da solicitação realizada no sistema. Caso contrário, a solicitação será cancelada e a unidade consumidora permanecerá sob responsabilidade do agente varejista atual.

Procedimentos de COMERCIALIZAÇÃO

Submódulo 1.8 – Comercialização varejista – modelo simplificado

3.41 Ao término do prazo de noventa dias, contados a partir da data de recebimento da notificação enviada pelo agente varejista, caso o representado não tenha celebrado novo CCV com qualquer dos agentes varejistas disponíveis, não tenha celebrado CCER junto ao agente conectado local, não tenha o aceite do agente conectado para o atendimento sem celebração de CCER ou não tenha aderido à CCEE (quando a representação varejista não for obrigatória), o agente varejista deve, por meio do sistema:

3.41.1 Informar ao agente conectado para a operacionalização da suspensão do fornecimento de energia elétrica de todas as unidades consumidoras correspondentes ao representado, nos termos da seção específica deste submódulo;

3.41.2 Indicar a data de recebimento da notificação para encerramento do CCV enviada ao representado e o motivador do pedido de suspensão de fornecimento.

Resolução contratual por inadimplemento do representado

3.42 O agente varejista deve enviar a notificação para encerramento do CCV ao representado, com as informações estabelecidas pela regulamentação vigente, no prazo mínimo de quinze dias antecedente à data pretendida para o término da contratação, ou seja, o último dia do último mês que o agente varejista deseja representar o consumidor.

3.42.1 O recebimento da notificação pelo representado é comprovado por meio do comprovante de recebimento de e-mail registrado ou aviso de recebimento dos Correios, a ser apresentado quando solicitado.

3.43 Ao término do prazo de quinze dias, contados a partir da data de recebimento da notificação enviada pelo agente varejista, caso o representado não tenha celebrado novo CCV com qualquer dos agentes varejistas disponíveis, não tenha celebrado CCER junto ao agente conectado local nem tenha aderido à CCEE (quando a representação varejista não for obrigatória), o agente varejista deve, por meio do sistema:

3.43.1 Informar ao agente conectado para a operacionalização da suspensão do fornecimento de energia elétrica de todas as unidades consumidoras correspondentes ao representado, nos termos da seção específica deste submódulo;

3.43.2 Indicar a data de recebimento da notificação para encerramento do CCV enviada ao representado e o motivador do pedido de suspensão de fornecimento.

Inabilitação e desligamento voluntários do agente varejista da CCEE

Procedimentos de COMERCIALIZAÇÃO

Submódulo 1.8 – Comercialização varejista – modelo simplificado

- 3.44 O agente varejista deve notificar seus representados sobre o encerramento do CCV, com antecedência mínima de noventa dias da data pretendida para o término da contratação, ou seja, o último dia do último mês que o agente varejista deseja operar na CCEE.
- 3.44.1 O recebimento da notificação pelo representado é comprovado por meio do comprovante de recebimento de e-mail registrado ou aviso de recebimento dos Correios, a ser apresentado quando solicitado.
- 3.45 O representado deve diligenciar pela continuidade de suas operações exercendo uma das seguintes opções: celebrar novo CCV com qualquer dos agentes varejistas disponíveis, aderir à CCEE (quando a representação varejista não for obrigatória), celebrar CCER junto ao agente conectado ou ter o aceite do agente conectado para o atendimento sem celebração de CCER, devendo ser seguidas todas as diretrizes determinadas por este submódulo para a rescisão contratual por iniciativa do representado.
- 3.46 Enquanto não houver a conclusão do disposto na premissa anterior, o representado permanece sob responsabilidade do agente varejista.
- 3.47 A inabilitação e o desligamento voluntários do agente varejista estão condicionados à inexistência de unidades consumidoras representadas sob todos os seus perfis, dentre outros requisitos estabelecidos no submódulo 1.6 – Comercialização varejista.

Inabilitação e desligamento do agente varejista por iniciativa da CCEE

- 3.48 Com o início e com a deliberação do processo de inabilitação ou desligamento do agente varejista, a CCEE deve notificar os respectivos agentes conectados aos quais as unidades consumidoras representadas pelo agente varejista estão conectadas, por meio do sistema, informando:
- 3.48.1 As unidades consumidoras representadas pelo agente varejista, que são por eles atendidas;
- 3.48.2 O mês previsto para inabilitação ou desligamento do agente varejista.
- 3.49 Em até dois dias, o agente conectado deve informar à CCEE, por meio do sistema, o contato mais atualizado que dispuser de cada unidade consumidora representada pelo agente varejista.
- 3.50 Em até um dia, a CCEE deve notificar as unidades consumidoras por meio dos e-mails informados na premissa anterior, com as informações estabelecidas pela regulamentação vigente, para que diligenciem pela continuidade de suas operações até o último dia do mês da deliberação do processo de inabilitação ou desligamento do agente varejista.

Procedimentos de

COMERCIALIZAÇÃO Submódulo 1.8 – Comercialização varejista – modelo simplificado

- 3.51 O representado deve celebrar novo CCV com qualquer dos agentes varejistas disponíveis, aderir à CCEE (quando a representação varejista não for obrigatória), celebrar CCER junto ao agente conectado ou ter o aceite do agente conectado para o atendimento sem celebração de CCER até o último dia do mês previsto para a deliberação do processo de inabilitação ou desligamento do agente varejista.
- 3.51.1 As opções a serem exercidas pelo representado não requerem aprovações do agente varejista atual, sendo todas elas efetivadas independentemente da atuação do agente varejista.
- 3.52 Ao término do mês da deliberação do processo de inabilitação ou desligamento do agente varejista, caso o representado não tenha exercido qualquer das opções previstas na premissa anterior, a CCEE deve, por meio do sistema:
- 3.52.1 Informar ao agente conectado para a operacionalização da suspensão do fornecimento de energia elétrica de todas as unidades consumidoras correspondentes ao representado, nos termos da seção específica deste submódulo;
- 3.52.2 Indicar a data de recebimento da notificação para encerramento do CCV enviada ao representado e o motivador do pedido de suspensão de fornecimento.
- 3.53 A inabilitação e o desligamento do agente varejista, por iniciativa da CCEE, operam efeitos a partir do primeiro dia do mês subsequente à efetivação da última suspensão do fornecimento à unidade consumidora representada.

Suspensão de fornecimento de energia elétrica

- 3.54 A suspensão do fornecimento de energia elétrica é proveniente dos processos de:
- 3.54.1 Resilição contratual por iniciativa do representante;
- 3.54.2 Resolução contratual por inadimplemento do representado;
- 3.54.3 Inabilitação ou desligamento do agente varejista, por iniciativa da CCEE.
- 3.55 Realizada a solicitação de suspensão de fornecimento, o sistema enviará notificação ao agente conectado deve proceder à suspensão do fornecimento da unidade consumidora em até dez dias do recebimento da notificação, bem como responder no sistema em até quarenta e oito horas de sua execução, indicando a data efetiva em que foi realizada a suspensão do fornecimento.
- 3.55.1 Caso a suspensão de fornecimento não seja efetivada no prazo estabelecido, deve ser apresentada a justificativa no sistema.

Procedimentos de COMERCIALIZAÇÃO

Submódulo 1.8 – Comercialização varejista – modelo simplificado

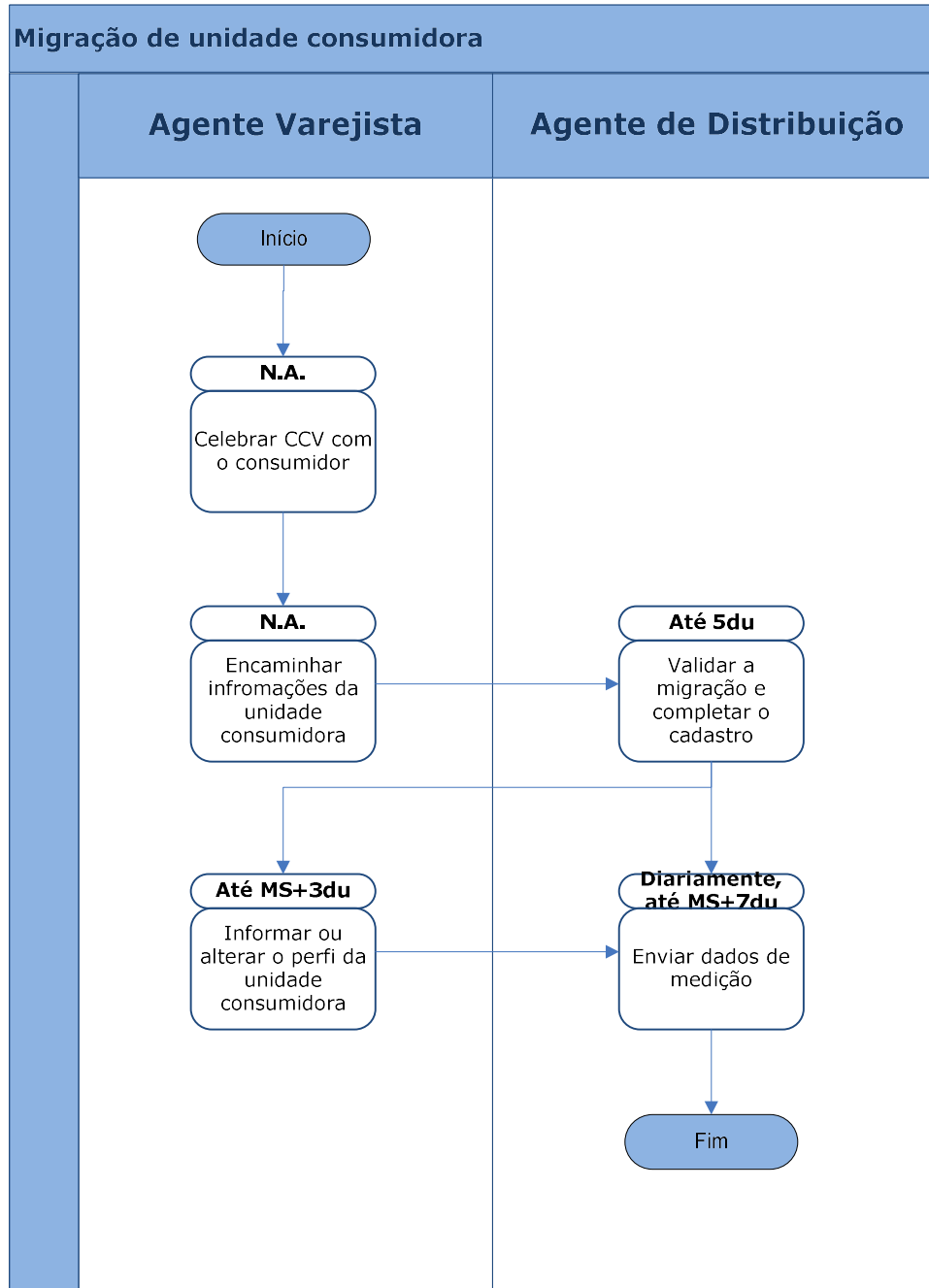
- 3.55.2 Em caso de ultrapassagem do prazo máximo para suspensão do fornecimento, decorrente de responsabilidade exclusiva do agente conectado:
- a) Distribuidora agente da CCEE, os débitos referentes ao consumo da unidade consumidora serão alocados para responsabilidade da distribuidora no mês de referência "M" em que ocorrer atraso na suspensão, nos termos das Regras de Comercialização.
 - b) Distribuidora não agente da CCEE, os débitos referentes ao consumo da unidade consumidora serão alocados para responsabilidade da distribuidora supridora no mês de referência "M" em que ocorrer atraso na suspensão, nos termos das Regras de Comercialização. Nesse caso, os valores arcados pela distribuidora supridora serão divulgados pela CCEE para cobrança bilateral, podendo configurar inadimplência setorial.
- 3.55.3 Caso a suspensão de fornecimento seja efetivada após o prazo máximo estabelecido, é necessário que o agente conectado responda no sistema para que a CCEE dê o tratamento adequado em relação à alocação dos débitos da unidade consumidora.
- 3.56 Na ocorrência de qualquer das situações previstas na premissa anterior, o agente varejista deve ser notificado por meio do sistema.
- 3.57 O agente varejista pode cancelar a solicitação de suspensão de fornecimento ao agente conectado até o nono dia do envio da notificação em que requereu a suspensão, desde que a efetivação da suspensão de fornecimento ainda não tenha sido informada no sistema.
- 3.58 Em caso de suspensão de fornecimento, o representado pode retornar ao modelo simplificado desde que realize:
- 3.58.1 A quitação de suas pendências com o último agente varejista, inclusive, quando aplicável, de sua matriz e/ou filial(is);
 - 3.58.2 Nova habilitação (cadastro e migração) de suas unidades consumidoras, conforme seção específica deste submódulo.
- 3.59 Para saída de unidade consumidora do modelo simplificado e adesão à CCEE pelo modelo tradicional, ao validar a solicitação no sistema de cadastro de ativos da CCEE, o agente conectado atesta que a unidade consumidora não saiu do modelo simplificado em razão de processo de suspensão de fornecimento, iniciado pelo último agente varejista representante da referida unidade por motivo de resolução contratual, exceto em caso de realização da premissa 3.58.1.

Procedimentos de COMERCIALIZAÇÃO Submódulo 1.8 – Comercialização varejista – modelo simplificado

LISTA DE DOCUMENTOS

Não aplicável.

FLUXO DE ATIVIDADES



Legenda:
M: mês de apuração
du: dias úteis

DESCRIÇÃO DE ATIVIDADES

ATIVIDADE	RESPONSÁVEL	DETALHAMENTO	PRAZO
Celebrar CCV com o consumidor	Agente Varejista	O consumidor que deseja ser representado por meio da representação varejista deve celebrar o CCV, nos termos da regulamentação vigente, com qualquer dos agentes varejistas habilitados, conforme relação atualizada disponível no site da CCEE.	N.A
Encaminhar informações da unidade consumidora	Agente Varejista	O agente varejista deve encaminhar os dados cadastrais da unidade consumidora conforme definido nesse submódulo.	N.A
Validar a migração e completar o cadastro	Agente de Distribuição	O agente de distribuição deve analisar e responder a solicitação referente ao cadastro de unidade consumidora, avaliando os aspectos técnicos da solicitação e a adimplência do solicitante junto ao agente de distribuição.	Até 5du
Informar ou alterar o perfil da unidade consumidora	Agente Varejista	O agente varejista pode informar ou alterar o perfil que deseja contabilizar a unidade consumidora.	Até MS+3du
Enviar dados de medição	Agente de Distribuição	O agente de medição é responsável pelo envio dos dados de medição consistidos e consolidados.	Até MS+7du

Legenda:

M: mês de apuração

du: dias úteis

ANEXOS
7.1 Informações referentes às unidades de consumo

Informação	Responsável pela guarda e disponibilização
Identificação da unidade consumidora junto à distribuidora;	Agente de distribuição
Dados a respeito da unidade consumidora e seu responsável (CPF/CNPJ, Nome/Razão Social, endereço, telefone fixo e móvel, e-mail etc.);	Agente de distribuição
Distribuidora acessada;	Agente de distribuição
Identificação do(s) medidor(es) associado(s) à unidade consumidora;	Agente de distribuição
Submercado;	Agente de distribuição
MUSD e classe de tensão da(s) UC(s);	Agente de distribuição
Características especiais do consumidor (serviço essencial, etc.)	Agente de distribuição
Datas de denúncias e de migrações do ACR ao ACL e, eventualmente, retorno ao ACR;	Agente de distribuição
Agente varejista representante atual;	CCEE
Histórico de representações varejistas;	CCEE
Datas de alterações de representação varejista;	CCEE
Histórico de medição nos 12 meses anteriores à migração para o ACL;	Agente de distribuição
Histórico de notificações e de suspensões de fornecimento;	Agente de distribuição
Histórico de alterações de responsável pela unidade consumidora;	Agente de distribuição
Dados brutos do consumo ativo da(s) UC(s) nos intervalos de 5 em 5 minutos, recebidos diariamente;	Agente de distribuição
Eventuais ajustes efetuados nos registros de consumo;	Agente de distribuição
Alocações de encargos e quotas compulsórias efetuadas para o consumidor;	Agente de distribuição
Autorização ou não do consumidor para disponibilização dos dados específicos.	Agente varejista

7.2 Metodologia para estimativa dos dados de medição

Período faltante de 2 horas ou mais:

Considerar a média de consumo do mesmo dia e hora da semana das últimas 12 semanas de meses com dados de medição fechados para contabilização ().

Para os feriados nacionais, deve ser observado:

- a) Quando o feriado for no período histórico, esse dia deverá ser desconsiderado do cálculo da estimativa;
- b) Quando o feriado for no dia do dado estimado, deve ser considerado como histórico os dias de domingos das últimas 12 semanas.

Período faltante de 1 hora:

Considerar o valor médio da energia dos dois períodos, imediatamente anterior e posterior, ao período faltante.

Estimativa por falta de fase:

Considerar:

- a) Na medição a três elementos, na perda total do TP ou da tensão de uma fase (tensão igual a zero), ou na perda total do TC ou da corrente de uma fase (corrente igual a zero), os dados devem ser estimados multiplicando-se os dados coletados por 1,5; e
- b) Na medição a três elementos, na perda total dos TP ou das tensões de duas fases (tensões iguais a zero), ou na perda total dos TC ou das correntes de duas fases (correntes iguais a zero), os dados devem ser estimados multiplicando-se os dados coletados por três.