

Revisão da Resolução Normativa nº 843/2019

Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 001/2022-SRG/ANEEL

***Anexo da Nota Técnica nº 076/2022-SRG/ANEEL
Processo nº 48500.001825/2018-74***

Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG

Brasília, 23/06/2022 – Versão Pré-Participação Pública



P. 2 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

Sumário Executivo

1. A Resolução Normativa nº 843, de 2 de abril de 2019 – REN 843/2019, consolidou e disciplinou os critérios e procedimentos para a elaboração do Programa Mensal da Operação – PMO e a formação do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, em um contexto no qual o Custo Marginal da Operação – CMO e o PLD eram formados por subsistema (granularidade espacial), em base semanal, com desagregação por patamar de carga (granularidade temporal).
2. A Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 301, de 31 de julho de 2019 – PRT 301/2019 estabeleceu o cronograma para entrada em operação do Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo – Modelo Dessem, com foco na adoção nas atividades de programação da operação, em base semi-horária, e na formação do PLD no Mercado de Curto Prazo – MCP, em base horária.
3. Por meio da Resolução Normativa nº 910, de 15 de dezembro de 2020, foi feita uma adequação formal da Resolução Normativa nº 843, de 2019, com alterações relacionadas apenas àqueles dispositivos que guardavam correlação com a implementação do PLD horário a partir de janeiro de 2021.
4. No entanto, uma revisão mais abrangente do normativo constou na Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2021-2022, aprovada por meio da Portaria nº 6.606, de 8 de dezembro de 2020, permanecendo presente no ciclo 2022-2023 nos termos da Portaria 6.705, de 7 de dezembro de 2021, em especial em função da publicação da Resolução CNPE Nº 22, de 5 de outubro de 2021, e com vistas a se discutir eventuais aperfeiçoamentos relativos à alteração dos dados de entrada dos modelos computacionais utilizados na cadeia da operação e formação de preços, conforme tratado em reuniões da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP.

* O Relatório de AIR 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 F59BFE2F00699759

P. 3 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

Conteúdo

- 1 - Problema Regulatório
- 2 - Atores ou grupos afetados
- 3 - Base Legal
- 4 - Necessidade de Intervenção
- 5 - Objetivos pretendidos com a intervenção da Agência
- 6 - Alternativas
- 7 - Impactos das Alternativas
- 8 - Comparação das alternativas avaliadas
- 9 - Manifestações recebidas para a AIR
- 10 - Mapeamento da experiência internacional
- 11 - Conclusões
- 12 - Acompanhamento e fiscalização
- 13 - Alterações em regulamentos
- 14 - Prazo para início da vigência

* O Relatório de AIR 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 F59BFE2F00699759

P. 4 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

1. Problema regulatório

1. O último aprimoramento da REN 843/2019 ocorreu, principalmente, em função da publicação da Portaria MME nº 301, de 31 de julho de 2019 – PRT 301/2019, que definiu a operacionalização do modelo computacional Dessem para fins de programação da operação pelo ONS a partir de 1º de janeiro de 2020 e para fins de formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) a partir de 1º de janeiro de 2021, em base horária.

2. Tal aprimoramento ocorreu por meio da edição da Resolução Normativa nº 910, de 15 de dezembro de 2020, destinada a promover essa adequação formal da Resolução Normativa nº 843, de 2019, com alterações relacionadas apenas àqueles dispositivos que estavam em desarmonia para a implementação do PLD horário a partir de janeiro de 2021.

3. Não obstante, nesta revisão, a qual constou da Agenda Regulatória para o biênio 2021-2022 e permanece para o ciclo 2022-2023, pretende-se fazer uma avaliação mais ampla do normativo, com possíveis aperfeiçoamentos no processo do PMO e da formação do PLD, bem como conferir maior transparência e efetividade aos correspondentes processos, em especial em função da Resolução CNPE Nº 22, de 5 de outubro de 2021.

4. Nas Discussões da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP em relação à melhoria da governança dos modelos computacionais utilizados na cadeia da operação e formação de preços, as quais subsidiaram a publicação da referida Resolução CNPE Nº 22, de 2021, manteve-se a gestão dos dados de entrada sob responsabilidade da ANEEL, a exemplo do anteriormente disposto na Resolução CNPE nº 7/2016, sendo reconhecida a necessidade de aprofundamento dessas questões ao longo dos debates relativos à revisão da Resolução Normativa nº 843/2019, notadamente no âmbito de Consulta Pública a ser promovida pela ANEEL.

2. Atores ou grupos afetados

5. A norma atual abrange os agentes de operação e comercialização que participam do processo de elaboração do PMO, bem como todos que são afetados pela formação do CMO e do PLD, incluindo os consumidores, além do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

3. Base legal

6. Para agir sobre o problema identificado, a ANEEL tem amparo legal nos seguintes dispositivos:

- art. 2º e inciso XIX do art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- incisos IV e VII do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997;

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 5 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

- art. 13 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998;
- § 4º do art. 1º da Lei 10.848, de 15 de março de 2004
- arts. 1º, 3º e 9º, do Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004;
- § 1º e § 4º do art. 57 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004;
- Resolução do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE Nº 22, de 5 de outubro de 2021.

4. Necessidade de intervenção

7. A REN 843/2019 estabeleceu critérios e procedimentos para elaboração do Programa Mensal da Operação Energética – PMO e para a formação do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, incluindo a utilização dos modelos de otimização de médio prazo (Newave) e de curto prazo (Decomp) para a obtenção do Custo Marginal da Operação – CMO e do PLD, para cada semana operativa, por submercado e patamar de carga.

8. A PRT 301/2019 estabeleceu o cronograma para entrada em operação do Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo – Modelo Dessem, com foco na adoção nas atividades de programação da operação e na formação do PLD horário no Mercado de Curto Prazo – MCP.

9. Assim, desde 1º de janeiro de 2020, o modelo Dessem tem sido utilizado para fins de programação diária da operação pelo ONS, estabelecendo as diretrizes de despacho das usinas e demais dados operativos com granularidade semi-horária (Custo Marginal da Operação – CMO semi-horário), conforme preconizado nos Procedimentos de Rede do ONS, os quais foram aprovados por meio da Resolução Normativa nº 862, de 3 de dezembro de 2019.

10. Além disso, desde 1º de janeiro de 2021, o modelo Dessem também tem sido utilizado na formação do PLD horário, para fins de contabilização e de liquidação pela CCEE, sendo o primeiro ajuste específico sobre esse tema à REN 843/2019 promovido pela Resolução Normativa nº 910, de 15 de dezembro de 2020.

11. Diante desses fatos, associados às discussões mantidas no âmbito da CPAMP, parte delas endereçadas com a publicação da Resolução CNPE nº 22/2021 e outras direcionadas para consideração da Agência em processo específico de otimização normativa, bem como considerando os mais de três anos de vigência da Resolução Normativa nº 843, de 2 de abril de 2019, o objetivo desta avaliação é adequar a norma como um todo a essa nova realidade, além de identificar pontos passíveis de melhorias.

12. Os principais pontos identificados que necessitam de aperfeiçoamentos são os seguintes:

- (i) Rito regulatório para iniciativas de ajustes/evoluções em novas versões dos modelos de otimização (Capítulo 1)

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 6 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

- (ii) Clareza, previsibilidade e transparência no procedimento de atualização dos dados de entrada do PMO (Capítulo 1);
- (iii) Representação da geração de usinas não simuladas individualmente (Seção II do Capítulo 2);
- (iv) Protocolos de contingência no caso da impossibilidade de publicação do CMO e do PLD (Capítulos 3 e 4); e
- (v) Processo de identificação, correção e publicidade dos erros na formação do PLD (Capítulo 5).

5. Objetivos pretendidos com a intervenção da Agência

13. O principal objetivo para inclusão da revisão da REN 843 na Agenda Regulatória é fazer uma avaliação mais ampla do normativo, com possíveis aperfeiçoamentos no processo do PMO e da formação do PLD, bem como conferir maior transparência e efetividade aos correspondentes processos.

14. Complementarmente, nas discussões no âmbito da CPAMP em relação à alteração dos dados de entrada dos modelos computacionais utilizados na cadeia da operação e formação de preços, que subsidiaram a publicação da referida Resolução CNPE, manteve-se a governança dos dados de entrada sob responsabilidade da ANEEL, a exemplo do anteriormente disposto na Resolução CNPE nº 7/2016, sendo reconhecida a necessidade do aprofundamento dessas questões ao longo dos debates relativos à revisão da Resolução Normativa nº 843/2019.

15. Além disso, estão sendo sugeridas adequações dos textos de forma a deixar mais claros alguns comandos, com vistas a melhor retratar os processos atuais.

16. A seguir serão descritas as principais propostas de alteração da REN 843/2019, as quais foram separadas de acordo com o tema, objetivando mostrar os objetivos específicos pretendidos nesta Análise de Impacto Regulatório.

5.1. Rito regulatório para iniciativas de ajustes/evoluções em novas versões dos modelos de otimização (Capítulo 1)

17. O art. 4º da REN 843/2019 descreve os modelos de otimização utilizados na elaboração do PMO e prevê que o uso deles deverá ser previamente autorizado pela ANEEL.

18. No âmbito da Tomada de Subsídios nº 003/2019¹, a coordenação da Força Tarefa FT-Dessem solicitou que fosse adotado rito expedito para utilização de novas versões do Dessem, em face de diversos ajustes que provavelmente emergiriam quando da adoção do modelo em regime de

¹ Tomada de Subsídios com vistas a discutir a utilização dos modelos computacionais Dessem, PrevCargaDessem e de Previsão de Geração Eólica no âmbito da programação diária da operação.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 7 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

produção. Nessa esteira, alguns agentes setoriais sugeriram que o rito expedito fosse aplicado apenas aos casos não contemplados na Resolução CNPE nº 07/2016.

19. Nesse sentido, o Ofício nº 010/2020-SRG/ANEEL, de 07/02/2020, corroborou com o entendimento de que as novas versões do modelo Dessem, desde que não correspondessem a alterações em parâmetros e metodologias e que não impactassem as funcionalidades já aprovadas, poderiam ser tratadas segundo um rito expedito, o qual deveria ser incluído no âmbito do Comitê Técnico PMO/PLD². Além disso, esse processo deveria ser conduzido com a devida transparência e participação dos agentes, com posterior comunicação formal a esta Agência.

20. Assim, propõe-se a inclusão desta previsão no normativo, estendendo essa possibilidade aos demais modelos computacionais da cadeia principal:

Art. 4º (...)

§ 4º Os ajustes de novas versões dos modelos de otimização eletroenergética que não correspondam a alterações em parâmetros e metodologias, e que não impactem as funcionalidades já aprovadas, poderão ser tratados em rito expedito de aprovação junto aos agentes, sob a coordenação do ONS e CCEE no âmbito do Comitê Técnico de que trata o Capítulo 6 desta Resolução, devendo ser incorporados nas futuras versões homologadas pela ANEEL.

21. Adicionalmente, será incluído um dispositivo de forma a deixar mais claro o processo de implementação dos modelos computacionais satélites, entendidos como sendo todo e qualquer modelo/metodologia que produz insumos/subsídios/dados de entrada para o processamento da cadeia de modelos computacionais de otimização eletroenergética, responsável pela definição da política operativa ótima e pelo cálculo do PLD (Newave/Decomp/Dessem). Desta feita, estabelece-se ao Comitê Técnico a aprovação dos modelos satélites, conforme diretriz abaixo assinalada:

Art. 4º-A. Os modelos computacionais satélites, cujos resultados são utilizados como insumos aos modelos de otimização eletroenergética, deverão ser avaliados e aprovados pelo Comitê Técnico de que trata o Capítulo 6 desta Resolução, devendo ser dada publicidade no PMO anterior à sua implementação.

5.2. Clareza, previsibilidade e transparência no procedimento de atualização dos dados de entrada do PMO

22. Após a consideração de uma restrição hidráulica na Revisão 1 do PMO de dezembro de 2020, conforme comunicado pelo ONS no “Informe sobre o planejamento e a programação da operação dos aproveitamentos hidroelétricos da bacia do São Francisco na revisão 1 do PMO de

² Conforme previsto no art. 23 na Resolução Normativa nº 843/2019.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 8 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

dezembro de 2020”, foram protocolados requerimentos administrativos na ANEEL que se desdobraram em recursos administrativos e pedidos de medida cautelar, e que constam do processo 48500.000101/2020-28. Em função disso, ocorreram discussões sobre os critérios considerados para o atendimento ao estabelecido nas diretrizes da Resolução CNPE nº 7/2016, atual Resolução CNPE nº 22/2021, em particular quanto à clareza, previsibilidade e transparência do processo.

23. Sem entrar na discussão de mérito dessa representação específica, constatou-se que a leitura dos Procedimentos de Rede pode não ser suficientemente objetiva para a atualização dos dados de entrada para PMO e revisões, uma vez que pode ensejar uma concatenação cumulativa de fragmentos de texto, ou seja, na maioria dos casos, pode ser necessária a avaliação de diferentes submódulos para a adequada compreensão do processo de obtenção de um dado de entrada até sua inserção nos modelos computacionais. Esse aspecto sugere aprimoramento dos textos presentes nos Procedimentos de Rede ou mesmo da Resolução Normativa nº 843/2019.

24. Além disso, destaca-se a publicação da Resolução CNPE nº 22/2021 – RES CNPE 22/2021, em 23 de novembro de 2021, a qual substituiu a Resolução CNPE nº 7 – RES CNPE 7/2016. Está previsto no § 1º do artigo 6º da RES CNPE 22/2021 a necessidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) considerar, na definição da política operativa, a melhor representação possível nos modelos computacionais do Sistema Interligado Nacional e de suas restrições operativas por meio dos dados de entrada.

25. No que se refere à competência para gestão dos dados de entrada, esta continua com a ANEEL, conforme *caput* do art. 6º da RES CNPE 22/2021:

Art. 6º A gestão dos dados de entrada da cadeia de modelos computacionais de suporte ao planejamento e à programação da operação eletroenergética e de formação de preço no setor de energia elétrica será regulada e fiscalizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

§ 1º O ONS deverá considerar, na definição da política operativa, a melhor representação possível nos modelos computacionais do Sistema Interligado Nacional – SIN e de suas restrições operativas por meio dos dados de entrada, sob regulação e fiscalização da ANEEL.

§ 2º Alterações nos dados de entrada que não decorrerem de correção de erros ou de atualização com calendário predefinido, conforme regulação da ANEEL, deverão ser comunicadas aos agentes com antecedência não inferior a um mês do Programa Mensal de Operação - PMO em que serão implementadas para que tenham efeitos na formação de preço. **(Redação do parágrafo dada pela Resolução CNPE Nº 29 DE 09/12/2021).**

26. Assim, a necessidade de assegurar antecedência de pelo menos um mês para implementação de dados de entrada, com a edição da nova resolução CNPE, restringe-se à dimensão do preço e continua sendo aplicável para os casos que não tiverem calendário predefinido, conforme regulação da ANEEL.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 9 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

27. Dessa forma, além do objetivo de dar mais clareza, previsibilidade e transparência à rotina de atualização dos dados de entrada atualmente existentes nos Procedimentos de Rede, faz-se necessário avaliar a eventual alteração das disposições existentes face à importante alteração trazida pela RES CNPE 22/2021, qual seja, a separação entre a operação do SIN e seus reflexos na formação de preço.

28. Desta feita, em linha com a delimitação da matéria presente na RES CNPE 22/2021, incumbe à regulação da ANEEL definir “calendário” de forma a deixar claro como se dão as alterações dos dados para o PMO e para formação de preço. E, nessa linha, apresenta-se para debate a materialização dessa situação com uma fixação de referências temporais para alteração dos dados de entrada, as quais, quando não previstas, ensejarão a aplicação da antecedência para a comunicação aos agentes, não inferior a um mês do PMO em que serão implementadas para que tenham efeitos na formação de preço.

29. Esse item traz a principal discussão neste processo de revisão da REN 843/2019 e, por envolver diferentes alternativas e relevantes impactos econômicos, será objeto de detalhamento mais à frente.

30. Por fim, cabe mencionar que, no material produzido pela CPAMP para fechamento da Consulta Pública que resultou na RES CNPE 22/2021, foi apontada a pertinência de discussão no âmbito da revisão da REN 843/2019 sobre a melhor delimitação das variáveis contempladas em eventual calendário predefinido de atualizações, temática que no presente debate, se propõe que ocorra com a fixação de periodicidade e/ou carência temporal relativa a alterações nos dados de entrada.

5.3. Representação da geração de usinas não simuladas individualmente (Seção II do Capítulo 2)

31. Por meio da Carta Conjunta³ nº CT – CCEE 03030/2021 e CTA-ONS DPL/1137/2021, de 9 de junho de 2021, o ONS e a CCEE solicitaram à ANEEL as adequações regulatórias necessárias na Resolução Normativa ANEEL nº 843/2019, de forma a se considerar a previsão da geração eólica na primeira semana operativa do conjunto de dados do modelo Decomp, nos processos do PMO e formação do PLD.

32. O Relatório elaborado no âmbito do GT Geração Eólica do Comitê Técnico PMO/PLD teve como objetivo apresentar uma proposta de alteração dos dados de geração eólica previstos na primeira semana operativa do modelo Decomp, substituindo a estimativa realizada conforme definido pela Resolução Normativa ANEEL nº 843/2019 pelos valores previstos pelo modelo WEOL, atualmente utilizado para os estudos elétricos e programação diária da operação eletroenergética, calcada no modelo Dessem.

³ 48513.015435/2021

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 10 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

33. As atividades desse GT foram realizadas de setembro de 2020 a junho de 2021. Os resultados da proposta mostraram que as previsões de geração eólica do modelo WEOL minimizam os desvios de previsão utilizados no modelo de planejamento da operação e formação do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, em granularidade semanal.

34. Atualmente, a metodologia para representação da oferta das usinas não simuladas individualmente para os modelos⁴ Decomp e Newave consta do art. 13 da REN 843:

Art. 13. A representação da geração das usinas não simuladas individualmente em operação comercial deverá ser considerada com base na média mensal do histórico dos últimos cinco anos de geração líquida disponibilizada ao SIN de cada usina, agregada por subsistema, por mês e por patamar de carga, para todo o horizonte de planejamento.

35. No caso das usinas que não iniciaram a operação comercial, é calculado um fator que varia por mês, fonte, submercado e patamar de carga, dado pela soma da razão entre a média da geração líquida e a média da potência dos últimos cinco anos de cada usina, ao final dividido pelo número de usinas. Esse fator é multiplicado então pelas respectivas potências.

36. Já a representação da geração de usinas não simuladas no modelo Dessem está prevista nos Submódulos 2.4 e 4.5 dos Procedimentos de Rede, sendo que, no caso da geração eólica, é considerada a previsão dessa geração fundada em prognósticos meteorológicos conjunturais de velocidade e de direção de vento.

37. Assim, no caso das eólicas, a geração é representada de diferentes formas na cadeia de modelos vigentes. Os modelos Newave e Decomp baseiam-se na REN 843 (com base na geração verificada) e o Dessem utiliza a previsão do modelo WEOL.

38. Conforme o Relatório do GT, o modelo WEOL foi desenvolvido pelo ONS em 2016 e está sendo utilizado na programação da operação desde 2017. Atualmente, o modelo fornece a previsão de geração eólica para os submercados Sul, Nordeste e Norte, para o curto e curtíssimo prazos, com discretização semi-horária de 9 dias à frente. As previsões são desagregadas por usina e o *deck* é disponibilizado no SINtegre para que os agentes possam reproduzir os resultados e estimar a previsão dos respectivos dados de entrada para o modelo Dessem com antecedência de até 9 dias. O código fonte é aberto e está disponível no SINtegre, bem como a documentação de desenvolvimento metodológico (ONS NT 151/2018), validação em FTs, manual de execução e análise diária do desempenho do modelo. Os documentos também se encontram no portal CT PMO/PLD, na área destinada ao GT Geração Eólica.

39. A análise de desempenho do modelo WEOL ante à métrica da REN 843, para a primeira semana do Decomp, ambas comparadas aos valores verificados, evidenciaram maior acurácia dos

⁴ Como a metodologia atualmente constante da REN 843/2019 provém da REN 440/2011 (revogada e consolidada na REN 843/219), e na época ainda não era utilizado o modelo Dessem, a metodologia se referia às simulações de curto e médio prazo.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 11 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

valores produzidos com o WEOL. Desvios expressivos de geração eólica projetadas pela REN 843 foram mitigados pela geração proposta.

40. Uma análise estatística do desempenho da proposta em 78 revisões de PMO, de setembro de 2019 a fevereiro de 2021, mostrou uma queda significativa dos desvios, principalmente para o Nordeste. Os valores compilados para o indicador *Mean Absolute Percentage Error* - MAPE (%), em termos médios, tiveram uma melhora de desempenho, passando de 8,3% (REN 843) para 3,76% (WEOL) no Nordeste. Para o Sul, o melhor desempenho foi da ordem de 12,28% (REN 843) para 7,54% (WEOL).

41. Para um período de estudo de 18 meses (setembro/19 a fevereiro/2021) os principais resultados foram:

(1) A geração eólica prevista pelo WEOL foi inferior ao valor projetado pela REN 843/2019 na maioria das revisões nos primeiros 12 meses, e nos últimos 6 meses de estudo apresentou valores superiores na maioria das revisões. Esse resultado indica que não há um viés da geração eólica prevista ante a REN 843, podendo esta prever valores acima e abaixo do valor vigente;

(2) O comportamento dos valores de CMO/PLD foram aderentes com o comportamento esperado, as revisões com valores de geração proposta inferior (superior) a REN 843, foram verificados aumentos (reduções) nos valores de preço;

(3) O mesmo resultado foi verificado para despacho de Geração Térmica, Hidráulica e o respectivo impacto no armazenamento. Diversas revisões com menor (maior) geração eólica proposta foram acompanhadas de maior (menor) despacho de GT, GH e redução (deplecionamento) de armazenamento;

(4) Um estudo de impacto das novas FCF do DECOMP no DESSEM, sensibilizadas pelo dado proposto, mostraram que os valores de PLD horário seguiram o comportamento esperado, menores gerações eólicas no DECOMP implicaram em elevação dos valores de preço, alteração de valor da água, despachos e intercâmbio.

42. A proposta do GT Geração Eólica foi aprovada junto à Comissão Gestora para Dados, Processos e Regulação do CT PMO/PLD em 20 de maio de 2021, tendo sido solicitado à ANEEL as adequações necessárias na Resolução Normativa ANEEL nº 843/2019, de forma a viabilizar o uso da proposta descrita acima para previsão da geração eólica na primeira semana operativa do conjunto de dados do modelo DECOMP, nos processos de PMO e formação do PLD.

43. Cabe mencionar que a Resolução CNPE 7 previa no art 2º:

Art. 2º Cabe à Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP propor e revisar, com periodicidade não inferior a um ano, a representação do sistema físico, os parâmetros e as metodologias dos modelos computacionais, elencados a seguir, mas não limitados a:

(...)

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 12 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

VII - representação da geração das usinas não despacháveis e/ou não simuladas individualmente, com incertezas associadas;
(...)

44. No entanto, a referida Resolução foi substituída, e a RES CNPE 22/2021 estabeleceu o seguinte:

Art. 2º Cabe à CPAMP propor aprimoramentos às metodologias e aos parâmetros associados à representação do sistema físico, bem como à construção da política de operação dos programas computacionais, considerando o escopo e a finalidade definidos no art. 1º.

§ 1º As metodologias e os parâmetros de que trata o caput serão detalhados de forma exemplificativa em Portaria do Ministério de Minas e Energia.

45. Esclarecimento específico sobre a representação de usinas não simuladas foi feito na Reunião Plenária da CPAMP do dia 23 de setembro de 2019, conforme trecho da Ata da referida reunião:

Sobre o tema modelagem hidrológica e de fontes intermitentes, verificou-se que tal assunto não deveria ser analisado no âmbito da plenária do CPAMP, pois não se enquadra nos pressupostos do art. 2º da Resolução CNPE nº 7/2016, uma vez que a ação proposta não ocasionaria alteração metodológica na cadeia principal dos modelos de otimização energética (NEWAVE, DECOMP e DESSEM), devendo ser executado o rito previsto no art. 3º da citada Resolução, conforme regulação da ANEEL. O tema em apreço é composto por dois subtemas, a saber: fornecimento da previsão de geração eólica diretamente para a primeira semana do Decomp; e o uso do modelo SMAP em horizonte estendido no 1º mês do modelo Decomp.

46. Dessa forma, entendemos que essa alteração, conforme encaminhamento proposto pelo CT PMO/PLD, pode ser contemplada no âmbito da revisão da REN 843, pela ANEEL.

47. Tendo em vista que a proposta do CT PMO/PLD é de compatibilizar a previsão de geração eólica utilizada no modelo Dessem com a primeira semana do Modelo Decomp, faz-se necessária uma adequação do texto do normativo de forma a permitir esse aperfeiçoamento.

48. Além disso, como os estudos para o aperfeiçoamento da representação da geração das usinas não simuladas continuam em andamento e, de forma a contemplar as especificidades e as granularidades espaciais e temporais de todos os modelos de otimização, propomos manter apenas as diretrizes gerais na Resolução Normativa, remetendo o detalhamento aos Procedimentos de Rede.

49. De forma a garantir um processo participativo e transparente junto aos agentes, propõe-se a inclusão de dispositivo que estabeleça que as alterações metodológicas deverão ser avaliadas pelo Comitê Técnico PMO/PLD, devendo sua implementação ocorrer após a alteração dos Procedimentos de Rede.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 13 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

5.4. Protocolos de contingência no caso da impossibilidade de publicação do CMO e PLD (Capítulos 3 e 4)

50. Por meio da Resolução Normativa nº 910, de 2020, foi feita uma adequação formal da Resolução Normativa nº 843, de 2019, com alterações relacionadas apenas àqueles dispositivos que estavam em desarmonia para a implementação do PLD horário a partir de janeiro de 2021.

51. Uma das alterações foi relacionada ao horário limite de publicação do preço e do custo marginal, bem como as regras de contingência relacionadas a esses horários limites, tendo em vista que o regulamento vigente à época estava baseado em uma granularidade semanal e não diária.

52. Assim, na norma ficou mantida apenas a previsão para o estabelecimento dos horários limites e dos protocolos de contingência relacionados à publicação do CMO e do PLD, sendo que o detalhamento foi remetido aos Procedimentos de Rede do ONS e às Regras (ou Procedimentos) de Comercialização da CCEE, respectivamente.

53. Dessa forma, os horários limites atualmente se referem à publicação do CMO e do PLD, os quais podem ser prejudicados não apenas em função de problemas relacionados ao processamento do Dessem, mas também dos demais modelos computacionais Newave ou Decomp.

54. Nesse sentido, é necessária a inclusão de previsão de regras de contingência para o caso de impossibilidade de processamento dos demais modelos computacionais, levando-se em consideração qual informação estará disponível no momento e qual deverá ser utilizada em cada situação.

55. Por esse motivo, propõe-se a alteração do § 1º do art. 17, e no § 5º do art. 20 da minuta de REN, da seguinte forma:

§ 1º O horário limite para divulgação do CMO, bem como ~~a previsão dos~~ protocolos de contingência **no caso de impossibilidade do processamento de cada um dos modelos de otimização eletroenergética ou** da publicação no referido horário, deverão estar previstos nos Procedimentos de Rede.

§ 5º O horário limite para divulgação do PLD, bem como ~~a previsão dos~~ protocolos de contingência **no caso de impossibilidade do processamento de cada um dos modelos de otimização eletroenergética ou da** publicação no referido horário, deverão estar previstos nas Regras ou Procedimentos de Comercialização.

5.5. Processo de identificação, correção e publicidade dos erros na formação do PLD (Capítulo 5)

56. O art. 22 prevê a correção de erro identificado no processo de formação do PLD, devendo produzir efeitos no dia subsequente à identificação. Propõe-se uma adequação do texto

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 14 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

atual para ficar mais claro que as correções de erros devem ocorrer, assim que possível, no processamento dos três modelos computacionais.

Art. 22. Na hipótese de identificação de erro no processo de formação do PLD, o ONS e a CCEE deverão corrigi-lo **em todos os modelos de otimização eletroenergética impactados**, produzindo-se efeito no dia subsequente à identificação.

57. Foi avaliada também a possibilidade de incluir no normativo previsão para implementação de correção de erro apenas pela CCEE, desde que seja possível cumprir o horário limite para divulgação do PLD previsto nas Regras ou Procedimentos de Comercialização, em caso de identificação de erro após a rodada do deck de dados de entrada pelo ONS para elaboração do PMO e revisões. Nesse primeiro momento, essa possibilidade não foi incluída na minuta de REN, pois entendemos que ocorreria de forma eventual, podendo ser corrigido no dia seguinte por ambas as instituições. Do todo modo, esperamos maiores contribuições sobre o tema.

6- Alternativas

58. De um modo geral, conforme demonstrado anteriormente, as propostas de ajustes no texto normativo buscam otimizar situações de aprimoramentos específicos e pontuais, com extensão e amplitude bem delimitada, causando limitação ao exercício de análise de variações da solução. Não obstante, conforme citado no item 5.2 desta AIR, a avaliação aos aprimoramentos para maior clareza, previsibilidade e transparência no procedimento de atualização dos dados de entrada do PMO será objeto de maior detalhamento com proposição de Alternativas regulatórias para o problema, uma vez ser pertinente dispor de referenciais temporais mais objetivos, em consonância com o descrito na RES CNPE 22/2021 como calendário predefinido.

59. Inicialmente, para facilitar a análise nesta AIR, faremos uma delimitação entre os conceitos que usualmente vêm sendo utilizados para caracterizar o atendimento da RES CNPE 7/2016 (e mais recentemente RES CNPE 22/2021), particularmente no que se refere à necessidade de conferir a “antecedência de um mês” para a atualização das informações sem calendário predefinido.

60. O primeiro ponto a se abordar está no conceito de previsibilidade, que está ligado diretamente à estabilidade e à assimilação das regras. Ou seja, o procedimento deve ser claro, objetivo e crível o suficiente para não gerar dúvidas quanto à sua formatação e à sua implementação.

61. Nesse sentido, o termo “previsibilidade” não deve ser utilizado como um sinônimo da consideração da “antecedência de um mês” para atualização de um dado de entrada qualquer, na medida em que “previsibilidade” corresponde a um conceito mais amplo, não podendo se restringir apenas à fixação de um momento específico a ponto de se exigir que haja definição de hora, dia, mês e ano para sua consecução.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 15 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

62. Sob a ótica regulatória, a definição de um rito para a acomodação de uma determinada informação no contexto do PMO também atende ao conceito de previsibilidade, desde que o fluxo de transmissão da informação seja de conhecimento público, claro e transparente.

63. Assim, a interpretação de previsibilidade não pode ser reduzida apenas ao caso particular de quando a informação é conhecida um mês antes. Previsibilidade também pode ser conferida com o estabelecimento de prazos mínimos para atualização de quaisquer informações (que pode ter períodos distintos), com respectivo fluxograma de transmissão também conhecido, ou mesmo se referir ao conhecimento prévio ou à publicidade de um processo de atualização de dados.

64. Assim, o desafio desta AIR é avaliar alternativas com o objetivo de trazer mais previsibilidade para o setor como um todo. Isso não pode ser confundido com uma eventual “estabilidade” artificial do valor do PLD. Quanto mais o PLD for “blindado” da dinâmica ordinária de equilíbrio entre oferta e demanda vivenciada no âmbito da operação, maiores os impactos alocativos à dimensão comercial do setor, elevando o patamar financeiro de rubricas ancoradas exclusivamente na recuperação de custos (encargos). Esse corolário pode trazer não só mais “imprevisibilidade” financeira a outros segmentos, como elevação de ineficiência alocativa decorrente dos impactos diretos que a sistemática de formação do preço de curto prazo detém sobre os excedentes da produção.

65. Isto posto, a seguir passa-se a discorrer sobre as Alternativas propostas nesta AIR para tratar dos aprimoramentos relativos ao procedimento de atualização dos dados de entrada, notadamente quanto à sua clareza, previsibilidade e transparência.

6.1. Alternativa 1: Manter o historicamente praticado pelo ONS, considerando a RES CNPE nº 22/2021

66. Antes do detalhamento da Alternativa 1, será descrito o contexto regulatório que historicamente embasou a atualização de dados de entrada para o PMO sob a égide da RES CNPE 7/2016 (antecessora da CNPE nº 22/2021), da REN 843 e dos Procedimentos de Rede vigentes.

6.1.1 Contextualização histórica da atualização dos dados de entrada

67. Em que pese a RES CNPE nº 7/2016 já ter sido revogada, o objetivo deste item é demonstrar como se dava a dinâmica de atualização dos dados de entrada, para deixar mais claras as diferenças trazidas pela RES CNPE nº 22/2021, conforme Alternativa 1, a qual será detalhada no item 6.1.2 a seguir.

68. A redação da RES CNPE nº 7/2016 era a seguinte:

Art. 3º Cabe à ANEEL regular e fiscalizar a gestão dos dados de entrada, dos parâmetros e da alteração de algoritmos dos modelos computacionais, conforme

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 16 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

arts. 1º, 2º e 9º, do Decreto no 5.081, de 14 de maio de 2004, e arts. 1º e 2º, do Decreto no 5.177, de 12 de agosto de 2004.

§ 1º Alterações nos dados de entrada que não decorrerem de correção de erros ou de atualização periódica com calendário predefinido, conforme regulação da ANEEL, deverão ser comunicadas aos agentes com antecedência não inferior a um mês do Programa Mensal de Operação - PMO em que serão implementadas para que tenham efeitos na formação de preço e na definição da política operativa.
(grifos nossos)

69. De forma a compatibilizar as atividades da Agência de regular e fiscalizar a gestão dos dados de entrada com o definido na RES CNPE nº 7, de 2016, foi incluído na Resolução Normativa nº 843/2019 dispositivo prevendo que, apenas quando houver necessidade de alteração nos dados de entrada para o PMO, estando esse prazo em desacordo com os cronogramas de atualização de informações previstos nos Procedimentos de Rede, deveria ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês, referenciada ao próximo PMO. Pela pertinência, transcreve-se o trecho citado.

Art. 5º A sistemática, prazos, responsabilidades e produtos para elaboração do PMO deverão constar dos Procedimentos de Rede do ONS, devendo conter, no mínimo:

[...]

IV – cronograma de atualização das informações necessárias para a elaboração do PMO e de suas revisões;

[...]

§ 1º Caso haja necessidade de atualização de informação **para o PMO cujo prazo esteja em desacordo com os cronogramas de que trata o inciso IV**, deverá ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês do PMO.

70. A forma como ora estão redigidos os Procedimentos de Rede não foi revista com a publicação da RES CNPE nº 07/2016, nem mesmo quando da reestruturação dos Procedimentos de Rede que ocorrera em 2020, uma vez que a publicação da referida Resolução não pretendia alterar os ritos regulatórios praticados até então na atualização de dados utilizados no PMO e revisões.

71. No caso das Restrições Hidráulicas, que foi o objeto de questionamentos na Agência em relação à discussão sobre “previsibilidade”, o Quadro 1 do Submódulo 4.7 “Atualização de informações sobre restrições hidráulicas dos aproveitamentos hidroelétricos” dos Procedimentos de Rede do ONS estabelece o prazo de 1 (um) dia útil para avaliação e implementação do FSARH pelo ONS:

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 17 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

Quadro 1 - Prazos para atualização das informações sobre restrições hidráulicas e IORs dos aproveitamentos hidroelétricos

	Atividade	Responsável	Prazo
1	Solicitação ao ONS de alteração de informações sobre restrições hidráulicas e informações operativas relevantes dos aproveitamentos hidroelétricos	Agentes de geração	Sob demanda
2	Análise das solicitações de alteração de informações sobre restrições hidráulicas e informações operativas relevantes dos aproveitamentos hidroelétricos e implementação das atualizações	ONS	1 dia útil após o recebimento das solicitações
3	Comunicação aos agentes envolvidos sobre as atualizações implementadas	ONS	1 dia útil após a implementação
4	Disponibilização do Inventário de Restrições Hidráulicas e de Informações Operativas Relevantes dos Aproveitamentos Hidroelétricos atualizado	ONS	1 dia útil após a implementação da atualização
5	Elaboração e encaminhamento de parecer técnico sobre a solicitação de atualização de restrições hidráulicas	ONS	25 dias úteis após o recebimento das solicitações

Fonte: SM 4.7 dos Procedimentos de Rede do ONS (Responsabilidades)

72. Assim, em atenção ao que dispõe o regramento vigente, no caso das Restrições Hidráulicas, sua implementação sempre ocorreu de forma imediata pelo ONS (em até 1 dia útil após a solicitação) nos processos de planejamento e programação da operação, e conseqüentemente, da formação do PLD, sendo que os próprios agentes de geração preenchem, na grande maioria das vezes, esses formulários⁵ (Formulários de Solicitação de Alteração de Restrições Hidráulicas – FSARH) para informar: restrições de vazões máximas e mínimas em seções e trechos de rio; limitações de vazões máximas e mínimas defluentes em aproveitamentos; limites para os níveis máximos e mínimos nos reservatórios; taxas máximas de variação de defluências; dentre outras variantes de restrições hidráulicas.

73. Trazendo números para reforçar a dinâmica e a intensidade do que vinha sendo praticado, apenas em 2020, foram identificados **566** formulários aceitos, os quais também foram implementados nos processos do PMO de forma imediata. Para o ano de 2021, foram identificados **939** registros.

74. Além disso, os Procedimentos de Rede vigentes não fazem qualquer distinção quanto à origem (ou jurisdição) da restrição hidráulica para sua implementação, ou seja, independe se a restrição decorre de decisões de órgão competente pelo licenciamento ambiental, outorga de uso

⁵ https://integracaoagentes.ons.org.br/FSAR-H/SitePages/Exibir_Forms_FSARH.aspx

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 18 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

da água ou do poder judiciário, ou mesmo se a restrição está relacionada a questões intrínsecas à operação e à segurança de barragens das usinas hidrelétricas.

75. Dessa forma, apenas aquelas alterações em dados de entrada que não tinham sua atualização prevista nos Procedimentos de Rede é que estariam enquadradas no critério de antecedência para atualização da RES CNPE 7/2016, sendo que o referido critério englobaria tanto a atualização para formação do CMO, quanto para a formação do PLD.

76. É nesse contexto (de atualização concomitante no CMO e PLD) que a regulação atual está embasada, conforme arts. 17 e 20 da REN 843/2019, alterada pela REN 910/2020:

Art. 17. O PMO e suas revisões semanais e diárias terão como um dos produtos o **Custo Marginal de Operação – CMO**, por intervalo semi-horário e por barra do sistema, **que servirá de referência para a política ótima de operação e para a formação do preço**. (Redação dada pela REN ANEEL 910, de 15.12.2020)⁶

(...)

Art. 20 (...)

§ 1º - Para a formação do PLD, a CCEE deverá utilizar os mesmos modelos e dados de entrada adotados pelo ONS para elaboração do PMO e revisões, desconsiderando-se as restrições elétricas internas a cada submercado.

77. Ademais, as Regras de Comercialização de Energia Elétrica da CCEE (Módulo de Preço de Liquidação das Diferenças)⁷ descrevem: (i) que o PLD tem como base o CMO, fruto dos modelos matemáticos utilizados também pelo ONS; (ii) que em cada um dos modelos haverá atualizações nos dados de entrada, com periodicidade mensal, semanal ou diária; e atualmente (iii) o único tratamento que a CCEE promove nos *decks* recebidos do ONS é o de não se considerar as restrições elétricas internas⁸ aos submercados para a formação do PLD.

78. Quanto aos casos que se enquadram no critério de antecedência da CNPE nº 7/2016, que não estariam previstos na regulação atual, tratar-se-ia de casos pontuais, como, por exemplo aqueles relacionados ao aperfeiçoamento da modelagem aplicada à produção do dado de entrada, conforme proposta do Operador.

79. De forma a ilustrar essa diferença, utilizamos como exemplo a Resolução ANA nº 30/2018 (de implementação imediata) e o Despacho SRG⁹ nº 687/2018 (cuja implementação ocorreu após um mês). A Figura 1 a seguir, considera o horizonte de estudo do PMO de maio/2018, com o intuito de representar os diferentes objetivos dos dois Atos Administrativos.

⁶ Artigo ajustado pela REN 910/2020 para refletir o início do preço horário em janeiro de 2021.

⁷ Aprovadas por meio da Resolução Normativa nº 1.007/2022

⁸ Exceto as restrições elétricas internas que impactam a capacidade de intercâmbio entre os submercados.

⁹ O Despacho 687, de 27/03/2018, autorizou a representação da proposta do ONS a partir do PMO de maio/2018.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 19 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

		jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2018	Ano 1												
2019	Ano 2												
2020	Ano 3												
2021	Ano 4												
2022	Ano 5												

	Período em que foi considerado o dado estabelecido pela ANA, conforme Resolução nº 30, de 23/04/2018, com vigência até 31/07/2018 (Atualização de restrição hidráulica conforme Procedimentos de Rede).
	Período em que foi considerada proposta de modelagem afeta à produção do dado de entrada, elaborada pelo ONS, anuída por meio do DSP SRG 687/2018 ("Aprimoramento na representação" no horizonte de planejamento, em período não coincidente com decisões da ANA).

Figura 1: Ilustração para exemplificar as diferenças entre a Resolução ANA e o DSP 687/2018.

80. O alcance do Despacho da SRG (em azul) se distingue das decisões ordinárias¹⁰ da ANA por se tratar de um "aprimoramento na representação" do planejamento da operação das usinas do São Francisco, decorrente de estudo do ONS (inédito à época, porquanto não previsto nos Procedimentos de Rede), com o objetivo de melhorar a representação nos demais meses do horizonte de planejamento, **não coincidentes** com o período originalmente abrangido pela decisão da ANA.

81. Já a Resolução da ANA, vigente à época (em amarelo), assim como diversas outras Resoluções de sua competência¹¹, sempre foram consideradas de imediato no PMO e, por conseguinte no PLD.

82. Justamente por se diferenciar do caso anterior é que o DSP 687 (em azul) foi emitido pela SRG (já que a SRG não precisa autorizar as atualizações ordinárias de dados de entrada), em especial por tratar-se de uma "extensão na representação", não contemplada nos cronogramas predefinidos do regramento atual tampouco na decisão originária do regulador do uso dos recursos hídricos.

83. Assim, o historicamente praticado pelo ONS e CCEE, anteriormente à CNPE nº 22/2021 ocorria da seguinte forma:

¹⁰ Cerca de 40 Resoluções da ANA foram publicadas desde 2013, apenas para a Bacia do Rio São Francisco.

¹¹ A Lei nº 9.984, de 17 de julho de 2000, que dispõe sobre a criação da ANA, estabelece que cabe àquela Agência definir e fiscalizar as condições de operação de reservatórios por agentes públicos e privados, visando a garantir o uso múltiplo dos recursos hídricos, conforme estabelecido nos planos de recursos hídricos das respectivas bacias hidrográficas. A definição das condições de operação de reservatórios de aproveitamentos hidrelétricos é efetuada em articulação com o ONS.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 20 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

Pelo ONS e pela CCEE (de forma concomitante):

- Dados de entrada com calendário predefinido implementados de acordo com o referido calendário; para a representação de dados não previstos nos Procedimentos de Rede, deveria ser dada a antecedência de 1 mês do PMO.
- No exemplo acima, a Resolução da ANA nº 30/2018 foi implementada de imediato (pela CCEE e pelo ONS), e o Despacho SRG nº 687/2018, com implementação 1 mês depois (pela CCEE e pelo ONS).

84. A seguir, serão citados outros exemplos também de situações tratadas em deliberações enquadradas no critério de antecedência da RES CNPE 7/2016.

85. O Despacho nº 3.328/2019, de 28/11/2019, autorizou a atualização dos dados cadastrais utilizados para o cálculo da produtividade de usinas hidrelétricas no âmbito do planejamento e da programação da operação eletroenergética e na formação do preço de curto prazo a partir do PMO de janeiro de 2020, conforme proposta apresentada na Carta ONS – 0605/DPL/2019.

86. A referida atualização foi resultado de um longo estudo desenvolvido por um Grupo de Trabalho de Avaliação de Dados Cadastrais para Cálculo da Produtividade (GTDP), coordenado pelo ONS, com a participação dos agentes, que teve início em 2015, e contemplou 142 usinas hidrelétricas.

87. Assim, da mesma forma que no caso anterior, tratou-se de um “aprimoramento da representação”, para o qual também fez sentido observar a regra da anterioridade de um mês do PMO prevista na Resolução CNPE nº 7/2016.

88. Quanto ao Despacho SRG 2.750/2020, de 24/09/2020, que anuiu às recomendações da Carta ONS 0311/DOP/2020, de 23 de setembro de 2020, relativas à representação de regras operativas para as usinas hidrelétricas Furnas e Mascarenhas de Moraes a partir do PMO de novembro de 2020, da mesma forma que na modelagem do São Francisco do DSP 697/2018, tratou-se de um “aprimoramento na representação”, dessa vez sugerida pelo ONS, concebendo regramento *ad hoc* para a coordenação da operação hidráulica das usinas, já que não havia regra da ANA estabelecida para o período.

89. Acrescenta-se também mais um exemplo que caminha na mesma direção. O Despacho 2.675/2018, que anuiu proposta do ONS para “aprimoramento na representação” da altura de queda das usinas hidroelétricas do rio Madeira.

90. Dessa forma, esses exemplos decorrem de “aprimoramentos na representação” e, por esse motivo, não fazem parte da dinâmica de “atualização ordinária” de dados de entrada, prevista nos Procedimentos de Rede. Demonstra-se também, a partir desse histórico de eventos, a coerência nos encaminhamentos tomados.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 21 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

6.1.2 Descrição da Alternativa 1

91. A diferença entre a Alternativa 1 desta AIR e o contexto histórico descrito no item anterior corresponde à substituição da RES CNPE 7/2016 pela RES CNPE 22/2021, publicada em 23/11/2021.

92. A RES CNPE nº 22/2021, trouxe as seguintes alterações:

Art. 6º A gestão dos dados de entrada da cadeia de modelos computacionais de suporte ao planejamento e à programação da operação eletroenergética e de formação de preço no setor de energia elétrica será regulada e fiscalizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

§ 1º O ONS deverá considerar, na definição da política operativa, a melhor representação possível nos modelos computacionais do Sistema Interligado Nacional – SIN e de suas restrições operativas por meio dos dados de entrada, sob regulação e fiscalização da ANEEL.

§ 2º Alterações nos dados de entrada que não decorrerem de correção de erros ou de atualização com calendário predefinido, conforme regulação da ANEEL, deverão ser comunicadas aos agentes com antecedência não inferior a um mês do Programa Mensal de Operação - PMO **em que serão implementadas para que tenham efeitos na formação de preço.** (Redação dada pela RES CNPE 029, de 09.12.2021) (grifos nossos)

93. Assim como na antiga RES CNPE nº 7/2016, em sua nova versão a competência para gestão dos dados de entrada continua com a ANEEL.

94. No entanto, na referida revisão, foi explicitada a necessidade de o ONS considerar, na definição da política operativa, a melhor representação possível nos modelos computacionais do SIN e de suas restrições operativas por meio dos dados de entrada, e, além disso, foi estabelecido que a carência relativa a alterações nos dados de entrada fosse somente para efeitos na formação do preço e, portanto, excluindo da redação original também sua vinculação à política operativa.

95. No entanto, os casos que necessitam de antecedência de um mês (agora apenas para a formação do PLD) continuariam sendo aqueles que **não possuem calendário predefinido.**

96. Dessa forma, a **Alternativa 1 (Manter o historicamente praticado pelo ONS), considerando a RES CNPE nº 22/2021**, seria implementada da seguinte forma:

Pelo ONS:

- Não há antecedência de 1 mês do PMO.
- No exemplo citado na Figura 1 do item anterior, tanto a Resolução da ANA nº 30/2018, quanto o Despacho SRG nº 687/2018, seriam implementados de imediato.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 22 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

Pela CCEE:

- Dados de entrada com calendário predefinido são implementados de acordo com o respectivo rito/processo/fluxograma/calendário. Para a representação de dados não previstos nos Procedimentos de Rede, deveria ser dada antecedência de 1 mês do PMO.
- No exemplo citado na Figura 1 do item anterior, a Resolução da ANA nº 30/2018 seria implementada de imediato, e o Despacho SRG nº 687/2018, seria implementado 1 mês depois.

6.2. Alternativa 2: Manter o historicamente praticado pelo ONS, com melhoria da governança nos processos de divulgação das informações e consolidação das informações que refletem o processo de atualização dos dados de entrada

97. Diante das diversas interpretações sobre quais informações podem ser atualizadas sem necessidade da antecedência definida na RES CNPE 7/2016 (substituída pela RES CNPE 22/2021), verifica-se que um dos motivos é que a leitura dos Procedimentos de Rede para a atualização dos dados de entrada para PMO e revisões não poderia ser feita de forma isolada, tendo em vista que vários Submódulos fazem parte desse processo. Isso ocorre, principalmente, porque os Procedimentos de Rede refletem a característica organizacional do Operador, a qual contempla diferentes processos (vinculados a unidades organizacionais), cada qual podendo envolver diferentes atividades e diferentes equipes.

98. Como esses diferentes processos servem de insumos para a elaboração dos estudos do PMO para fins de formação do CMO e do PLD, entendemos que há espaço para aprimoramentos como, por exemplo, a consolidação das informações relativas aos dados de entrada em um único local. Dessa forma, vislumbramos, como proposta, a disponibilização de um Quadro, contendo a periodicidade de atualização dos principais dados de entrada para o PMO, o horizonte passível de atualização, bem como as referências dos Submódulos dos Procedimentos de Rede (caso haja) que detalham o processo de obtenção e de tratamento de um determinado dado de entrada.

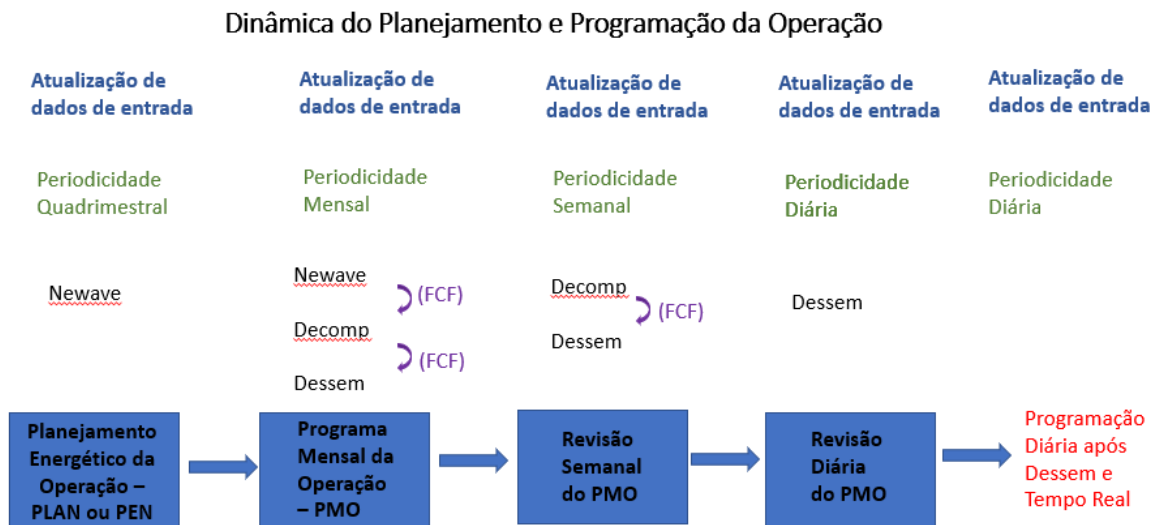
99. Assim, foi solicitado ao Operador a elaboração desse Quadro que apresenta a **periodicidade da atualização de dados de entrada, adotada como solução regulatória para conformar o calendário predefinido** de que trata a RES CNPE 22/2021.

100. Para facilitar a compreensão das etapas nas quais são feitas atualizações dos dados de entrada, apresentamos a Figura 2 a seguir.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 23 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022



101. Conforme ilustrado na Figura 2, existem diferentes etapas de estudos (PLAN ou PEN, PMO, Revisão semanal e Revisão diária) que resultam em atualização dos dados de entrada dos modelos computacionais. Ressalta-se que a discussão em tela se restringe aos estudos que afetam a formação do CMO e do PLD e, por esse motivo, não serão tratadas as atualizações de dados que podem ocorrer após a rodada do Dessem.

102. Em cada uma dessas etapas, são utilizados modelos computacionais com objetivo de minimizar o valor esperado do custo total de operação do sistema. Esses modelos possuem diferentes graus de detalhamento para representação do sistema, abrangendo períodos de estudos com horizontes distintos (médio prazo, curto prazo e curtíssimo prazo).

103. Na etapa de médio prazo é utilizado o modelo NEWAVE, cujo horizonte abrange até 5 anos, discretizados mensalmente.

104. Na etapa de curto prazo é utilizado o modelo DECOMP, cujo horizonte abrange até 2 meses, com discretização semanal para o primeiro mês.

105. Na etapa de curtíssimo prazo é utilizado o modelo DESSEM, cujo horizonte abrange até 7 dias, com discretização semi-horária para o primeiro dia.

106. Para cada um desses modelos, haverá atualizações nos dados de entrada, com periodicidades mensal, semanal e diária, respectivamente, com intuito de proceder às otimizações computacionais baseadas em dados de entrada periodicamente atualizados para acompanhar a dinâmica da realidade, desse modo refletindo a conjuntura eletroenergética do SIN.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 24 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

107. Assim, a pedido da ANEEL, o ONS elaborou o Quadro constante do Anexo I, o qual representa a **periodicidade da atualização de dados de entrada, conformando o conceito de calendário predefinido trazido pela RES CNPE 22/2021**. Ressalta-se que também estão sendo propostos alguns aperfeiçoamentos pontuais no processo de atualização desses dados de entrada, os quais se encontram ali destacados.

108. Esse Quadro mostra que existem diversos dados de entrada que não possuem data de alteração previamente estabelecida, pois são informações que podem sofrer alterações a qualquer momento. No entanto, isso não quer dizer que a periodicidade de sua atualização não se encontra predefinida.

109. De uma forma geral, a maioria dos dados de entrada é obtida de acordo com procedimentos e prazos específicos (de acordo com o previsto nos Procedimentos de Rede), para que depois sejam incorporados aos modelos computacionais.

110. Naqueles casos em que as atualizações estão previstas em todas as etapas de estudo (PLAN ou PEN, PMO, revisão semanal, revisão diária), elas podem ocorrer a qualquer momento, ou seja, uma vez obtido o dado pelo ONS, ele é incorporado aos modelos de otimização, respeitando-se a vigência (carência natural) do dado, o horizonte dos modelos, bem como o marco de processamento de cada modelo. Nesses casos, a periodicidade de atualização também está definida nos Procedimentos de Rede.

111. Assim, apenas pelo fato de um dado de entrada não possuir uma data fixa de atualização previamente estabelecida nos Procedimentos de Rede, não quer dizer que sua implantação deveria obedecer a uma carência compulsória, por exemplo, ocorrendo somente um mês depois.

112. Ressalta-se que essa discussão sobre a atualização dessas informações ganha especial relevância no atual modelo de despacho semi-horário e de PLD horário.

113. Ao se diminuir a granularidade para a programação diária nos modelos computacionais, o intuito foi trazer maior aderência e representatividade à realidade operativa e à formação de preço. Prescindir na modelagem da operação diária a utilização dos dados técnicos mais atualizados pode, a depender da origem e natureza do dado, comprometer o sentido da precificação horária ou mesmo tornar deficiente sua implementação.

114. Como apontado na Consulta Pública n. 42, de 2017, conduzida pelo MME para questões sobre a implantação do preço horário, *“a maior aproximação do preço à realidade operativa pode promover redução de encargos, uma vez que as condições do sistema seriam atualizadas diariamente, em detrimento do adotado atualmente, com atualização a cada semana operativa”*. A não adoção do dado técnico atualizado na modelagem pode conferir efeito contrário, imputando ao consumidor o custo (encargo) pela divergência entre o programado e o realizado.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 25 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

115. Assim, essa **Alternativa 2** da AIR é similar à Alternativa 1, porém, sua diferença estaria na melhoria do processo por meio consolidação da periodicidade, horizonte e prazos a que os dados de entrada estariam submetidos, trazendo mais clareza ao processo de elaboração do PMO e formação do CMO e PLD.

116. Outros aperfeiçoamentos poderiam ser implementados de forma a trazer maior transparência, publicidade e tempestividade das informações relevantes para o PMO. Um exemplo seria sistematizar os informes divulgados pelo ONS, a exemplo do que vem sendo feito no caso das restrições hidráulicas da bacia do rio São Francisco. Nessa linha, um informe contendo as atualizações mais relevantes, como aquelas decorrentes de autorizações do CMSE que serão representadas nos modelos, poderiam ser divulgadas assim que o ONS tiver essa informação.

117. Dessa forma, na **Alternativa 2**, os critérios para enquadramento da antecedência previsto na RES CNPE 7/2016 seriam semelhantes aos citados na Alternativa 1.

6.3. Alternativa 3: Aplicar o praticado pela CCEE em 2021.

118. Em 4 de dezembro de 2020, a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia – ABRACEEL interpôs requerimento na ANEEL¹², solicitando que o regulador determinasse o cumprimento de antecedência prevista na Resolução CNPE nº 7, para as alterações promovidas nas condições operativas dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do São Francisco, conforme comunicado feito pelo ONS no “Informe sobre o planejamento e a programação da operação dos aproveitamentos hidroelétricos da bacia do São Francisco na revisão 1 do PMO de dezembro de 2020”, adotadas nos modelos DECOMP e DESSEM para a semana operativa com início em 5 de dezembro.

119. Após análise, foi publicado o Despacho nº 3.513, de 11 de dezembro de 2020 – DSP 3.513/2020, mediante o qual a SRG negou “provimento à solicitação da Abraceel, para que se determinasse o cumprimento da antecedência prevista na Resolução CNPE 07/2016 para representação da operação dos aproveitamentos hidroelétricos da bacia do São Francisco na programação da operação, conforme informado pelo ONS para a revisão 1 do PMO de dezembro de 2020”.

120. Em 14 de dezembro de 2020, foi protocolado o recurso administrativo¹³ com pedido de cautelar contra Despacho nº 3.513/2020, pelo BTG.

121. Em 15 de dezembro de 2020, foi protocolado recurso administrativo¹⁴ contra Despacho nº 3.513/2020, pela Abraceel.

¹² Protocolo SIC: 48513.032049/2020-00.

¹³ 48513.032682/2020-00

¹⁴ 48513.032826/2020-00

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 26 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

122. Por meio do Despacho nº 3.622, de 21 de dezembro de 2020 – DSP 3.622/2020, a Diretoria da ANEEL decidiu conhecer o Pedido de Medida Cautelar interposto pelo BTG, para, de forma cautelar, até análise de mérito, decidir: i) que as mudanças promovidas pela Resolução ANA nº 51, de 2020, tenham efeitos na formação de preço e na definição da política operativa depois de transcorridos, ao menos, um mês de sua publicação; ii) que a implementação do disposto no inciso “i” ocorra somente em bases prospectivas.

123. Sem adentrar na discussão de mérito desses requerimentos, eis que a instrução transcorre em processo administrativo dedicado, o fato é que desde o mês de janeiro/2021 (i.e., logo após o DSP 3.622/2020), a CCEE vem adotando para a atualização dos dados de entrada para fins de formação do PLD, nos termos indicados pela própria Câmara, conforme o seguinte: **As atualizações nos dados de entrada indicadas por decisão de órgãos ou instituições internas ou externas ao setor elétrico, fora do calendário predefinido, são consideradas na formação do PLD, respeitando-se a antecedência de um mês definida pela Resolução CNPE nº 22/2021.**

124. A título de exemplo, o Anexo II apresenta um resumo da comparação entre a implementação, nos modelos computacionais, dos dados para fins de formação do CMO (implementados nos modelos computacionais de forma imediata) e para fins de formação do PLD (no mínimo, um mês após sua divulgação), conforme divulgado pela CCEE.

6.4. Alternativa 4: Aplicar o praticado pela CCEE em 2021, com maior delimitação na definição.

125. Verifica-se que os exemplos citados no Anexo II, conforme Alternativa 3, trata-se de alterações de restrições hidráulicas decorrentes de decisões do IBAMA ou da ANA, por demanda do setor elétrico¹⁵ (ONS/CMSE), ou mesmo decisões da CREG¹⁶. Importante reforçar que, dada a relevância desses casos para a operação do SIN, eles chegaram a ser avaliados e até passaram por deliberações no âmbito do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

126. Nesse contexto, essa alternativa parece definir mais precisamente os contornos para separação da atualização dos dados de entrada para fins da operação (CMO) e da formação do preço (PLD), conferindo-lhe a antecedência prevista na RES CNPE 22/2021 para sua implementação.

127. O primeiro ponto a se observar é a participação do setor elétrico na decisão conferida pelo órgão competente. Quando decorrente de demanda própria do setor elétrico, aprovada pelo CMSE, a decisão do órgão competente é apenas a formalização do pleito setorial. Ou seja, já é de conhecimento setorial que uma medida poderá ser adotada para permitir a implementação do encaminhamento requerido.

¹⁵ Exceção para alteração do hidrograma da UHE Belo Monte no início de 2021

¹⁶ A Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética foi instituída por meio da Medida Provisória 1.055/2021.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 27 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

128. Nessa linha, a deliberação do CMSE seria o marco inicial para indicar antecedência de um mês definida pela Resolução CNPE nº 22/2021, não havendo necessidade de se aguardar a promulgação do ato do órgão competente para iniciar a contagem do prazo. O ONS e a CCEE devem dar publicidade aos agentes da decisão do CMSE.

129. A situação acima é distinta dos casos em que há o estabelecimento de restrições sobre as regras de operação já conhecidas, por iniciativa do próprio órgão competente (exógeno ao setor elétrico), como ocorreu na alteração do hidrograma da UHE Belo Monte, no início de 2021. Nesse caso, como não houve conhecimento prévio e participação do setor elétrico, poder-se-ia estabelecer a necessidade de aguardar a decisão do órgão competente para iniciar a contagem do prazo de um mês de antecedência para aplicação para formação de preço.

130. Mas nem todos os casos demandariam necessidade de postergação da implementação da decisão, visto que o impacto para o SIN pode ser reduzido e eventualmente restrito ao empreendimento e imediações. A operação do SIN conta com a participação de centenas de empreendimentos de geração. Aplicar a postergação sobre todos os empreendimentos do SIN afetaria a dinâmica de operação e formação de preço sem uma justificativa efetiva. A título ilustrativo, foram identificados **939** Formulários de Solicitação de Restrições Hidráulicas (FSARH), apenas no ano de 2021. A grande maioria sem relevância primordial na operação do sistema.

131. Nesses casos, o referencial deve ser a magnitude (porte) da usina para a operação do sistema. Nos Procedimentos de Rede, o ONS identifica o conjunto de instalações que serão consideradas estratégicas para o Sistema Interligado Nacional, cuja interrupção total de seus serviços pode levar à perda de grandes blocos de carga e até mesmo blecautes, que podem causar impactos social, econômico, político e afetar a segurança do Estado e da sociedade.

132. O Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede traz a definição das usinas estratégicas para o SIN:

- (a) Tipo U1: usinas com maior influência no controle das oscilações eletromecânicas sistêmicas, conforme resultados de estudos de estabilidade a pequenas perturbações;
- (b) Tipo U2: usinas com maior influência no controle do perfil de tensão de uma área geoeletrica, conforme estudos de regime permanente;
- (c) Tipo U3: usinas que participam do processo de recomposição fluente do SIN, cuja indisponibilidade inviabilize esse processo de recomposição.

133. A relação das instalações estratégicas está apresentada no cadastro específico do Submódulo 5.11 – Cadastro de Informações Operacionais (2.4 - Cadastros de Informações Operacionais Gerais/ CD-CT.BR.01 - Instalações e Equipamentos Estratégicos do Sistema Interligado Nacional).

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 28 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

134. Desse universo, os grupos com as usinas hidrelétricas mais relevantes, para os quais poderá ser adotado como critério a antecedência de 1 mês para a implementação de alterações de restrições hidráulicas, que sejam decorrentes de decisão de órgão competente por iniciativa própria (ambiental ou de Recursos Hídricos), correspondem às usinas estratégicas do Tipo U1/U2, abaixo relacionadas¹⁷. As demais usinas devem ter as decisões dos órgãos competentes implantadas de imediato, conforme atualização do FSARH prevista nos Procedimentos de Rede.

Usina
UHE Itaipu 50 Hz
UHE Itaipu 60 Hz
UHE Tucuruí
UHE Xingó
UHE Paulo Afonso IV
UHE Ilha Solteira
UHE Marimbondo
UHE Emborcação
UHE Governador Bento Munhoz
UHE Salto Santiago
UHE Belo Monte

135. Destaca-se que quando a alteração for de iniciativa do concessionário (*i.e. interna corporis*), não cabe discussão sobre previsibilidade. Conforme previsto nos Procedimentos de Rede, o concessionário é o responsável pela usina e detém prerrogativa para decidir a melhor forma de operar a usina em situações específicas.

136. Para conferir maior clareza e transparência, é relevante que sejam incluídas três informações adicionais ao FSARH para saber como a restrição hidráulica será considerada para formação do preço:

- a primeira de quem é a iniciativa da alteração (se é de iniciativa do órgão exógeno – ambiental, recursos hídricos, de instituição do Setor Elétrico ou do próprio agente);
- a segunda é se a usina é classificada como estratégica do tipo U1/U2; e
- a terceira é a data da decisão do órgão competente ou a data da publicidade do ONS ou da CCEE (para os casos em que a iniciativa é do Setor Elétrico).

137. Assim, a proposta da Alternativa 4 é deixar claro quais as restrições que necessitarão da antecedência mínima de 1 mês para sua implementação no PMO:

¹⁷ Foram desconsideradas as usinas de Angra I e Angra II por não serem usinas hidrelétricas,

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 29 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

Para a implementação das seguintes atualizações no cálculo do PLD deverá ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês operativo do PMO:

a) Atualização em dado de entrada decorrente de flexibilização excepcional autorizada pelo CMSE, desde que o ONS ou CCEE comuniquem sobre o pedido de alteração do referido dado até a data de realização do PMO anterior, ainda que esteja em processo de homologação por órgão ou instituição interna ou externa ao setor elétrico, se for esse o caso; e

b) Atualização de restrição hidráulica de usina estratégica tipo U1 e U2, conforme definido nos Procedimentos de Rede, por iniciativa de órgão competente de licenciamento ambiental ou outorga de recursos hídricos, desde que homologada até a data de realização do PMO anterior.

138. De uma forma geral, essas alterações correspondem às alterações mais impactantes ao PLD, e abrangem a maioria dos exemplos citados pela CCEE.

139. De todo modo, independentemente da adequação ou não do texto atualmente adotado pela CCEE (Alternativa 3), esta Alternativa 4 (Aplicar o praticado pela CCEE em 2021, com maior delimitação na definição) será avaliada como uma das Alternativas desta AIR.

140. Ressalta-se que os casos considerados nas simulações referentes a esta Alternativa 4 seriam semelhantes aos da Alternativa 3, tendo em vista que correspondem aos casos para os quais efetivamente foi considerada a antecedência de um mês do PMO para a formação do PLD.

6.5. Alternativa 5: Estabelecimento de prazo mínimo para implementação dos casos abrangidos na Alternativa 3 nos modelos de otimização.

141. Essa Alternativa está sendo sugerida pelo fato de que poder-se-ia chegar à conclusão de que, uma vez deixado claro na regra que qualquer restrição hidráulica estaria devidamente mapeada pela ANEEL, poderia ser mais bem trabalhada a regra em si, não se restringindo apenas à solução de deixar aquele subconjunto de dados fora do regramento, tendo como única opção nesse caso, enquadrá-lo no critério de antecedência de um mês.

142. Assim, poderiam ser avaliados, para o mesmo subconjunto de casos citados na Alternativa 3 (considerados mais relevantes em termos de impactos), prazos maiores que o prazo para implementação das demais restrições hidráulicas (1 dia útil) atualmente constante dos Procedimentos de Rede, apenas para fins de formação do PLD.

143. Dessa forma poderia ser dada maior previsibilidade para o PLD, ainda que o prazo para implementação seja inferior a um mês.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 30 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

144. Essa alternativa traria uma solução intermediária, considerando tanto um prazo mínimo para implementação como atendimento às necessidades de previsibilidade do mercado, sem que os descolamentos entre o preço e a operação (com efeitos sobre encargos) perdurasse por um período mais longo. Isso principalmente porque tem se buscado uma representação mais fidedigna da operação por meio das melhores informações para representação nos modelos computacionais, objetivo também da precificação horária.

145. Um exemplo para essa Alternativa seria o estabelecimento do prazo mínimo de dois dias para implementação nos modelos computacionais. Ou seja, caso a rodada dos modelos para fins de formação do PLD ocorra no dia “D”, a implementação do dado de entrada somente ocorreria para fins de formação do PLD caso o informe do ONS ou a decisão da entidade competente ocorresse até o dia “D – 2”. Nesse caso, a atualização poderia ocorrer a partir de uma rodada apenas do Dessem, ou de todos os modelos (a depender da etapa seguinte de estudo do PMO).

146. Outra opção seria incluir aquele subconjunto de restrições da Alternativa 3 apenas a partir da próxima rodada do Decomp, ou seja, a partir de revisões semanais (rodada Decomp e Dessem) ou da revisão 0 do PMO (rodada Newave, Decomp e Dessem). Nesse caso, o prazo mínimo poderia variar de (D-2 a D-7), a depender da data da informação da restrição.

7- Impactos das Alternativas

147. Inicialmente, cabe destacar que na presente análise não se pretende esgotar o alcance dos impactos das alternativas apresentadas. O objetivo é mostrar os resultados de simulações para que se possa agregar sensibilidade dos possíveis impactos no MCP a depender da Alternativa regulatória escolhida, no que se refere às discussões sobre previsibilidade, a qual, conforme citado anteriormente, é mais abrangente do que a previsibilidade apenas do PLD.

148. Para avaliação dos impactos das alternativas, e tendo em vista que todas as alternativas se baseiam na RES CNPE 22/2021 (antecedência de 1 mês apenas para o PLD), foi solicitado à CCEE a realização de simulações que pudessem trazer sensibilidade sobre os impactos de diferentes formas de se lidar com a carência delimitada ao cálculo do PLD, ou seja, foi comparado o PLD:

(i) calculado com base no CMO (dados de entrada conforme considerado pelo ONS), à exceção das diferenças já conhecidas de representação entre CMO e PLD, no que se refere às restrições elétricas internas aos submercados;

(ii) calculado considerando a antecedência de um mês do PMO para aqueles dados de entrada citados no Anexo II.

149. O primeiro caso pode ser considerado como a **Alternativa 1**, descrita anteriormente nesta AIR, ou seja, como o praticado historicamente pelo ONS. O segundo caso corresponde à **Alternativa 3** (como foi praticado pela CCEE em 2021). Foram escolhidas apenas essas alternativas

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 31 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

para uma simulação mais aprofundada pela CCEE tendo vista o prazo exíguo, bem como a necessidade de um grande esforço computacional e operacional que não permitiria a simulação de todos os casos citados na AIR. No entanto, esses resultados trarão a sensibilidade necessária para comparação das demais alternativas.

150. Ressalta-se que os resultados referentes à **Alternativa 3**, a partir da Revisão 2 do PMO (RV2) de janeiro de 2021, correspondem aos casos oficiais que embasaram toda a contabilização no MCP.

151. Quanto ao período avaliado, tendo em vista que os questionamentos sobre a matéria tiveram início na RV1 do PMO de dezembro de 2020, foi solicitada a simulação dessas diferenças desde o início do referido mês. Nesse período, no entanto, o caso Oficial corresponde à **Alternativa 1**.

152. Dessa forma, para manter a coerência da simulação em todo o período (dez/20 a set/21), para o mês de dezembro de 2020, as seguintes restrições (Quadro 3) foram simuladas como se tivessem sido enquadradas na **Alternativa 3** (ou seja, como não consideradas na formação do PLD, pois nesses casos seria dada a antecedência de um mês para a formação do PLD).

Quadro 3: Restrições Hidráulicas do mês de dezembro/2020 que se enquadrariam na Alternativa 3

PMO	Restrições Hidráulicas	Vigência das Restrições Hidráulicas	Modeladas pelo ONS para formação do CMO?	Modeladas pela CCEE para formação do PLD?	Modeladas pela CCEE para simular Alternativa 3?
PMO dezembro/2020	Defluência da UHE Pimental (Hidrograma de Belo Monte) Ofício IBAMA nº 212/2020/DILIC O agente Norte Energia apresentou ao ONS, no dia 01/12/2020, o Formulário de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica (FSARH) nº 1415-2020, declarando a nova defluência mínima de 1.200 m ³ /s para a usina hidrelétrica Pimental.	1 a 31 de dezembro de 2020	Sim	Sim	Não
PMO dezembro/2020	Defluência das UHEs Três Marias e Xingó Resolução ANA 51/2020 de 3 de dezembro de 2020 Autorizar a operação excepcional do reservatório da usina hidrelétrica de Três Marias com vazão média máxima mensal de até 750 m ³ /s em dezembro de 2020. Autorizar a operação excepcional da usina hidrelétrica de Xingó com vazão média máxima mensal de até 2.750 m ³ /s em dezembro de 2020.	3 a 31 de dezembro de 2020	Sim	Sim	Não
PMO dezembro/2020	Volume Operativo da UHE Ilha Solteira Resolução ANA 55/2020 de 7 de dezembro de 2020 Autorizar a operação do reservatório da usina hidrelétrica – UHE Ilha Solteira em situação excepcional energética de 7 de dezembro de 2020 a 15 de janeiro de 2021. De 7 a 11 de dezembro de 2020, a redução do nível mínimo operacional do reservatório da UHE Ilha Solteira não poderá ser inferior a 325,00 m.	7/12/2020 a 31/12/2021	Sim	Sim	Não

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 32 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

	<p>A partir de 12 de dezembro de 2020, a redução do nível mínimo operacional do reservatório da UHE Ilha Solteira não poderá ser inferior a 324,80 m</p> <p>A partir de 15 de janeiro de 2021, o reservatório da UHE Ilha Solteira deverá operar com nível mínimo operacional de 325,40 m.</p>				
--	--	--	--	--	--

153. Para obtenção de uma sensibilidade inicial da diferença entre as **Alternativas 1 e 3**, a CCEE processou os modelos Newave e Decomp, no período de dezembro de 2020 a setembro de 2021, obtendo os resultados dos CMOs semanais (CCEE) conforme apresentado nas Figuras 3 a 6 a seguir:

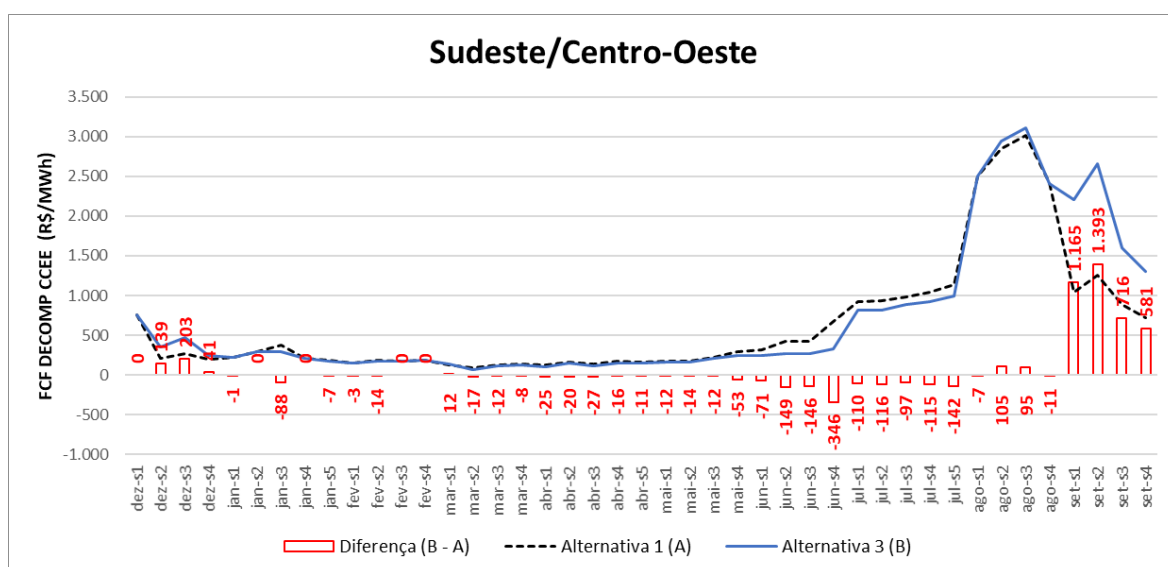


Figura 3: Impactos das Alternativas sobre o CMO (CCEE) – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

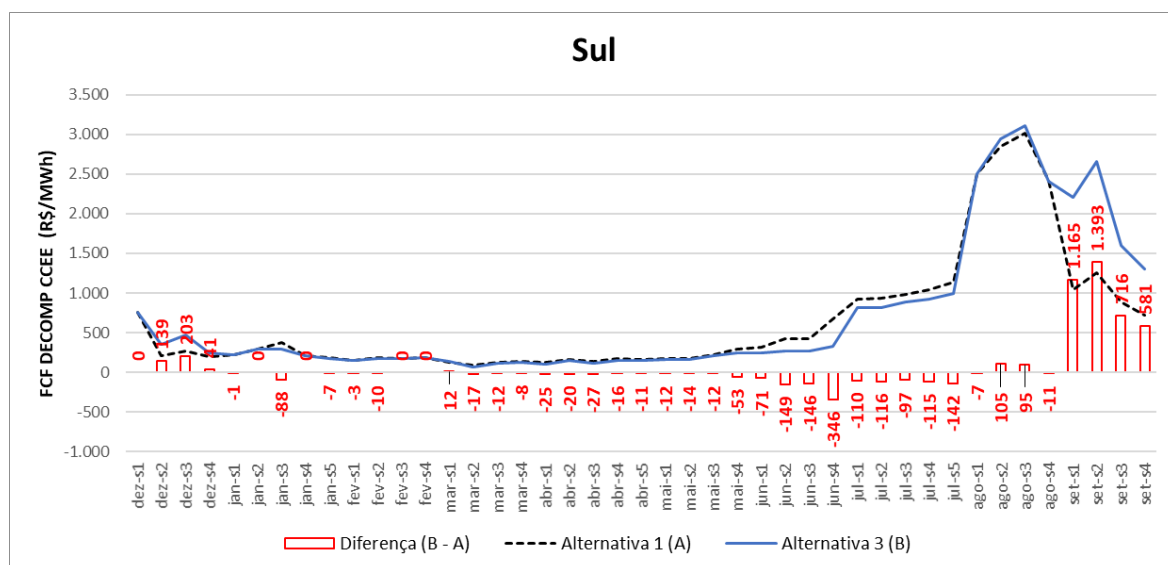


Figura 4: Impactos das Alternativas sobre o CMO (CCEE) – Subsistema Sul

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 33 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

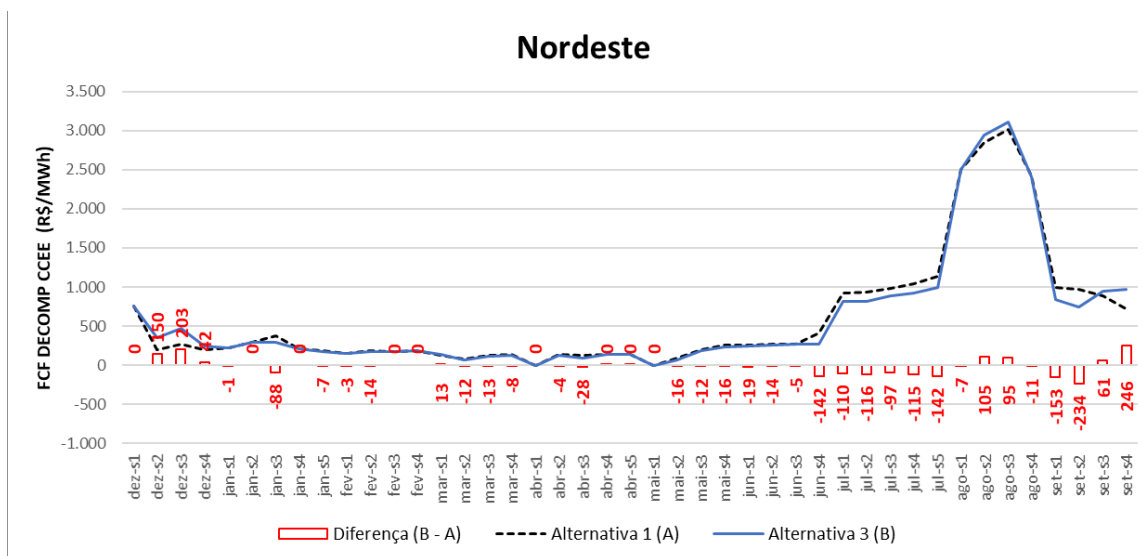


Figura 5: Impactos das Alternativas sobre o CMO (CCEE) – Subsistema Nordeste

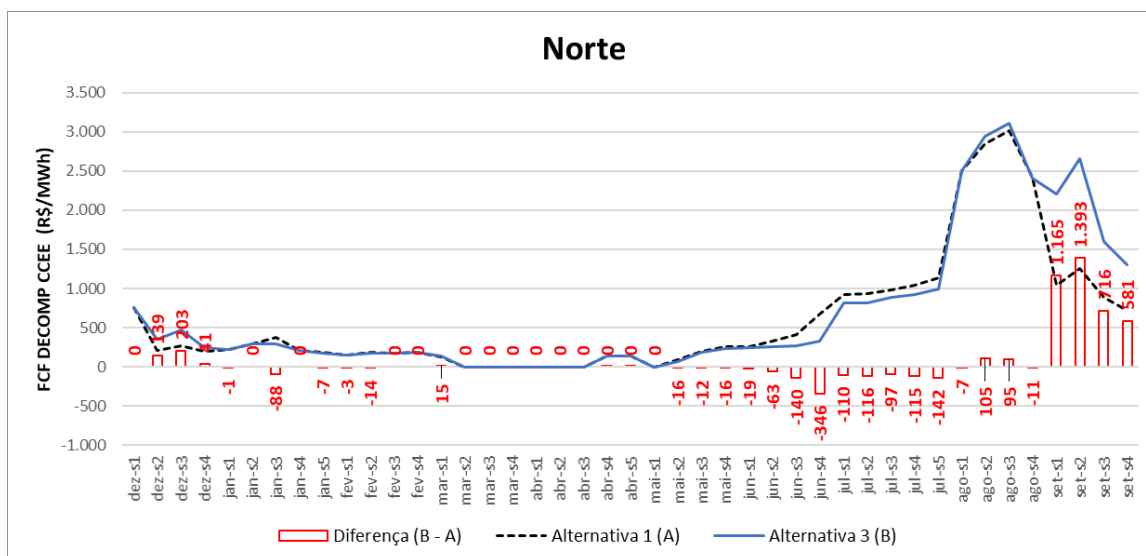


Figura 6: Impactos das Alternativas sobre o CMO (CCEE) – Subsistema Norte

154. Considerando que o valor do PLDmax estrutural para 2021 é de R\$ 583,88/MWh, as diferenças entre os PLD para os mesmos casos anteriores, estão ilustradas nas figuras a seguir.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 34 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

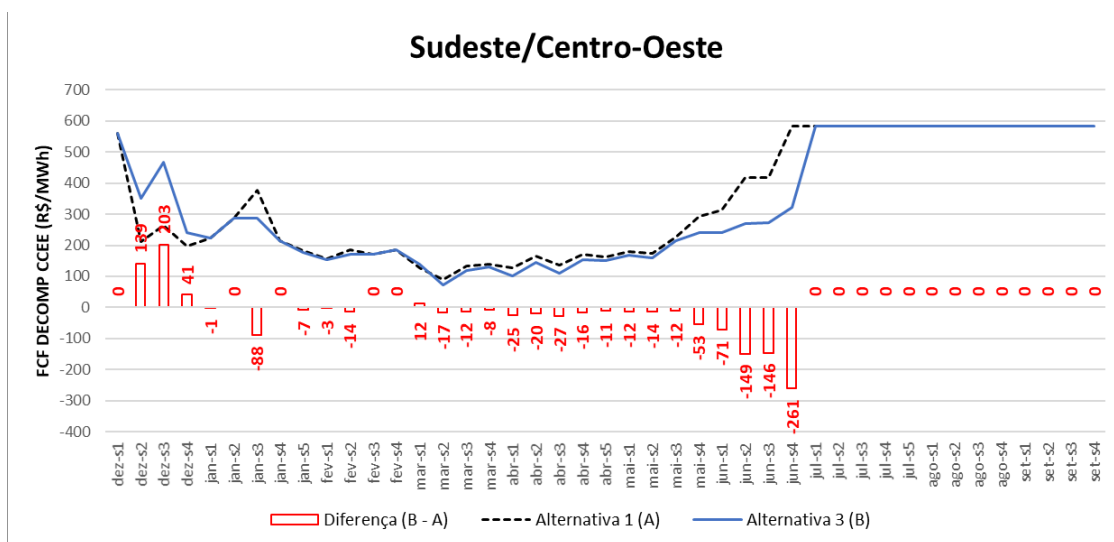


Figura 7: Impactos das Alternativas sobre o PLD – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

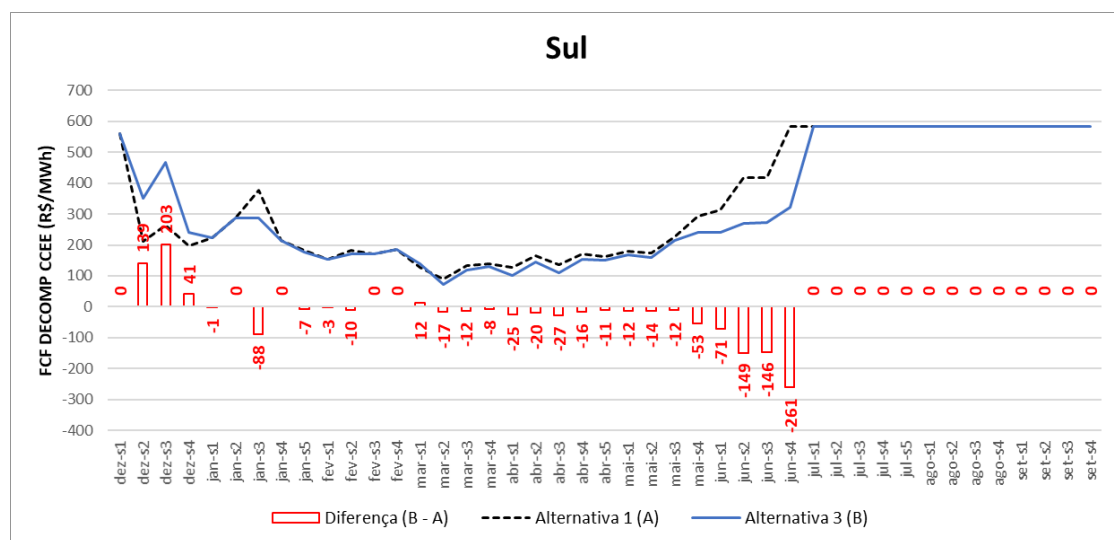


Figura 8: Impactos das Alternativas sobre o PLD – Subsistema Sul

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 35 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

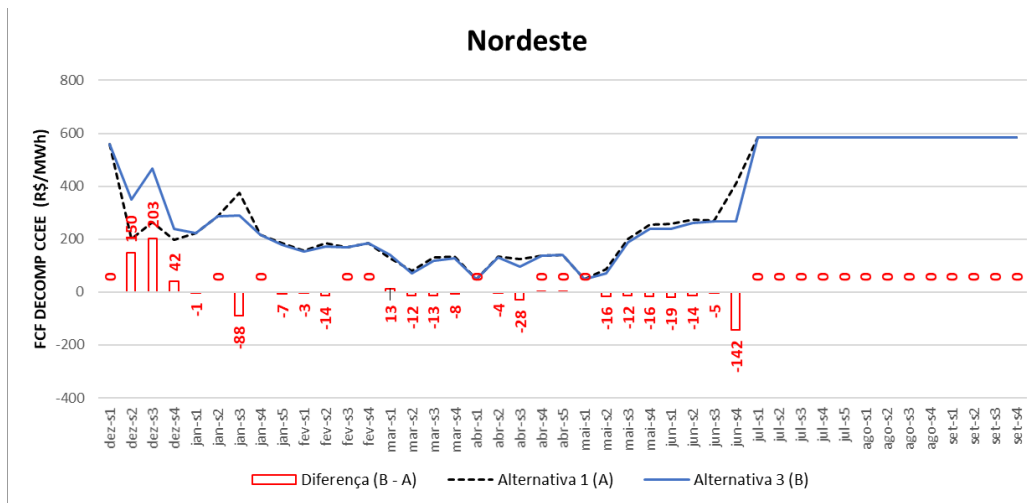


Figura 9: Impactos das Alternativas sobre o PLD – Sub-sistema Nordeste

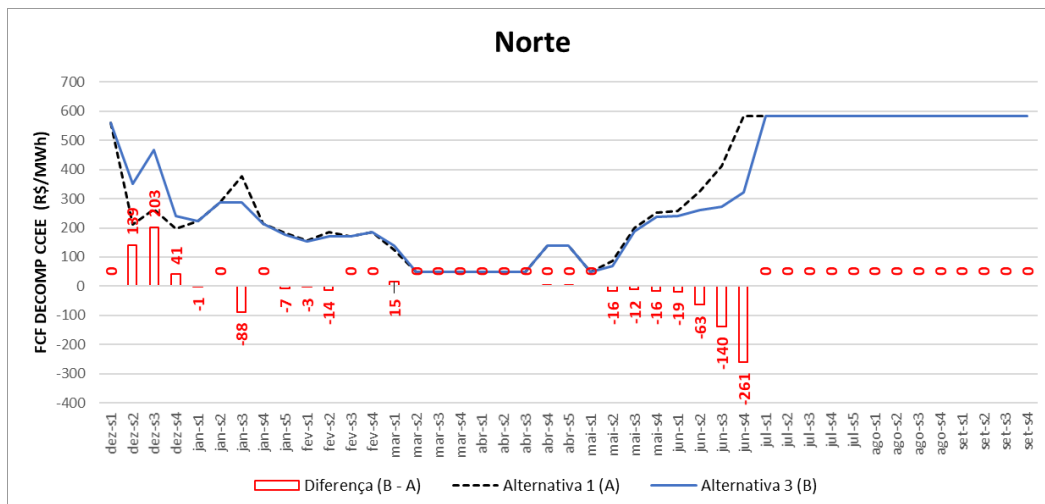


Figura 10: Impactos das Alternativas sobre o PLD – Sub-sistema Norte

155. Diante dos resultados obtidos, foram escolhidos os meses de **dezembro/2020, janeiro/2021 e junho/2021** para avaliação dos impactos na contabilização, decorrentes apenas das diferenças de PLD.

156. Esses meses foram escolhidos por contemplarem aquelas restrições que foram objeto de maiores questionamentos na Agência, como o caso do rio São Francisco (**dezembro de 2020**) e da UHE Belo Monte (**janeiro/2021**). Além disso, foi escolhido o mês em que foram obtidas as maiores diferenças de PLDs (**junho/2021**).

157. Em que pese terem sido obtidas as diferenças mais significativas de CMO (CCEE) a partir de julho/2021, em especial no mês de setembro/2021, como o PLD encontrava-se no valor máximo, não haveria diferença nos resultados dos casos simulados para essa variável em específico.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 36 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

158. Assim, foi solicitado à CCEE que avaliasse, para os meses escolhidos, os impactos da contabilização sobre os seguintes itens:

- (i) Resultado Geral da Contabilização;
- (ii) Exposição de Consumidores livres e especiais;
- (iii) Exposição de Distribuidoras;
- (iv) GSF (Repactuação do Risco Hidrológico);
- (v) *Surplus*; e
- (vi) Encargos.

159. O Relatório dos estudos elaborados pela CCEE corresponde ao Anexo III deste Relatório de AIR, sendo os principais resultados mostrados a seguir.

160. Conforme pode ser verificado nas Figuras anteriores, a **Alternativa 3**, comparativamente à **Alternativa 1**, apresentou um aumento do PLD no mês de dezembro/2021, e uma redução do PLD nos meses de janeiro e junho/2021. Essas diferenças mostram que o aumento e redução do PLD podem não estar associados à Alternativa escolhida (Alternativa 1 ou 3), nem ao tipo de dado de entrada para o qual foi considerada a antecedência de um mês (Restrição Hidráulica), mas sim à natureza das restrições de cada período, ou seja, se uma determinada restrição provocaria, naquela conjuntura, aumento ou redução do custo da operação nos modelos computacionais.

161. Em relação ao **Resultado Final da Contabilização**, as Figuras 11 a 13 mostram o resultado por classes para os meses de dez/20, jan/21 e jun/21, respectivamente.

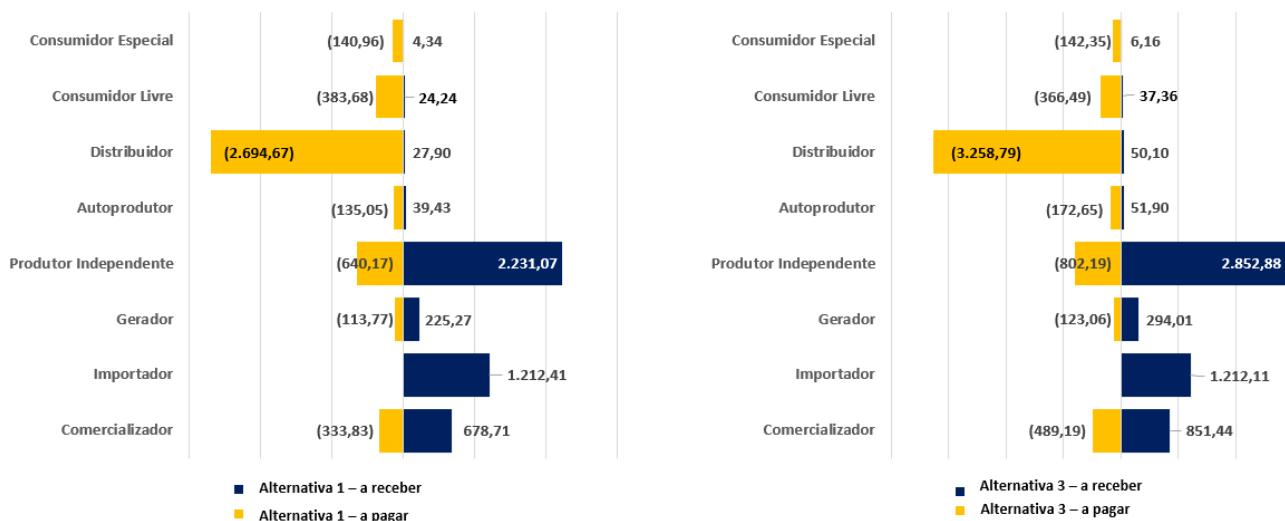


Figura 11: Resultado final da Contabilização – dezembro/20 em R\$ (Milhões)
(Fonte: Adaptado do Relatório CCEE)

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 37 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

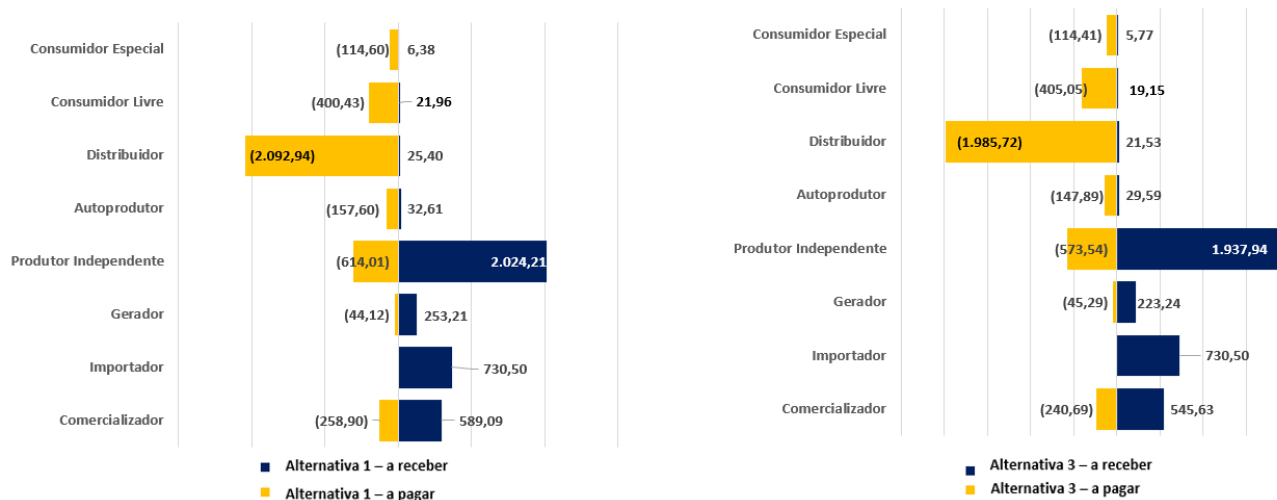


Figura 12: Resultado final da Contabilização – janeiro/21 em R\$ (Milhões)
(Fonte: Adaptado do Relatório CCEE)

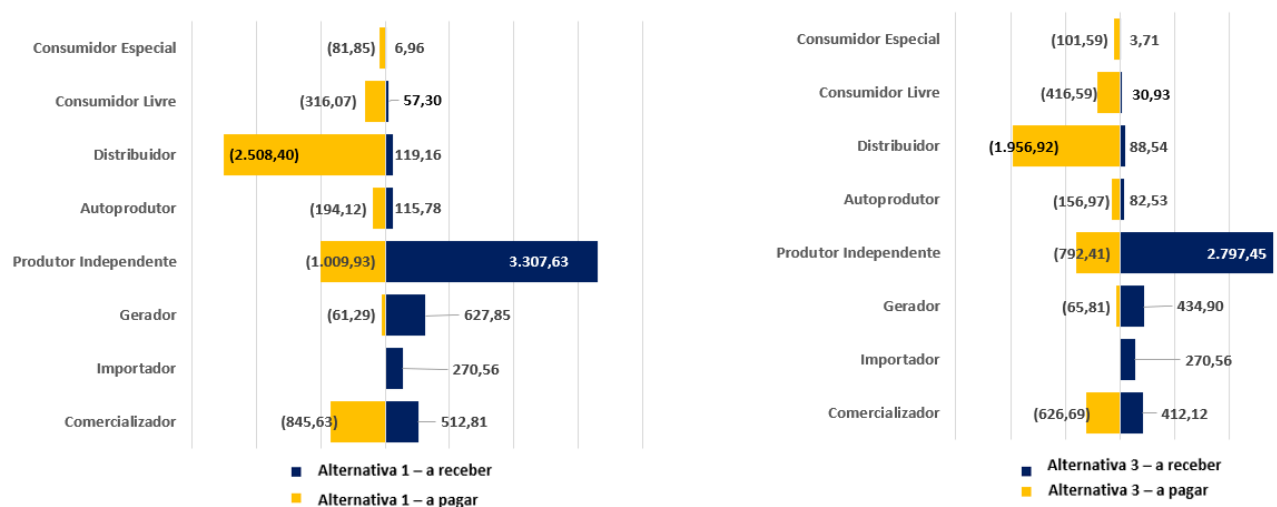


Figura 13: Resultado final da Contabilização – junho/21 em R\$ (Milhões)
(Fonte: Adaptado do Relatório CCEE)

162. Tendo em vista que na maioria dos casos houve alteração tanto da contabilização a pagar quanto da contabilização a receber, e de forma a possibilitar uma comparação entre as Alternativas, foram calculadas as diferenças entre a Alt.3 e a Alt.1 e, posteriormente, foram somados os valores a pagar e os valores a receber, para obtenção de um “valor líquido” para cada classe. Como esse valor líquido se refere à Alternativa 3 em relação à Alternativa 1, os resultados negativos (a

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

P. 38 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

pagar) foram destacados em vermelho e os resultados positivos (a receber), foram destacados em azul, conforme **Tabela 1** a seguir.

		dez/20				jan/21				jun/21			
		Alt. 1	Alt.3	Diferença (Alt. 3 - Alt.1)	Líquido (a pagar + a receber)	Alt. 1	Alt.3	Diferença (Alt. 3 - Alt.1)	Líquido (a pagar + a receber)	Alt. 1	Alt.3	Diferença (Alt. 3 - Alt.1)	Líquido (a pagar + a receber)
Consumidor Especial	A pagar	- 140,96	- 142,35	- 1,39	0,43	- 114,60	- 114,41	- 0,19	0,42	- 81,85	- 101,59	- 19,74	22,99
	A receber	4,34	6,16	1,82		6,38	5,77	- 0,61		6,96	3,71	- 3,25	
Consumidor Livre	A pagar	- 383,68	- 366,49	17,19	30,31	- 400,43	- 405,05	- 4,62	7,43	- 316,07	- 416,59	- 100,52	126,89
	A receber	24,24	37,36	13,12		21,96	19,15	- 2,81		57,30	30,93	- 26,37	
Distribuidor	A pagar	- 2.694,67	- 3.258,79	- 564,12	541,92	- 2.092,94	- 1.985,72	107,22	103,35	- 2.508,40	- 1.956,92	551,48	520,86
	A receber	27,90	50,10	22,20		25,40	21,53	- 3,87		119,16	88,54	- 30,62	
Autoprodutor	A pagar	- 135,05	- 172,65	- 37,60	25,13	- 157,60	- 147,89	9,71	6,69	- 194,12	- 156,97	37,15	3,90
	A receber	39,43	51,90	12,47		32,61	29,59	- 3,02		115,78	82,53	- 33,25	
Produtor Independente	A pagar	- 640,17	- 802,19	- 162,02	459,79	- 614,01	- 573,54	40,47	45,80	- 1.009,93	- 792,41	217,52	292,66
	A receber	2.231,07	2.852,88	621,81		2.024,21	1.937,94	- 86,27		3.307,63	2.797,45	- 510,18	
Gerador	A pagar	- 113,77	- 123,06	- 9,29	59,45	- 44,12	- 45,29	- 1,17	31,14	- 61,29	- 65,81	- 4,52	197,47
	A receber	225,27	294,01	68,74		253,21	223,24	- 29,97		627,85	434,90	- 192,95	
Importador	A pagar	-	-	-	0,30	-	-	-	-	-	-	-	-
	A receber	1.212,41	1.212,11	- 0,30		730,50	730,50	-		270,56	270,56	-	
Comercializador	A pagar	- 333,83	- 484,19	- 150,36	22,37	- 258,90	- 240,69	18,21	25,25	- 845,63	- 626,69	218,94	118,25
	A receber	678,71	851,44	172,73		589,09	545,63	- 43,46		512,81	412,12	- 100,69	

Tabela 1: Comparação dos resultados finais da contabilização em R\$ (Milhões)
(elaborada com base nos Relatórios da CCEE)

163. Em relação aos resultados obtidos para os **Consumidores Livres e especiais**, o comportamento dos consumidores de uma forma geral é de sobrecontratação e, portanto, predominantemente exposições positivas. Assim, verifica-se que há um aumento da exposição positiva com a Alt. 3, em função do aumento do PLD, como o que ocorreu em dez/20 (Figura 14). Por outro lado, nos casos em que houve uma redução do PLD com a Alt. 3 (jan/21 e jun/21), há uma redução da exposição positiva (Figuras 15 e 16).

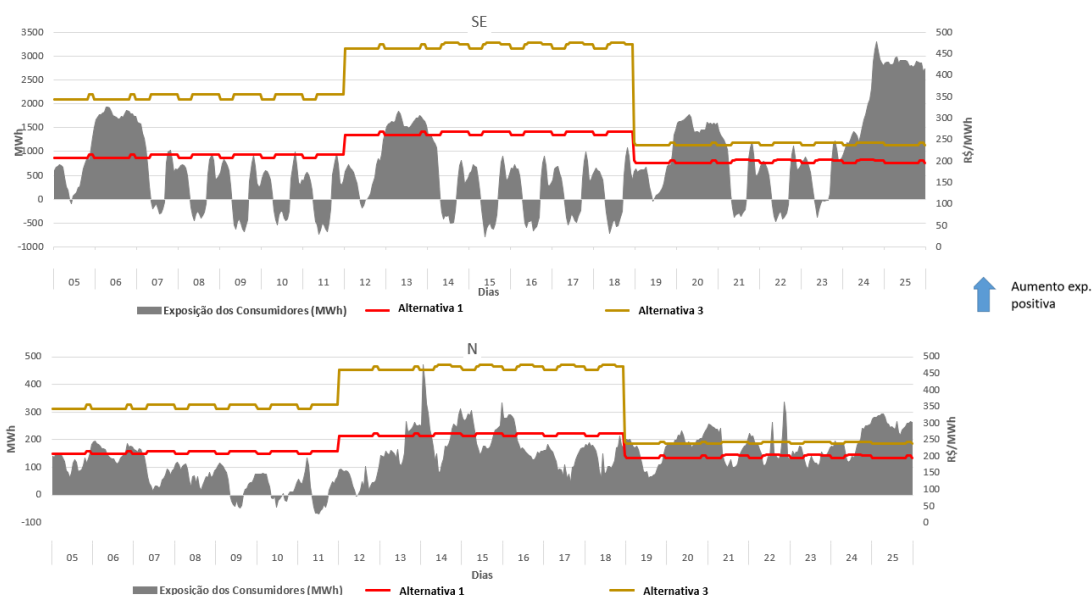


Figura 14: Exposição dos Consumidores Livres (Alt.3 – Alt.1) – Dezembro/20
(Fonte: Adaptada do Relatório CCEE)

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

P. 39 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

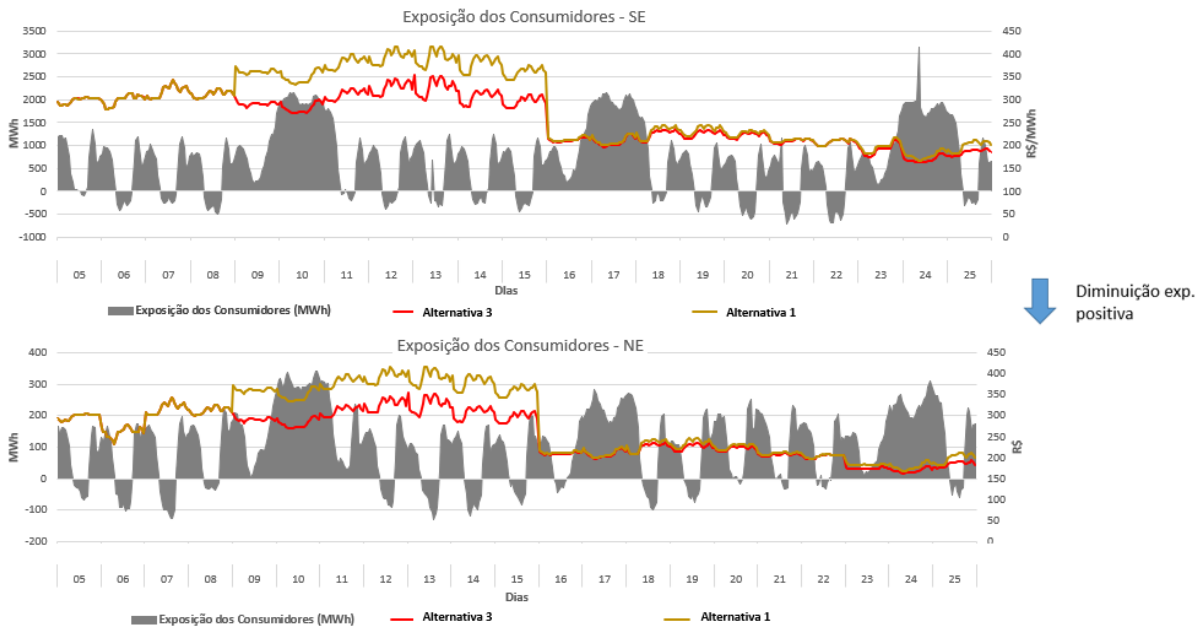


Figura 15: Exposição dos Consumidores Livres (Alt.3 – Alt.1) – Janeiro/21 (Fonte: Adaptado do Relatório CCEE)

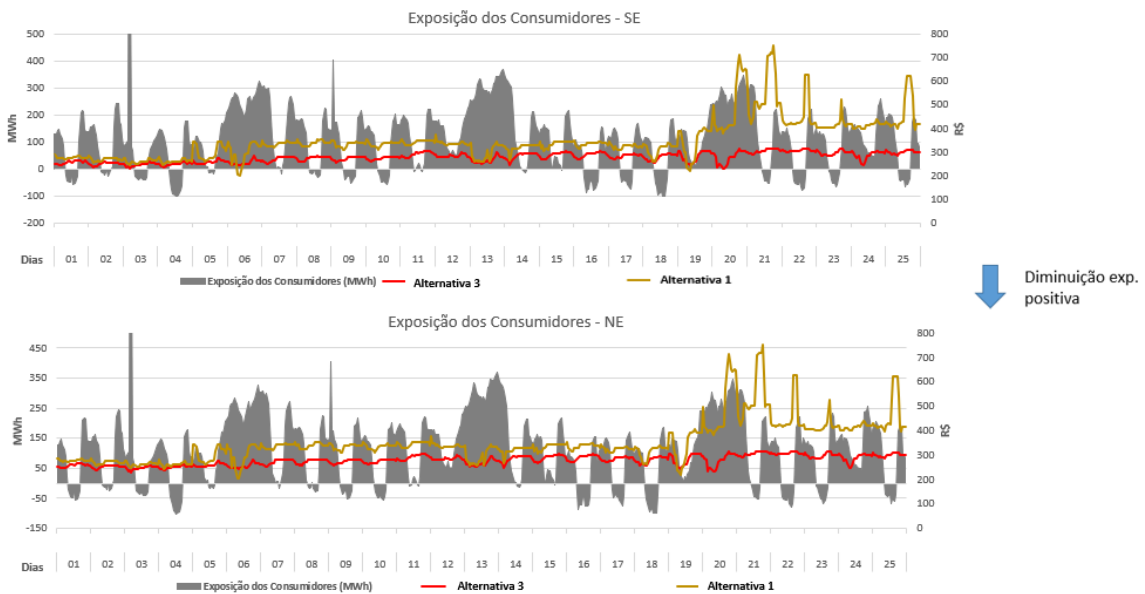


Figura 16: Exposição dos Consumidores Livres (Alt.3 – Alt.1) – Junho/21 (Fonte: Adaptado do Relatório CCEE)

164. No caso das **Distribuidoras**, foi elaborada a Tabela 2 com as parcelas positivas e negativas da Liquidação do MCP para cada alternativa e para cada mês avaliado. Verifica-se que, com

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 40 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

a Alt. 3, há um aumento no total do pagamento dos distribuidores relativo ao MCP em dez/20 e uma redução do total de pagamentos em jan/21 e jun/21.

	dez/20		jan/21		jun/21	
	Alt. 1	Alt.3	Alt. 1	Alt.3	Alt. 1	Alt.3
Encargos Recebidos e outros	301,00	221,00	546,00	573,00	790,00	847,00
Encargos pagos	- 1.284,00	- 1.173,00	- 1.262,00	- 1.287,00	- 930,00	- 1.179,00
Repactuação do Risco Hidrológico	- 527,00	- 699,00	- 386,00	- 357,00	- 1.332,00	- 972,00
Excedente de Reserva	- 1.157,00	- 1.556,00	- 959,00	- 691,00	- 916,00	- 563,00
Total	- 2.667,00	- 3.209,00	- 2.060,00	- 1.762,00	- 2.389,00	- 1.868,00

Tabela 2: Distribuidoras – Parcelas da Liquidação do MCP em R\$ (Milhões)
(elaborada com base no Relatório da CCEE)

165. No caso da **Repactuação do Risco Hidrológico - RRH**, foi comparada a Garantia Física sazonalizada de forma flat das usinas pertencentes ao MRE que repactuaram o risco hidrológico (G_FIS_2_RRH) com a energia alocada (montante de energia resultante da aplicação do GSF à GF flat das usinas repactuadas - G_FIS_3_RRH). A diferença entre estas duas componentes reflete no repasse de risco hidrológico aos distribuidores em cenários de GSF <1. As Figuras 17 a 19, mostram os resultados obtidos com cada Alternativa para o Subsistema SE/CO.

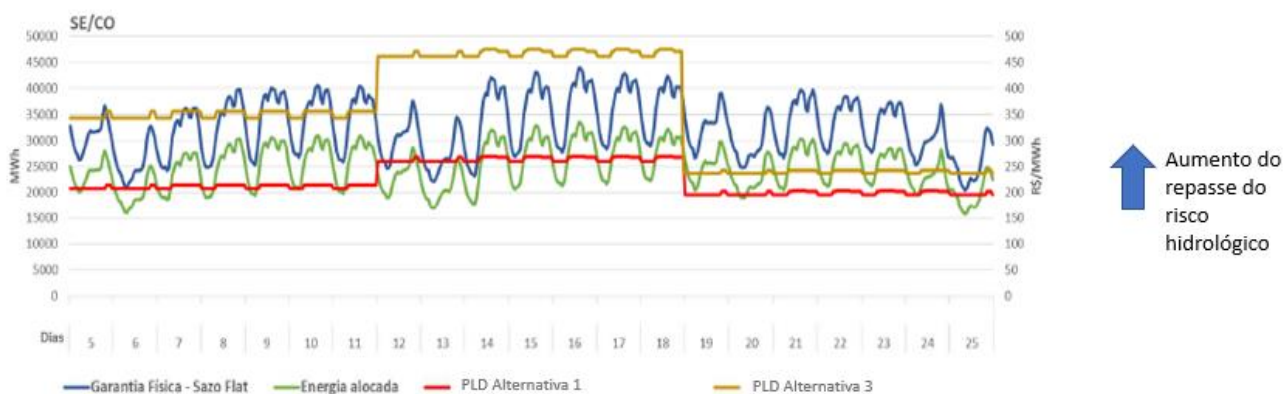


Figura 17: Repactuação do Risco Hidrológico – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (dezembro/2020)
(Fonte: Adaptado do Relatório CCEE)

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 41 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

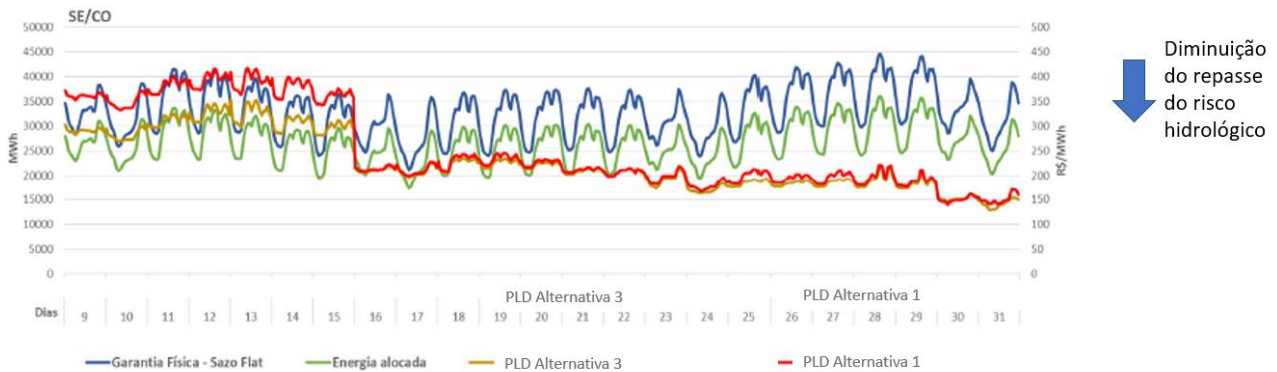


Figura 18: Repactuação do Risco Hidrológico – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (janeiro/2021)
(Fonte: Adaptado do Relatório CCEE)

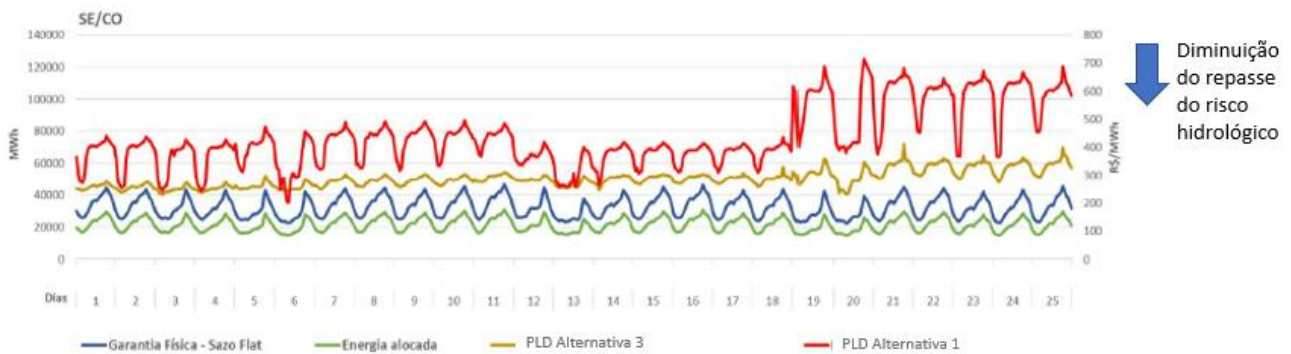


Figura 19: Repactuação do Risco Hidrológico – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (junho/2021)
(Fonte: Adaptado do Relatório CCEE)

166. Os resultados acima mostram que no mês de dez/20, em decorrência de um GSF sempre inferior a 1 (energia alocada menor que GF flat), há um repasse de RRH para todas as horas entre o dia 5 e 25. Aplicando a diferença de preços entre a Alternativa 3 e Alternativa 1, tem-se um aumento no repasse deste custo às distribuidoras no mês de dez/20. Por outro lado, nos meses de jan/21 e jun/21 houve redução do repasse do Risco Hidrológico.

167. No que se refere ao **Surplus**, foi verificado o fluxo de energia entre os submercados para encontrar o quanto cada submercado exportador contribuiu para atender os submercados importadores. Ou seja, os submercados exportadores entregaram para todos os submercados importadores, na proporção do consumo líquido (subtração entre o consumo e a geração do próprio submercado) de cada um. Em seguida, o montante encontrado foi valorado pela subtração entre o PLD do submercado importador e o PLD do submercado exportador, nas duas Alternativas avaliadas.

168. A Tabela 3 a seguir mostra as diferenças dos excedentes financeiros geradas pelos PLDs das Alternativas 1 e 3. Para o mês de dez/20, na Alt. 3 foi zerado todo o excedente financeiro

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 42 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

do SIN visto que ocorreu acoplamento dos PLDs entre os submercados. Por outro lado, houve um aumento dos excedentes para o mês de jan/21 e uma redução para o mês de jun/21 com a Alt. 3.

(R\$ MILHÕES)

Submercado	dez/20			jan/21			jun/21		
	Alt. 1	Alt.3	Diferença (Alt. 3 - Alt.1)	Alt. 1	Alt.3	Diferença (Alt. 3 - Alt.1)	Alt. 1	Alt.3	Diferença (Alt. 3 - Alt.1)
Sudeste/Centro-Oeste	4,34	-	-4,34	6,56	9,74	3,18	135,23	18,19	-117,03
Sul	4,66	-	-4,66	1,85	1,91	0,07	145,02	9,26	-135,76
Nordeste	-	-	-	-0,23	-0,07	0,16	-0,07	-	0,07
Norte	0,12	-	-0,12	-	-	-	-	-	-
SIN	9,12	0	-9,12	8,18	11,59	3,41	280,18	27,45	-252,72

Tabela 3: Diferenças dos excedentes financeiros geradas pelos PLDs em R\$ (Milhões)
(elaborada com base no Relatório da CCEE)

169. No caso dos **Encargos e Custos de Descolamento**, os Encargos do sistema são divididos em: (i) Serviços ancilares; (ii) Segurança Energética; (iii) Deslocamento Hidráulico; (iv) Encargo por Importação; (v) Encargo por Unit Commitment; (vi) Encargo por Constrained-On; e (vii) Encargo por Constrained-Off. Já o Custo de Descolamento é composto por: (i) Custo ao Mercado; e (ii) Custo ao ACR.

170. Foram calculadas as diferenças entre os valores obtidos com a Alt. 3 em relação à Alt. 1. As diferenças que indicaram a redução dos encargos foram destacadas em azul e aquelas que indicaram aumento dos encargos foram destacadas em vermelho, conforme Tabela 4 a seguir.

ENCARGOS E CUSTOS DE DESCOLAMENTO (R\$ MILHÕES)

	dez/20				jan/21				jun/21			
	Alt. 1	Alt.3	Diferença (Alt. 3 - Alt.1)	Dif. (%)	Alt. 1	Alt.3	Diferença (Alt. 3 - Alt.1)	Dif. (%)	Alt. 1	Alt.3	Diferença (Alt. 3 - Alt.1)	Dif. (%)
Serviços Ancilares	17,78	17,78	-	0,00%	18,40	18,40	-	0,00%	18,96	18,96	-	0,00%
Segurança Energética	637,27	472,05	-165,22	-25,93%	1.000,92	1.055,86	54,94	5,49%	989,75	1.247,66	257,91	26,06%
Deslocamento Hidráulico	134,51	298,62	164,11	122,01%	196,76	161,92	-34,84	-17,71%	371,52	201,69	-169,83	-45,71%
Importação	933,78	829,56	-104,22	-11,16%	537,28	555,68	18,40	3,42%	130,38	170,17	39,79	30,51%
Unit Commitment	26,97	17,54	-9,43	-34,97%	28,86	30,57	1,71	5,92%	80,59	94,64	14,05	17,44%
Constrained on	18,56	10,93	-7,63	-41,11%	8,47	9,19	0,72	8,54%	1,34	3,29	1,95	145,41%
Constrained off	1,89	3,43	1,54	81,52%	3,70	3,19	-0,52	-13,92%	4,10	1,61	-2,49	-60,29%
Custo de Descolamento	24,80	19,56	-5,24	-21,12%	8,05	10,53	2,48		36,56	76,89	40,34	110,34%
Total			-126,09				42,89				181,72	

Tabela 4: Encargos e Custos de Descolamento em R\$ (Milhões)
(elaborada com base nos Relatórios da CCEE)

171. Conforme pode ser observado, de uma forma geral há uma redução dos encargos e custos de descolamento no mês de dez/20, e, por outro lado, um aumento dos encargos nos meses de jan/21 e jun/21.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 43 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

8- Comparação das alternativas avaliadas

172. O Quadro 4 a seguir mostra um resumo qualitativo dos resultados apresentados no item anterior entre as Alternativas 1 e 3, exceto em relação ao resultado final da contabilização, o qual apresenta os resultados por classe e encontra-se resumido na Tabela 1 do item anterior.

173. Considerando-se a Alt. 3 em relação à Alt. 1 (Alt. 3 – Alt. 1), foram destacados em vermelho o balanço dos resultados considerados negativos, e em azul os resultados considerados positivos.

(Alternativa 3 - Alternativa 1):

	PLD	Consumidores	Distribuidoras	GFS	Surplus	Encargos e Custos de Descolamento
dez/20	Aumento PLD	Aumento exp. Positiva	Aumento dos resultados negativos	Aumento do repasse do Risco Hidrológico	Zerados os excedentes financeiros	Redução dos Encargos
jan/20	Redução PLD	Redução exp. Positiva	Redução dos resultados negativos	Redução do repasse do Risco Hidrológico	Aumento dos excedentes financeiros	Aumento dos Encargos
jun/20	Redução PLD	Redução exp. Positiva	Redução dos resultados negativos	Redução do repasse do Risco Hidrológico	Aumento dos excedentes financeiros	Aumento dos Encargos

Quadro 4: Resumo qualitativo dos resultados das simulações

174. A seguir, estão descritas novamente as Alternativas avaliadas nesta AIR:

Alternativa 1: Manter o historicamente praticado pelo ONS, considerando a RES CNPE nº 22/2021;

Alternativa 2: Manter o historicamente praticado pelo ONS, com melhoria da governança nos processos de divulgação das informações e consolidação das informações que refletem o processo de atualização dos dados de entrada;

Alternativa 3: Aplicar o praticado pela CCEE em 2021; e

Alternativa 4: Aplicar o praticado pela CCEE em 2021, com maior delimitação na definição.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 44 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

Alternativa 5: Estabelecimento de prazo mínimo para implementação dos casos abrangidos na Alternativa 3 nos modelos computacionais.

175. Conforme citado anteriormente, foram avaliados os impactos na contabilização apenas das **Alternativas 1 e 3** para uma simulação mais aprofundada pela CCEE tendo vista o prazo exíguo, bem como a necessidade de um grande esforço computacional e operacional que não permitiria a simulação de todos os casos citados na AIR. No entanto, esses resultados permitem uma avaliação qualitativa da dimensão dos impactos das demais alternativas.

176. No caso da **Alternativa 2**, tendo em vista que a alteração principal seria em relação ao aperfeiçoamento da governança nos processos de atualização das informações, os impactos nos valores de PLD, bem como na contabilização, seriam iguais aos da **Alternativa 1**.

177. No caso da **Alternativa 4**, tendo em vista que a diferença principal foi no texto da definição da Alternativa, os casos seriam semelhantes àqueles considerados para a **Alternativa 3**.

178. A **Alternativa 5** por sua vez, apresentaria um pequeno descasamento temporal na consideração dos dados de entrada avaliados nesta AIR em relação à **Alternativa 1**, mas bem inferiores ao descasamento que ocorre na **Alternativa 3**, partindo-se da premissa de que se trata do mesmo conjunto de informações. Assim, poderíamos dizer que os impactos das diferenças de PLD ocupariam posição intermediária entre as Alternativas 1 e 3, possivelmente ficando mais próximos da **Alternativa 1**.

179. Em relação aos custos regulatórios e administrativos, eles não foram levantados nesta AIR, pois entendemos que não apresentariam diferenças relevantes para fins de comparação das Alternativas avaliadas.

180. Os resultados quantitativos obtidos no item anterior mostram que qualquer umas das Alternativas escolhidas que contemplem o descasamento na implementação de dados de entrada para a formação do PLD trará impactos (maiores ou menores) na contabilização do Mercado de Curto Prazo. No entanto, conforme Quadro 4, não há como basear a escolha de uma alternativa em função apenas dos resultados obtidos, até porque para uma mesma alternativa, os resultados foram positivos e negativos para uma mesma classe, a depender do mês avaliado.

181. Dessa forma, ainda que se adote uma metodologia específica para aferição da razoabilidade do impacto econômico, como análise custo-benefício por exemplo, não é possível afirmar que uma alternativa trará mais benefícios que custos na contabilização de uma forma geral, ou mesmo para uma determinada classe, pois, conforme dito anteriormente, o resultado dependerá do impacto da não implementação do dado de entrada nos modelos computacionais naquela conjuntura, para fins de formação do PLD.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 45 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

182. Assim, dando continuidade à avaliação para proposição de uma Alternativa por parte da Agência, resgatamos a legislação que estabelece as diretrizes para o cálculo do PLD e para a operação do SIN.

183. A Lei nº 10.848, de 15/03/2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, define em seu art. 1º o seguinte.

Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do seu regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, deverá dispor sobre:

[...]

III - processos de definição de preços e condições de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo;

[...]

§ 4º Na operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, serão considerados:

I - a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para o atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas;

[...]

184. O art. 57 do Decreto nº 5.163, de 30/07/2004, estabeleceu que o PLD, a ser publicado pela CCEE, deverá observar a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para o atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas.

Art. 57. A contabilização e a liquidação no mercado de curto prazo serão realizadas com base no PLD. (Redação dada pelo Decreto nº 9.143, de 2017)

§ 1º O PLD, a ser publicado pela CCEE, será calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e terá como base o custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo, e deverá observar o seguinte:

I - a otimização do uso dos recursos eletro-energéticos para o atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas; (grifo nosso)

[...]

185. A Lei nº 9.648, de 27/05/1998, conforme seu art. 13, abaixo transcrito, assim como seu regulamento, o Decreto nº 5.081, de 14/05/2004, definem como uma das atribuições do ONS a programação da operação com vistas a otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 46 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

Art. 13. As atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN) e as atividades de previsão de carga e planejamento da operação do Sistema Isolado (Sisol) serão executadas, mediante autorização do poder concedente, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, fiscalizada e regulada pela Aneel e integrada por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores que tenham exercido a opção prevista nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e que sejam conectados à rede básica. (Redação dada pela Lei nº 134.360, de 2016) (Regulamento)

Parágrafo único. Sem prejuízo de outras funções que lhe forem atribuídas pelo Poder Concedente, constituirão atribuições do ONS: (Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004)

a) o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas a otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados; (grifo nosso)

186. Assim, dadas as condições de contorno estabelecidas na legislação, entende-se que o PLD deverá refletir, sempre que possível, a otimização dos recursos eletroenergéticos considerada também para a operação do SIN.

187. No entanto, convém citar novamente a importante diretriz trazida pela Resolução CNPE 22/2021, a qual estabelece que, no caso das atualizações que não decorrerem de erro ou de atualização com calendário predefinido, de acordo com a regulação da ANEEL, deverão ser comunicadas aos agentes com antecedência não inferior a um mês do PMO, para que tenham efeitos na formação de preço.

Art. 6º A gestão dos dados de entrada da cadeia de modelos computacionais de suporte ao planejamento e à programação da operação eletroenergética e de formação de preço no setor de energia elétrica será regulada e fiscalizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

§ 1º O ONS deverá considerar, na definição da política operativa, a melhor representação possível nos modelos computacionais do Sistema Interligado Nacional – SIN e de suas restrições operativas por meio dos dados de entrada, sob regulação e fiscalização da ANEEL.

§ 2º Alterações nos dados de entrada que não decorrerem de correção de erros ou de atualização com calendário predefinido, conforme regulação da ANEEL, deverão ser comunicadas aos agentes com antecedência não inferior a um mês do Programa Mensal de Operação – PMO em que serão implementadas para que tenham efeitos na formação de preço.

188. Assim, tem-se que é importante conferir ao mercado conhecimento prévio daquelas atualizações não previstas no regramento. No entanto, não utilizar os mesmos dados nos dois processos (operação e preço) deve ser a exceção, eis que, conforme demonstrado anteriormente, o descasamento entre o preço e a operação promove diferenças alocativas relevantes.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 47 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

189. Com efeito, essa situação de excepcionalidade está traduzida na própria carência delimitada pela Resolução CNPE 22/2021 para o processo de formação de preço, uma vez que ela se torna ativa apenas quando não se está defronte de uma modificação de dado de entrada por (i) correção de um erro ou (ii) atualização predefinida com referência temporal. Ou seja, quando realizada uma atualização de um dado, cuja descrição, periodicidade e origem esteja definido de forma clara e transparente, em regulamento da Agência, bem como identificado um equívoco, a aplicação desse dado deve ocorrer de forma concomitante entre operação e preço.

190. Podemos citar outro exemplo de impacto decorrente da alteração do PLD, e do seu descolamento do CMO, qual seja, o atual critério de acionamento das bandeiras tarifárias, o qual pode ser afetado tendo em vista a possível incompatibilidade de dois importantes “gatilhos”, quais sejam, a Geração Hidráulica e o próprio PLD.

191. Diante dos possíveis impactos do descolamento entre o PLD e CMO, é papel da agência reguladora observar as diretrizes legais vigentes, principal fiador do princípio da previsibilidade. Os resultados sempre serão favoráveis para um fim, e desfavoráveis para outro. Justamente por esse motivo é que se deve zelar pelo cumprimento das regras e manter a estabilidade regulatória. Todavia, entende-se que o aprimoramento de normas é adequado e oportuno, desde que cumprido o rito processual transparente e com participação de todos os envolvidos.

192. Assim, entendemos que a escolha do encaminhamento não precisa necessariamente ocorrer de forma isolada, podendo incluir propostas citadas em diferentes alternativas.

193. Primeiramente, entendemos que a **Alternativa 2** se faz necessária tendo em vista que a melhoria da governança nos processos de divulgação das informações e consolidação das informações que refletem o processo de atualização dos dados de entrada, no geral, agregam ao processo do PMO. Por esse motivo, propomos que a periodicidade de atualização das informações necessárias para a elaboração do PMO e de suas revisões esteja consolidada em um local único, por exemplo, em um Quadro que deverá constar de um único Submódulo dos Procedimentos de Rede.

194. No entanto, a adoção apenas da Alternativa 2 pode não evitar futuros questionamentos, tendo em vista a relevância que algumas alterações de dados de entrada podem causar no PLD. Em que pese os benefícios e os esforços para que o preço também reflita de forma mais fidedigna as informações que serão consideradas no planejamento e programação da operação, dada a diretriz da Resolução CNPE nº 22/2021, há que se delimitar e estabelecer no normativo quais serão os casos em que há o entendimento de que deve ser dada certa antecedência para representação para formação do PLD, mantendo-se em mente todos os impactos que a alteração do preço pode causar no mercado.

195. Nesse sentido, entendemos que a **Alternativa 4** define mais precisamente os contornos para separação da atualização dos dados de entrada para fins da operação (CMO) e da formação do preço (PLD), conferindo-lhe a antecedência prevista na RES CNPE 22/2021 para sua implementação.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 48 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

196. Dessa forma, propõe-se a adoção da **Alternativa 2** e da **Alternativa 4**, de forma conjunta.

9- Manifestações recebidas para a AIR

197. A seguir serão citadas Cartas encaminhadas à ANEEL ou com cópia à ANEEL, que estão de alguma forma relacionadas às discussões que trazem rebatimentos à REN 843/2019, e que podem contribuir para a presente Consulta Pública. Ressalta-se que algumas solicitações estariam mais bem endereçadas às discussões da CPAMP, mas serão citadas neste item da AIR, tendo em vista que podem embasar discussões futuras para aperfeiçoamentos dos modelos de despacho e formação de preços.

198. Outras manifestações trazem discussões sobre aperfeiçoamentos na representação de dados de entrada para que o preço melhor reflita as condições de operação do SIN, as quais, em princípio não estão diretamente relacionadas à revisão do normativo, mas trazem reflexões sobre discussões sobre o grau de previsibilidade para alteração de dados de entrada, na medida em que um maior grau de antecedência para sua implementação acarreta maior descasamento do PLD.

199. A **Gold Comercializadora de Energia LTDA, a Máxima Energia Comercializadora e a Ideal Energia Comercializadora** protocolaram na Agência correspondências¹⁸, questionando a representação distinta da restrição hidráulica da UHE Belo Monte em janeiro de 2021, adotada pela CCEE para o cálculo do PLD quando comparado com o Programa Mensal da Operação – PMO e revisões.

200. Na visão das comercializadoras, o cálculo do PLD desconsiderando o mesmo conjunto de premissas e dados de entrada utilizados na Operação do SIN, pelo ONS, ofende a regulação em vigor, gera distorções alocativas relevantes, modifica de forma ilegal e ilógica o cálculo do preço, impactando os agentes e gerando insegurança jurídica e instabilidade regulatória.

201. As principais alegações foram as seguintes:

- A alteração efetuada pela CCEE é contrária ao disposto na REN 843/2019;
- Historicamente, a atualização de um FSARH sempre é utilizada na próxima revisão do PMO. Por exemplo, em dezembro de 2020, a mesma Norte Energia declarou o FSARH nº 1.415 e este foi considerado na formação de preço da semana seguinte;
- Tal atitude (inédita até então) abriu precedente para questionamentos relativos à aceitação de qualquer alteração solicitada pelos agentes de geração via FSARH; e

¹⁸ 48513.000605/2021-00 e 48513.001044/2021-00

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 49 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

- O impacto de tal alteração é uma variação da ordem de 80 R\$/MWh no PLD da semana 3 do presente mês, aumentando de forma expressiva o descasamento entre CMO e PLD e, conseqüentemente, os encargos de serviço de sistema (ESS).

202. A **Abeeólica, Abragel e Apine**, por meio da Carta Conjunta¹⁹ 001/2021, de 17 de março de 2021, expuseram o seguinte:

Desde setembro de 2020, o mercado vem acompanhando com atenção a situação hidrológica do Setor Elétrico. Destaque-se a ocorrência de aflúncias entre as mais críticas do histórico de mais de 90 anos e com níveis de armazenamentos muito baixos em novembro e dezembro de 2020, comparáveis aos verificados em 2014.

Diante desse cenário, cumpre observar que o preço do mercado de curto prazo não está refletindo a situação hidrológica adversa, sendo necessário que os modelos computacionais utilizados no planejamento, na programação da operação e no cálculo do preço sejam aperfeiçoados para melhor representar as condições operativas reais, observados os ritos de discussão e antecipação previstos na regulamentação setorial.

A consequência dos preços não refletirem as condições reais de operação é a distorção da percepção de risco dos agentes, inibindo seu comportamento prudente, o que prejudica a eficiência do setor.

(...)

Por fim, importa destacar nosso reconhecimento ao acerto da recente decisão, ainda preliminar da ANEEL, e que precisa ser confirmada pelo regulador, no que diz respeito à observância da Resolução 7/2016 do Conselho Nacional de Política Energética, que estabelece a necessidade de antecedência mínima de 30 dias do PMO para que as alterações nos dados de entrada sejam comunicadas aos agentes do mercado, evitando-se assim que impactem a formação de preços nas semanas imediatamente subsequentes.

203. Na mesma linha, a **ABRADEE, ABRACEEL e ABRACE**, por meio da Carta B24.1.CCO.2021-0031, de 31/03/2021, encaminharam os seguintes comentários:

Como atualmente os preços não estão refletindo os verdadeiros custos de geração, a consequência é o surgimento de valores de encargos vultosos, distorcendo a lógica econômica e a percepção de risco dos agentes, assim inibindo o seu comportamento prudente, o que prejudica sobremaneira a eficiência do setor. De fato, as decisões externas aos modelos, aprovadas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE desde outubro de 2020, resultaram em valores de ESS por garantia energética, em dezembro de 2020 e em janeiro de 2021, de R\$ 1,6 bilhão em cada mês, levando a pagamentos da ordem de R\$ 37/MWh pelos consumidores livres e especiais, imediatamente, e cativos, a seu tempo.

Constata-se, pois, ser fundamental que as diversas condições operativas consideradas pelo ONS para manter o nível de segurança no suprimento sejam incorporadas aos modelos computacionais utilizados por esse e pela CCEE. Dessa forma, o preço do mercado passará a

¹⁹ 48513.007079/2021-00

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 50 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

refletir a disponibilidade dos reservatórios e das demais fontes e a operação para o atendimento à demanda de energia elétrica no país.

Por fim, importa destacar nosso reconhecimento do acerto da recente decisão, ainda preliminar da ANEEL, em prol da antecedência e previsibilidade, que é um marco a ser resguardado pela governança dos modelos, conforme a Resolução nº 7/2016, do Conselho Nacional de Política Energética. É fundamental que essa decisão seja confirmada pelo regulador, para reduzir as incertezas que ainda pairam no mercado pela simples possibilidade de haver nova violação da regra de ouro da Resolução CNPE 07, que diz respeito à necessidade de antecedência mínima de 30 dias do PMO para que alterações nos dados de entrada intempestivas, ou seja, decisões de última hora, sejam comunicadas aos agentes do mercado, evitando-se assim, que impactem a formação de preços nas semanas imediatamente subsequentes.

204. A **ABRACE**, por meio da Carta²⁰ COR-DIR-050-31032021, de 31/03/2021, adicionou o seguinte:

Esse despacho fora do mérito imputa aos consumidores altos custos que afetam a previsibilidade esperada quando estes firmaram seus contratos de compra de energia. A previsibilidade que se deve buscar no setor elétrico é a do custo final ao consumidor e não somente a do preço praticado no mercado, o PLD. A cadeia de energia tem a responsabilidade de atender aos consumidores finais e não para servir a própria cadeia e seus interesses.

(...)

Diante deste grave cenário, onde a indústria brasileira já foi impactada nos últimos meses com despesas do ESS da ordem de R\$ 1,4 bilhão, suficiente para manutenção de pelo menos 100.000 empregos diretos apenas na atividade industrial, é necessário que ações de curto prazo sejam tomadas para que o modelo consiga refletir, da melhor maneira possível, a realidade do sistema. Em que o preço consiga responder ao cenário hidrológico desfavorável e sirva de balizador para o despacho físico do sistema, incluindo a necessidade do despacho de térmicas para a segurança energética dentro do mérito econômico de custo. Representando todas as informações importantes para a operação do sistema, como níveis mínimos de armazenamento realistas e exequíveis, a verdadeira disponibilidade e oferta das termoelétrica a gás natural, principalmente aquelas a GNL, e as restrições operativas hidráulicas, todas incorporadas aos modelos de otimização.

(...)

Dessa forma, considera-se prudente que sejam realizadas atualizações nos modelos matemáticos, no curto prazo, visando aprimorar os sinais de preços e evitar ainda mais cobrança de encargos dos consumidores, custos estes elevadíssimos até o momento e que colocam em risco a produção de muitas indústrias brasileiras.

205. A Casa dos Ventos, por meio da Carta²¹ CDV2021/089, de 22/04/2021, traz preocupações em relação a deliberações excepcionais do CMSE, citando como exemplo as restrições hidráulicas do rio São Francisco, Jupia e Porto Primavera, principalmente pelos significativos efeitos

²⁰ 48513.008601/2021

²¹ 48513010797/2021-00

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 51 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

no mercado de energia trazendo sugestões no sentido de tornar mais amplo, isonômico e tempestivo, o acesso às informações atinentes àquelas medidas excepcionais acima referidas.

206. Em 13 de agosto de 2021, por meio de carta sem numeração, a **Abeeólica** apresentou requerimento com pedido de medida cautelar²² para que a ANEEL determine ao ONS a consideração das restrições previstas na Resolução ANA nº 81/2021, art. 3º, §1º, e a inserção dos dados de entrada das vazões máximas apenas nos patamares de carga pesada.

207. Posteriormente, a Associação formalizou a desistência do respectivo pedido de cautelar administrativa, e solicitou a remessa dos autos à SRG para que a área técnica, em análise despida de urgência, verifique, no âmbito de sua conveniência e oportunidade, a possibilidade de padronização das condutas a serem seguidas pelo ONS caso sejam estabelecidas, no futuro, restrições semelhantes pelos órgãos competentes. Em especial, deve-se analisar a necessidade e a forma de consideração pelo ONS, em seus modelos computacionais, de limites de armazenamento pré-determinados, fixados pela ANA ou outra autoridade competente, para a adoção de regimes de operação excepcionais.”

208. **O Ministério de Minas e Energia**, por meio do Ofício²³ nº 267/2021/SE-MME, de 7/07/2021, colocou o seguinte:

3. No âmbito das discussões realizadas posteriormente à CP 99/2020, especificamente em relação à alteração dos dados de entrada, parâmetros e algoritmos dos modelos computacionais utilizados na cadeia da operação e formação de preços, e tendo em vista a lacuna de diretrizes relativas à gestão dos dados de entrada advindos das deliberações do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), o tema foi levado pelo MME à CPAMP, com proposição de dispositivo relacionado ao assunto a ser incluído em nova resolução CNPE. No entanto, após debates técnicos e sua apresentação à CPAMP, decidiu-se pela manutenção da governança do tema sob responsabilidade da ANEEL, a exemplo do hoje disposto na Resolução CNPE nº 7/2016, inclusive quanto às alterações advindas de medidas deliberadas pelo CMSE com vistas ao aumento das disponibilidades energéticas.

4. Como resultado, o plenário da CPAMP aprovou, em fevereiro de 2021, proposta de novos normativos, a saber, Resolução CNPE e Portaria MME, que tiveram por objetivo simplificar e aprimorar a governança relativa à CPAMP e suas atividades, cujos resultados, incluindo o Relatório do GT Governança da CPAMP – nº 001-2021 e anexos, estão disponíveis para consulta no site do MME.

5. No entanto, diante da relevância do tema e das discussões realizadas pela própria CPAMP, foi registrado o compromisso de que a ANEEL deverá aprimorar aspectos relacionados à gestão dos dados de entrada, o que deverá ser realizado no âmbito da revisão da Resolução Normativa ANEEL nº 843/2019, em processo participativo a ser conduzido pela Agência, com

²² Processo 48500.004043/2021

²³: 48513.018271/2021

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 52 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

a participação dos demais interessados, inclusive o ONS e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

209. A **Abraceel**, por meio da Carta CT-0072/2021, de 26/10/2021, reconhece os esforços que o ONS vem empenhando para buscar, cada vez mais, transparência das informações, como demonstram o próprio portal SINtegre e a recente área de “Documentos gerais da programação e planejamento da operação”, mas aponta a necessidade de disponibilização imediata no referido portal, mesmo que ainda não conste manifestação da decisão da ANA. Acrescentam que a visibilidade da informação é sempre muito relevante, não apenas no momento da tomada de decisão, mas desde o início das tratativas.

210. Adicionalmente, solicita que os documentos que tenham qualquer relação com a operação e formação de preços tenham acesso irrestrito nos próprios protocolos gerais das instituições.

10- Experiência Internacional

211. Conforme citado por Munhoz²⁴ (2019), a maioria dos mercados de eletricidade no mundo utiliza um sistema de liquidação da energia elétrica denominado sistema de multi-liquidação (*multisettlement system*), com destaque para o sistema duplo de liquidação (*two-settlement system*). O sistema duplo de liquidação considera a liquidação da energia elétrica no mercado de curto prazo em duas etapas: a primeira na etapa de programação e a segunda na etapa de operação em tempo real.

212. De acordo com o trabalho, o mercado de eletricidade brasileiro optou por adotar outra abordagem para a liquidação de energia elétrica. Trata-se de um sistema de liquidação, possivelmente único no mundo, que não encontra amparo na literatura. O mercado no Brasil adota o sistema único e um mecanismo híbrido para a liquidação da eletricidade. A precificação da eletricidade a ser liquidada é realizada na etapa de programação da operação, porém a quantidade de energia elétrica a ser liquidada é a produzida na etapa em tempo real. Em outras palavras, liquidase o mercado pela energia produzida, porém, com o preço resultado da otimização do sistema realizada na etapa de programação da operação.

213. A adoção de mercados competitivos de eletricidade, sejam eles baseados no despacho por custo ou por ofertas de preço, pressupõe (i) a eficiência de curto prazo, com a alocação dos recursos de oferta de menor custo seguindo a ordem de mérito econômico até o maior custo para o atendimento da demanda horária, e (ii) a eficiência alocativa de longo prazo, em que os sinais de preço emitidos no mercado de curto prazo servem de driver para investidores analisarem a viabilidade econômica de se construir uma nova planta. A perturbação desses dois pressupostos

²⁴ Munhoz, F.C. Proposta Regulatória para Aperfeiçoamento do Sistema de Liquidação da Energia Elétrica no Mercado de Curto Prazo, 3º lugar Prêmio SECAP de Energia – 2019. <https://repositorio.enap.gov.br/handle/1/4826>

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 53 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

causa ineficiência e pode, no limite, colocar em xeque a própria existência de um mercado para valoração da energia elétrica.

214. No caso da PJM *Interconnection*²⁵, organização de transmissão regional (RTO) que opera vários mercados atacadistas de eletricidade nos Estados Unidos, grandes volumes de energia são comprados e vendidos, de forma competitiva, em 13 estados e o Distrito de Columbia. O mercado de energia é dividido em mercados do dia seguinte (*Day-ahead Market*) e em tempo real (*Real Time Market*).

215. O *Day-ahead Market* é um mercado "futuro", o que significa que os preços são definidos para a energia que será entregue no dia seguinte. Os preços por hora são calculados com base em ofertas de geradores e lances de consumidores de energia. A PJM combina as ofertas do vendedor de preço mais baixo para o mais caro até que a demanda seja atendida. Quaisquer desvios das quantidades compensadas no mercado diário são liquidadas no mercado em tempo real.

216. O *Real Time Market* atende às necessidades de eletricidade em tempo real (que sempre serão pelo menos um pouco diferentes do dia seguinte previsão). O Mercado em Tempo Real é um mercado à vista, o que significa que a energia é adquirida para entrega imediata. Oferta e demanda são emparelhadas e os preços são calculados a cada cinco minutos para mais de 10.000 pontos de preços diferentes com base nas condições de operação real da rede.

217. A PJM acompanha continuamente as flutuações na geração, carga e transmissão, enviando um sinal eletrônico a cada cinco minutos para os fornecedores saberem qual deve ser sua produção de eletricidade. Se um fornecedor se compromete a operar e segue as instruções de despacho, ele será compensado. Os fornecedores recebem o preço do dia anterior para o que foi programado, e o preço do tempo real para qualquer geração que exceda a quantidade programada. No entanto, se um fornecedor se desviar das instruções da PJM, pode ser cobrada uma penalidade.

218. De acordo com Neves *et al*²⁶ a experiência internacional tem mostrado que um mercado de curto prazo eficiente é condição chave para o desenvolvimento da indústria de eletricidade. É com base em um preço de curto prazo eficiente que é possível introduzir outros mecanismos de mercado nesta indústria, tais como reação da demanda, e a criação de referências de preços para mercados futuros e de opções, dentre outros.

219. No contexto do mercado brasileiro, o preço de curto prazo (CMO/PLD) é utilizado em diversos parâmetros estabelecidos para o planejamento, operação e comercialização no âmbito do MCP, do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL). A Figura a seguir sintetiza as implicações do PLD no mercado e no setor elétrico.

²⁵ Extraído em: <https://learn.pjm.com/-/media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/understanding-the-difference-between-pjms-markets-fact-sheet.ashx>, em 18/10/2021.

²⁶ Neves *et al*. A Adoção do Preço Horário na Operação do Mercado Brasileiro – Questões e Soluções, apresentado no XIV SEPOPE, em Recife-PE, em 2018.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 54 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

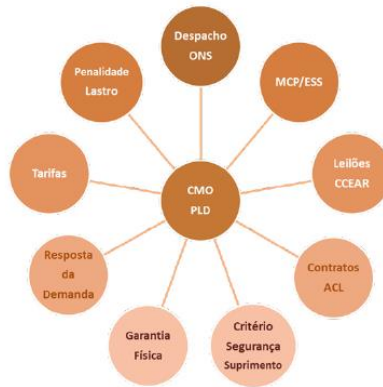


Figura 1 - Abrangência da utilização do Preço de Curto Prazo no Modelo Setorial

Extraída de Neves *et al.* A Adoção do Preço Horário na Operação do Mercado Brasileiro – Questões e Soluções, apresentado no XIV SEPOPE, em Recife-PE, em 2018.

220. Assim, em que pesem as diferenças do mercado brasileiro em relação a outros países, dada a relevância e implicações do CMO/PLD, deve-se buscar nesta avaliação conciliar os objetivos de previsibilidade com as melhores condições possíveis para a adequada otimização dos modelos computacionais, a qual serve de base tanto para a programação da operação, quanto para a formação do PLD.

11- Conclusões

221. Diante do exposto, conclui-se que as principais propostas de alteração estão relacionadas aos seguintes itens:

- (i) Rito regulatório para iniciativas de ajustes/evoluções em novas versões dos modelos de otimização (Capítulo 1)
- (ii) Clareza, previsibilidade e transparência no procedimento de atualização dos dados de entrada do PMO (Capítulo 1);
- (iii) Representação da geração de usinas não simuladas individualmente (Seção II do Capítulo 2);
- (iv) Protocolos de contingência no caso da impossibilidade de publicação do CMO e do PLD (Capítulos 3 e 4); e
- (v) Processo de identificação, correção e publicidade dos erros na formação do PLD (Capítulo 5).

222. Além dessas, algumas adequações do texto da resolução estão sendo propostas na minuta de resolução anexa.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 55 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

12- Acompanhamento e fiscalização

223. Atualmente, existe um processo de contratação, pelo ONS, de auditoria independente dos dados do PMO, regulamentado por meio da Resolução Normativa nº 455/2011.

224. A referida resolução, bem como o escopo dos dados do PMO que são auditados está em fase de revisão junto ao ONS, e está sendo avaliado, inclusive, um novo formato para processo de auditoria, com proposta de novo Submódulo dos Procedimentos de Rede, que tratará da auditoria independente dos dados de entrada do PMO e suas revisões.

225. Assim, poderão ser acompanhados os relatórios de auditoria que atestam a adequação dos dados do PMO ao estabelecido nos Procedimentos de Rede e na regulamentação vigente.

13- Alterações em regulamentos

226. Como está sendo revisada a REN 843, a mesma deverá ser alterada.

227. Posteriormente, no prazo de 90 dias, os Procedimentos de Rede e Regras ou Procedimentos de Comercialização deverão ser alterados, no que couber, para adequação desta revisão.

* O Relatório de AIR 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 F59BFE2F00699759

P. 56 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

14- Prazo para início da vigência

228. De uma forma geral, a norma revisada entrará em vigor a partir da data de sua publicação. Caso seja identificada a necessidade de se estabelecer prazo para implantação de algum ponto específico, será incluído prazo de forma pontual.

(Assinado digitalmente)
PATRÍCIA NÚBIA TAKEI
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
MATEUS MACHADO NEVES
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
BRUNO GOULART DE FREITAS MACHADO
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
RAFAEL COSTA RIBEIRO
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
FELIPE ALVES CALABRIA
Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração Adjunto

De acordo:

(Assinado digitalmente)
ALESSANDRO D'AFONSECA CANTARINO
Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração

* O Relatório de AIR 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 F59BFE2F00699759

ANEXO I: Atualização dos Dados de Entrada para o PMO e Revisões Semanais e Diárias

Submódulos dos Procedimentos de Rede relacionados	Dado de entrada ¹	Origem do Dado	Estudos e Modelos						Comentários ONS
			PLAN, PMO (NEWAVE)		PMO, Revisão Semanal PMO (DECOMP)		Formação do CMO semi-horário (DESSEM)		
			Periodicidade de atualização	Vigência do Dado	Periodicidade de atualização	Vigência do Dado	Periodicidade de atualização	Vigência do Dado	
3.5	Carga global de energia - Dados Previstos (PLAN)	ONS/EPE/CCEE	Quadrimestral	até o 5º ano					
4.4	Carga global de energia - Dados Previstos (PMO)	ONS/CCEE	Mensal	Nos dois primeiros meses	Mensal	até o 2º mês			A diferença é na origem do dado
4.4	Carga global de energia - Dados Previstos (Revisão semanal PMO e Formação do CMO semi-horário)	ONS			Semanal	Até a última semana operativa do 1º mês de estudo	Diária	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada	
3.3; 3.8; 4.3; 4.5	Dados técnicos de aproveitamentos hidroelétricos	Poder Concedente/AN EEL/Agentes	Eventual, a ser atualizado no PMO	até o 5º ano	Eventual, a ser atualizado no PMO	até o 2º mês	Eventual, a ser atualizado no PMO	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada	
2.4; 3.3; 4.3; 4.5	Cronograma de Enchimento do Volume Morto de novos reservatórios	DMSE/Agentes	Mensal	até o 5º ano	Semanal	até o 2º mês	Diária	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada	
2.4	Cronograma de entrada em operação das usinas hidrelétricas	DMSE /ANEEL	Mensal	até o 5º ano	Mensal	até o 2º mês	Diária	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada	<p>NEWAVE: O ONS considera, na simulação do PMO, o mês subsequente à data prevista para entrada em operação definida nas reuniões do DMSE, exceto quando for dia 1º, onde considera-se o mesmo mês na simulação.</p> <p>DECOMP : Na revisão mensal o cronograma no Decomp é compatibilizado com o Newave nos dois meses. Nas revisões semanais são considerados os eventuais despachos de operação comercial (entrada efetiva).</p> <p>DESSEM: Considera somente a entrada efetiva da usina.</p>
4.3; 4.5; 4.7	Restrições operativas hidráulicas	Agentes, ANA, IBAMA	Pode ser atualizado a qualquer momento, respeitada a data de processamento do modelo	até o 5º ano	Pode ser atualizado a qualquer momento, respeitada a data de processamento do modelo	até o 2º mês	Pode ser atualizado a qualquer momento, respeitada a data de processamento do modelo	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada	FSARH
3.3; 4.3; 4.5	Restrições de Geração hidráulica	ANEEL, Agentes, ONS	Mensal	até o 5º ano	Semanal	até o 2º mês	Diária	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada ou validade da restrição	Restrições adicionais que podem não vir como FSARH, incluindo restrição da rede.



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F59BFE2F00699759

P. 2 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

Submódulos dos Procedimentos de Rede relacionados	Dado de entrada ¹	Origem do Dado	Estudos e Modelos						Comentários ONS
			PLAN, PMO (NEWAVE)		PMO, Revisão Semanal PMO (DECOMP)		Formação do CMO semi-horário (DESSEM)		
			Periodicidade de atualização	Vigência do Dado	Periodicidade de atualização	Vigência do Dado	Periodicidade de atualização	Vigência do Dado	
2.4; 3.3; 3.7; 4.3	Volumes de espera por reservatório	Agentes/ONS	Mensal	até o 2º mês e até o 5º ano no PMO JAN	Semanal	até o 2º mês	Diária	1º dia a ser programado	A alteração da periodicidade de atualização no NEWAVE de "Anual" para "Mensal" foi implementada a partir do PMO janeiro/2022. A atualização mensal é considerada quando a informação seja maior ou igual a um mês.
2.4; 3.3; 3.8; 4.3; 4.5;	Taxas de Evaporação	ONS/ ANA/ANEEL	Eventual, a ser atualizado no PMO	até o 5º ano	Eventual, a ser atualizado no PMO	até o 2º mês	Eventual, a ser atualizado no PMO	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada	
2.4; 3.3; 4.6	Afluência do passado recente em Vazões	ONS	Mensal						
3.3; 4.3	Armazenamentos previstos por reservatório para o início do horizonte de estudo	Agentes	Mensal	Início da Simulação	Semanal	Início da Simulação			
2.4; 4.5	Níveis de armazenamento de partida dos reservatórios para o 1º dia da programação	ONS					Diária	1º dia a ser programado	
4.6	Séries históricas de vazões naturais médias mensais	ONS	Anual						
2.4; 4.3; 4.5; 4.6; 4.8	Previsão de vazões naturais	ONS			Semanal	até o 2º mês	Diária	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada	
3.3; 4.3; 4.5; 4.6	Vazões de usos consuntivos da água	ONS/ ANA	Eventual, a ser atualizado no PMO	até o 5º ano	Eventual, a ser atualizado no PMO	até o 2º mês	Eventual, a ser atualizado no PMO	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada	
3.3; 4.2; 4.3; 4.5	Cronograma de manutenção de unidades geradoras das usinas hidroelétricas simuladas individualmente	Agentes/ ANEEL	NEWAVE não considera manutenção individualizada para UHEs, aplica taxas		Semanal	1º mês obrigatório. 2º mês opcional (não utilizado na simulação)	Diária	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada	

* O Relatório de AIR 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 F59BFE2F00699759

P. 3 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

Submódulos dos Procedimentos de Rede relacionados	Dado de entrada ¹	Origem do Dado	Estudos e Modelos						Comentários ONS
			PLAN, PMO (NEWAVE)		PMO, Revisão Semanal PMO (DECOMP)		Formação do CMO semi-horário (DESSEM)		
			Periodicidade de atualização	Vigência do Dado	Periodicidade de atualização	Vigência do Dado	Periodicidade de atualização	Vigência do Dado	
3.3	Atualização da Função de Custo do Déficit	CCEE	Anual	até o 5º ano	Anual	até o 2º mês			
3.3	Penalidades relativas a requisitos hidráulicos	Poder Concedente e ANEEL	Anual	até o 5º ano					
	Curva de Segurança de Aversão ao Risco (VMINOP)	Poder Concedente	Anual	até o 5º ano	Anual	até o 2º mês			
3.3; 4.3	Suprimentos previstos de energia e de demanda Administração Nacional de Electricidad – ANDE, Potência Contratada e Consumo interno da UHE Itaipu 50 Hz	Agente	Mensal	até o 2º mês e até o 5º ano nos PMOs JAN, MAI e SET	Semanal	até o 2º mês			
	Geração mínima na UHE Itaipu 50 Hz	Agente			Mensal	até o 2º mês			
4.3	Nível do canal de fuga da UHE Tucuruí	Agente	Mensal	até o 2º mês	Mensal	até o 2º mês			
4.1;4.5	Reserva de Potência / Áreas de controle	ONS					Diária	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada	
3.3; 4.5	Dados cadastrais das usinas termoeletricas	Agentes/ANEEL/ Poder Concedente/CCEE	Pode ser atualizado a qualquer momento, respeitada a data de processamento do modelo	até o 5º ano					DECOMP: Cadastro de UTE não é representado, diretamente, no DECOMP. Informações são representadas via Disponibilidade (que não pode ser superior à potência de cadastro) DESSEM: informações detalhadas no dado específico "unit commitment "
2.4; 4.5	unit commitment das usinas termoeletricas (cadastrais)	Agentes/ONS					Anual	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada	

* O Relatório de AIR 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 F59BFE2F00699759

P. 4 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

Submódulos dos Procedimentos de Rede relacionados	Dado de entrada ¹	Origem do Dado	Estudos e Modelos						Comentários ONS
			PLAN, PMO (NEWAVE)		PMO, Revisão Semanal PMO (DECOMP)		Formação do CMO semi-horário (DESSEM)		
			Periodicidade de atualização	Vigência do Dado	Periodicidade de atualização	Vigência do Dado	Periodicidade de atualização	Vigência do Dado	
2.4	Cronograma de entrada em operação das usinas termoeletricas	DMSE/ANEEL	Mensal	até o 5º ano	Semanal	até o 2º mês	Diária	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada	NEWAVE: O ONS considera, na simulação do PMO, o mês subsequente à data prevista para entrada em operação definida nas reuniões do DMSE, exceto quando for dia 1º, onde considera-se o mesmo mês na simulação. DECOMP: Na revisão mensal o cronograma no Decomp é compatibilizado com o Newave nos dois meses. Nas revisões semanais são considerados os eventuais despachos de operação comercial (entrada efetiva). DESSEM: Considera somente a entrada efetiva da usina.
2.4	Cronograma de Repotenciação	ANEEL	Pode ser atualizado a qualquer momento, respeitada a data de processamento do modelo	até o 5º ano	Pode ser atualizado a qualquer momento, respeitada a data de processamento do modelo	até o 2º mês	Diária	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada	
3.3	Geração térmica máxima das usinas termoeletricas	Agente	Quadrimestral (a partir do 3º mês)	até o 5º ano nos PMOs JAN, MAI e SET					DECOMP: Geração máxima referente a disponibilidade, informada pelo agente DESSEM: informações detalhadas no dado específico "unit commitment "
4.3	Dados operacionais das usinas termoeletricas (disponibilidade)	ANEEL/Agentes	Mensal (dois primeiros meses)	até o 2º mês	Pode ser atualizado a qualquer momento, respeitada a data de processamento do modelo	até o 2º mês			NEWAVE: Disponibilidade compatibilizada com Decomp para os dois primeiros meses DECOMP: Disponibilidade contempla manutenções.
2.4; 4.5	unit commitment das usinas termoeletricas (rampa de acionamento e desligamento)	Agentes/ONS					Diária	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada ou até nova atualização	No Dessem o tempo de sincronismo está considerado na rampa de acionamento
2.4; 4.5	Alteração de dados de UCT devido a intervenções	Agentes/ONS					Diária	Até a validade da intervenção(SGLs)	Somente DESSEM, visto que se trata de uma restrição que causa necessidade de limitar máquina (máx/mín)

* O Relatório de AIR 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 F59BFE2F00699759

P. 5 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

Submódulos dos Procedimentos de Rede relacionados	Dado de entrada ¹	Origem do Dado	Estudos e Modelos						Comentários ONS
			PLAN, PMO (NEWAVE)		PMO, Revisão Semanal PMO (DECOMP)		Formação do CMO semi-horário (DESSEM)		
			Periodicidade de atualização	Vigência do Dado	Periodicidade de atualização	Vigência do Dado	Periodicidade de atualização	Vigência do Dado	
3.3;4.3	Geração térmica mínima por razões elétricas	ONS	Mensal/Quadrimestral	Mensal até o 2º mês Quadrimestral (a partir do 3º mês) até o 5º ano nos PMOs JAN, MAI e SET	Semanal	até o 2º mês	Diária	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada ou validade da restrição	A alteração da periodicidade de atualização no NEWAVE será implementada a partir do PMO janeiro/2023.
2.4; 3.3; 4.3; 4.5	Inflexibilidades de usina térmica Tipo I e Tipo II-A	Agentes	Mensal/Quadrimestral	Mensal até o 2º mês Quadrimestral (a partir do 3º mês) até o 5º ano nos PMOs JAN, MAI e SET	Semanal	até o 2º mês	Diária	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada	A alteração da periodicidade de atualização no NEWAVE será implementada a partir do PMO janeiro/2023.
4.3	Dados operacionais das usinas termoeletricas movidas a GNL (disponibilidade e inflexibilidade)	ANEEL/Agentes			Semanal	até o 4º mês			
	Geração média predefinida para as usinas termoeletricas submetidas a mecanismos de despacho antecipado (GNL)	ONS	Mensal	até o 2º mês	Semanal	até o 3º mês	Diária	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada	
6.5	Valores apurados de taxas equivalentes de indisponibilidade forçada e de indisponibilidade programada apuradas	ONS	Anual	até o 5º ano	Anual	até o 2º mês			
4.3	Restrições de Geração das usinas termoeletricas	Agentes			Semanal	até o 2º mês	Diária	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada ou validade da restrição	Se trata de uma restrição adicional, não está incluído na disponibilidade

* O Relatório de AIR 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 F59BFE2F00699759

P. 6 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

Submódulos dos Procedimentos de Rede relacionados	Dado de entrada ¹	Origem do Dado	Estudos e Modelos						Comentários ONS
			PLAN, PMO (NEWAVE)		PMO, Revisão Semanal PMO (DECOMP)		Formação do CMO semi-horário (DESSEM)		
			Periodicidade de atualização	Vigência do Dado	Periodicidade de atualização	Vigência do Dado	Periodicidade de atualização	Vigência do Dado	
4.3	CVU de UTEs vendedoras nos Leilões de Energia	CCEE/ Agentes ⁽²⁾	Mensal	até o 5º ano	Mensal ⁽³⁾ Semanal ⁽⁴⁾	até o 2º mês	Diária	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada	
4.3; 4.5	CVU de UTEs não vendedoras nos Leilões de Energia	Poder Concedente/ ANEEL/Agentes ⁽²⁾	Conforme regulação, respeitada a data de processamento do modelo	até o 5º ano	Conforme regulação, respeitada a data de processamento do modelo	até o 2º mês	Conforme regulação, respeitada a data de processamento do modelo	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada	
4.2; 4.3; 4.5	Cronograma de manutenção de unidades geradoras das usinas termoeletricas simuladas individualmente	Agentes	Quadrimestral	obrigatório 1º ano, opcional 2º	Semanal	até o 2º mês	Diária	1º dia da semana operativa	
3.4; 4.1	Limites de geração e fluxos devido a restrições da rede de transmissão, considerando: - a rede completa e a previsão de expansão da transmissão com horizonte de até 5 anos, conforme DMSE - as intervenções em execução ou previstas de longa duração na transmissão (duração >= 30 dias) - a representação específica da rede de transmissão para cada modelo de otimização	ONS	Mensal (dois primeiros meses) / Quadrimestral (a partir do 3º mês) ⁽⁵⁾	até o 2º mês / até o 5º ano nos PMOs JAN, MAI e SET	Mensal ⁽⁵⁾ / Semanal (em caso de antecipação de entrada em operação de obra) ⁽⁶⁾	até o 2º mês	Diária	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada	ONS entende que a alteração de atualização, em caso de antecipação de obra, pode ser implementada a partir do PMO seguinte à conclusão do processo de revisão da REN 843/2019.
2.4; 4.1	Limites de geração e fluxos devido à restrições da rede de transmissão considerando: - as intervenções em execução ou com previsão de aprovação na transmissão com duração < 30 dias - a representação específica da rede de transmissão para cada modelo de otimização	ONS			Semanal	até a 1ª semana	Diária	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada	

* O Relatório de AIR 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 F59BFE2F00699759

P. 7 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

Submódulos dos Procedimentos de Rede relacionados	Dado de entrada ¹	Origem do Dado	Estudos e Modelos						Comentários ONS
			PLAN, PMO (NEWAVE)		PMO, Revisão Semanal PMO (DECOMP)		Formação do CMO semi-horário (DESSEM)		
			Periodicidade de atualização	Vigência do Dado	Periodicidade de atualização	Vigência do Dado	Periodicidade de atualização	Vigência do Dado	
2.4;4.1;4.5	Rede Elétrica interna dos subsistemas	ONS					Diária	1º dia da semana operativa. Em casos que seja possível representar de forma simplificada, para os demais dias	
	Limites de geração e de fluxos na rede elétrica interna dos subsistemas devido a intervenções	ONS					Diária	Para o 1º dia da programação da semana operativa	Não considera SGI grandes troncos
	Atualização de Montantes e fatores de Usinas Não Simuladas Individualmente (Carta enviada pelo ONS, resposta até 15-03)	CCEE	Anual	até o 5º ano					
	Cronograma de entrada em operação de usinas não simuladas individualmente	DMSE / ANEEL	Mensal	até o 5º ano					
4.2	Geração das Usinas Não Simuladas Individualmente	ONS	Mensal	até o 5º ano	Mensal	até o 2º mês			
2.4;4.5	Geração de usinas não simuladas individualmente que tem injeção de energia na rede elétrica (PCH/PCT)	ONS					Diária	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada	
2.4; 4.5	Previsão de Geração eólica e solar não simuladas	ONS					Diária	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada	
3.3	Taxa de desconto a ser utilizada nos modelos para cálculo do valor presente dos custos	Poder Concedente e ANEEL	Anual	até o 5º ano	Anual	até o 2º mês			

* O Relatório de AIR 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 F59BFE2F00699759

P. 8 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

Legendas da Tabela:

- (1) Dados que puderem ser incorporados nos modelos, respeitando suas especificidades. A incorporação dos dados nos modelos respeita a vigência do dado, o horizonte dos modelos, bem como a data de processamento de cada modelo**
- (2) Os Agentes podem declarar CVU inferiores aos valores aprovados pela ANEEL ou atualizados pela CCEE a serem utilizados apenas no 1º mês.**
- (3) Valores calculados até o dia 17 do mês anterior para consideração no PMO. Valores atualizados até o 4º dia útil do mês do PMO serão considerados na revisão semanal subsequente.**
- (4) Valores declarados pelos agentes podem ser revistos semanalmente e serão considerados desde que inferiores aos valores calculados pela CCEE para o mês corrente.**
- (5) Para o NEWAVE e DECOMP, os limites impactados pela expansão da transmissão são aplicados no mês subsequente à data de previsão do DMSE, exceto quando a previsão é para o primeiro dia do mês, quando os limites são aplicados no próprio mês.**
- (6) Durante o 1º mês do DECOMP, caso ocorra a entrada em operação de empreendimento da transmissão que altere os limites, na revisão semanal seguinte, as alterações de limites serão aplicadas no DECOMP na semana operativa seguinte em diante a partir das informações prévias dos limites atualizadas mensalmente.**

* O Relatório de AIR 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 F59BFE2F00699759

Anexo II: Comparação entre a implementação de dados de entrada para formação do CMO (pelo ONS) e para a formação do PLD (pela CCEE) - entre janeiro/2021 e setembro/2021

PMO	Restrições Hidráulicas	Vigência das Restrições Hidráulicas	Modeladas pelo ONS para formação do CMO?	Modeladas pela CCEE para formação do PLD?
PMO janeiro/2021	Ofício IBAMA nº 1/2021/DILIC. O agente Norte Energia apresentou ao ONS o Formulário de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica (FSARH) nº 1480-2021, declarando a nova defluência mínima de 3.100 m³/s para a usina hidrelétrica Pimental .	5 a 31 de janeiro de 2021	Sim	Não
PMO fevereiro/2021	Ofício IBAMA nº 1/2021/DILIC O agente Norte Energia apresentou ao ONS o Formulário de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica (FSARH) nº 1480-2021, declarando a nova defluência mínima de 10.900 m³/s para a usina hidrelétrica Pimental .	1 a 7 de fevereiro de 2021	Sim	Não
PMO março/2021	Resolução ANA 63/2021 de 12 de fevereiro de 2021: UHE Furnas: Armazenamento \geq 56% do VU (Faixa de Operação Normal) à a máxima vazão defluente média semanal será de 500 m³/s Armazenamento < 56% do VU (Faixa de Operação de Atenção) à a máxima vazão defluente média semanal será de 400 m³/s . UHE Mascarenhas de Moraes: Armazenamento \geq 71% do VU (Faixa de Operação Normal) à a máxima vazão defluente média semanal será de 500 m³/s . Armazenamento < 71% do VU (Faixa de Operação de Atenção) à a máxima vazão defluente média diária deverá ser inferior à vazão afluyente média diária verificada no dia anterior, limitada a 370 m³/s .	Até 31 de maio de 2021	Sim	Não
PMO março/2021	Defluência das UHEs Jupia e Porto Primavera Ofício ANA 4/2021/AH-VS/ANA, de 23 de fevereiro de 2021. UHE Porto Primavera: Redução de 4.600 m ³ /s para 4.300 m³/s da vazão defluente mínima. UHE Jupia: Redução de 4.000 m ³ /s para 3.700 m³/s da vazão defluente mínima.	Até 31 de maio de 2021	Sim	Não
PMO março/2021	Resolução ANA 65/2021, de 03 de março de 2021 UHE Serra da Mesa: Redução da descarga mínima do reservatório da Usina Hidrelétrica – UHE de Serra da Mesa de 300 m ³ /s para 100 m³/s , em termos de média diária.	Até 31 de maio de 2021	Sim	Não



P. 2 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

PMO abril/2021	<p>Resolução ANA 63/2021 de 12 de fevereiro de 2021</p> <p>UHE Furnas: Armazenamento \geq 56% do VU (Faixa de Operação Normal) \rightarrow a máxima vazão defluente média semanal será de 500 m³/s Armazenamento $<$ 56% do VU (Faixa de Operação de Atenção) \rightarrow a máxima vazão defluente média semanal será de 400 m³/s</p> <p>UHE Mascarenhas de Moraes: Armazenamento \geq 71% do VU (Faixa de Operação Normal) \rightarrow a máxima vazão defluente média semanal será de 500 m³/s. Armazenamento $<$ 71% do VU (Faixa de Operação de Atenção) \rightarrow a máxima vazão defluente média diária deverá ser inferior à vazão afluyente média diária verificada no dia anterior, limitada a 370 m³/s.</p>	Até 31 de maio de 2021	Sim	Sim
PMO abril/2021	<p>- UHE Porto Primavera: Redução de 4.600 m³/s para 4.300 m³/s da vazão defluente mínima</p> <p>- UHE Jupia: Redução de 4.000 m³/s para 3.700 m³/s da vazão defluente mínima</p>	Até 31 de maio de 2021	Sim	Sim
PMO abril/2021	<p>Resolução ANA 65/2021, de 03 de março de 2021</p> <p>UHE Serra da Mesa: Redução da descarga mínima do reservatório da Usina Hidrelétrica – UHE de Serra da Mesa de 300 m³/s para 100 m³/s, em termos de média diária.</p>	Até 31 de maio de 2021.	Sim	Não
PMO maio/2021	<p>Resolução ANA 65/2021, de 03 de março de 2021</p> <p>UHE Serra da Mesa: Redução da descarga mínima do reservatório da Usina Hidrelétrica –UHE de Serra da Mesa de 300 m³/s para 100 m³/s, em termos de média diária.</p>	Até 31 de maio de 2021.	Sim	Sim
PMO maio/2021	<p>UHE Porto Primavera: Redução de 4.600 m³/s para 4.300 m³/s da vazão defluente mínima.</p> <p>UHE Jupia: Redução de 4.000 m³/s para 3.700 m³/s da vazão defluente.</p>	<p>Vigência anterior destas restrições: até 31 de maio de 2021</p> <p>Fato Novo: extensões de vigência até 31 de outubro de 2021 (FSARHs1616 e 1621/2021)</p>	Sim	<p>Não</p> <p>Jupia: 3.700 (maio) 4.000 (junho em diante)</p> <p>Porto Primavera: 4.300 (maio)</p>

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 3 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

				4.600 (junho em diante)
PMO maio/2021	<p>Resolução ANA 63/2021 de 12 de fevereiro de 2021</p> <p>- UHE Furnas: Armazenamento \geq 56% do VU (Faixa de Operação Normal) \rightarrow a máxima vazão defluente média semanal será de 500 m³/s Armazenamento $<$ 56% do VU (Faixa de Operação de Atenção) \rightarrow a máxima vazão defluente média semanal será de 400 m³/s</p> <p>UHE Mascarenhas de Moraes: Armazenamento \geq 71% do VU (Faixa de Operação Normal) \rightarrow a máxima vazão defluente média semanal será de 500 m³/s. Armazenamento $<$ 71% do VU (Faixa de Operação de Atenção) \rightarrow a máxima vazão defluente média diária deverá ser inferior à vazão afluente média diária verificada no dia anterior, limitada a 370 m³/s.</p>	Até 31 de maio de 2021	Sim	Sim
PMO junho/2021	Resolução ANA 76/2021, de 24/5/2021 Autorizar, até 31/12/2021, a redução da descarga mínima do reservatório da Usina Hidrelétrica Caconde , de 32 m ³ /s para 10m³/s , e do reservatório da Usina Hidrelétrica Limoeiro , de 19 m ³ /s para 13 m³/s	Até 31 de dezembro de 2021	Sim	Não
PMO junho/2021	<p>FSARHs1820 e 1821/2021 (Despacho IBAMA nº 9927227/2021-CGTEF/DILIC)</p> <p>UHE Porto Primavera: redução de 4.300 m³/s para 3.900 m³/s da vazão defluente mínima.</p> <p>UHE Jupia: redução de 3.700 m³/s para 3.300 m³/s da vazão defluente mínima.</p>	Até 31 de outubro de 2021	Sim	Não Jupia 3.700 (jun-out) 4.000 (nov em diante) Porto Primavera 4.300 (jun-out) 4.600 (nov em diante)
PMO julho/2021	Resolução ANA 76/2021, de 24/5/2021 Autorizar, até 31/12/2021, a redução da descarga mínima do reservatório da Usina Hidrelétrica Caconde , de 32 m ³ /s para 10m³/s , e do reservatório da Usina Hidrelétrica Limoeiro , de 19 m ³ /s para 13 m³/s	Até 31 de dezembro de 2021	Sim	Não
PMO julho/2021	Resolução ANA 80/2021 de 14 de junho de 2021 UHE Furnas: operação acima da cota mínima de 754,18 m (equivalente a 36,22% da sua capacidade máxima normal de acumulação e a 15,0% de seu volume útil)	até 30 de novembro de 2021	Sim	Não

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 4 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

	UHE Mascarenhas de Moraes: operação acima da cota mínima de 655,57 m (equivalente a 47,38% da sua capacidade máxima normal de acumulação e a 15,0% de seu volume útil).			
PMO julho/2021	Despacho IBAMA nº 10110358/2021-CGTEF/DILIC (07/jun/2021); Ofício ANA Nº 99/2021/AA-CD/ANA (07/jun/2021); Portaria MME Nº 524 (11/jun/2021) UHE Porto Primavera: Redução de 3.900 m³/s para 2.700 m³/s da vazão defluente mínima. UHE Jupia: Redução de 3.300 m³/s para 2.300 m³/s da vazão defluente mínima.	Até 31 de outubro de 2021.	Sim	Não
PMO julho/2021	Resolução ANA 84/2021 de 18 de junho de 2021 Operação excepcional devendo ser mantido o nível operativo da UHE Ilha Solteira igual ao superior a 325,0 m .	Até 6 de agosto de 2021.	Sim	Não
PMO julho/2021	Resolução ANA 81/2021 de 14 de junho de 2021 Troca de faixa de operação Normal para a de Atenção em junho e julho de 2021 quando o reservatório de Sobradinho atingir volume útil inferior a 60%, podendo ser praticada a defluência mínima de 800 m³/s na UHE Xingó sem necessidade de aguardar o 1º dia útil do mês seguinte Elevação de 1.000 m³/s para 1.500 m³/s da vazão defluente máxima para o mês de setembro de 2021 se estiver na faixa de atenção (%VU Sobradinho < 60%); Elevação de 1.000 m³/s para 2.500 m³/s da vazão defluente máxima para os meses de outubro e novembro de 2021 se estiver na faixa de atenção (%VU Sobradinho < 60%).	Até 30 de novembro de 2021 ou quando o reservatório de Sobradinho atingir volume útil inferior a 40%	Sim	Não
PMO julho/2021	FSARH 1965 – UHE Belo Monte Consideração de 1.300 m³/s de defluência de Pimental para o mês de julho.	Julho/2021	Sim	Não
PMO agosto/2021	Resolução ANA 76/2021, de 24/5/2021 Autorizar, até 31/12/2021, a redução da descarga mínima do reservatório da Usina Hidrelétrica Caconde , de 32 m³/s para 10m³/s , e do reservatório da Usina Hidrelétrica Limoeiro , de 19 m³/s para 13 m³/s	Até 31/12/2021	Sim	Sim
PMO agosto/2021	Resolução ANA 80/2021 de 14 de junho de 2021 Furnas: operação acima da cota mínima de 754,18 m (equivalente a 36,22% da sua capacidade máxima normal de acumulação e a 15,0% de seu volume útil) Mascarenhas de Moraes: operação acima da cota mínima de 655,57 m (equivalente a 47,38% da sua	Até 30 de novembro de 2021	Sim	Sim

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 5 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

	capacidade máxima normal de acumulação e a 15,0% de seu volume útil)																	
PMO ago/2021	<p>Despacho IBAMA nº 10110358/2021-CGTEF/DILIC (07/jun/2021); Ofício ANA Nº 99/2021/AA-CD/ANA (07/jun/2021); Portaria MME Nº 524 (11/jun/2021)</p> <p>UHE Porto Primavera: Redução de 3.900 m³/s para 2.700 m³/s da vazão defluente mínima.</p> <p>UHE Jupia: Redução de 3.300 m³/s para 2.300 m³/s da vazão defluente mínima.</p>	Até 31 de outubro de 2021.	Sim	Sim														
PMO ago/2021	<p>Informes Técnicos –Decisões da CREG em 08 de julho de 2021 para UHEs Ilha Solteira e Três Irmãos:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Período</th> <th>Cota mínima (m) nas UHE Ilha Solteira e Três Irmãos</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>03 a 16/07/2021</td> <td>325,20 m</td> </tr> <tr> <td>17 a 23/07/2021</td> <td>325,10 m</td> </tr> <tr> <td>24/07 a 06/08/2021</td> <td>325,00 m</td> </tr> <tr> <td>07 a 13/08/2021</td> <td>324,80 m</td> </tr> <tr> <td>14 a 20/08/2021</td> <td>324,60 m</td> </tr> <tr> <td>21 a 27/08/2021</td> <td>324,40 m</td> </tr> </tbody> </table>	Período	Cota mínima (m) nas UHE Ilha Solteira e Três Irmãos	03 a 16/07/2021	325,20 m	17 a 23/07/2021	325,10 m	24/07 a 06/08/2021	325,00 m	07 a 13/08/2021	324,80 m	14 a 20/08/2021	324,60 m	21 a 27/08/2021	324,40 m	<p>•FSARH 2029 Ilha Solteira: Manutenção da cota de 324,4m até 30/09</p> <p>•FSARH 2030 Três Irmãos Manutenção da cota de 324,4m até 1/10</p>	Sim	Não
Período	Cota mínima (m) nas UHE Ilha Solteira e Três Irmãos																	
03 a 16/07/2021	325,20 m																	
17 a 23/07/2021	325,10 m																	
24/07 a 06/08/2021	325,00 m																	
07 a 13/08/2021	324,80 m																	
14 a 20/08/2021	324,60 m																	
21 a 27/08/2021	324,40 m																	
PMO ago/2021	<p>Alteração de critério de segurança elétrica (de N-2 para N-1). Autorização excepcional do CMSE, em 04/08</p>	Até 30 de novembro de 2021.	Sim	Não														
PMO set/2021	<p>Informes Técnicos –Decisões da CREG em 05 de agosto de 2021:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>PERÍODO</th> <th>Cota mínima (m) nas UHE Ilha Solteira e Três Irmãos</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Agosto (28 a 31/08/2021)</td> <td>324,20 m</td> </tr> <tr> <td>Setembro (1º a 30/09/2021)</td> <td>323,00 m</td> </tr> </tbody> </table>	PERÍODO	Cota mínima (m) nas UHE Ilha Solteira e Três Irmãos	Agosto (28 a 31/08/2021)	324,20 m	Setembro (1º a 30/09/2021)	323,00 m	<p>FSARH 2137 (25/08/2021) ☑Ilha Solteira: •Manutenção da cota de 323,0m em outubro</p> <p>•FSARH 2128 (25/08/2021) ☑Três Irmãos •Manutenção da cota de 323,0m em outubro.</p>	Sim	Não								
PERÍODO	Cota mínima (m) nas UHE Ilha Solteira e Três Irmãos																	
Agosto (28 a 31/08/2021)	324,20 m																	
Setembro (1º a 30/09/2021)	323,00 m																	
PMO set/21	<p>UHE Porto Primavera: •FSARH 2.135 (25/08/2021): 3.900 m³/s de vazão defluente mínima a partir de 26 de agosto de 2021 até 31 de outubro de 2021</p> <p>UHE Jupia: •Finalização da FSARH 1.901 (2.300 m³/s) no dia 25/06/2021</p> <p>•Consideração da FSARH 212/2018 (4.000 m³/s) de vazão defluente mínima conforme avaliação do agente em resposta a carta CTA-ONS DOP/PR 1783/2021 enviada pelo ONS no dia 25 de agosto de 2021.</p>	Até 31 de outubro de 2021.	Sim	Não														

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 6 do RELATÓRIO DE AIR Nº 001/2022, de 23/06/2022

ANEXO III: RELATÓRIO DA CCEE

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Documento assinado digitalmente por **Rafael Costa Ribeiro, Coordenador(a) da Integração Entre Produção e Comercialização de Energia**, em 24/06/2022 às 11:46; **Bruno Goulart de Freitas Machado, Coordenador(a) de Modelagem Matemática e Programas Computacionais**, em 24/06/2022 às 10:03; **Felipe Alves Calabria, Superintendente Adjunto(a) de Regulação Dos Serviços de Geração**, em 24/06/2022 às 09:39; **Alessandro d Afonseca Cantarino, Superintendente**, em 24/06/2022 às 09:37; **Mateus Machado Neves, Coordenador(a) da Gestão de Outorgas de Geração**, em 24/06/2022 às 09:06; **Patricia Nubia Takei, Especialista em Regulação**, em 24/06/2022 às 08:40

Relatório de Análise de Impactos - REN nº 843/2019

Gerência/área: GERCP/GREG
GEPME/GPRE

Índice

1. Contextualização e Objetivo.....	3
2. Abordagem	3
3. Período da Análise.....	3
4. Análise dos resultados.....	6
4.1. Análise Dezembro/20	6
4.1.1. PLD (Preços).....	6
4.1.1.1. Premissas das simulações.....	6
4.1.1.2. Resultados	8
4.1.2. Contabilização – Resultados Gerais.....	9
4.1.3. Contabilização – Resultados individualizados	11
4.1.4. Exposição dos Consumidores Livres e Especiais.....	12
4.1.5. Distribuidoras – Parcelas da Contabilização do MCP	13
4.1.6. Distribuidoras – Balanço Energético	14
4.1.7. Repactuação do Risco Hidrológico	15
4.1.8. Encargos e Custo de Descolamento	16
4.1.9. Excedente Financeiro – Surplus.....	17
4.2. Análise Janeiro/21	18
4.2.1. PLD (preços).....	18
4.2.1.1. Premissas das simulações.....	18
4.2.1.2. Resultados	19
4.2.2. Contabilização – Resultados Gerais.....	20
4.2.3. Contabilização – Resultados individualizados	21
4.2.4. Exposição dos Consumidores Livres e Especiais.....	23
4.2.5. Distribuidoras – Parcelas da Contabilização do MCP	24
4.2.6. Distribuidoras – Balanço Energético	24
4.2.7. Repactuação do Risco Hidrológico	26
4.2.8. Encargos e Custo de Descolamento	27
4.2.9. Excedente Financeiro – Surplus.....	29
4.3. Análise Junho/21	29
4.3.1. PLD (preços).....	29
4.3.1.1. Premissas das simulações.....	30

4.3.1.2.	Resultados	32
4.3.2.	Contabilização – Resultados Globais	34
4.3.3.	Contabilização – Resultados Individuais.....	35
4.3.4.	Exposição dos Consumidores Livres e Especiais.....	37
4.3.5.	Distribuidoras – Parcelas da Contabilização do MCP	38
4.3.6.	Distribuidoras – Balanço Energético	38
4.3.7.	Repactuação do Risco Hidrológico	40
4.3.8.	Encargos e Custo de Descolamento	41
4.3.9.	Excedente Financeiro – Surplus.....	42
5.	Considerações finais.....	43

1. Contextualização e Objetivo

Este relatório tem por finalidade contribuir na elaboração de Análise de Impacto Regulatório – AIR a ser conduzido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para identificar possíveis aprimoramentos, adequação e revisão da Resolução Normativa nº 843/19 no que tange a previsibilidade dos dados de entrada sem calendário predefinido, que tem a necessidade de comunicação não inferior a um mês do Programa Mensal da Operação – PMO em que serão implementadas, conforme preconizado na antiga Resolução nº 7, de 14 de dezembro de 2016, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e que foi substituída pela publicação da Resolução CNPE nº 22, de 5 de outubro de 2021.

Nesta nova resolução fica explícita a diferença de representação para a política operativa e a formação de preço, sendo fundamental que os dados de entrada que não possuam calendário predefinido e, portanto, passíveis de previsibilidade sejam mais detalhados na revisão da Resolução Normativa nº 843/19. Portanto, esse material apresenta as diferenças de resultado tanto no Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, quanto nos impactos da contabilização, quando considerada ou não a previsibilidade não inferior a um mês do PMO para a formação do preço em relação a dados de entrada indicadas por decisão administrativa de órgãos ou instituições internas ou externas ao setor elétrico.

2. Abordagem

A metodologia utilizada para realização das análises foi a comparativa. Foram selecionados alguns meses no histórico, entre os anos de 2020 e 2021, nos quais foram comparados os efeitos ocasionados pela inclusão, ou retirada, dos parâmetros de previsibilidade nos modelos de preço, considerando como premissas:

- i) Para o mês selecionado de 2020 foi considerado como referência o processamento da contabilização, sendo utilizado o cálculo do PLD patamarizado, mas com apuração da contabilização horária;
- ii) Para os meses selecionados de 2021 foram consideradas tanto as contabilizações quanto o cálculo de PLD em base horária.
- iii) Manutenção dos parâmetros de consumo, geração, despacho e contratos;
- iv) Alteração apenas do PLD, conforme cenário de Previsibilidade.

3. Período da Análise

Para a definição do período de simulação foram reprocessados primeiramente apenas os modelos computacionais NEWAVE e DECOMP vigente em cada um dos meses para o período de dezembro de 2020 a setembro de 2021, sendo observado o comportamento para aqueles meses que apresentavam maiores impactos dentre a consideração ou não da previsibilidade preconizada na até então vigente Resolução nº 7, de 14 de dezembro de 2016, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e que foi substituída pela publicação da Resolução CNPE nº 22, de 5 de outubro de 2021.

Apesar de que em janeiro de 2021, os valores de PLD passaram a serem calculados em base horária considerando o modelo DESSEM, é possível analisar o comportamento esperado em cada um dos meses considerando apenas o cálculo da FCF do modelo DECOMP.

Do Gráfico 1 ao Gráfico 7 são apresentados os valores da FCF do modelo DECOMP para o período de dezembro/2020 a setembro de 2021 para cada um dos submercados, no qual a Alternativa 1 consiste na não consideração da previsibilidade preconizada na então vigente Resolução CNPE nº 07/2016 e a Alternativa 3 consiste na sua consideração, e que vem sendo aplicada pela CCEE desde o mês de janeiro/2021.

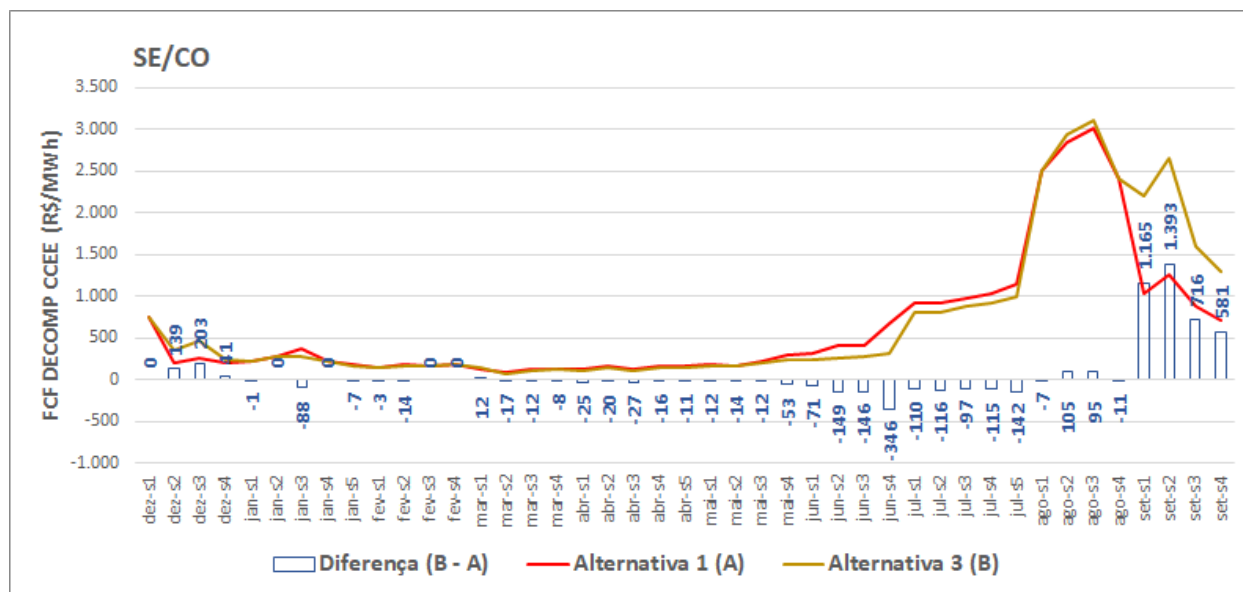


Gráfico 1 - Simulação do Impacto das Alternativas de Previsibilidade referente a CNPE 07 no CMO (CCEE) considerando apenas as simulações dos modelos NEWAVE e DECOMP para o período de dez/2020 a setembro de 2021 – Submercado Sudeste/Centro-Oeste

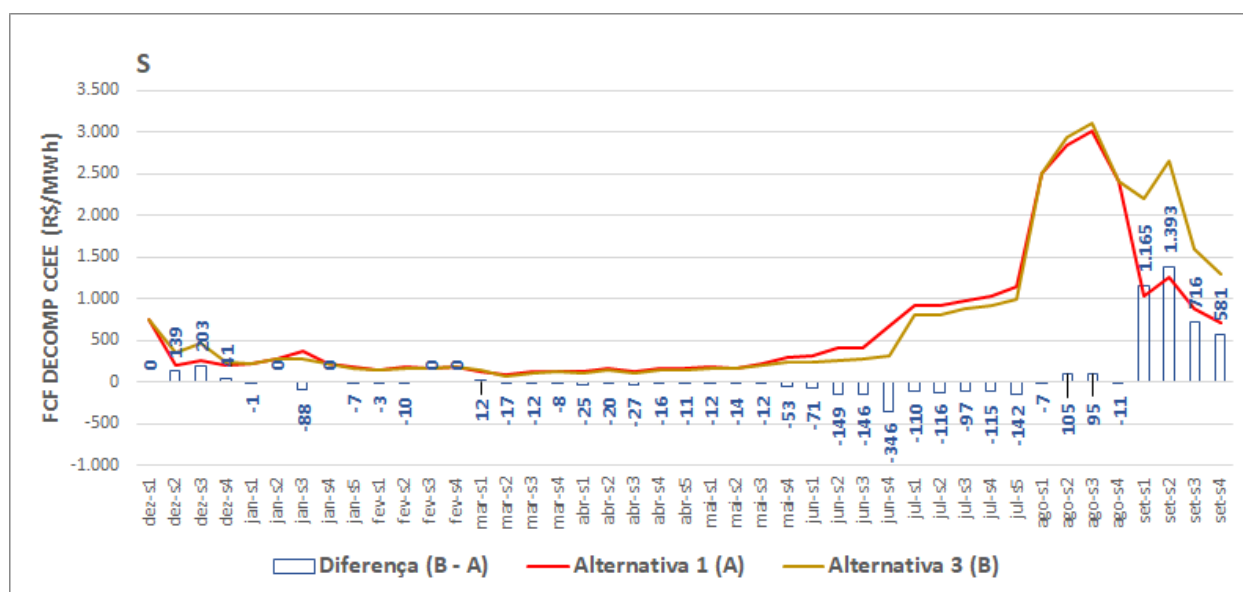


Gráfico 2 - Simulação do Impacto das Alternativas de Previsibilidade referente a CNPE 07 no CMO (CCEE) considerando apenas as simulações dos modelos NEWAVE e DECOMP para o período de dez/2020 a setembro de 2021 – Submercado Sul

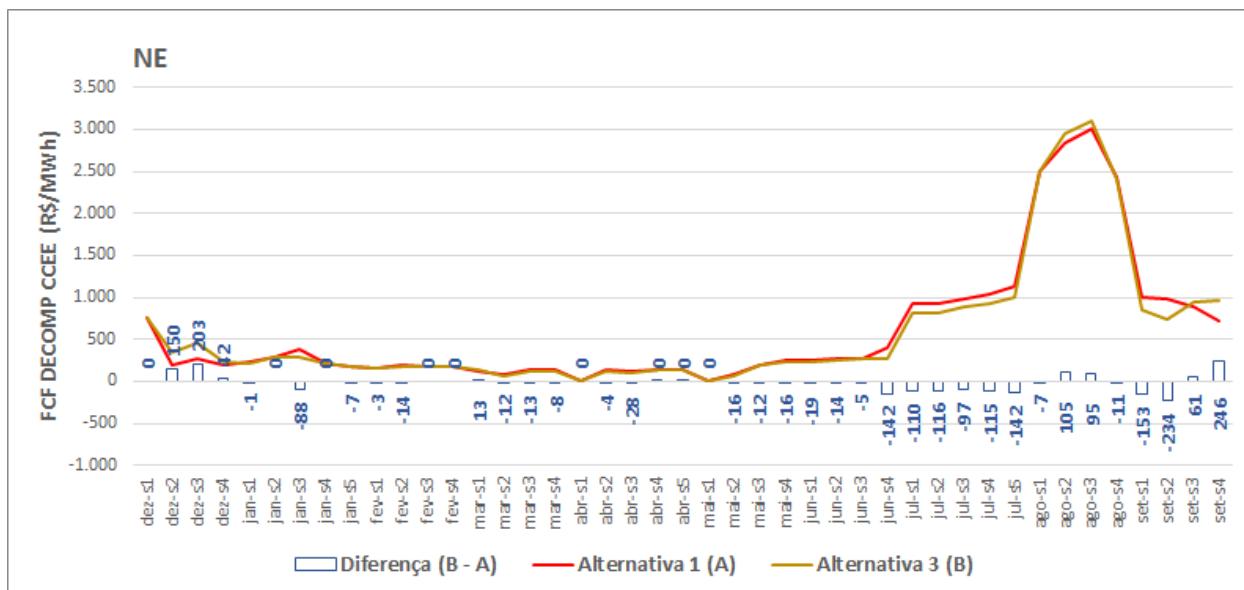


Gráfico 3 - Simulação do Impacto das Alternativas de Previsibilidade referente a CNPE 07 no CMO (CCEE) considerando apenas as simulações dos modelos NEWAVE e DECOMP para o período de dez/2020 a setembro de 2021 – Submercado Nordeste

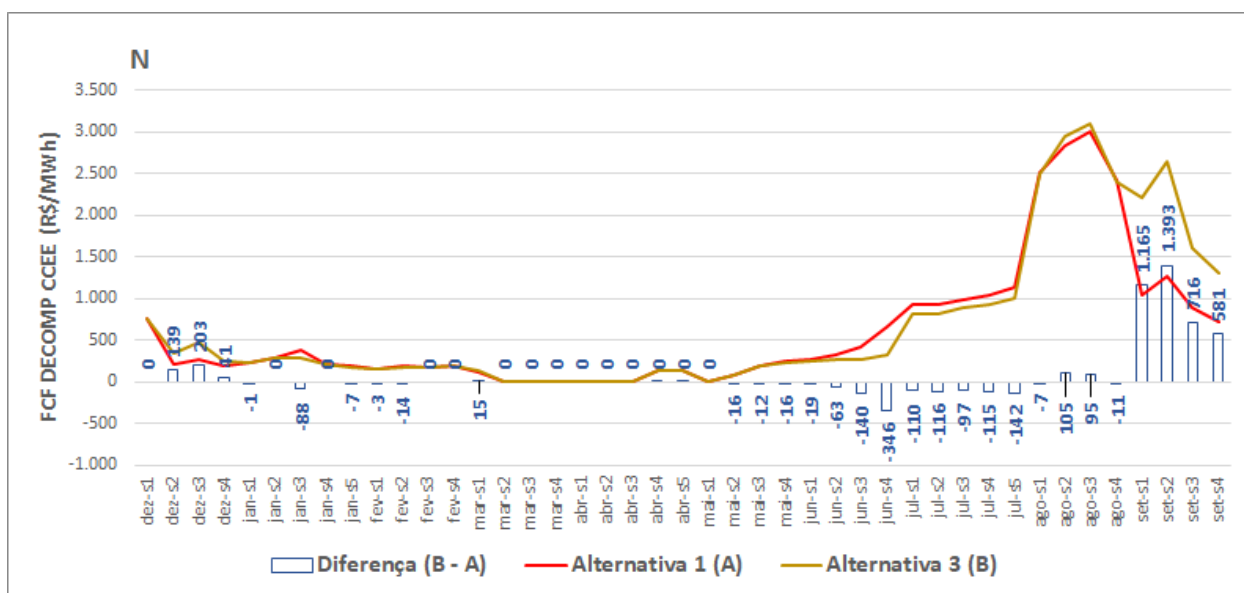


Gráfico 4 - Simulação do Impacto das Alternativas de Previsibilidade referente a CNPE 07 no CMO (CCEE) considerando apenas as simulações dos modelos NEWAVE e DECOMP para o período de dez/2020 a setembro de 2021 – Submercado Norte

Observa-se no Gráfico 1 que os meses que apresentaram maiores variações em relação a FCF do modelo DECOMP foram os meses de dezembro de 2020, janeiro e junho de 2021, sendo que o primeiro mês mencionado apresenta comportamento distinto aos dos outros dois meses. Isso se caracteriza pelo fato de a aplicação da previsibilidade não estar diretamente associada a um viés de elevação ou redução do comportamento do preço, mas sim, tem o intuito de permitir uma maior segurança aos agentes de mercado. Sendo o comportamento de elevação e redução do preço mais associado a natureza da restrição alterada.

Portanto, como o intuito da escolha dentre os meses do período de análise é observar possíveis impactos nas contabilizações, optou-se pela escolha dos meses que apresentaram maiores diferenças entre os valores da FCF do modelo DECOMP. Além disso, levou-se em conta a existência de descolamento

entre submercados e que serão apresentados na análise dos meses selecionados. Desta forma, os meses selecionados para análise foram os meses de dezembro/2020, janeiro e junho de 2021 e cujos resultados de PLD e impactos na contabilização serão apresentados nos próximos itens.

4. Análise dos resultados

Será analisado os principais resultados observados na contabilização, sempre comparando os resultados oficiais com os simulados, sendo destacados os seguintes itens:

- Resultado geral da contabilização;
- Exposição dos Consumidores;
- Distribuidoras;
- GSF;
- Surplus;
- Encargos.

4.1. Análise Dezembro/20

Para o mês de dezembro a metodologia vigente era sem parâmetros de previsibilidade (Alternativa 1), e, portanto, a simulação foi configurada para considerar os parâmetros de previsibilidade (Alternativa 3) nos modelos.

4.1.1. PLD (Preços)

Nesta seção, é apresentado o comportamento do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) avaliando os impactos associados as alternativas de aplicação ou não da previsibilidade preconizada na até então vigente Resolução nº 7, de 14 de dezembro de 2016, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e que foi substituída pela publicação da Resolução CNPE nº 22, de 5 de outubro de 2021.

São apresentados os resultados para as simulações de duas alternativas para a consideração da resolução para o mês de dezembro/2020: casos sem previsibilidade (Alternativa 1); e os casos com previsibilidade (Alternativa 3), ou seja, não seguindo a resolução.

4.1.1.1. Premissas das simulações

Uma vez que o cálculo do PLD era realizado em base semanal, as simulações foram realizadas considerando a simulação dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP utilizados na época, versões 27 e 30.1, respectivamente.

Em relação as restrições enquadradas na previsibilidade não inferior a um mês definida na até então vigente Resolução CNPE nº 07/2016 para o cálculo do PLD, em relação ao mês de dezembro/2020, foram consideradas as seguintes restrições hidrelétricas:

A. Defluência Mínima da UHE Pimental (Hidrograma de Belo Monte):

No dia 01/12/2020, o agente Norte Energia declarou o Formulário de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica (FSARH) nº 1415-2020, declarando a nova defluência mínima de 1.200 m³/s para a usina hidrelétrica Pimental associada ao cumprimento do Ofício IBAMA nº 212/2020/DILIC.

- Período de vigência: de 1º a 31 de dezembro de 2020.
- Valores utilizados nas simulações:
 - Alternativa 1: manutenção da defluência mínima de 900 m³/s previamente conhecida;
 - Alternativa 3: alteração para a nova defluência mínima de 1.200 m³/s conforme declaração do agente.

B. Defluências Máximas das UHEs Três Marias e Xingó:

No dia 03/12/2020, a ANA emitiu a Resolução nº 51/2020, no qual autorizou a operação excepcional do reservatório da usina hidrelétrica de Três Marias e Xingó com vazão média máxima mensal de até 750 m³/s e 2.750 m³/s, respectivamente.

- Período de vigência: de 3 a 31 de dezembro de 2020.
- Valores utilizados nas simulações:
 - Alternativa 1: manutenção das defluências máximas de 400 m³/s e 1.300 m³/s, previamente conhecidas e em acordo com a Resolução ANA nº 2.081/2017;
 - Alternativa 3: alteração para as novas defluências máximas de 750 m³/s e 2.750 m³/s conforme Resolução ANA nº 51/2020.

C. Volume Operativo da UHE Ilha Solteira:

No dia 07/12/2020, a ANA emitiu a Resolução nº 55/2020, no qual autorizou a operação do reservatório da usina hidrelétrica – UHE Ilha Solteira em situação excepcional energética em cotas inferiores ao valor mínimo operacional de 325,4 m.

- Período de vigência:
 - de 7 a 11 de dezembro de 2020, o nível mínimo operacional do reservatório da UHE Ilha Solteira deverá ser superior a 325,00 m;
 - de 12 de dezembro de 2020 a 14 de janeiro de 2021, o nível mínimo operacional do reservatório deverá ser superior a 324,80 m;
 - de 15 de janeiro de 2021 em diante, o reservatório deverá ser superior ao nível mínimo operacional de 325,40 m.
- Valores utilizados nas simulações:
 - Alternativa 1: manutenção da cota 325,40 m durante todo o horizonte;
 - Alternativa 3: alteração para os novos níveis mínimos operacionais conforme Resolução ANA nº 55/2020.

4.1.1.2. Resultados

O Gráfico 5 ilustra os valores médios do PLD sem a aplicação dos limites máximo e mínimo vigentes para as revisões do modelo DECOMP para as semanas operativas de dezembro de 2020.

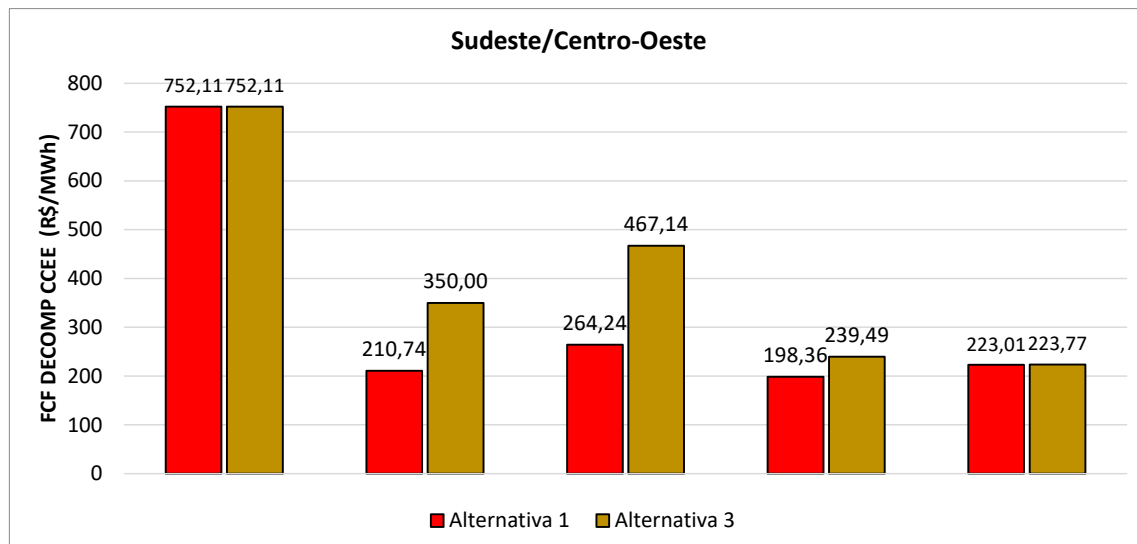


Gráfico 5 - Simulação do Impacto das Alternativas de Previsibilidade referente a CNPE 07 do PLD sem a aplicação de limites para o mês de dez/2020

O Gráfico 6 apresenta os valores médios do PLD para as revisões do modelo DECOMP para as semanas operativas de dezembro de 2020.

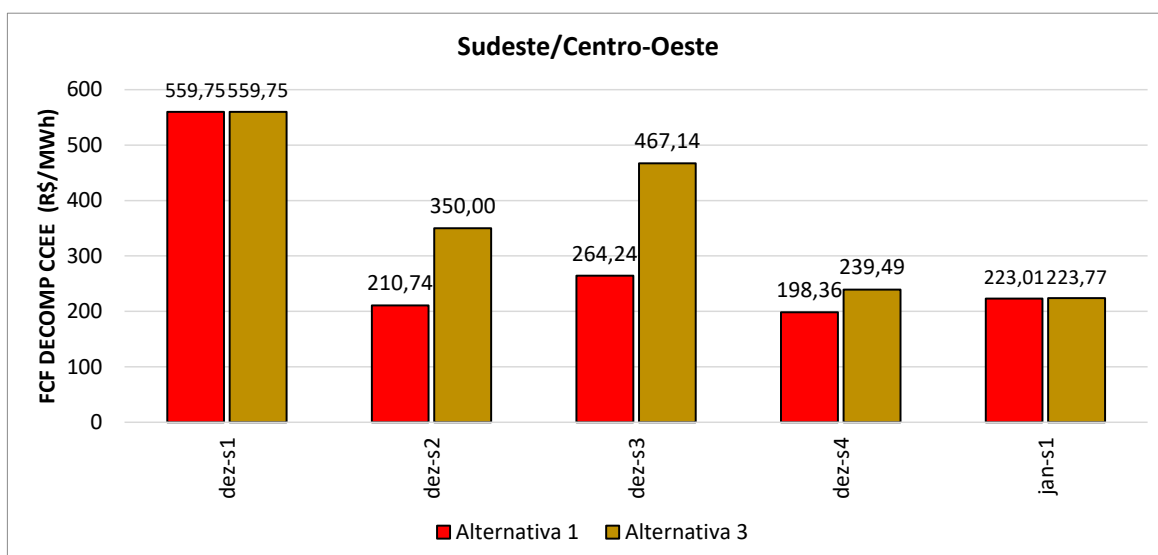


Gráfico 6 - Simulação do Impacto das Alternativas de Previsibilidade referente a CNPE 07 no PLD para o mês de dez/2020

Em relação aos resultados apresentados no Gráfico 5 e no Gráfico 6, podemos observar que os valores de CMO e PLD não apresentam alterações para a primeira semana operativa de dezembro, porém apresenta alterações para todas as demais semanas operativas que englobam o mês de dezembro/2020.

Uma informação adicional, é que foi apresentado apenas o valor de PLD para o submercado Sudeste/Centro-Oeste, uma vez que todos os submercados estão acopladas para o mês de dezembro/2020.

A maior variação entre as duas alternativas é observada na terceira semana operativa de dezembro, no qual a Alternativa 1 apresentou valores de PLD da ordem de R\$ 200/MWh menor que a Alternativa 3.

As variações entre as alternativas para o mês de dezembro/2020 têm características de permitir maior oferta hidrelétrica ao modelo computacional para a Alternativa 1, impactando nesse caso específico, em elevações de preço na Alternativa 3 em relação a Alternativa 1.

4.1.2. Contabilização – Resultados Gerais

Com intuito de avaliar o impacto macro da utilização dos parâmetros de previsibilidade no PLD na contabilização mensal da CCEE, foram levantados todos os pagamentos e recebimentos do mês de dezembro de 2020, considerando os valores referentes a ajustes e recontabilizações, conforme a Tabela 1:

Tabela 1 - Resultado da Contabilização para dez/20

Cenário	Pagamentos (R\$/mi)	Recebimentos (R\$/mi)	Sobra (R\$/mi)
PLD sem previsibilidade (Alternativa 1)	4.442	4.443	1,233
PLD com previsibilidade (Alternativa 3)	5.354	5.355	1,233

No mês de dezembro/2020, ao comparar os resultados da Contabilização oriunda do PLD Sem Previsibilidade (Alternativa 1), e da simulação realizada contendo o PLD Com Previsibilidade (Alternativa 3), obteve-se entre os cenários um aumento de R\$ 912,6 milhões para os pagamentos e recebimentos realizados pelos agentes. Esta diferença no resultado final da contabilização é decorrente do desacoplamento dos PLDs analisados entre os dias 5 e 25.

Como forma de avaliar os maiores impactados pelo novo valor do PLD, foi realizada uma análise por classe, conforme os Gráficos 7 e 8:

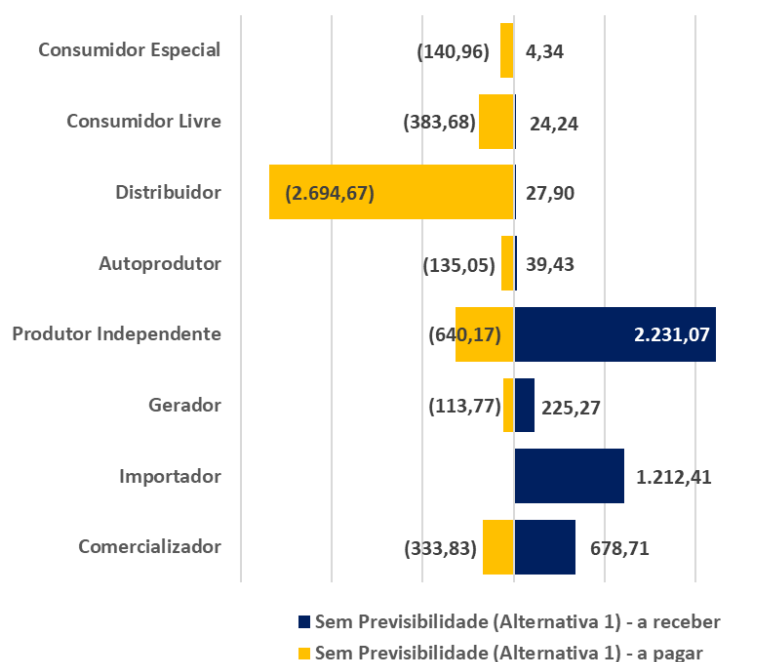


Gráfico 7 - Resultado da Contabilização por Classe Sem Previsibilidade (Contabilização) para dez/20

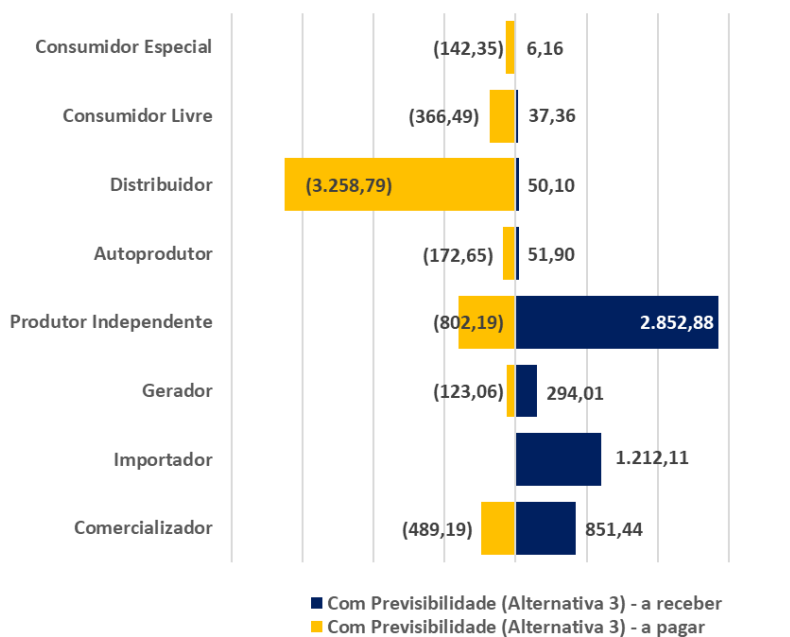


Gráfico 8 - Resultado da Contabilização por Classe Com Previsibilidade (Simulação) para dez/20

Pode-se observar nos Gráficos 7 e 8 que as classes mais impactadas, pela mudança de metodologia de obtenção do PLD, foram as Distribuidoras e os Produtores independentes, apresentando um aumento de 21% e 25% no valor a pagar e 80% e 28% no montante a receber, respectivamente.

4.1.3. Contabilização – Resultados individualizados

Para realizar uma avaliação individualizada sobre os efeitos da simulação, foi utilizando o método de verificação de dispersão dos resultados para as classes que possuem o maior número de agentes, sendo elas a classe geração e consumo. Para realizar essa análise, foram desconsiderados parte dos agentes que apresentaram altas variações absolutas e percentualmente pequenas (ou vice-versa), sendo considerados como *outliers*.

Na elaboração dos Gráficos 9 e 10, foi considerado no eixo das ordenadas a diferença, em reais, entre o resultado da contabilização utilizando o PLD Com Previsibilidade (Alternativa 3) menos o PLD Sem Previsibilidade (Alternativa 1). O eixo das abscissas mostra a variação percentual correspondente a diferença encontrada entre os resultados em relação ao montante obtido com o PLD Sem Previsibilidade (Alternativa 1).

Para os Geradores, a janela analisada encontra-se entre os geradores que apresentaram uma variação maior que $\pm 200\%$ e uma diferença maior que $\pm R\$ 4$ milhões, cerca de 98% dos agentes pertencentes a esta classe estão contidos neste intervalo, o restante foi considerado *outlier*.

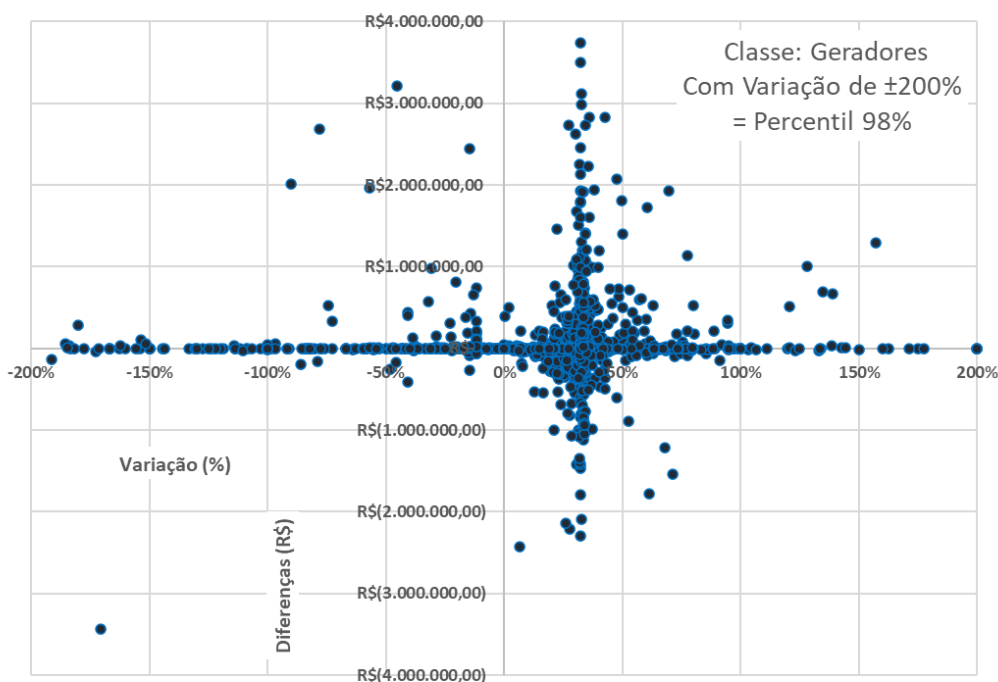


Gráfico 9 - Gráfico de dispersão do Resultado da Contabilização dos geradores para dez/20

Para a classe apresentada no Gráfico 9, foi observado um deslocamento dos valores para a direita do eixo das ordenadas (Y). Tal comportamento ocorre em função do aumento do PLD quando se considera os parâmetros de previsibilidade para o mês de dezembro e, conseqüentemente, do valor a receber.

Com relação a classe consumo, foram considerados na elaboração do Gráfico 10 os agentes que apresentaram uma variação maior que $\pm 200\%$ e diferença maior que $\pm R\$ 1,5$ milhão, sendo estes 98% do total. De forma similar aos geradores, os demais foram considerados *outliers*.

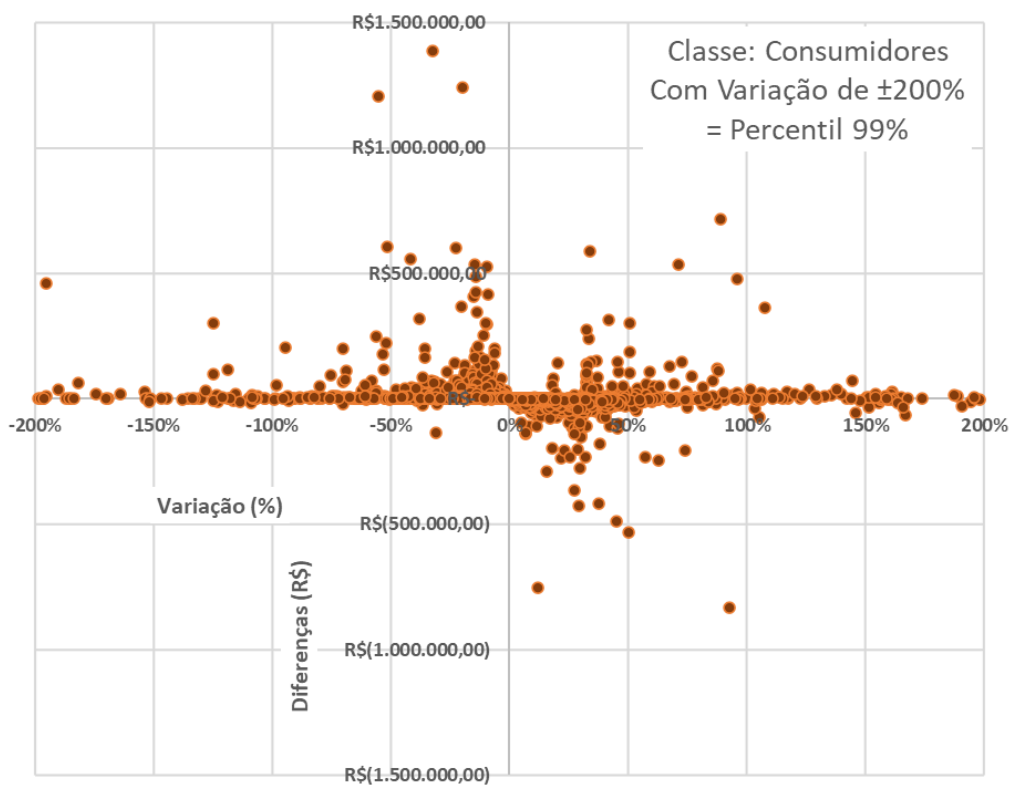


Gráfico 10 - Gráfico de dispersão do Resultado da Contabilização dos consumidores para dez/20

Conforme observado no Gráfico 10, os consumidores, em sua maioria, apresentaram menor dispersão, com diferenças entre os resultados próximas a zero. A diferença total verificada foi de R\$ 30,75 milhões, na qual 44 agentes, que representam 0,33% do total, tiveram valores de diferença maiores que $\pm R\$ 250$ mil, que totalizam R\$ 18,5 milhões ou 60,2% do total.

4.1.4. Exposição dos Consumidores Livres e Especiais

Para avaliar o impacto financeiro da adoção de cada uma das metodologias, foram verificadas as exposições dos consumidores livres e especiais para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Norte. Os Gráficos 11 e 12 apresentam a exposição em MWh no eixo principal e as curvas de PLD no eixo secundário:

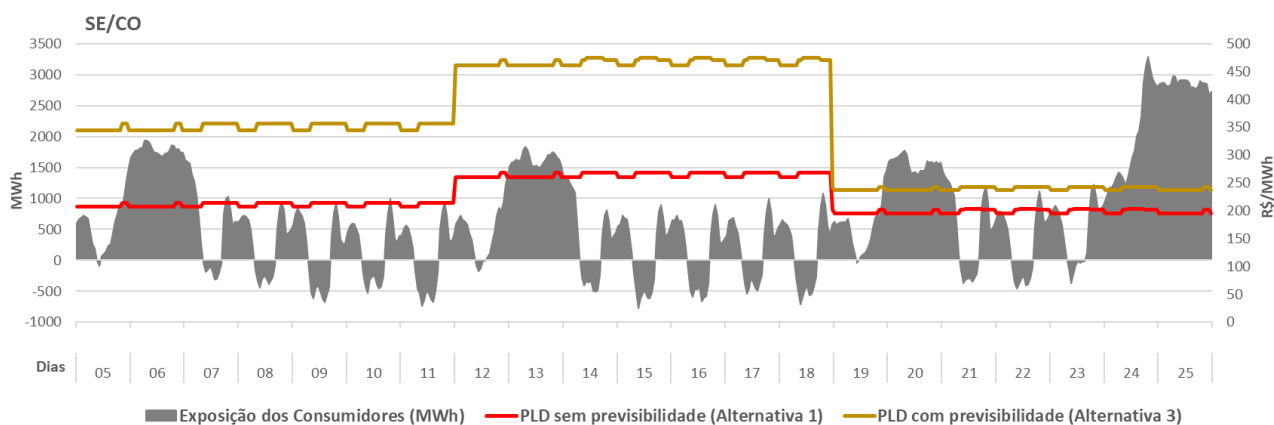


Gráfico 11 - Exposição dos Consumidores e valores de PLD do submercado SE/CO para dez/20

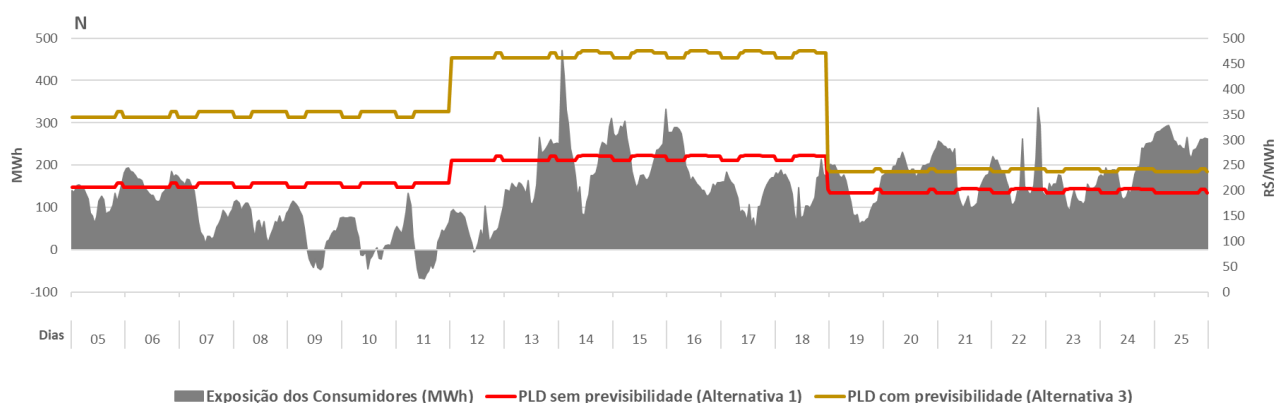


Gráfico 12 - Exposição dos Consumidores e valores de PLD do submercado Norte para dez/20

Conforme observado, o PLD Com Previsibilidade (Alternativa 3) permanece acima do PLD Sem Previsibilidade (Alternativa 1) entre os dias 5 e 25 em ambos os submercados. O comportamento dos consumidores do SE/CO é de sobrecontratação e, portanto, predominantemente exposições positivas. Desta forma, o resultando da diferença entre os cenários é de R\$ 33,2 milhões, representando um aumento de 24% com relação ao PLD Sem Previsibilidade (Alternativa 1).

Referente aos consumidores do submercado Norte, há uma sobrecontratação na maior parte do período analisado, sendo que os mesmos estão expostos negativamente por algumas horas nos dias 9 a 12. Este comportamento resulta em uma diferença entre os cenários de R\$ 8,4 milhões, correspondente a um aumento de 33% com relação ao PLD Sem Previsibilidade (Alternativa 1).

4.1.5. Distribuidoras – Parcelas da Contabilização do MCP

Foram analisados também as parcelas da contabilização do MCP das distribuidoras, apresentadas no Gráfico 13, no qual observa-se os valores a pagar e receber em milhões desta classe para ambos os cenários:

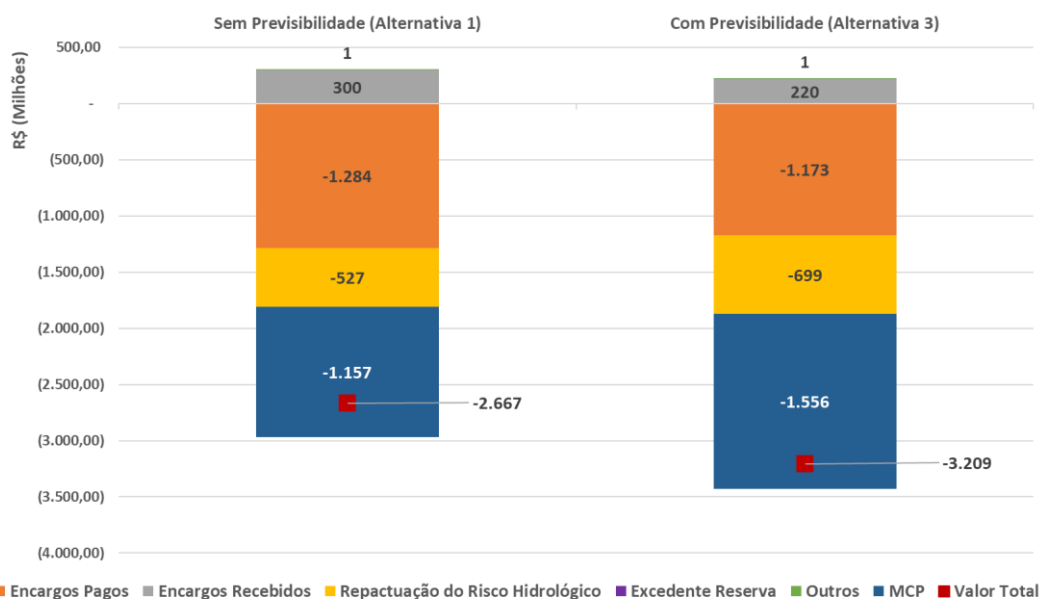


Gráfico 13 - Parcelas da Liquidação do MCP das Distribuidoras para dez/20

Ao comparar ambos os cenários, verifica-se que da Alternativa 1 para Alternativa 3 há um aumento no total do pagamento dos distribuidores relativo ao MCP, de R\$ 2,667 para R\$ 3,209 bilhões, percentualmente 20%. Sendo que as principais componentes para tal resultados são as exposições negativas do MCP e a Repactuação do Risco Hidrológico. Já para as parcelas de encargos houve uma diminuição nos encargos a pagar, compensada pela diminuição do encargo a receber.

4.1.6. Distribuidoras – Balanço Energético

Para avaliar o impacto financeiro da adoção de cada uma das metodologias, foi verificado o balanço energético para esta classe de agentes. Para tanto, foi levantado os recursos (contratos de compra) e requisitos (consumo + contratos de venda), nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Norte, simulando uma distribuidora equivalente por submercado.

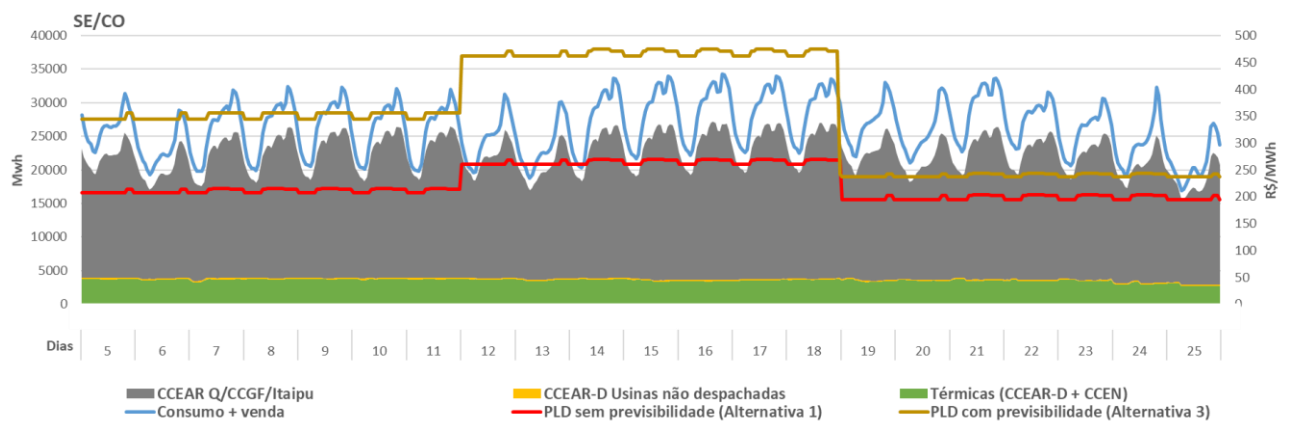


Gráfico 14 – Balanço Energético das Distribuidoras no submercado SE/CO para o mês de dez/20

No Gráfico 14, que representa uma distribuidora equivalente no submercado SE/CO, podemos verificar que houve exposição negativa em todas as horas entre os dias 5 e 25, e aplicando a diferença de PLDs entre a Alternativa 1 e Alternativa 3 teremos a diferença de R\$ 255,2 milhões, correspondendo aumento de cerca de 30,3%, nos resultados a pagar da componente de MCP.

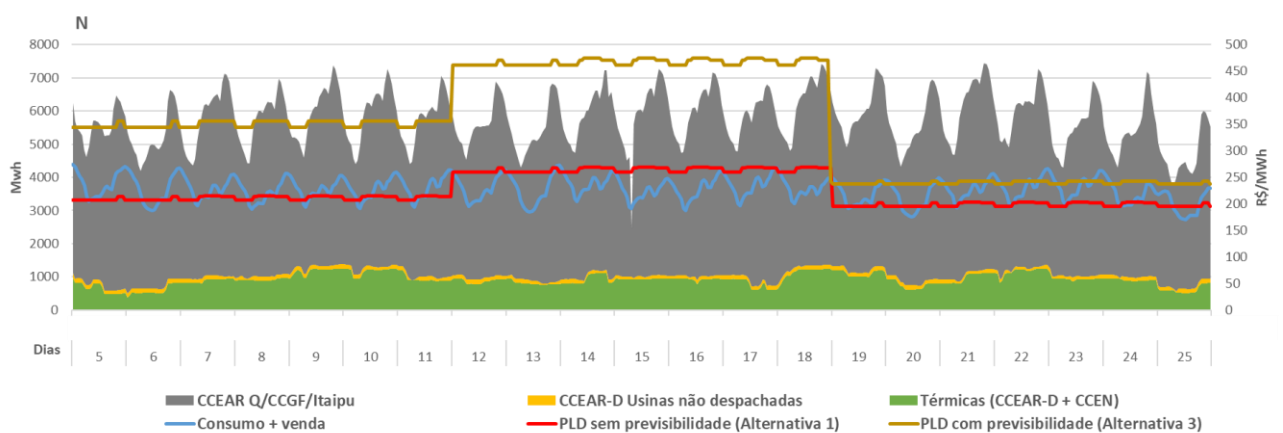


Gráfico 15 – Balanço Energético das Distribuidoras no submercado Norte para o mês de dez/20

Ao contrário do verificado no submercado SE/CO, no submercado Norte foi verificada exposição positiva no mesmo período analisado (de dia 5 a 25) da ordem de R\$ 137,4 milhões, representando um aumento de 30,1% no recebimento da componente de MCP.

4.1.7. Repactuação do Risco Hidrológico

Para a componente de Repactuação do Risco Hidrológico foi comparada a Garantia Física sazonalizada de forma *flat* das usinas pertencentes ao MRE que repactuaram o risco hidrológico (GFIS_2_RRH) com a energia alocada (montante de energia resultante da aplicação do GSF à GF *flat* das usinas repactuadas - GFIS_3_RRH), a diferença entre estas duas componentes reflete no repasse de risco hidrológico aos distribuidores em cenários de GSF < 1. No Gráfico 16 podemos observar que em decorrência de um GSF sempre inferior a 1 (energia alocada menor que GF *flat*), há um repasse de RRH para todas as horas entre o dia 5 e 25. Portanto, aplicando a diferença de preços entre a Alternativa 1 e Alternativa 3, teremos um aumento no repasse deste custo aos distribuidores.

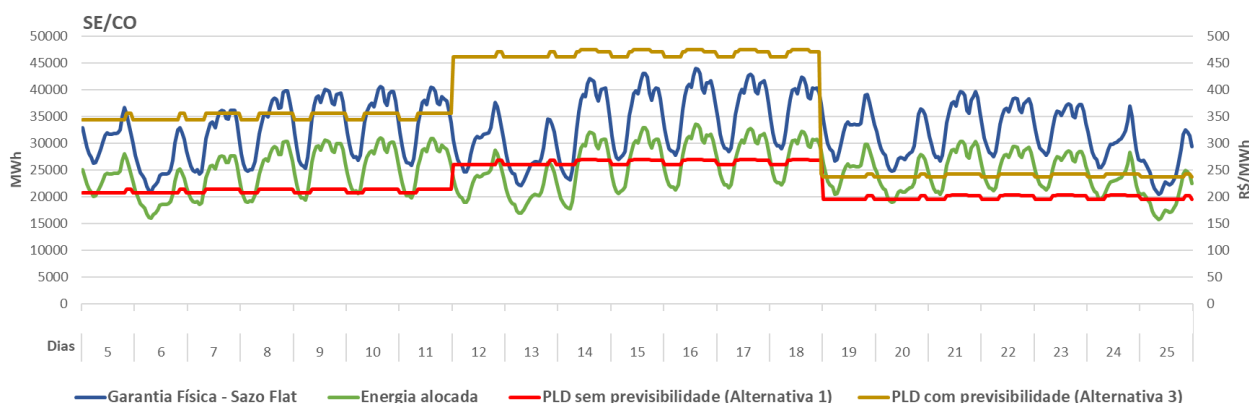


Gráfico 16 - Repactuação do Risco Hidrológico e valores de PLD do submercado SE/CO para dez/20

O Gráfico 17 representa o aumento absoluto, de forma horária, em reais, do repasse do custo de repactuação do risco hidrológico aos distribuidores, considerando a diferença da Alternativa 1 com a Alternativa 3, totalizando R\$ 119 milhões. Nota-se que quanto maior a diferença de PLDs entre os cenários, maior será o repasse aos distribuidores. Este comportamento pode ser visto com a adoção da Alternativa 3, resultando em um aumento do repasse em 33% com relação a Alternativa 1.

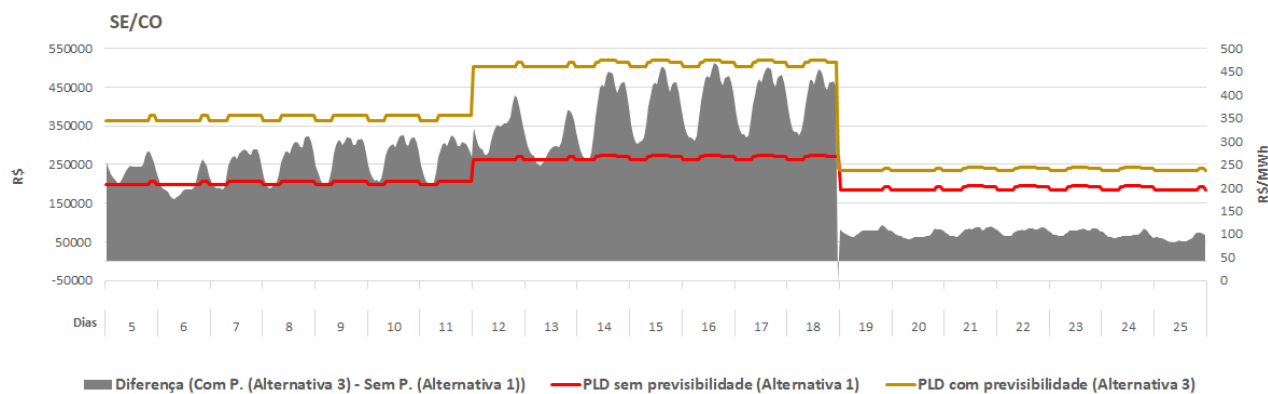


Gráfico 17 - Custo pela Repactuação do Risco Hidrológico no submercado SE/CO para dez/20 gerado pela diferença entre os PLDs simulados

4.1.8. Encargos e Custo de Descolamento

A análise desta seção visa observar os impactos causados pelas simulações dos PLDs com e sem a inserção dos parâmetros de previsibilidade ao Custo de Descolamento e aos Encargos, sendo ambas as análises com base em valores consolidados do SIN.

O Custo de Descolamento é segregado por: (i) Custo ao Mercado; e (ii) Custo ao ACR. Já os Encargos do sistema são divididos em: (i) Serviços ancilares; (ii) Segurança Energética; (iii) Deslocamento Hidráulico; (iv) Encargo por Importação; (v) Encargo por Unit Commitment; (vi) Encargo por Constrained-On; e (vii) Encargo por Constrained-Off.

Ressalta-se ainda que durante o ano de 2020, mesmo o PLD oficial sendo calculado por semana/patamar, o despacho pela ordem de mérito do ONS foi realizado com base no modelo DESSEM.

Tabela 2 - Encargos do Sistema Interligado Nacional em dez/20

Cenário	Serviços Ancilares (R\$/mi)	Segurança Energética (R\$/mi)	Deslocamento Hidráulico (R\$/mi)	Importação (R\$/mi)	Unit Commitment (R\$/mi)	Constrained On (R\$/mi)	Constrained Off (R\$/mi)	Total de Encargos (R\$/mi)
PLD sem previsibilidade (Alternativa 1)	17,78	673,27	134,51	933,78	26,97	18,56	1,89	1.806,76
PLD com previsibilidade (Alternativa 3)	17,78	472,05	298,62	829,56	17,54	10,93	3,43	1.649,91
Diferença R\$ (com - sem)	-	-201,23	164,11	-104,22	-9,43	-7,63	1,54	-156,85
Diferença % (Dif R\$ / sem)	0,00%	-29,89%	122,01%	-11,16%	-34,97%	-41,11%	81,52%	-9%

Verificou-se nos resultados das simulações uma diminuição no montante de encargos ocasionados por Segurança Energética, Importação, Unit Commitment e Constrained-On dada a adoção do PLD Com Previsibilidade (Alternativa 3). Tal comportamento é explicado pelo descolamento de ambos os PLDs analisados, sendo o PLD com parâmetros de previsibilidade superior ao sem previsibilidade na maioria das horas do mês, estando assim mais próximo do valor do CVU das usinas despachadas fora da ordem de mérito. Serviços Ancilares foi o único encargo que manteve o valor em ambas as simulações, por ser independente do valor do PLD. Já os encargos que sofreram um aumento com a adoção do PLD Com Previsibilidade (Alternativa 3) são o Deslocamento Hidráulico e Constrained-Off, devido ao aumento da amplitude do descolamento das duas curvas, ou seja, como o PLD Com Previsibilidade (Alternativa 3) é maior, o *gap* entre o valor do PLD Com Previsibilidade (Alternativa 3) e do PLD_X aumenta (utilizado para valorar o montante classificado como deslocamento hidráulico), bem como o valor do PLD Com Previsibilidade (Alternativa 3) e o CVU (utilizado para valorar o montante classificado como constrained-off).

Tabela 3 - Detalhamento do Custo de descolamento do SIN em dez/20

Cenário	Custo ACR (R\$/mi)	Custo Mercado (R\$/mi)	Custo de Descolamento (R\$/mi)
PLD sem previsibilidade (Alternativa 1)	20,70	4,10	24,80
PLD com previsibilidade (Alternativa 3)	16,72	2,84	19,56
Diferença R\$ (com - sem)	-3,98	-1,26	-5,24
Diferença % (Dif R\$ / sem)	-19,22%	-30,70%	-21,12%

O custo que visa cobrir as despesas das usinas despachadas na ordem de mérito do ONS e com CVU maior que o PLD, é denominado custo de descolamento e é composto por duas parcelas, o custo rateado entre todos os agentes do mercado e o custo rateado apenas entre os agentes do ambiente regulado. Conforme exibido na Tabela 3, houve uma diminuição deste dispêndio quando aplicado o PLD Com Previsibilidade (Alternativa 3). A redução é ocasionada pela redução do *gap* entre o PLD e o CMO – Custo Marginal de Operação.

4.1.9. Excedente Financeiro – Surplus

Para a análise do impacto ocasionado pela utilização do PLD com parâmetros de previsibilidade versus sem previsibilidade, foi verificado o fluxo de energia entre os submercados para encontrar o quanto cada submercado exportador contribuiu para atender os submercados importadores. Ou seja, os submercados exportadores entregaram para todos os submercados importadores, na proporção do consumo líquido (subtração entre o consumo e a geração do próprio submercado) de cada um.

Em seguida, o montante encontrado foi valorado pela subtração entre o PLD do submercado importador e o PLD do submercado exportador, nas duas situações mencionadas, PLD Com Previsibilidade (Alternativa 3) e com PLD Sem Previsibilidade (Alternativa 1).

A Tabela 4 apresenta os valores absolutos, em milhões de R\$, e as variações no montante de Excedente Financeiro para ambas as curvas de preço analisadas, discretizados por submercado importador que originou o surplus, bem como o somatório total do Sistema Interligado Nacional - SIN.

Tabela 4 - Excedente Financeiro em dez/20 por submercado

Submercado	PLD sem Previsibilidade (Alternativa 1) (R\$/mi)	PLD com Previsibilidade (Alternativa 3) (R\$/mi)	Diferença R\$ (com - sem) (R\$/mi)	Varição no Mês (Dif R\$ / sem)
Sudeste/ Centro-Oeste	4,34	-	-4,34	-100%
Sul	4,66	-	-4,66	-100%
Nordeste	-	-	-	-
Norte	0,12	-	-0,12	-100%
Total SIN	9,12	-	-9,12	-100%

De acordo com a Tabela 4, pode ser observado que a adoção do PLD Com Previsibilidade (Alternativa 3) zerou todo o excedente financeiro do SIN em dezembro/2020, visto que ocorreu acoplamento dos PLDs entre os submercados.

4.2. Análise Janeiro/21

Para o mês de janeiro/2021, diferente de dezembro/2020, a metodologia aplicada na contabilização oficial foi com parâmetros de previsibilidade (Alternativa 3) e a simulação sem a inserção dos parâmetros de previsibilidade nos modelos (Alternativa 1);

4.2.1. PLD (preços)

Nesta seção, é apresentado o comportamento do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) avaliando os impactos associados as alternativas de aplicação ou não da previsibilidade preconizada na até então vigente Resolução nº 7, de 14 de dezembro de 2016, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e que foi substituída pela publicação da Resolução CNPE nº 22, de 5 de outubro de 2021.

São apresentados os resultados para as simulações de duas alternativas para a consideração da resolução para o mês de janeiro/2021: casos com previsibilidade (Alternativa 1); e os casos sem previsibilidade (Alternativa 3), ou seja, não seguindo a resolução.

4.2.1.1. Premissas das simulações

No mês de janeiro/2021, o PLD começou a ser calculado em base horária, sendo as simulações realizadas considerando a cadeia de modelos computacionais NEWAVE, DECOMP e DESSEM utilizados na época, versões 27, 30.1 e 19.0.14.1, respectivamente.

Em relação as restrições enquadradas na previsibilidade não inferior a um mês definida na até então na Resolução CNPE nº 07/2016 para o cálculo do PLD, em relação ao mês de janeiro/2021, foram consideradas as seguintes restrições hidrelétricas:

A. Defluência Mínima da UHE Pimental (Hidrograma de Belo Monte)

No dia 06/01/2021, o agente Norte Energia apresentou ao ONS o Formulário de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica (FSARH) nº 1480-2021, declarando a nova defluência mínima de 3.100 m³/s para a usina hidrelétrica Pimental associada ao cumprimento do Ofício IBAMA nº 212/2020/DILIC.

- Período de vigência dessa restrição: 1 a 31 de janeiro de 2021.
- Valores utilizados nas simulações:
 - Alternativa 1: manutenção defluência mínima de 1.100 m³/s;
 - Alternativa 3: alteração a partir do dia 08/01/2021 para defluência mínima de 3.100 m³/s conforme Ofício IBAMA nº 1/2021/DILIC.

4.2.1.2. Resultados

O Gráfico 18 apresenta os valores horários do PLD para cada um dos submercados para o período de 1º a 31 de janeiro de 2021, os valores de CMO não foram apresentados, pois não tivemos necessidade de aplicação dos limites máximos e mínimos do PLD.

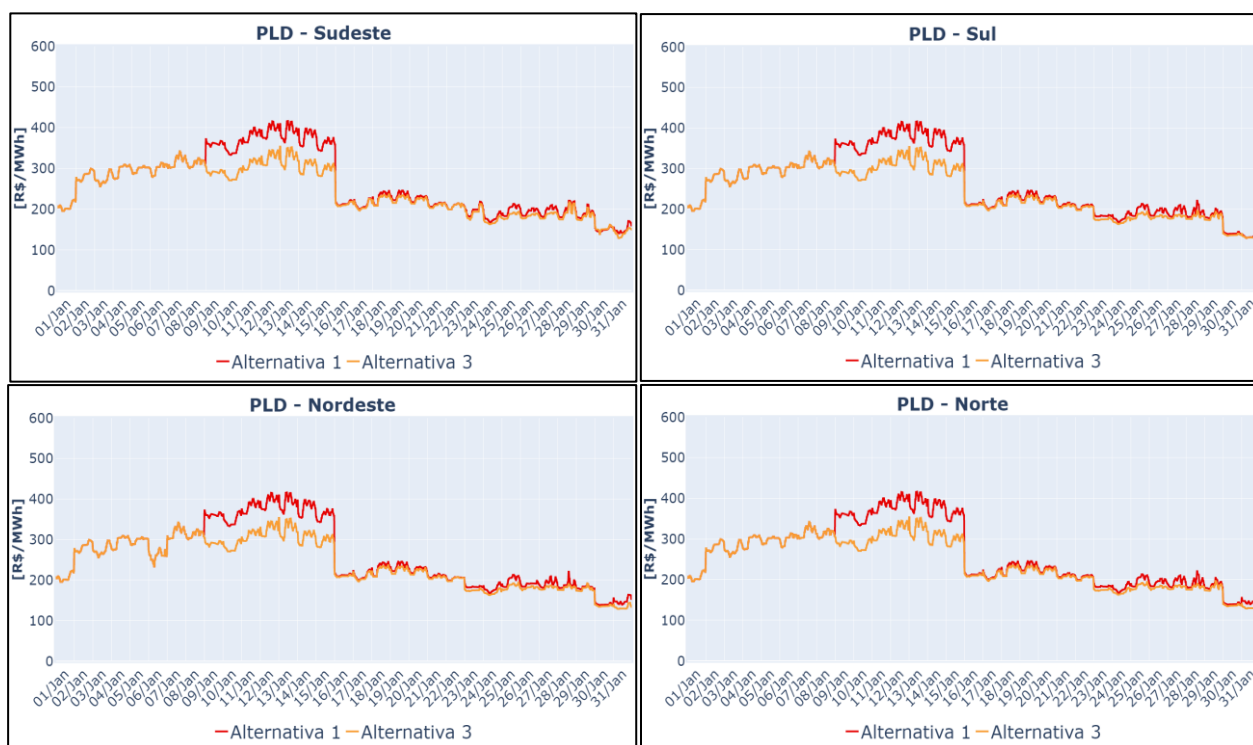


Gráfico 18 - Simulação do Impacto das Alternativas de Previsibilidade referente a CNPE 07 no PLD para o mês de jan/21

Como podemos observar, os PLDs para os quatro submercados apresentaram alterações a partir da segunda semana operativa de janeiro. Para essas alterações, podemos destacar os resultados da segunda semana operativa que apresentaram as maiores diferenças.

Diferentemente, a simulação do PLD para o mês de dezembro/2020, as variações entre as alternativas para o mês em questão têm características de permitir maior oferta hidrelétrica ao modelo computacional para a Alternativa 3, impactando em elevações de preço na Alternativa 1 em relação a Alternativa 3.

4.2.2. Contabilização – Resultados Gerais

Assim como para dezembro/2020, para avaliar o impacto da aplicação, ou não aplicação, da previsibilidade no PLD na contabilização da CCEE, foram levantados todos os pagamentos e recebimentos do mês de janeiro/2021, conforme Tabela 5.

Tabela 5 - Resultado da Contabilização para jan/21

Cenário	Pagamentos (R\$/mi)	Recebimentos (R\$/mi)	Sobra (R\$/mi)
PLD sem previsibilidade (Alternativa 1)	3.682	3.683	0,762
PLD com previsibilidade (Alternativa 3)	3.512	3.513	0,762

No mês de janeiro/2021, ao comparar os resultados da contabilização oficial oriunda do PLD Com Previsibilidade (Alternativa 3), e da simulação realizada contendo o PLD Sem Previsibilidade (Alternativa 1), obteve-se entre os cenários um aumento de R\$ 170 milhões tanto para os pagamentos, quanto para os recebimentos realizados pelos agentes. Esta diferença no resultado final da contabilização é decorrente do descolamento dos PLDs analisados.

Como forma de avaliar os maiores impactados pela adoção do PLD Com Previsibilidade (Alternativa 3) e o Sem Previsibilidade (Alternativa 1), foi realizada uma análise por classe, conforme Gráficos 19 e 20:

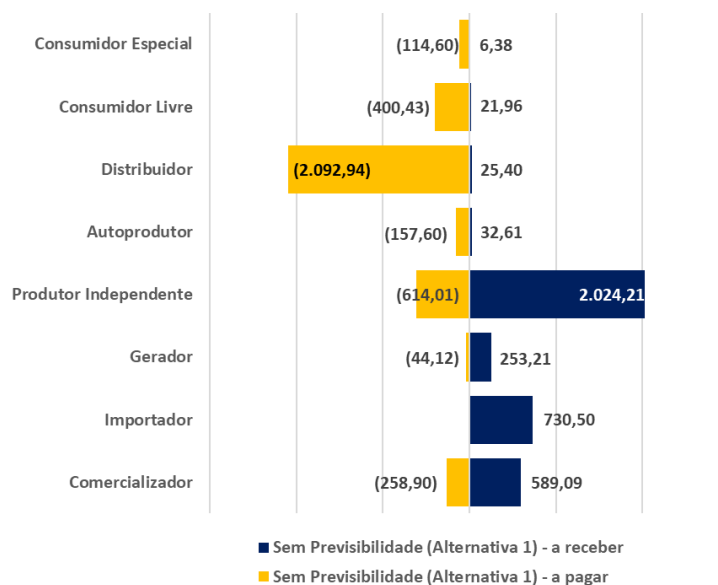


Gráfico 19 - Resultado da Contabilização por Classe Sem Previsibilidade (Simulação) para jan/21

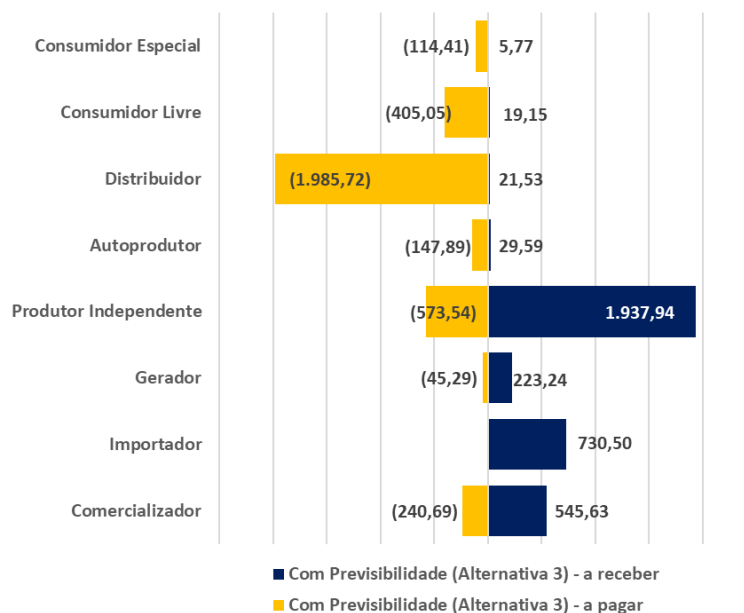


Gráfico 20 - Resultado da Contabilização por Classe Com Previsibilidade (Contabilização) para jan/21

Pode-se observar nos Gráficos 19 e 20 que as classes mais impactadas, pela mudança de metodologia de obtenção do PLD, foram as Distribuidoras e os Produtores Independentes apresentando uma diminuição de 5% e 7% no valor a pagar e de 15% e 4% no montante a receber, respectivamente, com a utilização do PLD Com Previsibilidade (Alternativa 3).

4.2.3. Contabilização – Resultados individualizados

Para realização da análise separada da dispersão dos resultados para classe geração e consumo, foram desconsiderados parte dos agentes que apresentaram altas variações absolutas e percentualmente pequenas (ou vice-versa).

A elaboração dos Gráficos 21 e 22 segue o mesmo padrão do realizado em dezembro/2020, considerando no eixo das ordenadas a diferença, entre o resultado da contabilização utilizando o PLD Com Previsibilidade (Alternativa 3) menos o PLD Sem Previsibilidade (Alternativa 1), e no eixo das abscissas encontra-se a variação percentual da diferença existente entre os resultados frente ao montante obtido com o PLD Sem Previsibilidade (Alternativa 1).

Para os Geradores, os *outliers* retirados foram aqueles que apresentaram uma variação maior que $\pm 200\%$ e diferença maior $\pm R\$ 4$ milhões.

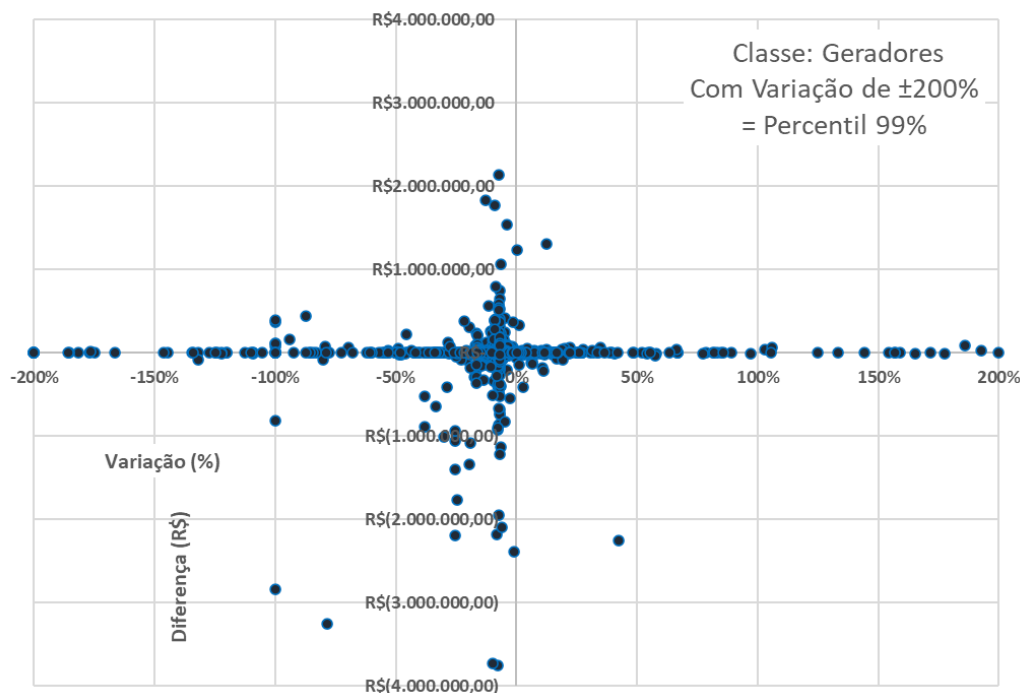


Gráfico 21 – Gráfico de dispersão do Resultado da Contabilização dos geradores para jan/21

Para os geradores, considerando o PLD com previsibilidade, foi observado deslocamento para a esquerda, representando uma redução nos valores a receber. Tal comportamento ocorre em função da redução do PLD entre as duas alternativas. Nota-se que 99% dos geradores ficaram dentro dos parâmetros estipulados e, em sua maioria, encontram-se localizados na parte superior do eixo das abscissas, representando pequeno impacto absolutos (R\$) da diferença em relação ao valor sem previsibilidade.

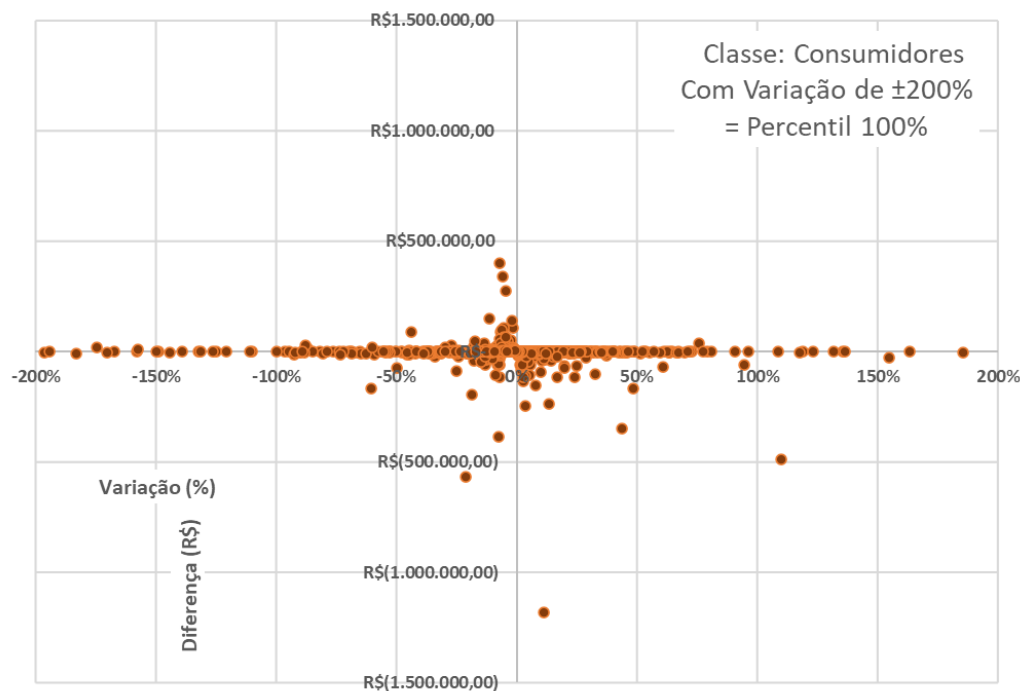


Gráfico 22 - Gráfico de dispersão do Resultado da Contabilização dos consumidores para jan/21

Os consumidores apresentaram uma dispersão muito baixa, estando representados no Gráfico 22 100% dos agentes pertencentes a esta classe, a maioria possui resultados com diferenças próximas de zero, localizados em cima do eixo de variação. Este comportamento está associado ao nível de contratação dos agentes.

A diferença total verificada a partir do resultado de todos os agentes foi de cerca de R\$ -7,85 milhões, destes apenas 8 agentes tiveram valores de diferença maiores que ±R\$ 250 mil, totalizando cerca de R\$ -1,95 milhão ou 24,8% do total.

4.2.4. Exposição dos Consumidores Livres e Especiais

Para avaliar o impacto financeiro da adoção de cada uma das metodologias, foram verificadas as exposições dos consumidores livres e especiais para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Os Gráficos 23 e 24 apresentam a exposição em MWh no eixo principal e as curvas de PLD no eixo secundário:

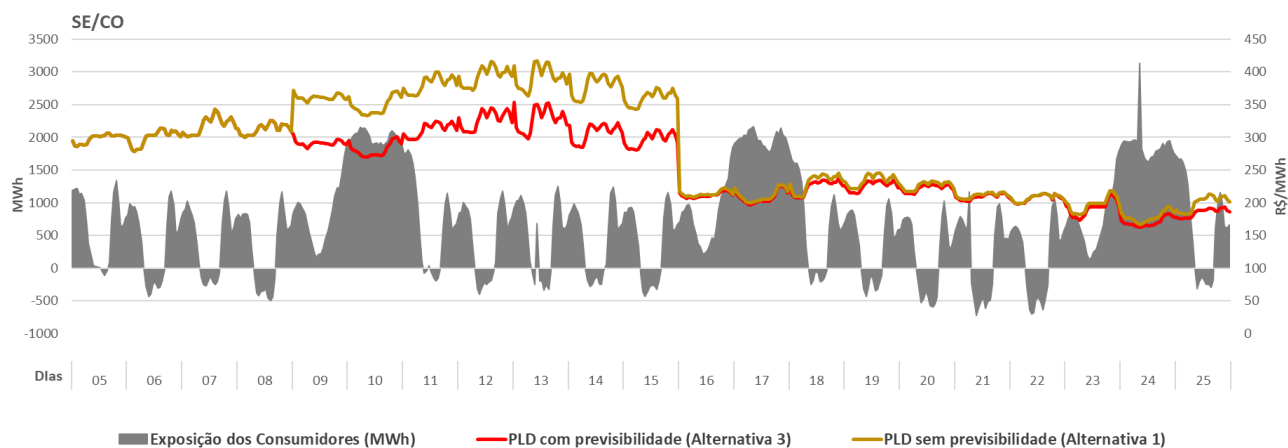


Gráfico 23 - Exposição dos Consumidores e valores de PLD do submercado SE/CO para jan/21

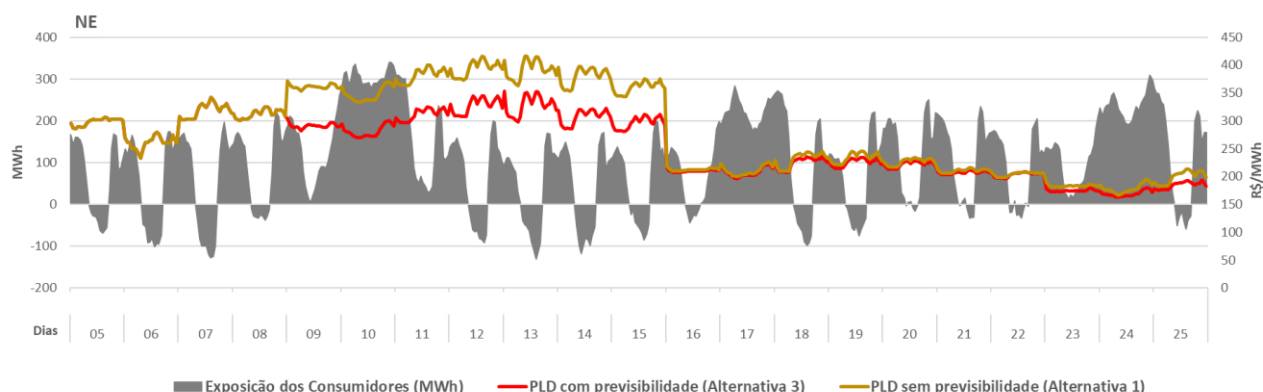


Gráfico 24 - Exposição dos Consumidores e valores de PLD do submercado NE para jan/21

Para janeiro/2021, para ambos os submercados há um desacoplamento dos PLDs a partir do dia 9 (de forma acentuada entre 9 e 16), estando a curva com previsibilidade sempre abaixo ou igual até o final do mês. O comportamento dos consumidores no submercado SE/CO é de sobrecontratação, e após

a compensação das exposições negativas pelas positivas ao longo do mês o total da diferença entre os cenários foi de R\$ -9,6 milhões, representando uma diminuição de 6% da exposição positiva com relação ao PLD Sem Previsibilidade (Alternativa 1).

Os consumidores do submercado Nordeste também apresentam um comportamento de sobrecontratação, com períodos de pequena exposição negativa. Esse comportamento resulta em uma diferença de R\$ -1,6 milhões, representando uma diminuição de 6% da exposição positiva com relação ao PLD Sem Previsibilidade (Alternativa 1).

4.2.5. Distribuidoras – Parcelas da Contabilização do MCP

As parcelas da Contabilização do MCP das distribuidoras também foram analisadas, sendo apresentadas no Gráfico 25, no qual observa-se os valores a pagar e receber em milhões desta classe para ambos os cenários:

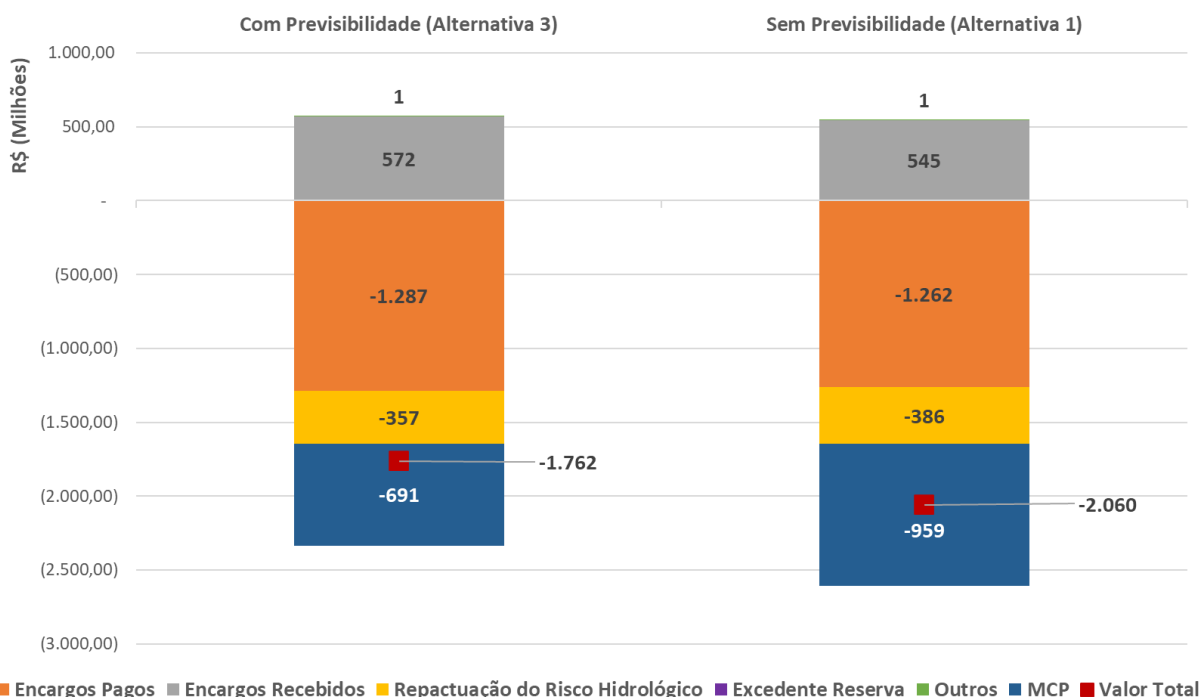


Gráfico 25 - Parcelas da Liquidação do MCP das Distribuidoras para jan/21

Ao comparar ambos os cenários, verifica-se que há uma redução do dispêndio das distribuidoras quando aplicado o PLD Com Previsibilidade (Alternativa 3), sendo que a principal componente responsável é a exposição do MCP. Também houve uma pequena redução nos associados a Repactuação do Risco Hidrológico. Adicionalmente, ocorreu um aumento no encargo recebido.

4.2.6. Distribuidoras – Balanço Energético

Para avaliar o impacto financeiro da adoção de cada uma das metodologias, foi verificado o balanço energético para esta classe de agentes. Para tanto, foi levantado os recursos (contratos de

compra) e requisitos (consumo + contratos de venda), nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, simulando uma distribuidora equivalente por submercado.

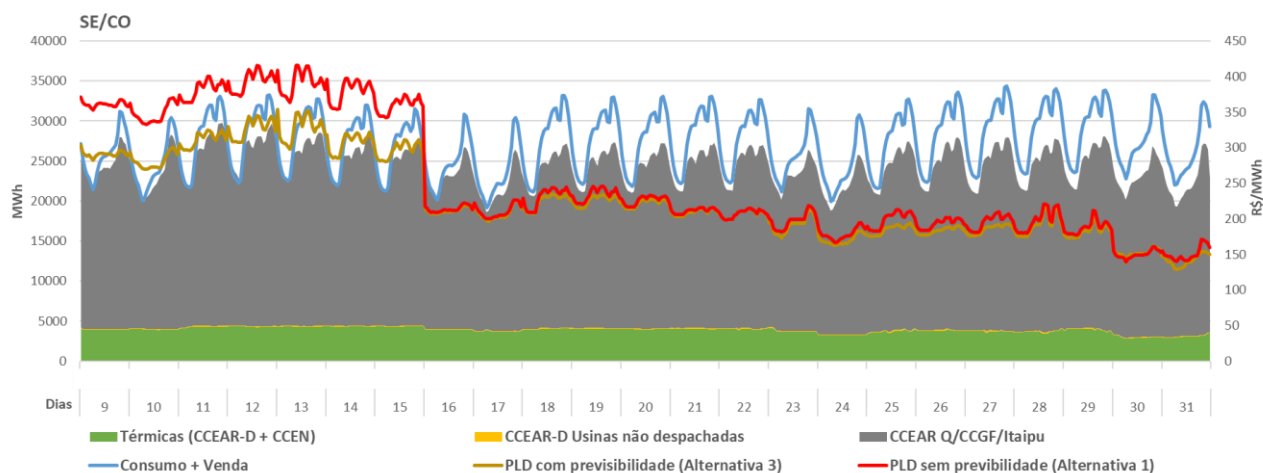


Gráfico 26 – Balanço Energético das Distribuidoras no submercado SE/CO para o mês de jan/21

Pode-se constatar por meio do Gráfico 26 que neste submercado as distribuidoras possuem uma contratação mais aderente aos seus requisitos, principalmente nos horários em que há redução da carga. A diferença gerada pela comparação dos resultados das simulações ocorre principalmente pelo descolamento dos PLDs entre os dias 9 e 16. Este desacoplamento é responsável pela diferença de R\$ 28,4 milhões na comparação entre o PLD Com Previsibilidade (Alternativa 3) e o Sem Previsibilidade (Alternativa 1), resultando em uma diminuição de 6%.

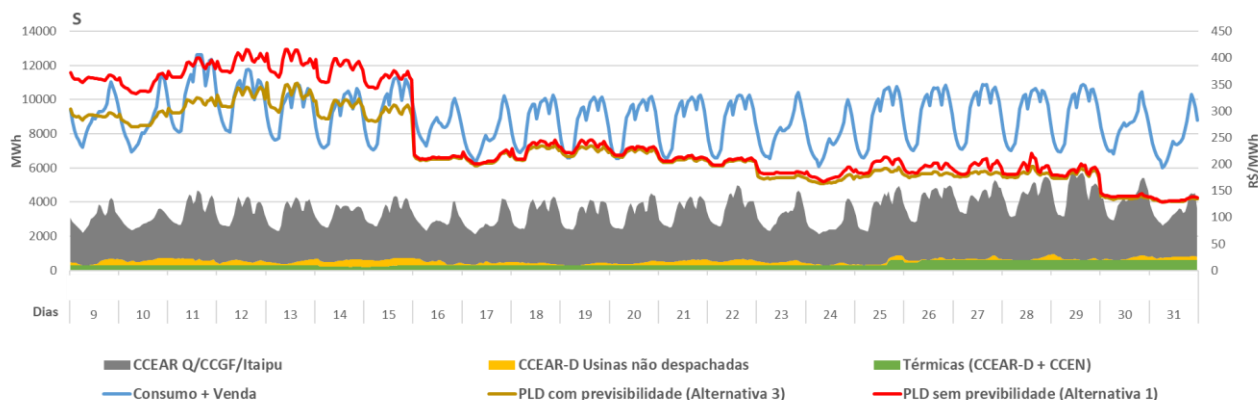


Gráfico 27 – Balanço Energético das Distribuidoras no submercado Sul para o mês de jan/21

Referente a situação da distribuidora equivalente, ao analisar o submercado Sul apresentado no Gráfico 27, há uma exposição negativa considerável quando se compara o recurso e requisito existentes neste submercado. Esse fato, somado ao descolamento dos PLDs entre os dias 9 e 16, contribuiu para gerar uma diferença absoluta de R\$ 84,2 milhões entre os resultados das simulações, montante que equivale a uma diminuição da exposição negativa de 8% quando se utiliza o PLD Com Previsibilidade (Alternativa 3).

4.2.7. Repactuação do Risco Hidrológico

Referente a Repactuação do Risco Hidrológico, foi feita a comparação entre a Garantia Física sazonalizada de forma *flat* das usinas hidráulicas que repactuaram com a energia alocada (aplicação do GSF à GF *flat* das usinas repactuadas), de forma a observar se existe déficit de geração, ocasionado pelo GSF, e qual o impacto da aplicação dos PLDs simulados em cada instante.

Conforme observa-se no Gráfico 28, sendo a diferença entre a Energia Alocada e a GF *flat* um montante relativamente constante ao longo dos dias do mês. Ao aplicar as curvas dos PLDs simulados, consegue-se identificar qual metodologia causará um custo maior às distribuidoras. Desta forma, o PLD que gera uma valoração maior é o da metodologia que não possui os parâmetros de previsibilidade inseridos nos modelos.

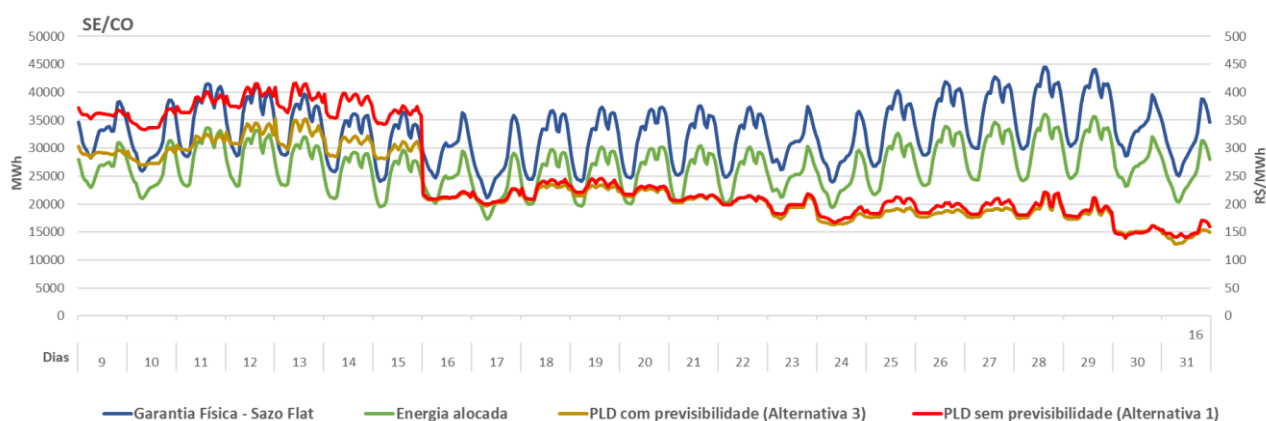


Gráfico 28 - Repactuação do Risco Hidrológico e valores de PLD do submercado SE/CO para jan/21

Já no Gráfico 29 apresenta-se, além das curvas dos PLDs, a diferença do custo gerado pela repactuação do risco hidrológico. Observa-se que há uma diminuição do repasse do risco hidrológico, 7,3%, quando utilizado o PLD com os parâmetros de previsibilidade. Esta diferença total entre os custos gerados é de R\$ 19,1 milhões e deve-se principalmente pelo descolamento dos PLDs simulados entre os dias 9 e 16.

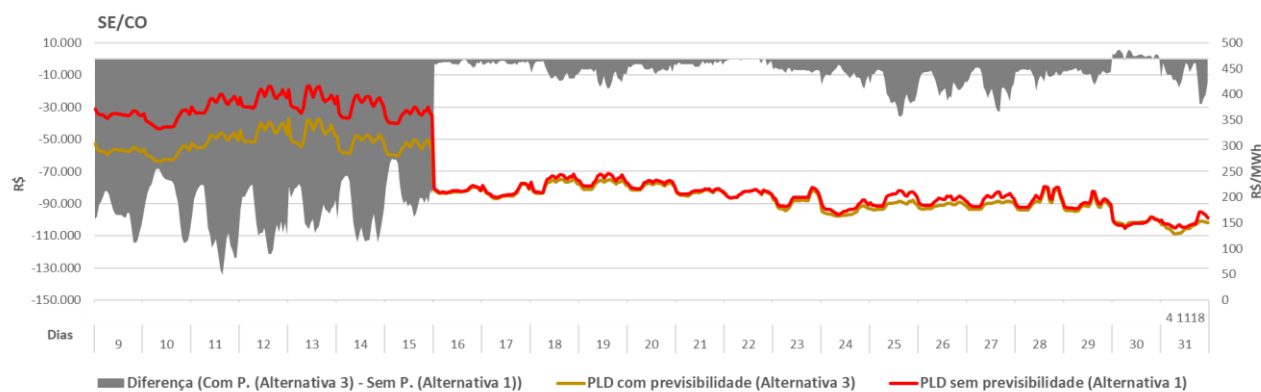


Gráfico 29 - Custo pela Repactuação do Risco Hidrológico no submercado SE/CO para jan/21 gerado pela diferença entre os PLDs simulados

4.2.8. Encargos e Custo de Descolamento

Será observado os impactos causados pelas simulações dos PLDs com e sem a inserção dos parâmetros de previsibilidade ao Custo de Descolamento e aos Encargos, sendo ambas as análises com base em valores consolidados do SIN.

Tabela 6 - Encargos do Sistema Interligado Nacional em jan/21

Cenário	Serviços Ancilares (R\$/mi)	Segurança Energética (R\$/mi)	Deslocamento Hidráulico (R\$/mi)	Importação (R\$/mi)	Unit Commitment (R\$/mi)	Constrained On (R\$/mi)	Constrained Off (R\$/mi)	Total de Encargos (R\$/mi)
PLD sem previsibilidade (Alternativa 1)	18,40	1.000,92	196,76	537,28	28,86	8,47	3,70	1.794,39
PLD com previsibilidade (Alternativa 3)	18,40	1.055,86	161,92	555,68	30,57	9,19	3,19	1.834,81
Diferença R\$ (com - sem)	-	54,94	-34,84	18,40	1,71	0,72	-0,52	40,42
Diferença % (Dif R\$ / sem)	0,00%	5,49%	-17,71%	3,42%	5,92%	8,54%	-13,92%	2%

Ao examinar os resultados das simulações constatou-se uma diminuição no montante de encargos ocasionados por Segurança Energética, Importação, Unit Commitment e Constrained-On dada a utilização do PLD Sem Previsibilidade (Alternativa 1), sendo este resultado inverso ao que ocorreu em dezembro/2020. A diminuição ocorre pelo descolamento de ambos os PLDs analisados, sendo o PLD sem parâmetros de previsibilidade superior ao com previsibilidade na maioria das horas do mês, acentuando-se na amplitude entre ambas as curvas do dia 9 ao 16. Este comportamento deixa o PLD mais próximo do valor do CVU das usinas despachadas fora da ordem de mérito, diminuindo assim o valor dos encargos. Serviços Ancilares foi o único encargo que manteve o valor em ambas as simulações, por ser independente do valor do PLD. Deslocamento Hidráulico e Constrained-Off são os encargos que sofreram aumento com a adoção do PLD Sem Previsibilidade (Alternativa 1), ocasionado pelo aumento do valor do PLD, o que gera uma ampliação do *gap* entre o valor do PLD Sem Previsibilidade (Alternativa 1) e do PLD_X (utilizado para valorar o encargo de deslocamento hidráulico). O mesmo ocorre com o valor do PLD Sem Previsibilidade (Alternativa 1) e o CVU (utilizado para valorar o encargo por constrained-off).

Tabela 7 - Detalhamento do Custo de descolamento do SIN em jan/21

Cenário	Custo ACR (R\$/mi)	Custo Mercado (R\$/mi)	Custo de Descolamento (R\$/mi)
PLD sem previsibilidade (Alternativa 1)	7,91	0,14	8,05
PLD com previsibilidade (Alternativa 3)	9,84	0,69	10,53
Diferença R\$ (com - sem)	1,93	0,56	2,48
Diferença % (Dif R\$ / sem)	24,36%	411,15%	30,86%

O custo de descolamento é composto por duas parcelas, o custo rateado entre todos os agentes do mercado e o custo rateado apenas entre os agentes do ambiente regulado. De acordo com a Tabela 7, houve uma diminuição deste dispêndio quando aplicado o PLD Sem Previsibilidade (Alternativa 1). A redução é ocasionada pela redução do *gap* entre o PLD e o CMO.

Tabela 8 - Encargos de Segurança Energética e demais serviços do sistema em R\$/MWh para jan/21

Cenário	Segurança Energética (R\$/MWh)	Demais Serviços de Sistema (R\$/MWh)
PLD sem previsibilidade (Alternativa 1)	24,43	11,68
PLD com previsibilidade (Alternativa 3)	24,83	11,94
Diferença R\$ (com - sem)	0,40	0,26
Diferença % (Dif R\$ / sem)	1,65%	2,23%

Adicionalmente, foi realizada uma análise onde se expõe o montante em R\$/MWh dos encargos, sendo estes segregados em dois: (i) Segurança Energética, por ser a classificação que mais gera encargos ao SIN; e (ii) A consolidação dos demais encargos existentes. Quando comparado o resultado das simulações, segundo a Tabela 8, verifica-se uma diminuição de R\$ 0,40/MWh com a utilização do PLD sem os parâmetros de previsibilidade para os encargos gerados por segurança energética e de R\$ 0,26/MWh para os demais encargos consolidados.

4.2.9. Excedente Financeiro – Surplus

Outra análise do impacto ocasionado pela utilização do PLD com parâmetros de previsibilidade versus sem previsibilidade, foi verificar o intercâmbio de energia entre os submercados, para encontrar o quanto cada submercado exportador contribuiu para atender os submercados importadores. Em seguida, o montante encontrado foi valorado pela subtração entre o PLD do submercado importador e o PLD do submercado exportador, nas duas situações mencionadas, PLD Com Previsibilidade (Alternativa 3) e com PLD Sem Previsibilidade (Alternativa 1).

Apresentada na Tabela 9, discretizado por submercado importador, estão os valores absolutos e as variações no montante de Excedente Financeiro para ambas as curvas de preço analisadas, bem como o somatório total do Sistema Interligado Nacional - SIN.

Tabela 9 - Excedente Financeiro em jan/21 por submercado

Submercado	PLD sem Previsibilidade (Alternativa 1) (R\$/mi)	PLD com Previsibilidade (Alternativa 3) (R\$/mi)	Diferença R\$ (com - sem) (R\$/mi)	Varição no Mês (Dif R\$ / sem)
Sudeste/ Centro-Oeste	6,56	9,74	3,18	48,45%
Sul	1,85	1,91	0,07	3,61%
Nordeste	-0,23	-0,07	0,16	-70,99%
Norte	-	-	-	-
Total SIN	8,18	11,59	3,41	41,64%

De acordo com a Tabela 9, pode ser observado que a adoção do PLD Sem Previsibilidade (Alternativa 1) diminuiu o excedente financeiro em todos os submercados do SIN em janeiro/2021, visto que os valores de PLD desta simulação se apresentaram menor ou igual ao PLD Com Previsibilidade (Alternativa 3) em todas as horas do mês.

4.3. Análise Junho/21

Para o mês de junho de 2021, assim como janeiro/2021, a metodologia aplicada na contabilização oficial foi com parâmetros de previsibilidade (Alternativa 3) e a simulação sem a inserção dos parâmetros de previsibilidade nos modelos (Alternativa 1).

4.3.1. PLD (preços)

Nesta seção, é apresentado o comportamento do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) avaliando os impactos associados as alternativas de aplicação ou não da previsibilidade preconizada na até então vigente Resolução nº 07, de 14 de dezembro de 2016, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e que foi substituída pela publicação da Resolução CNPE nº 22, de 5 de outubro de 2021.

São apresentados os resultados para as simulações de duas alternativas para a consideração da resolução para o mês de junho de 2021: casos com previsibilidade (Alternativa 1); e os casos sem previsibilidade (Alternativa 3), ou seja, não seguindo a resolução.

4.3.1.1. Premissas das simulações

No mês de junho de 2021, o PLD foi calculado considerando a base horária, sendo as simulações realizadas considerando a cadeia de modelos computacionais NEWAVE, DECOMP e DESSEM utilizados na época, versões 27, 30.1 e 19.0.14.1.3, respectivamente.

Em relação as restrições enquadradas na previsibilidade não inferior a um mês definida na até então na Resolução CNPE nº 07/2016 para o cálculo do PLD, em relação ao mês de junho de 2021, foram consideradas as seguintes restrições hidrelétricas:

A. Defluência mínima da UHE Caconde:

Após o PMO de maio, foi divulgada no site da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico – ANA, a Resolução ANA nº 72/2021 de 26 de abril de 2021, a qual indicava a redução da descarga mínima do reservatório da Usina Hidrelétrica Caconde, no rio Pardo, de 32 m³/s para 20 m³/s. Apesar disso, essa resolução foi revogada, ao final do mês de maio, e passou a vigorar a Resolução ANA nº 76/2021 de 24 de maio de 2021, no qual indicava um redução da descarga mínima ainda mais significativa do reservatório da UHE Caconde, no rio Pardo, de 32 m³/s para 10 m³/s.

- Período de vigência dessa restrição: ambas as resoluções apresentavam vigência até 31 de dezembro de 2021.
- Valores utilizados nas simulações:
 - Alternativa 1: manutenção da descarga mínima do reservatório em 32 m³/s durante as semanas operativas de junho e redução para 20 m³/s a partir do PMO de julho, ou seja, pegando a última semana operativa de junho;
 - Alternativa 3: alteração da descarga mínima do reservatório em 20 m³/s para o dia 1º de junho (modelos NEWAVE, DECOMP – RVO e DESSEM) e para os demais dias 10 m³/s, conforme as Resoluções acima mencionadas.

B. UHE Limoeiro:

Ao final do mês de maio, foi emitida a Resolução ANA nº 76/2021 de 24 de maio de 2021, no qual indicava uma redução da descarga mínima do reservatório da Usina Hidrelétrica Limoeiro, no rio Pardo, de 19 m³/s para 13 m³/s.

- Período de vigência dessa restrição: até 31 de dezembro de 2021.
- Valores utilizados nas simulações:
 - Para o dia 1º de junho de 2021 (modelos NEWAVE, DECOMP – RVO e DESSEM), as duas alternativas apresentavam os mesmos valores de 19 m³/s;
 - Alternativa 1: a partir de 2 de junho, foi mantida a descarga mínima do reservatório em 19 m³/s;

- Alternativa 3: a partir de 2 de junho de 2021, foi alterada a descarga mínima do reservatório para 13 m³/s conforme Resolução ANA nº 76/2021 de 24 de maio de 2021.

C. UHEs Jupuí e Porto Primavera:

No dia 14/05/2021, os agentes responsáveis pelas UHEs Jupuí e Porto Primavera apresentaram ao ONS os FSARHs nº 1820 e 1821, respectivamente, declarando a redução das defluências mínimas de 4.300 m³/s para 3.900 m³/s para a UHE Porto Primavera e de 3.700 m³/s para 3.300 m³/s da vazão defluente mínima para a UHE Jupuí. Essas reduções de defluência foram possíveis com a emissão do Despacho IBAMA nº 9927227/2021-CGTEF/DILIC.

- Período de vigência dessa restrição: até 31 de outubro de 2021.
- Valores utilizados nas simulações:
 - Alternativa 1: manutenção dos valores previamente conhecidos para as vazões defluentes mínimas das UHEs Porto Primavera e Jupuí, 4.300 m³/s e 3700 m³/s, respectivamente;
 - Alternativa 3: alteração da vazão defluente mínima das UHEs Porto Primavera e Jupuí em 3.900 m³/s e 3300 m³/s, respectivamente, conforme Despacho IBAMA nº 9927227/2021-CGTEF/DILIC.

D. UHE Xingó:

A Resolução ANA nº 81, de 14 de junho de 2021, autorizou a operação da UHE Xingó excepcional ao disposto na Resolução ANA nº 2.081, de 4 de dezembro de 2017, nos meses de junho, julho, setembro, outubro e novembro de 2021. A indicação desta resolução autoriza a troca de faixa de operação Normal para a de Atenção em junho e julho de 2021 quando o reservatório de Sobradinho atingisse o volume útil inferior a 60%, podendo ser praticada a defluência mínima de 800 m³/s na UHE Xingó sem necessidade de aguardar o 1º dia útil do mês seguinte. Além disso, permitia a prática de vazões máximas médias mensais de 1.500 m³/s em setembro e de 2.500 m³/s em outubro e novembro de 2021, apenas com a observação de que a operação excepcional prevista poderia ser suspensa antecipadamente caso o reservatório de Sobradinho atingisse o volume útil inferior a 40%, passando a ser observadas as condições estabelecidas pela Resolução ANA nº 2.081, de 4 de dezembro de 2017.

- Período de vigência dessa restrição: até 31 de novembro de 2021.
- Valores utilizados nas simulações:
 - Alternativa 1: não ocorreu a alteração de faixa de operação para a quarta semana operativa de junho, sendo mantida a restrição previamente conhecida de defluência máxima, sendo 8.000 m³/s para junho e 900 m³/s para julho;
 - Alternativa 3: alteração da faixa de operação na quarta semana operativa de junho, sendo alterada a restrição de defluência máxima para 900 m³/s já para o mês de junho de 2021;
 - A partir da primeira semana operativa de julho, as duas alternativas voltaram a apresentar os mesmos valores, uma vez que a aplicação neste momento era referente a Resolução ANA nº 2.081/2017.

E. UHEs Furnas e Mascarenhas de Moraes:

A Resolução ANA nº 80/2021, de 14 de junho de 2021, indicou ao ONS adequar a operação das UHEs Furnas e Mascarenhas de Moraes, de modo que o reservatório da UHE Furnas fosse operado acima da cota mínima de 754,18 m, equivalente a 15,0% de seu volume útil para geração de energia elétrica; e o reservatório da UHE Mascarenhas de Moraes fosse operado acima da cota de 655,57 m, equivalente a 15,25% do volume útil deste reservatório.

- Período de vigência dessa restrição: até 31 de novembro de 2021.
- Valores utilizados nas simulações:
 - Alternativa 1: foi mantida as modelagens adotadas nos modelos computacionais até o momento, ou seja, representação da restrição na cota 754,18 m, ou seja, de 9% do volume útil para a UHE Furnas (modelo DECOMP) e de 655,30m, ou seja, de 13,23% do volume útil para a UHE Mascarenhas de Moraes (FSARH nº 444);
 - Alternativa 3: alteração das restrições para os valores definidos na resolução a partir do dia 17/06/2021, respeitando a temporalidade de cada modelo computacional.

F. Nível operativo mínimo na UHE Ilha Solteira:

A Resolução ANA nº 84/2021, de 18 de junho de 2021, autorizou a operação excepcional da UHE Ilha Solteira e Três Irmãos devendo ser mantido o seu nível operativo igual ao superior a 325,0 m.

- Período de vigência dessa restrição: de 1º de julho a 6 de agosto de 2021.
- Valores utilizados nas simulações:
 - Alternativa 1: foi mantida as modelagens adotadas nos modelos computacionais até o momento, ou seja, representação da restrição na cota 325,4 m para as duas usinas;
 - Alternativa 3: alteração das restrições para os valores definidos na resolução a partir do dia 27/06/2021, respeitando a temporalidade de cada modelo computacional.

4.3.1.2. Resultados

O Gráfico 30 apresenta os valores horários dos PLD sem aplicação dos limites e o Gráfico 31 ilustra os valores com a aplicação dos limites máximos (horário e estrutural) e mínimo vigentes para o período de 1º a 30 de junho de 2021.

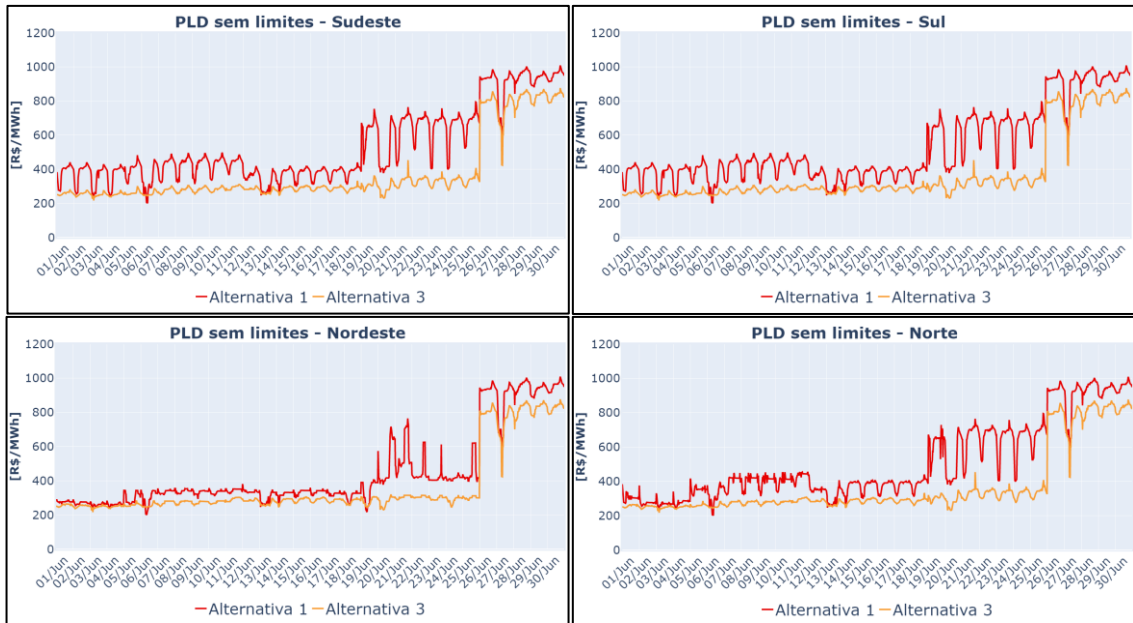


Gráfico 30 - Simulação do Impacto das Alternativas de Previsibilidade referente a CNPE 07 no PLD sem a aplicação dos limites para o mês de jun/2021.

Pode-se observar também, uma maior oscilação do PLD sem a aplicação de limites entre as semanas do mês operativo na Alternativa 1, sendo que essa oscilação ocorre na Alternativa 3 apenas na troca do mês operativo, que ocorre a partir do dia 26/06/2021, que consiste na quinta semana operativa de junho ou primeira semana operativa de julho.

Como podemos observar no Gráfico 30, os valores de PLDs sem a aplicação de limites, ultrapassaram os valores máximos estruturais a partir da quinta semana operativa de junho e, por isso, é também apresentado o Gráfico 31 considerando essa aplicação. As diferenças entre as alternativas apresentadas ficaram mais significativas a partir da quarta semana operativa de junho.

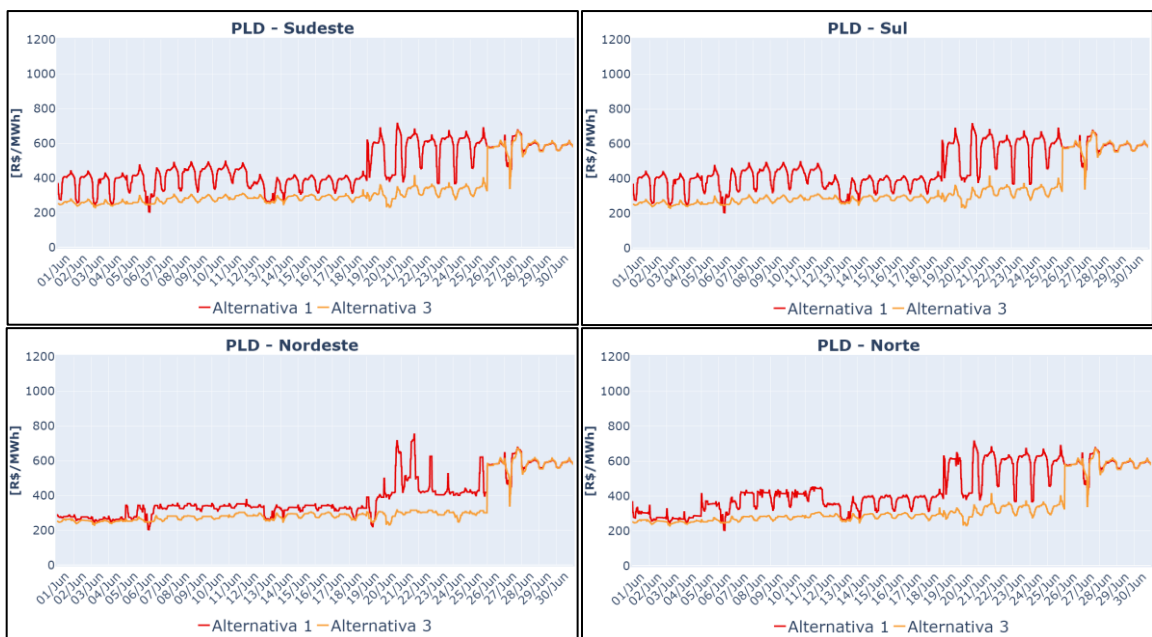


Gráfico 31 - Simulação do Impacto das Alternativas de Previsibilidade referente a CNPE 07 no PLD para o mês de jun/2021.

As variações entre as alternativas para o mês em questão têm características de permitir menor flexibilidade hidrelétrica ao modelo computacional na Alternativa 1, impactando neste caso em elevações de preço na Alternativa 1 em relação a Alternativa 3.

4.3.2. Contabilização – Resultados Globais

Foram avaliados os pagamentos e recebimentos do mês de junho de 2021 para verificar o impacto da utilização dos parâmetros de previsibilidade no PLD na contabilização mensal da CCEE conforme Tabela 10.

Tabela 10 - Resultado Final da Contabilização para Jun/21

Cenário	Pagamentos (R\$/mi)	Recebimentos (R\$/mi)
PLD sem previsibilidade (Alternativa 1)	5.017	5.018
PLD com previsibilidade (Alternativa 3)	4.116	4.120

Para o mês de junho/21, conforme dados da Tabela 10, ao comparar os resultados da contabilização oficial oriunda do PLD Com Previsibilidade (Alternativa 3), e da simulação realizada contendo o PLD Sem Previsibilidade (Alternativa 1), obteve-se entre os cenários um aumento de R\$ 900,3 milhões para os pagamentos e R\$ 897,3 milhões para os recebimentos realizados pelos agentes, diferença ocasionada basicamente pelo descolamento dos PLDs analisados.

Como forma de avaliar os maiores impactados pela adoção dos PLDs simulados, os agentes foram segregados por classe, conforme Gráficos 32 e 33:

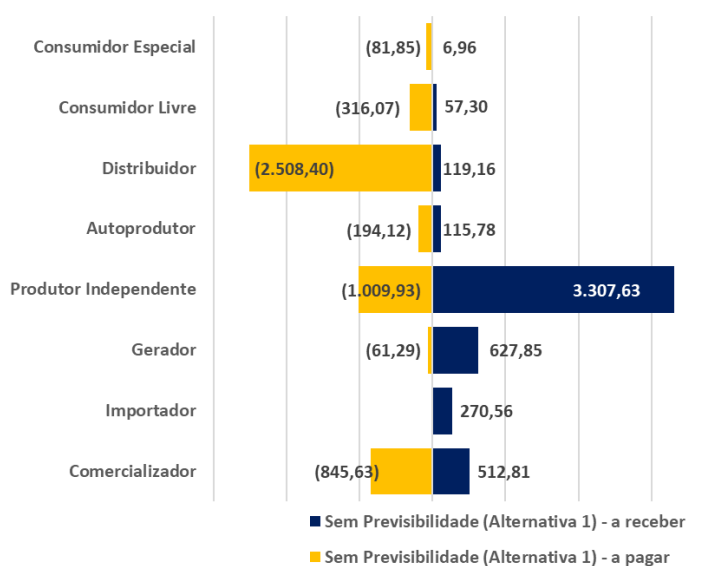


Gráfico 32 - Resultado da Contabilização por Classe Sem Previsibilidade (Contabilização) para jun/21

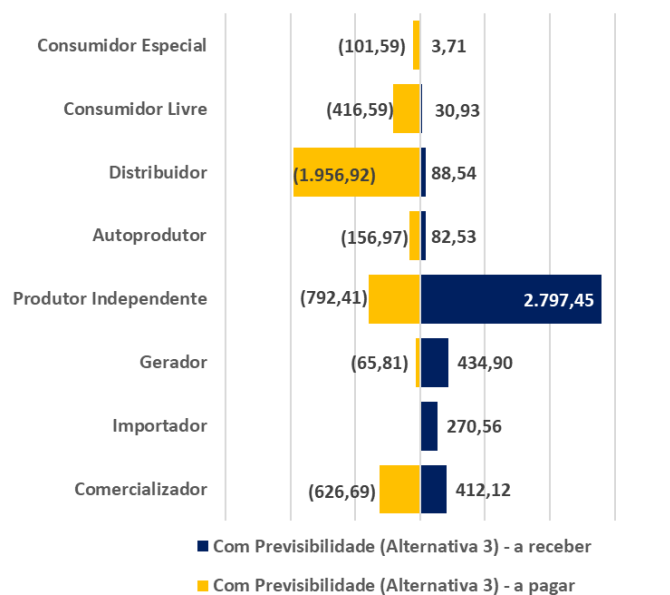


Gráfico 33 - Resultado da Contabilização por Classe Com Previsibilidade (Simulação) para jun/21

Para o mês de junho/21 observa-se que, além das Distribuidoras e dos Produtores Livres, outras classes foram significativamente impactadas ao se contrapor os resultados com os PLDs simulados. No total, ao comparar o impacto das demais classes (excluindo PIE e Distribuidores), a diferença entre as simulações representam uma redução de 14,58% do valor a pagar e 39,73% do valor a receber, quando utilizado o PLD Com Previsibilidade (Alternativa 3).

As Distribuidoras e os Produtores Livres, classes mais impactadas, tiveram uma diminuição de 22% e 21,5% no valor a pagar e de 25,7% e 15,4% no montante a receber, respectivamente, com a utilização do PLD Com Previsibilidade (Alternativa 3).

4.3.3. Contabilização – Resultados Individuais

A dispersão dos resultados para classe geração e consumo foram analisadas separadamente e foram desconsiderados parte dos agentes que apresentaram altas variações absolutas e percentualmente pequenas (ou vice-versa).

Foi considerado no eixo das ordenadas a diferença absoluta entre o resultado da contabilização (PLD Com Previsibilidade menos o PLD Sem Previsibilidade), e no eixo das abscissas a variação percentual do quanto a diferença existente entre os resultados representa do montante obtido com o PLD Sem Previsibilidade (Alternativa 1).

Para os Geradores, os *outliers* retirados foram aqueles que apresentaram uma variação maior que $\pm 200\%$ e diferença maior $\pm R\$ 4$ milhões.

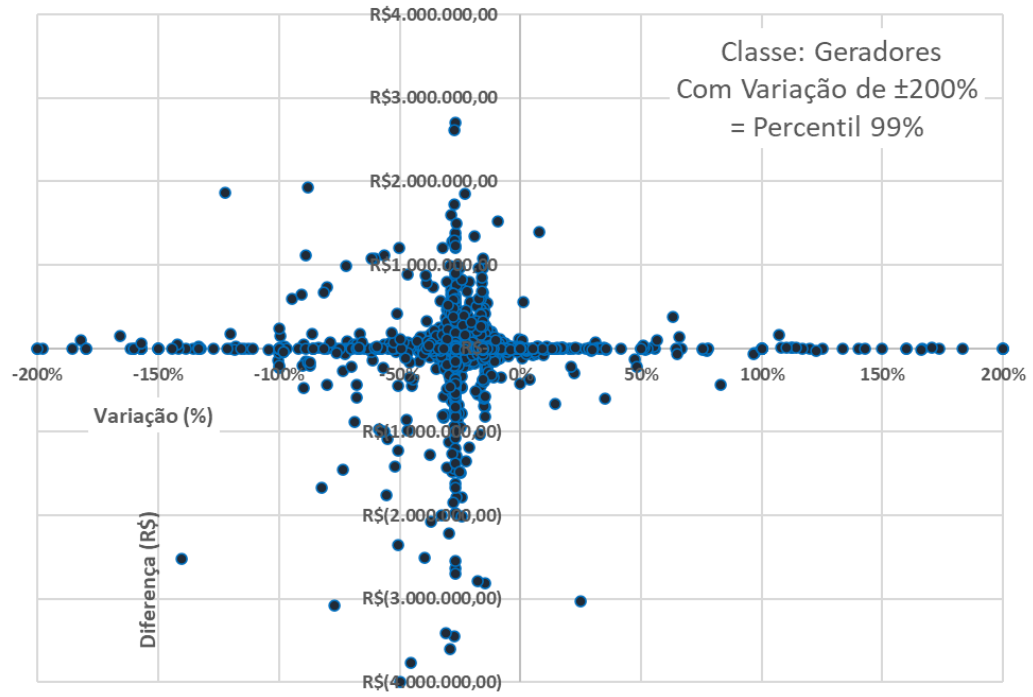


Gráfico 34 - Gráfico de dispersão do Resultado da Contabilização dos geradores para jun/21

No Gráfico 34 foi observado, da mesma forma que em janeiro/2021, um pequeno deslocamento para a esquerda, tal comportamento é decorrente da diminuição do valor do PLD na condição sem previsibilidade, devido a variação ser obtida a partir da subtração entre o resultado da simulação Com Previsibilidade (Alternativa 3) menos o Sem Previsibilidade (Alternativa 1).

Referente aos parâmetros estipulados para os geradores, 99% dos agentes tiveram seus resultados capturados pela análise.

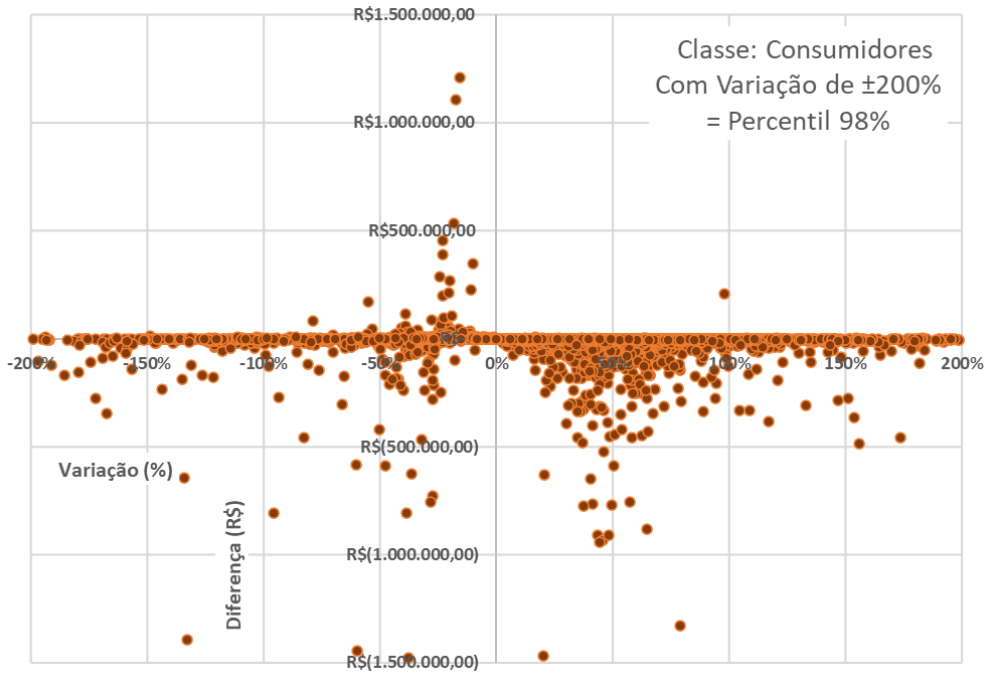


Gráfico 35 - Gráfico de dispersão do Resultado da Contabilização dos consumidores para jun/21

Os *outliers* retirados para os Consumidores foram aqueles que apresentaram uma variação maior que $\pm 200\%$ e diferença maior que $\pm R\$ 1,5$ milhão.

Apenas 0,7% dos agentes da classe consumidora tiveram valores de diferença maiores que R\$ 250 mil, representando 41,5% do total.

4.3.4. Exposição dos Consumidores Livres e Especiais

Também foi analisado as exposições dos consumidores livres e especiais para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, as figuras abaixo mostram os valores da exposição em MWh no eixo principal e as curvas de PLD para as duas alternativas no eixo secundário:

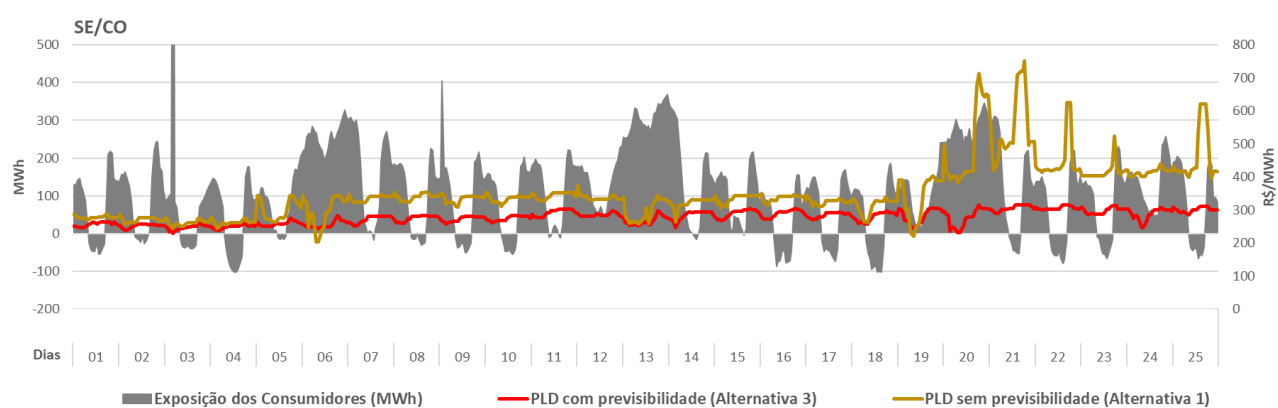


Gráfico 36 - Exposição dos Consumidores e valores de PLD do submercado SE/CO para jun/21

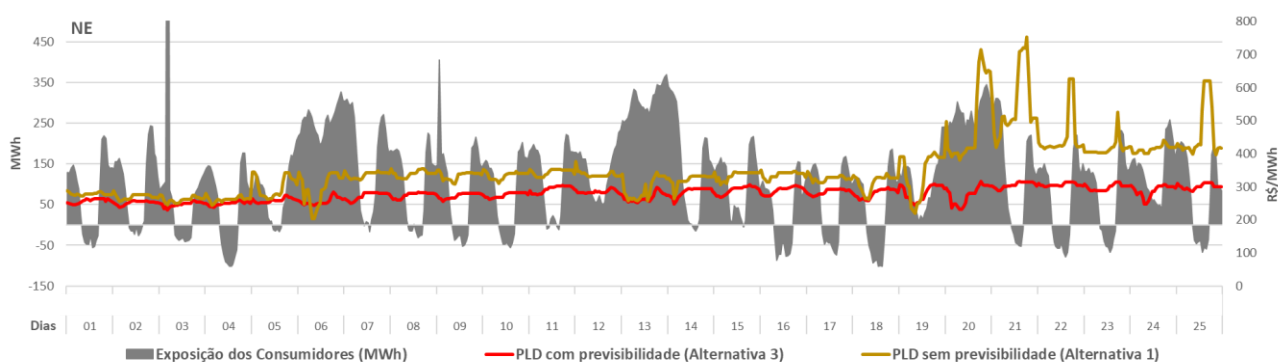


Gráfico 37 - Exposição dos Consumidores e valores de PLD do submercado NE para jun/21

Nos 25 dias analisados é possível verificar diferenças entre os PLDs com (Alternativa 3) e sem (Alternativa 1) previsibilidade, acentuando-se entre os dias de 19 a 25.

Essas diferenças ocasionam impactos da ordem de R\$ -80 milhões para o SE/CO e R\$ -5,5 milhões para o Nordeste, que representam uma diminuição, respectivamente, de 33% e 21% em relação ao resultado sem a previsibilidade.

4.3.5. Distribuidoras – Parcelas da Contabilização do MCP

As parcelas da contabilização do MCP das distribuidoras são apresentadas no Gráfico 38, no qual observa-se os valores a pagar e receber em milhões para ambos os cenários:

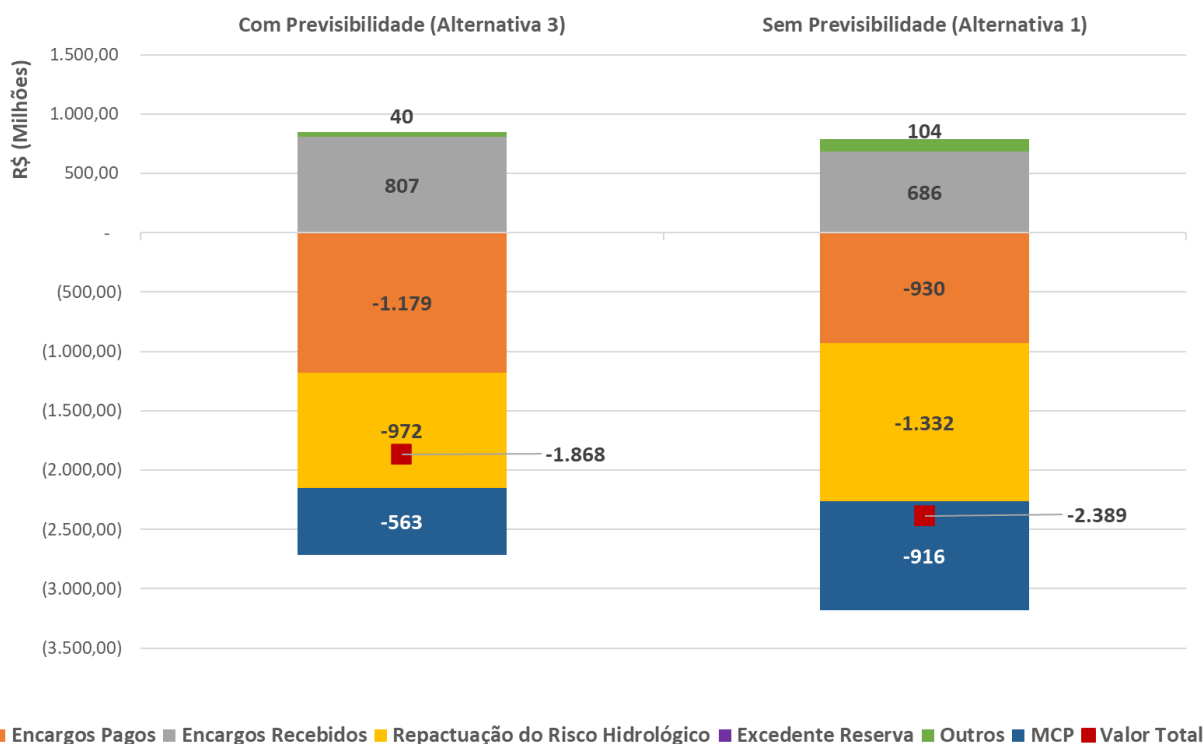


Gráfico 38 - Parcelas da Liquidação do MCP das Distribuidoras para jun/21

Verifica-se, ao comparar ambos os cenários, que há um aumento de 28% no total de pagamentos das distribuidoras quando utilizado o PLD Sem Previsibilidade (Alternativa 3). Esse aumento é influenciado principalmente pelas exposições negativas do MCP e Repactuação do Risco Hidrológico, sendo ligeiramente suavizado pela redução de 21% do montante pago de encargos. Observa-se também que com a utilização da Alternativa 3, houve uma queda de R\$ 121,1 milhões dos encargos recebidos.

4.3.6. Distribuidoras – Balanço Energético

Para analisar o impacto financeiro das distribuidoras com a adoção de cada uma das metodologias, também foi verificado o balanço energético. Para tanto, foi levantado os recursos (contratos de compra) e requisitos (consumo + contratos de venda), nos submercados SE/CO e Norte, simulando uma distribuidora equivalente por submercado, de forma a capturar as curvas de recurso e requisito por região eletroenergética, e utilizá-las no balanço energético, de acordo com o PLD de cada metodologia.

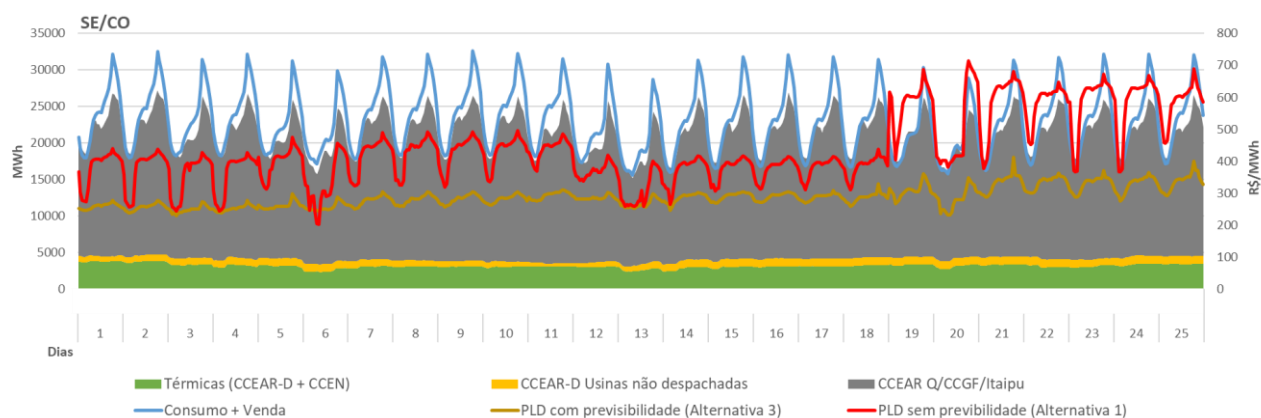


Gráfico 39 – Balanço Energético das Distribuidoras no submercado SE/CO para o mês de jun/21

Para o submercado SE/CO ocorre predominância de exposições negativas, sendo o consumo na grande maioria dos dias maior que o nível de contratação.

As maiores diferenças de PLD entre os dois cenários ocorrem entre os dias 19 e 25, conforme observado no Gráfico 39. Este descolamento é responsável pela diferença total de R\$ 176,5 milhões quando se compara o PLD Com Previsibilidade (Alternativa 3) e o Sem Previsibilidade (Alternativa 1), resultando em uma atenuação de 30% nos custos das exposições negativas, quando utilizada a Alternativa 3.

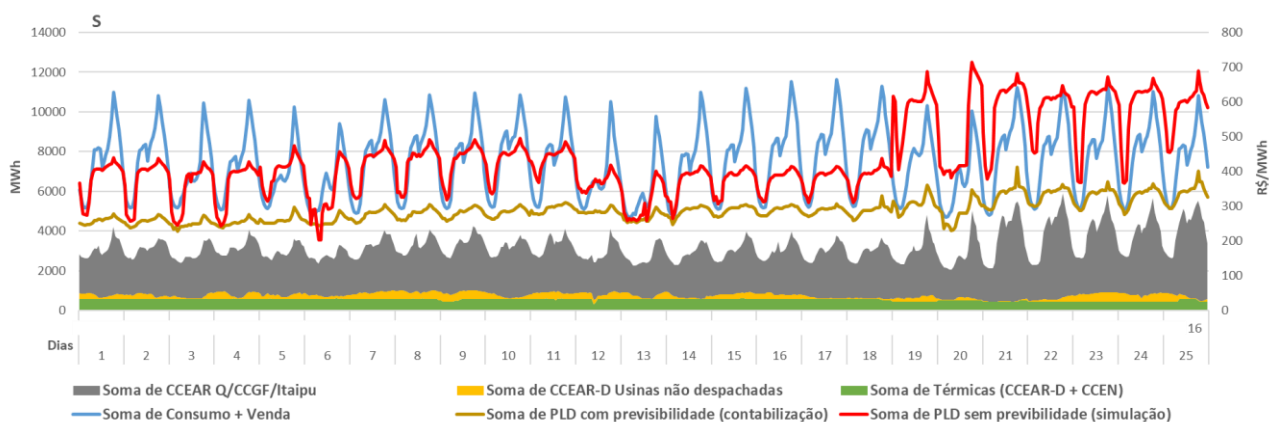


Gráfico 40 – Balanço Energético das Distribuidoras no submercado S para o mês de jun/21

A distribuidora equivalente do submercado Sul, exposta no Gráfico 40, é, assim como no submercado SE/CO, predominantemente de exposições negativas, onde o requisito (consumo) é maior que os recursos (contratos de compra).

A diferença financeira provocada pelos cenários de PLD é da ordem de R\$ 401,3 milhões, representando uma diminuição de 29% no recebimento da componente de MCP quando utilizada a Alternativa 3.

4.3.7. Repactuação do Risco Hidrológico

A análise relativa à Repactuação do Risco Hidrológico, realizada com base na comparação entre a Garantia Física sazonalizada de forma uniforme das usinas que repactuaram e o montante de energia resultante da aplicação do GSF à GF *flat* das usinas repactuadas (energia alocada), de forma a observar se existe déficit de geração, ocasionado pelo GSF, e qual o impacto causado pela utilização dos PLDs.

Pode-se observar, com base no Gráfico 41, que a diferença entre a Energia Alocada e a GF *flat* ao longo do mês possui uma amplitude similar, ao se comparar as semanas, e que a curva de Energia Alocada está sempre abaixo, em decorrência de um GSF sempre inferior a 1. Este comportamento causa um repasse de RRH às distribuidoras em todas as horas do mês, sendo o valor acentuado pelo aumento na diferença de preços entre o dia 19 e 25.

Conforme o Gráfico 42, a diferença do repasse do risco hidrológico é reduzida com a adoção do PLD Com parâmetros de previsibilidade (Alternativa 3), totalizando R\$ 271,4 milhões, cerca de 28%.

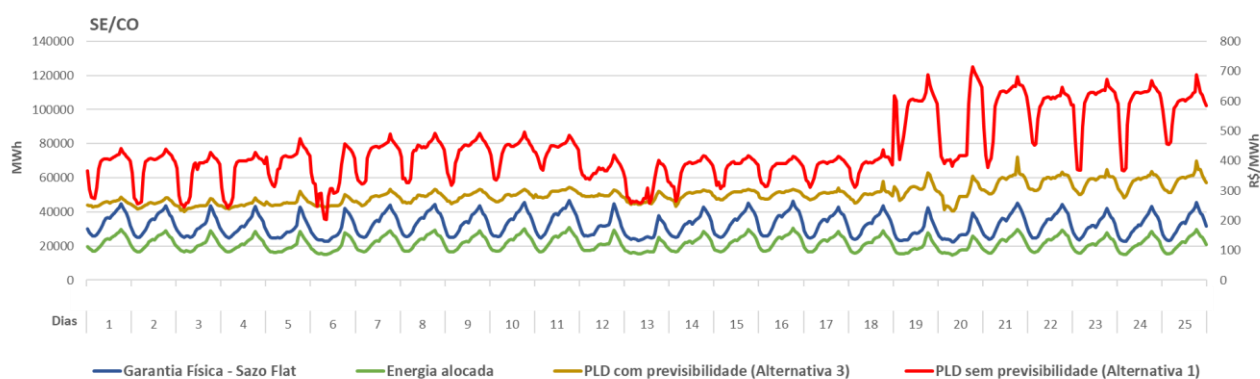


Gráfico 41 - Repactuação do Risco Hidrológico e valores de PLD do submercado SE/CO para jun/21

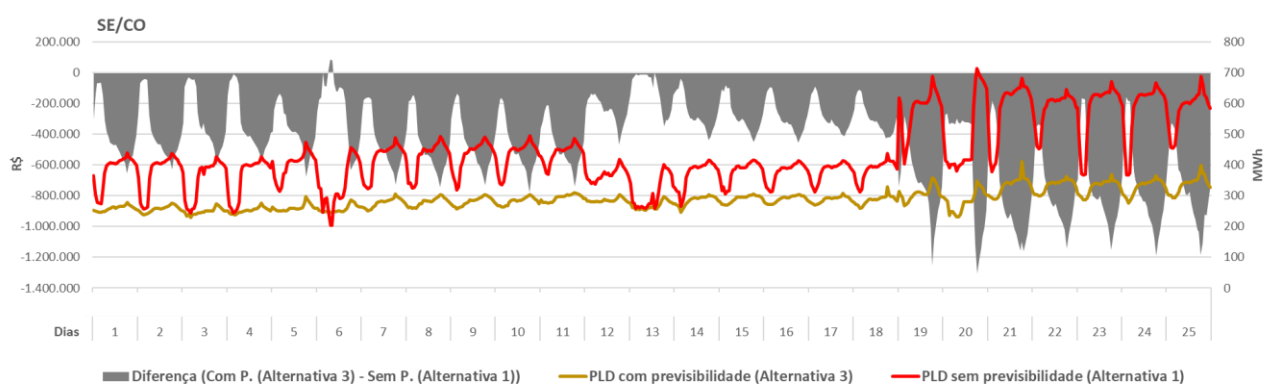


Gráfico 42 - Custo pela Repactuação do Risco Hidrológico no submercado SE/CO para jun/21 gerado pela diferença entre os PLDs simulados

4.3.8. Encargos e Custo de Descolamento

Esta seção irá apresentar os impactos causados pelas simulações dos PLDs com e sem a inserção dos parâmetros de previsibilidade ao Custo de Descolamento e aos Encargos, sendo ambas as análises com base em valores consolidados do SIN.

Tabela 11 - Encargos do Sistema Interligado Nacional em jun/21

Cenário	Serviços Ancilares (R\$/mi)	Segurança Energética (R\$/mi)	Deslocamento Hidráulico (R\$/mi)	Importação (R\$/mi)	Unit Commitment (R\$/mi)	Constrained On (R\$/mi)	Constrained Off (R\$/mi)	Total de Encargos (R\$/mi)
PLD sem previsibilidade (Alternativa 1)	18,96	989,75	371,52	130,38	80,59	1,34	4,10	1.596,64
PLD com previsibilidade (Alternativa 3)	18,96	1.247,66	201,69	170,17	94,64	3,29	1,61	1738,02
Diferença R\$ (com - sem)	-	257,91	-169,82	39,78	14,05	1,95	-2,49	141,38
Diferença % (Dif R\$ / sem)	0,00%	26,06%	-45,71%	30,51%	17,44%	145,41%	-60,29%	9%

Observa-se nos resultados das simulações que houve uma diminuição no montante de encargos ocasionados por Segurança Energética, Importação, Unit Commitment e Constrained-On dada a utilização do PLD Sem Previsibilidade, comportamento congruente com janeiro/2021. Esse efeito decorre do PLD sem parâmetros de previsibilidade ser superior ao com previsibilidade na maioria das horas do mês, estando assim mais próximo do valor do CVU das usinas despachadas fora da ordem de mérito, diminuindo assim o valor dos encargos.

Já os encargos que sofreram um aumento com a adoção da Alternativa 1 são o Deslocamento Hidráulico e Constrained-Off, ocasionado pelo aumento do valor do PLD, o que gera uma ampliação do *gap* entre o valor do PLD Sem Previsibilidade e do PLD_X, para o deslocamento hidráulico, assim como o *gap* entre o PLD Sem Previsibilidade e o CVU, para o constrained-off.

Tabela 12 - Detalhamento do Custo de descolamento do SIN em jun/21

Cenário	Custo ACR (R\$/mi)	Custo Mercado (R\$/mi)	Custo de Descolamento (R\$/mi)
PLD sem previsibilidade (Alternativa 1)	26,04	10,51	36,56
PLD com previsibilidade (Alternativa 3)	52,36	24,53	76,89

Diferença R\$ (com - sem)	26,32	14,02	40,34
Diferença % (Dif R\$ / sem)	101,05%	133,35%	110,34%

O custo rateado entre todos os agentes do mercado e o custo rateado apenas entre os agentes do ambiente regulado, compõe o custo de descolamento do SIN.

Conforme expresso na Tabela 12, houve uma diminuição significativa do valor quando utilizado o PLD Sem Previsibilidade, cerca de 110%, esse efeito resulta na diminuição do custo arcado pelos agentes que compõe o ambiente regulado, principal afetado pelo custo do descolamento entre o PLD e o CMO.

Da mesma forma que em janeiro/2021, foi realizada uma análise complementar onde se expõe o montante em R\$/MWh dos encargos, sendo estes segregados em dois: (i) Segurança Energética, por ser a classificação que mais gera encargos ao SIN; e (ii) A consolidação dos demais encargos existentes, conforme exibido na Tabela 13.

Tabela 13 - Encargos de Segurança Energética e demais serviços do sistema em R\$/MWh para jun/21

Cenário	Segurança Energética (R\$/MWh)	Demais Serviços de Sistema (R\$/MWh)
PLD sem previsibilidade (Alternativa 1)	31,02	6,87
PLD com previsibilidade (Alternativa 3)	33,02	5,67
Diferença R\$ (com - sem)	2,01	1,19
Diferença % (Dif R\$ / sem)	6,47%	21,03%

Ao comparar o resultado das simulações, observa-se uma diminuição de R\$ 2,01/MWh com a utilização do PLD sem os parâmetros de previsibilidade para os encargos gerados por segurança energética e de R\$ 1,19/MWh para os demais encargos consolidados.

4.3.9. Excedente Financeiro – Surplus

A última análise realizada neste relatório, avalia o impacto provocado pela adoção do PLD Com Previsibilidade (Alternativa 3) em relação ao PLD Sem Previsibilidade (Alternativa 1) no excedente financeiro, causado pela diferença de preços entre os submercados ao haver intercâmbio de energia.

Conforme a Tabela 14, com dados discretizados por submercado importador, apresentam-se os valores absolutos, em milhões de R\$, e as variações no montante de Excedente Financeiro para ambos os cenários, bem como o somatório total do Sistema Interligado Nacional - SIN.

Tabela 14 - Excedente Financeiro em jan/21 por submercado

Submercado	PLD sem Previsibilidade (Alternativa 1) (R\$/mi)	PLD com Previsibilidade (Alternativa 3) (R\$/mi)	Diferença R\$ (com - sem) (R\$/mi)	Variação no Mês (Dif R\$ / sem)
Sudeste/ Centro-Oeste	135,23	18,19	-117,03	-86,55%
Sul	145,02	9,26	-135,76	-93,62%
Nordeste	-0,07	-	0,07	-100%
Norte	-	-	-	-
Total SIN	280,17	27,25	-252,72	-90,20%

Pode ser observado que a adoção do PLD Sem Previsibilidade aumentou consideravelmente o excedente financeiro em todos os submercados do SIN em junho/21, consequência esta dos valores de PLD da Alternativa 1 se apresentarem superiores ao PLD da Alternativa 3 em quase todas as horas do mês.

5. Considerações finais

Nos cenários estudados observamos que para o mês de dezembro de 2020, PLD patamarizado, considerar a previsibilidade aumentou o nível do PLD, e para os meses de janeiro e junho de 2021, PLD horário, verificou o inverso, o método de cálculo SEM previsibilidade se mostrou em níveis superiores ao COM previsibilidade. Portanto, não é possível afirmar que exista um comportamento padrão e recorrente ao considerar a previsibilidade preconizada na até então vigente Resolução CPNE nº 07/2016. O que se verifica é que o comportamento de elevação ou redução do preço está associado a natureza da restrição, que altera a disponibilidade de energia e a flexibilidade operativa do sistema ou de um determinado submercado.

Fica evidente que existe uma redução da volatilidade do PLD dentro de um mesmo mês na Alternativa 3, porém essas variações ficam mais evidente nas trocas de meses operativos para a Alternativa 3. Isso acontece, pois existe a manutenção das restrições previamente conhecidas para aquelas atualizações que não configuram calendário predefinido e, portanto, reduzem esses impactos não esperados. Esse comportamento tende a permitir aos agentes de mercado uma maior segurança frente a essas alterações de dados de entrada intempestivas, possibilitando tomarem decisões com ao menos um mês de antecedência a consideração desses dados na formação de preço.

Importante reforçar que a premissa utilizada para o estudo foi de manter os parâmetros de despachos, medições verificadas e contratos. Esta é uma premissa importante para pontuar devido a possíveis diferenças no comportamento das estratégias de mercado dos agentes. Portanto, se trata de um estudo com um cenário de mercado estático não otimizado em termos de estratégia de atuação dos

agentes perante a resposta ao PLD, e conseqüentemente, os resultados observados nas simulações conclui-se que os impactos estão intimamente ligados a variação do PLD.

Para o mês de dezembro de 2020 o cenário COM Previsibilidade resultou em PLDs superiores ao cenário SEM previsibilidade, desta forma, como o cenário referência utilizado na contabilização foi o de SEM previsibilidade, houve uma maximização dos custos das exposições no mercado de curto prazo, afetando principalmente os Produtores Independentes e os distribuidores.

No caso dos meses de janeiro e junho de 2021 o método utilizado na contabilização oficial foi COM Previsibilidade. Comparando os valores de PLD observados nas metodologias, temos que o PLD SEM Previsibilidade é predominantemente maior que o PLD COM Previsibilidade. Assim, aplicando às simulações de PLD SEM Previsibilidade observamos uma diminuição das exposições financeiras no mercado de curto prazo.

Importantes efeitos também são observados na determinação dos encargos do sistema, que de uma maneira geral são fundamentalmente dependentes da diferença entre PLD e o CVU das usinas, e, portanto, quanto maior for o custo recuperado via PLD menor será o encargo. Assim, para usinas despachadas fora do mérito de custo quanto maior for o PLD menor será o encargo, e para usinas despachadas no mérito de custo, quando maior o PLD maior será o encargo calculado.

Por todo o exposto e as premissas adotadas, conclui-se que os impactos provocados pela consideração da previsibilidade podem apresentar efeitos diretos nas principais rubricas do processo de contabilização do Mercado de Curto Prazo – MCP, mas que não são conclusivos justamente pela estaticidade dos cenários, ou seja, não são cenários responsivos.