

Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL

Em 28 de novembro de 2019.

Processo: 48500.003028/2018-21.

Assunto: Análise das contribuições à Audiência Pública nº 031/2019. Adequação dos Procedimentos de Rede à implementação do modelo computacional Dessem no âmbito da programação diária da operação do Sistema Interligado Nacional

I. DO OBJETIVO

1. A presente Nota Técnica tem por objetivo subsidiar a conclusão da Audiência Pública nº 031/2019, que trata da Revisão dos Procedimentos de Rede, para a incorporação das alterações necessárias à implementação do modelo computacional Dessem no âmbito da programação da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN.

II. DOS FATOS

2. A Audiência Pública nº 031/2019 (doravante designada somente AP_31) vigorou entre os dias 8 de agosto de 2019 a 6 de setembro de 2019, subsidiada pelo Voto proferido pelo Diretor-Relator Rodrigo Limp Nascimento. A fundamentação do Voto amparou-se no conteúdo das Notas Técnicas nº 059/2019 e nº 074/2019 desta Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração (SRG). Essas manifestações técnicas foram expedidas, respectivamente, em 27 de junho de 2019 e 5 de agosto de 2019.

3. A proposta original do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para adequação dos submódulos dos Procedimentos de Rede à implantação do modelo Dessem na programação operativa diária¹ abarcou os Submódulos 5.4, 8.1, 9.2, 9.5, 10.4, 18.2, 20.1, 23.4 e 23.5.

¹ Por meio das Cartas ONS – 0353/DTA/2019, de 13/5/19 e ONS – 0234/DOP/2019, de 19/7/19.

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



Pág. 2 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

4. Mediante a Carta/ONS – 0015/DPL/PE/2019, de 08 de agosto de 2019, o ONS comunicou a ANEEL sobre a constituição formal da Força-Tarefa (FT) PrevCargaDessem. O objetivo dessa FT foi o de validar o modelo PrevCargaDessem para uso no processo de prospecção da carga a ser considerada no modelo Dessem. Segundo o respectivo cronograma de trabalho, a conclusão de validação da ferramenta ocorreria em 3 de outubro de 2019.

5. Em 08 de novembro de 2019, o ONS encaminhou à ANEEL seu posicionamento em relação a contribuições feitas no âmbito da AP_31, em resposta a demanda originada pela ANEEL em 15 de outubro de 2019.

6. Em 11 de novembro de 2019, foi instaurada a Tomada de Subsídios nº 003/2019, visando colher elementos dos agentes e da sociedade acerca do uso dos modelos computacionais Dessem, PrevCargaDessem e de previsão de geração eólica (Weol) para a programação diária da operação eletronegética do SIN a partir de 1º de janeiro de 2020.

7. Em 14 de novembro de 2019, a ANEEL realizou a Audiência Pública nº 041/2019, para colher subsídios à formulação de sua Agenda Regulatória 2020-2021, em modalidade ao vivo, com reunião presencial realizada no auditório da ANEEL em Brasília/DF.

8. Em 20 de novembro de 2019, a ANEEL instaurou a Consulta Pública nº 034/2019, cujo objetivo foi o de colher subsídios e informações adicionais ao aprimoramento das Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2020.

9. Em 25 de novembro de 2019, o ONS encaminhou a Carta ONS nº 0742/DTA/2019, informando a necessidade de proceder ajustes adicionais aos Submódulo 26.2, 8.1 e 23.4. Na correspondência o Operador afirma tratar-se de ajustes de baixo impacto, não implicando alteração de mérito sobre a filosofia de implantação do modelo Dessem.

III. DA ANÁLISE

10. Encerrado o período para o encaminhamento de contribuições, 14 agentes setoriais manifestaram-se tempestivamente. Foram eles: Abiape, Abrace, Abraceel, Abrage, Apine, CCEE, EDP, Enel, Engie, Furnas, ONS, Petrobras, Simple Energy e Thymos.

11. A seguir, apresenta-se quadro-resumo contendo as contribuições à AP_31, distribuídos por temas e respectivos subtemas. O detalhamento das contribuições, de acordo com sua autoria, encontra-se disposto no Anexo 3 desta Nota Técnica.

Tabela 1 – Quadro-Resumo das contribuições à AP_31

TEMA / Subtema	Qtde
CONSOLIDAÇÃO DA PREVISÃO DE CARGA	13
Governança dos dados de entrada	8

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



Pág. 3 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

Prazos /etapas / responsabilidades	5
PROGRAMAÇÃO ELETROENERGÉTICA DIÁRIA	61
Governança dos dados de entrada	12
Atualização de parâmetros de <i>Unit Commitment</i> (UC) termelétrico	14
Divulgação de resultados / avaliação de desempenho do Dessem	6
Prazos / etapas / responsabilidades	9
Critérios de contingência	11
Modelos satélites	6
Rodada sombra da programação diária antes de janeiro de 2020	3
TEMAS REGULATÓRIOS DIVERSOS	27
Temas diversos (titulação / despacho / remuneração)	17
Revisão da REN 843	6
Representação do UC hidrelétrico	4
OUTROS TEMAS CORRELATOS	6
TOTAL DAS CONTRIBUIÇÕES	107

12. Na Figura 1, dispõem-se estatísticas das contribuições segundo seus graus de assertividade ao escopo original e de aproveitamento pela SRG/ANEEL.

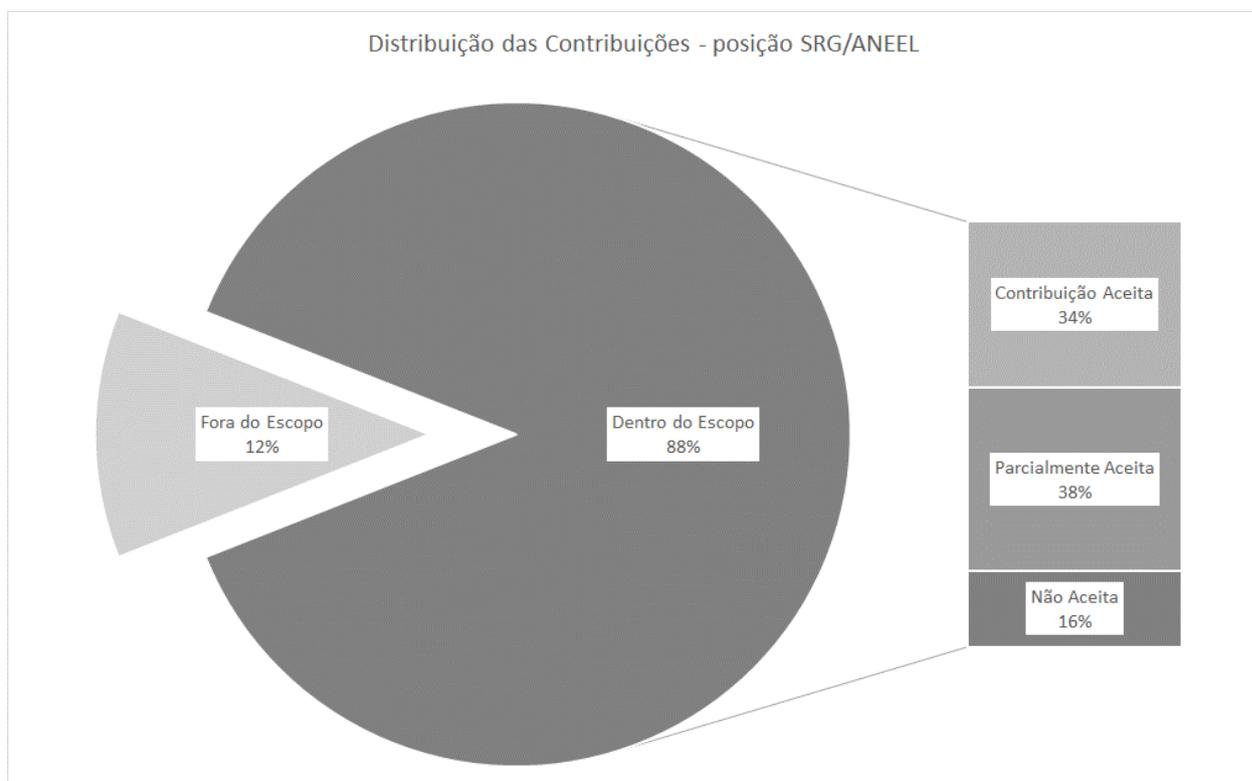


Figura 1 – Estatísticas da AP_31

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



Pág. 4 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

13. As Notas Técnicas nº 059/2019-SRG/ANEEL e nº 074/2019-SRG/ANEEL apontaram alguns itens de atenção à minuta dos Procedimentos de Rede originalmente proposta pelo ONS. Foram eles aspectos relacionados ao processo de previsão da carga, à gestão dos parâmetros de *Unit Commitment* (UC) termelétrico, à estruturação de métricas de avaliação e de desempenho do modelo Dessem e, também, à especificação de um protocolo de contingência.

14. Em atenção a esses pontos, o ONS propôs revisão na minuta original dos Procedimentos de Rede, resultando em nova formatação para o documento. Na próxima seção avalia-se em maior detalhe as modificações encaminhadas pelo ONS em face da AP_31, assim como as contribuições feitas pelos agentes e pelo próprio ONS, após demanda de avaliação das contribuições requerida pela ANEEL.

15. A análise dos pleitos é feita tomando como referência o pacote originalmente submetido pela Agência no contexto da AP_31. Cotejando-se o conteúdo original da AP_31 com as visões externadas pelos agentes setoriais e pelo ONS, ao fim de cada item são tecidas as principais considerações desta Superintendência, incluindo proposta de encaminhamento definitivo para cada questão.

16. O detalhamento das posições manifestadas pelos agentes, em conjunto com a visão do ONS, além do posicionamento desta Superintendência à luz dessas manifestações, podem ser consultados no Relatório de Análise das Contribuições (RAC), disposto no Anexo 2 desta Nota Técnica.

III.1 CONTRIBUIÇÕES TEMÁTICAS

III.1.1 Consolidação da Previsão de Carga

17. Boa parte do quantitativo das contribuições permeou os submódulos dos Procedimentos de Rede que lidam com os processos de consolidação da carga (SM 5.4), especificamente nos temas de governança dos dados de entrada e de saída relativos a esse processo em específico. Em linhas gerais, as contribuições versaram sobretudo pela garantia de reprodutibilidade, de transparência e de antecedência à disponibilização de informações por parte do ONS, em benefício de todos os agentes setoriais.

18. Essas diretrizes alinham-se ao apontamento feito pela ANEEL na AP_31, de assegurar que os princípios da previsibilidade e da transparência fossem observados nesse quesito, de modo a refletir que o processo de confecção da curva de carga diária fosse crível. Essa diretriz seria aplicada independentemente do ferramental técnico utilizado para tanto, naturalmente exigindo maior esforço procedimental quanto mais relevante for a parcela de juízo técnico discricionário exercida pelo Operador.

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



Pág. 5 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

19. Diante do encaminhamento feito no âmbito da AP_31 para o processo de previsão da carga, o ONS sugeriu alterar o item 5.1(g) do SM 5.4, passando a incluir, como sua responsabilidade precípua, a disponibilização aos agentes dos dados, informações, critérios, procedimentos e metodologias utilizados para a consolidação da previsão de carga.

20. Avalia-se que essa disposição atende às diretrizes apontadas pela ANEEL nessa questão, podendo se ajustar a diferentes graus de evolução metodológica no processo de previsão de carga, sobretudo no que se refere ao uso de procedimentos calcados exclusivamente na experiência de especialistas.

21. Ademais, vale também destacar que a incorporação do PrevCargaDessem no processo de previsão de carga é passo importante na consecução de previsibilidade e de rastreabilidade do processo de constituição da carga. A força tarefa formalmente constituída para tanto (FT-PrevCargaDessem) validou o modelo para uso operacional no processo de consolidação da previsão de carga diária do SIN, que culminará na definição da curva que subsidiará a otimização a ser formulada pelo modelo Dessem.

22. O escrutínio amplo dessa medida foi propiciado pela Agência mediante a instauração da Tomada de Subsídios nº 003/2019, cujo encaminhamento foi o de definir o uso do PrevCargaDessem enquanto uma sistemática integrante do processo de constituição da curva de carga diária que formalmente subsidiará o Dessem.

23. Nesse ponto, vale também resgatar encaminhamento proferido pela Comissão Permanente para Análise de Programas e Metodologias do Setor Elétrico (CPAMP) sobre a incorporação do PrevCargaDessem no âmbito da programação diária da operação, registrado em Ata de reunião ocorrida em 24 de julho de 2019.

O ONS apresentou as diferenças entre os modelos para previsão de carga PrevCargaDESSEM (CEPEL) e o Método Heurístico, atualmente utilizado pelo ONS na programação diária. Verificou-se que o Método Heurístico, embora não seja totalmente reproduzível, apresenta previsão mais aderente à carga observada, quando comparado com a previsão do PrevCargaDESSEM (CEPEL). Sobre este ponto, a ANEEL se posicionou no sentido de se utilizar o PrevCargaDESSEM (CEPEL), por ser um modelo com maior reprodutibilidade dos resultados, acrescentando-se um componente de ajuste igual a diferença entre o resultado do Método Heurístico e do PrevCargaDESSEM. Desse modo, seria assegurado a utilização de um modelo reproduzível para a previsão de carga já na partida do DESSEM e a utilização do resultado do Modelo Heurístico na operação, com o compromisso de se buscar a convergência desses modelos até o final do ano de 2020 (redução do componente de ajuste). A SEE/MME corroborou com a ideia e adicionalmente recomendou a prospecção de modelos alternativos para a previsão de carga, com o intuito de se ter a melhor informação sobre a evolução da carga na etapa de Programação Diária. O ONS se comprometeu em divulgar, diariamente, o

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



Pág. 6 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

resultado do PrevCargaDESSEM (CEPEL), e o ajuste pelo Método Heurístico, o que dará as bases necessárias para que os agentes possam realizar seus estudos e previsões. Foi ressaltado pela CCEE que tal implementação não trará efeitos para a liquidação até o ano de 2021, sendo este tempo suficiente para que os agentes setoriais possam se ajustar à sistemática proposta.

Desse modo, foi aprovado a utilização para a programação da operação a utilização do modelo Heurístico, hoje utilizado pelo ONS, com a divulgação diária e simultânea do modelo PrevCargaDESSEM, explicitando-se as diferenças entre as duas previsões.

24. Considerando a validação do modelo pela respectiva Força-Tarefa (FT-PrevCargaDessem) e a discussão instaurada sobre sua utilização no âmbito da Tomada de Subsídios nº 003/2019, entende-se que o detalhamento da forma de participação do PrevCargaDessem no âmbito do processo de previsão de carga deverá ser especificado pelo ONS nos Procedimentos de Rede. Nessa ação, deverá restar apontado o protocolo que será observado para fins de execução das rodadas do modelo, bem como o seu enquadramento no bojo do macroprocesso de consolidação da previsão de carga diária, nele também assinaladas as particularidades próprias de cada procedimento que compõem o produto final, os respectivos prazos aplicáveis e o encadeamento que haverá entre eles.

25. No que se refere à visão externada pelos agentes de mercado, houve contribuições da Abrace, Abraceel, Apine, CCEE, EDP, Enel, Engie e Thymos. Em linhas gerais, essas instituições solicitaram que houvesse sistematização e publicação das intervenções da equipe do ONS no tratamento de dados, ferramentas e metodologias utilizadas no processo de constituição da carga, o que se harmoniza com a proposição ora endereçada.

26. A Engie, por exemplo, manifestou apoio à disponibilização dos critérios utilizados em ajustes da carga por parte do ONS, mas sugeriu que, caso fosse essa a opção implementada na prática operativa, sua divulgação ocorresse semanalmente. Em atenção a essa disposição, o ONS respondeu: “Nem sempre critérios heurísticos serão possíveis de divulgação, no entanto, o modelo PrevCargaDessem não utilizará critérios heurísticos a partir de janeiro de 2021”.

27. Para esse ponto em específico, avalia-se que, ainda que possa ser operacionalmente custoso divulgar sistematicamente os detalhes de cada heurística, para cada conjuntura operativa, as diretrizes mais comuns que serão ordinariamente observadas pelo Operador para a consecução da curva de carga diária devem ser conhecidas e detalhadas. Entende-se que essa disposição alinha-se à própria diretiva encaminhada pelo ONS, quando formalizara que serão disponibilizados aos agentes os dados, informações, critérios, procedimentos e metodologias utilizados para a consolidação da previsão de carga no texto dos Procedimentos de Rede.

28. Apine e Enel sugeriram que a proposta consolidada para a previsão de carga fosse acompanhada de processo sombra antes de sua adoção a partir de janeiro de 2020. Trata-

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



Pág. 7 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

se de demanda alinhada à diretriz emanada da Portaria MME nº 301, de 31 de julho de 2019. Com efeito, considera-se que, uma vez consolidada a sistemática de previsão de carga que integrará os Procedimentos de Rede, sua operacionalização deverá compor o processo de operação sombra no período remanescente, pela própria aplicação da referida decisão, nos termos do que fora disposto no §2º do art. 1º. Não obstante o exposto, o ONS registrou que já vem diariamente disponibilizando, em seu portal, os dados previstos para a Programação Diária da Operação (PDO) e para o Dessem.

29. Outra contribuição da Apine e da Enel foi para que o ONS conferisse publicidade à informação de previsão de carga para o Programa Diário de Intervenções (PDI) em instalações da Rede de Operação que porventura viessem a ser solicitadas aos agentes, com destaque às que apresentem desvios relevantes para a consolidação do PDI. Sobre o tema, o ONS asseverou que as previsões de carga utilizadas nos casos-base de estudos de intervenções, uma vez publicados, atenderão à demanda.

30. Ainda sobre a previsão de carga, a CCEE sugeriu formalizar a sua participação, tanto no âmbito do processo de previsão, como na atividade de consolidação da carga global do SIN. A CCEE reforçou que já participa do processo de prospecção da carga, em conjunto com o ONS, por meio do envio de informações de geração medidas em usinas não simuladas pelo Operador, além de também constituir formalmente a coordenação da força-tarefa de validação do modelo PrevCargaDessem.

31. Sobre a questão, entende-se que deve restar registrado no texto dos Procedimentos de Rede a participação efetiva que a CCEE tem nesse processo, o que pressupõe discriminar os dados que lhe são próprios e o grau de participação que ela detém na consolidação dos demais dados de geração para a composição da carga global na granularidade diária. Discussões sobre eventuais ampliações desse escopo fogem ao objeto da AP_31, sendo próprias da governança do processo do PMO e da formação PLD, cujas diretrizes hoje são disciplinadas pela Resolução nº 843/2019.

32. O detalhamento de todas as manifestações coletadas sobre o tópico, bem como a íntegra da visão do ONS para cada uma delas podem ser consultados no RAC anexo.

III.1.2 Gestão dos parâmetros do *Unit Commitment* (UC) termelétrico

33. Em relação à gestão dos parâmetros do UC termelétrico, o ONS apresentou proposta de reestruturação das responsabilidades dos geradores em dois itens distintos no Submódulo 8.1: i) o item 5.3, destinado às responsabilidades dos geradores termelétricos e ii) o item 5.2, para os geradores das demais fontes.

34. Para o novo item 5.3, o ONS propôs uma subdivisão entre dados e informações a serem fornecidos pelos agentes termelétricos, baseada nas características técnicas dos parâmetros. Essas particularidades, por sua vez, ancorariam a dinâmica de atualização da

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



Pág. 8 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

seguinte forma: i) os dados que teriam rito de atualização anual estariam discriminados no item 5.3.(b), e os que teriam atualização mais frequente, com a possibilidade de alteração diária, integrariam a listagem do item 5.3.(a). Em face da relevância do tópico, reproduz-se na sequência a proposta do Operador para os dois subitens.

5.3.(a) Fornecer, nos prazos indicados no item 8 deste submódulo e nos formatos adequados, os dados e informações necessários para a composição do PDP, a saber:

(...)

(4) programas de geração inflexível das usinas termoeletricas, em intervalos de 30 (trinta) minutos, bem como os motivos associados;

(5) configurações de unidades geradoras termoeletricas sincronizadas que poderão ser consideradas para atendimento do despacho térmico ao longo do dia;

(6) tempo necessário para o sincronismo de unidades termoeletricas que estejam desligadas;

(7) rampa de tomada e redução de carga das usinas termoeletricas sincronizadas, para cada configuração de unidades geradoras informada no item 6;

(8) número permitido, ao longo do dia, de variações da geração do valor máximo para o mínimo da faixa operativa permitida, e vice-versa;

(9) trajetórias de redução e elevação da geração dentro da faixa operativa;

(...)

5.3.(b) Fornecer, anualmente e nos formatos adequados, os dados e informações integrantes da representação do *Unit Commitment* por configuração, a saber:

(1) geração mínima;

(2) tempo mínimo de permanência na condição ligado;

(3) tempo mínimo de permanência na condição desligado;

35. Essa nova formatação do ONS consiste num arranjo híbrido quando comparado à sua formatação original e à visão externada pela ANEEL na AP_31. Na primeira manifestação, o Operador sugerira que a atualização de todo esses parâmetros fosse feita indistintamente com periodicidade diária.

36. Ciente de que se trata de parametrização de cunho eminentemente físico, mas com relevante potencial de impacto sobre a constituição do despacho e a formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), a ANEEL procurou colher experiências internacionais sobre o tema, de modo a lastrear sua manifestação. Para tanto, investigou como se daria essa prática

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



Pág. 9 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

em outro sistema elétrico cujos arranjos operativos e comerciais baseiam-se em resoluções temporais compatíveis com a discussão em tela, mas com larga aplicação histórica.

37. Assim, a ANEEL trouxe ao debate público a prática adotada pelo *Pennsylvania New Jersey Maryland Interconnection Grid (Mid-Atlantic Region Power Pool) – PJM*, importante referência de sistema elétrico e de mercado operante da região do meio leste dos Estados Unidos. A fundamentação movida pela Agência baseou-se nos documentos técnicos PJM (2009)² e PJM (2019)³. Em síntese, a proposição foi a de que todos os parâmetros de UC observassem dinâmica ordinária de atualização em periodicidade anual. A sugestão também previa que os casos excepcionais também fossem disciplinados pelo ONS, especificando sua caracterização técnica, os requisitos de enquadramento e os prazos aplicáveis.

38. Vale sublinhar, também, que se trata de matéria bastante especializada onde também residem importantes contornos de assimetria de informação. Também não se pode perder de vista a relação direta que a parametrização do UC tem sobre a disponibilidade do parque gerador termelétrico e sua repercussão sobre a eficiência alocativa de recursos termelétricos e hidrelétricos controláveis, com impactos diretos nos custos produzidos pela operação do sistema e nas operações de mercado. Nesse contexto, considera-se fundamental contar com a visão do Operador, entidade a quem compete privativamente a operação do sistema na escala do SIN, cuja vivência constitui insumo indispensável à ponderação do melhor arranjo possível de ser implementado neste momento.

39. Em que pese o ONS não ter detalhado os fundamentos que o motivaram a fazer a nova proposição, ao se deter sobre a distinção feita em dois grupos principais, infere-se que os itens de UC listados no agrupamento 5.3. (a) (itens 6, 7, 8 e 9) especificam trajetórias de variáveis para as quais os parâmetros pudessem sofrer flutuação mais significativa no curto prazo em face de fatores exógenos. Trata-se de taxas de variação (rampas) de produção de energia para tomada e/ou redução de carga, variações de geração intra-diárias entre os dois patamares de referência (mínimo e máximo) e respectivos requisitos a serem observados para tanto. O agrupamento 5.3. (b), por sua vez, cuida de parâmetros fixos também na escala diária, ao especificarem grandezas anuais que se mantêm constantes mesmo quando aplicadas em resolução temporal reduzida.

40. Na Figura 2 repete-se o mesmo croqui ilustrativo da parametrização do UC apresentado na Nota Técnica nº 059/2019, agora também incluindo o número de oscilações (N_o) permitido entre os patamares mínimo (G_{min}) e máximo (G_{max}) de geração, em determinado intervalo de tempo t , além das respectivas rampas de tomada ($\delta E_1/\delta t$) e de redução ($\delta E_2/\delta t$) de carga e das trajetórias ($\delta E/\delta t$) de elevação e de redução da geração entre

² PJM (2009). A Review of Generation Compensation and Cost Elements in the PJM Markets. Disponível em www.pjm.com.

³ PJM (2019). PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations. Revision 106. Disponível em www.pjm.com.

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



Pág. 10 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

esses limiares (G_{\min} e G_{\max}). Em vermelho, exemplificam-se as variáveis que denotam funções de variáveis no curto prazo e, em preto, as variáveis cuja representação poderia ser considerada constante, mesmo em janela mais exígua de tempo.

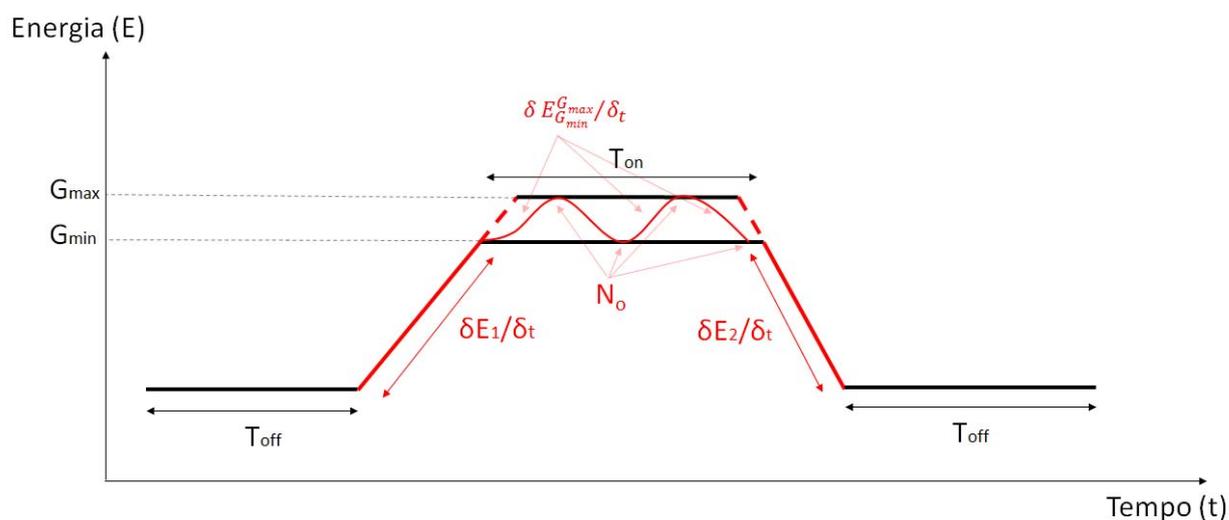


Figura 2 – Parametrização do *Unit Commitment*

41. Embora os dois conjuntos especifiquem parametrizações de cunho físico e estrutural de equipamentos no longo prazo, a distinção feita apontada buscou diferenciar as funções que requereriam alguma particularidade no curto prazo (e.g. condições de umidade do combustível, para termelétricas movidas a carvão, e de temperatura do ar) das que podem ser consideradas constantes independentemente do interstício temporal. Com efeito, as variáveis que poderiam flutuar mais no curto prazo (ilustradas em vermelho na Figura 2) poderiam ser ajustadas diariamente, de modo a refletir com maior precisão a conjuntura operativa de cada planta. Isso não significa assumir, contudo, que esses mesmos parâmetros não deveriam ter referências cadastrais de longo prazo (anual) previamente estabelecidas, a exemplo do que já será observado para o T_{on} , T_{off} e G_{min} . Pelo contrário, esse segundo aspecto é importante porque as referências anuais constituiriam balizas importante para a apuração de performance e caracterização da remuneração associadas às práticas de pós-operação.

42. Com efeito, avalia-se que esse arranjo consegue conjugar dois aspectos igualmente importantes nessa discussão, que é o de prover uma estrutura de incentivos correta à revelação de informações que culminarão em uma alocação eficiente dos recursos energéticos, ao mesmo tempo em que também acomoda fatores exógenos e conjunturais das plantas de geração na formulação da programação diária. Por exemplo, se uma planta termelétrica detenha referência cadastral para rampa de tomada de carga ($\delta E_1/\delta t$) no valor de 5 horas, mas, por uma razão qualquer, em um ou mais dias esse parâmetro seja de 7 horas, o ideal é que essa última informação seja levada em conta à rotina de otimização do Dessem, ao refletir com mais fidedignidade a condição efetiva de operação. Todavia, essa especificidade não deve contaminar as condições de contorno do desenho contratual de longo prazo. Com

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

Pág. 11 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

efeito, a referência de 5 horas permanecerá como parte integrante do *benchmark* natural de performance e de remuneração, em harmonia com o respectivo CVU constituído, devendo, portanto, ser utilizada na pós-operação.

43. Com efeito, entende-se que deve ser criado e gerido, pelo ONS, um cadastro contendo todos os parâmetros de UC que repercutem sobre a entrada de dados do Dessem, o qual também servirá de referência para o processo de apuração de performance e de classificação do despacho nas rotinas de pós-operação. Não obstante a caracterização anual para o conjunto de parâmetros de UC, em linha com o que o ONS sugerira para a redação do Item 5.3 (a) dos Procedimentos de Rede, os agentes poderão alterar os dados listados nesse item para a composição dos dados que subsidiarão a rodada do Dessem, segundo a dinâmica proposta pelo Operador.

44. O reflexo dessa última disposição no trecho da última versão de Procedimentos de Rede encaminhada pelo ONS pode ser sintetizado da maneira apresentada a seguir, onde as edições ora propostas estão sublinhadas e destacadas em vermelho:

5.3.(a) Fornecer, nos prazos indicados no item 8 deste submódulo e nos formatos adequados, os dados e informações necessários para a composição do PDP, a saber:

(...)

(4) programas de geração inflexível das usinas termoelétricas, em intervalos de 30 (trinta) minutos, bem como os motivos associados;

(5) configurações de unidades geradoras termoelétricas sincronizadas que poderão ser consideradas para atendimento do despacho térmico ao longo do dia;

(6) tempo necessário para o sincronismo de unidades termoelétricas que estejam desligadas;

(7) rampa de tomada e redução de carga das usinas termoelétricas sincronizadas, para cada configuração de unidades geradoras informada no item 6;

(8) número permitido, ao longo do dia, de variações da geração do valor máximo para o mínimo da faixa operativa permitida, e vice-versa;

(9) trajetórias de redução e elevação da geração dentro da faixa operativa;

(...)

5.3.(b) Fornecer, anualmente e nos formatos adequados, os dados e informações integrantes do cadastro de ~~da~~ representação do *Unit Commitment* por configuração, a saber:

(1) geração mínima;

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



Pág. 12 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

- (2) tempo mínimo de permanência na condição ligado;
- (3) tempo mínimo de permanência na condição desligado;
- (4) tempo necessário para o sincronismo de unidades termoeletricas que estejam desligada⁴s;
- (5) rampa de tomada e redução de carga das usinas termoeletricas sincronizadas, para cada configuração de unidades geradoras informada no item 4;
- (6) número permitido, ao longo do dia, de variações da geração do valor máximo para o mínimo da faixa operativa permitida, e vice-versa; e
- (7) trajetórias de redução e elevação da geração dentro da faixa operativa.

45. Vale também sublinhar que, em linha com a diretriz retratada no Ofício nº 016/2019-SRG/ANEEL, de 15 de fevereiro de 2019, a regulação da matéria invariavelmente deve avançar no tempo, procurando acomodar e equilibrar diferentes graus evolutivos da constituição do despacho e da formação de preço, assim como do desenho conceitual e das ferramentas aplicáveis para tanto. O desenho ora proposto configura-se como a a melhor formatação para a questão diante do conjunto de informações ora reunidas para tanto, que deverá ser objeto de monitoramento pela Agência desde o início de sua aplicação, em 1º de janeiro de 2020.

46. Sobre as visões dos agentes, vários manifestaram-se sobre o tópico. Abiape, Abraceel e ThyMos, por exemplo, concordaram com a proposta da ANEEL para que a periodicidade de atualização dos parâmetros de *UC termelétrico* fosse anual, com a possibilidade desse prazo ser excepcionalizado, desde que devidamente justificado.

47. Adicionalmente, Abiape, Abraceel, Abrage, EDP e ThyMos sugeriram que fosse estruturado um processo de governança para atualização dos parâmetros de UC termelétrico, prevendo a disponibilização dos parâmetros e das eventuais alterações com a devida antecedência, no formato de um relatório a ser publicado pelo ONS, assegurando a reprodutibilidade e a transparência dos parâmetros de UC a todos os agentes. Nesse ponto, avalia-se que a discussão feita acima vai ao encontro das questões apontadas por essas instituições.

48. A Abrage complementou essa sugestão, demandando incluir a previsão de penalidades para condutas inapropriadas de agentes, quando identificadas, de modo a garantir a integridade da operação e do mercado. Avalia-se que essa proposição nada mais reflete do que a competência originária da Agência de fiscalização do setor, o que, por dever de ofício, será naturalmente exercido.

⁴ Trata-se de interstício de tempo que, do ponto de vista da modelagem do Dessem, constitui o início do processo de tomada de carga para o atingimento do patamar mínimo de geração (G_{min}). Dessa forma, deve ser parte integrante da parametrização correspondente à rampa de tomada de carga ($\delta E_1/\delta t$).

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



Pág. 13 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

49. Em linha com a discussão promovida pela Agência, a Abraceel sugeriu que o Operador se responsabilizasse não só pela gestão das informações de UC, mas, também, pela normatização dos parâmetros. Reforçando também o conceito espelhado na experiência do PJM, a Abiape defendeu a proposta de atualização anual, revelando sua percepção de que a proposta do ONS para atualização diária careceria de justificativa, uma vez que tais parâmetros dependem de questões estruturais das unidades termelétricas.

50. A CCEE também endossou a declaração de restrições de UC com periodicidade anual, mas ponderou que uma nova declaração poderia ser feita a qualquer tempo, com prazo de carência de um mês para a sua efetiva utilização (aplicação no PMO subsequente), desde que aprovada pela ANEEL.

51. Em relação a esses pontos, o ONS comunicou apenas que a responsabilidade pela declaração dos parâmetros UC caberia aos agentes. Não obstante ser um parâmetro próprio de cada planta de geração, avalia-se que algumas condições de contorno devem demarcar as declarações que serão feitas pelos agentes. E essas diretrizes devem ser propostas e geridas pelo Operador, apontando dispositivo específico para tanto nos Procedimentos de Rede. Limites mínimos e máximos para cada parâmetro, que retratem as especificidades de cada tecnologia e o histórico de performance vivenciado na operação são exemplos nesse sentido. Ademais não se pode olvidar que condições excepcionais para a alteração do cadastro anual de parâmetros de UC também podem ser antevistas, ao retratar alterações estruturais que porventura possam ocorrer em casos concretos. E a experiência do Operador nesses quesitos é fundamental.

52. Trata-se de diretriz lançada pela ANEEL na abertura da AP_31, cuja observação faz-se necessária para o arranjo ora proposto. Assim, em face do exposto, entende-se que dispositivo deve ser endereçado pelo ONS no corpo do texto dos Procedimentos de Rede, prevendo limites mínimo e máximo para cada parâmetro, além das condições extraordinárias em que se poderia aceitar a alteração dos parâmetros de UC termelétrico em desacordo ao calendário aqui discutido.

53. Em contraposição a esses pontos de vista, a Abrage sugeriu que fosse mantida a discricionariedade técnica dos agentes em relação à parametrização dos dados relativos ao UC, tendo em vista a maior especialização do agente em relação às características de suas usinas e sua responsabilidade legal sobre as mesmas. Segundo essa visão, a periodicidade de alteração de todos os dados seguiria a proposição original do ONS, com frequência de atualização diária.

54. Outra visão similar à da Abrage foi manifestada pela Engie. Segundo a empresa, o agente termelétrico buscaria declarar os seus parâmetros conforme as especificações das máquinas, visto ser esse o seu ponto ótimo financeiro, por definição. Esse axioma do gerador termelétrico, amplamente aplicado ao CVU, seria idêntico à discricionariedade técnica aplicada ao caso do UC, onde haveria o mesmo incentivo à declaração conforme os valores reais, geralmente aderentes ao ponto de operação ótimo da usina. Assim, entende a empresa que a

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



Pág. 14 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

responsabilidade atribuída ao agente proporciona o aprimoramento no controle das informações e que, para tanto, a frequência de alteração deveria ser diária.

55. A Engie frisou, ainda, que a migração da janela temporal de atualização, de diária para anual, reduziria a flexibilidade dos agentes para adaptação a ocorrências e/ou modificações técnicas necessárias à operação da usina, aumentando a documentação e burocracia para justificativa de alteração de parâmetros.

56. Sobre as ponderações da Abrage e Engie, acredita-se que a contemporização ora proposta endereça essas preocupações, ao prever periodicidade diária para os dados de UC cuja especificidades conjunturais possam potencialmente demandar ações nesse sentido.

57. Visão intermediária sobre a questão foi formalizada pela EDP. Mesmo concordando com a diretriz anual para definição de parâmetros de UC, o agente entende que, especificamente para o ano de 2020, a periodicidade de atualização deveria ser mensal, respeitando a antecipação da formação do PMO. Sobre a questão, o Operador discorreu ser fundamental a disposição de uma regra para matéria, o que eliminaria a necessidade de aplicação de sobressaltos intermediários (e.g. alterações mensais) nesse processo.

58. Em linha com essa visão do ONS, considera-se que a discussão em tela deve ter sua estrutura completa instituída desde a partida, de modo a viabilizar sua operacionalização plena na prática operativa, sobretudo em face da repercussão direta que ela exerce sobre a política de despacho e a formação do preço.

III.1.3 Avaliação de Desempenho do Dessem

59. Para o rito de avaliação de desempenho do modelo Dessem, o ONS avançou em relação à sua proposta original, incluindo em seu rol de responsabilidades a sistematização e a formalização da avaliação de desempenho da programação diária, especificando periodicidade para tanto, conforme o item 5.1.(bb) do SM 8.1, reproduzido a seguir:

Elaborar e disponibilizar, **até o décimo dia útil do mês**, relatório mensal contendo comparação e respectiva análise das principais diferenças entre os despachos resultantes do modelo de curtíssimo prazo e os da programação diária.
(grifado)

60. Trata-se de tema cuja formulação inicial do Operador foi a de apenas acompanhar a performance de execução do modelo, sem especificar protocolos para tanto, o que foi objeto de contraponto feito pela ANEEL quando da instauração da AP_31. Avalia-se que a adequação ora proposta foi ao encontro do que a Agência especificara e também está em linha com os requerimentos feitos pelos Agentes, restando apenas pendente a discussão sobre a melhor periodicidade para essa iniciativa.

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



Pág. 15 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

61. Abiape, Abraceel, EDP, Engie e Thymos também contribuíram para a construção de processo de divulgação de resultados e de desempenho do Dessem, com variações nas propostas dos conteúdos que constariam do referido relatório de divulgação e também em relação à periodicidade de sua divulgação.

62. Quanto à periodicidade, houve contribuições em diversos sentidos: desde a elaboração de um boletim diário da operação (para divulgar as diferenças entre a proposta de referência de operação, advinda do modelo Dessem, e o programa de operação efetivamente empregado na instância em tempo real), como a divulgação de relatórios de desempenho, seja em periodicidade semanal, seja em base mensal. Sobre o tema, o ONS apontou que neste momento, a periodicidade do relatório deveria ser mensal.

63. Em relação ao conteúdo do relatório, houve sugestões para que: (i) os resultados da programação diária propostos pelo modelo fossem confrontados com a operação efetivamente realizada; e (ii) fossem divulgados os principais elementos causadores de eventuais descolamentos entre a programação e a operação. Julga-se que tais diretrizes estão em linha com a proposição original feita pela Agência no âmbito da AP_31. Em atenção a essas demandas, o ONS indicou que conteúdo do relatório contemplará “os desvios realizados entre Dessem e Programação Diária para viabilidade, segurança e confiabilidade do SIN”.

64. A Abraceel e a Thymos entendem que os resultados dos modelos e da operação real deveriam ser certificados por entidade independente qualificada. Ademais, a Thymos propõe a elaboração e disponibilização de um conjunto de critérios bem definidos e de ocorrências que possam resultar no cômputo dos desvios entre a programação diária e a operação em tempo real.

65. Sobre a entidade certificadora independente, o ONS afirmou que tal disposição seria incompatível com o escopo atual dos Procedimentos de Rede, demandando recursos financeiros adicionais para tanto, o que poderia ser viabilizado mediante determinação da ANEEL. Julga-se que essa questão alinha-se com a perspectiva lançada pela Agência, em sua proposta de Agenda Regulatória para o biênio 2020/2021, discutida no âmbito da Audiência Pública nº 041/2019. O Item 56 da grade de atividades ali proposta foi “Revisão da Resolução Normativa nº 455/2011, que dispõe sobre a obrigatoriedade de contratação de auditoria independente para auditoria do PMO e dos processos da pós-operação do ONS”.

66. A Thymos solicitou que os principais dados e resultados do modelo e da operação do SIN fossem disponibilizados a todos os Agentes que atuam no mercado de energia elétrica, inclusive àqueles que não possuem ativos representados no ONS, evitando-se qualquer tipo de assimetria de informação e discricionariedade entre os participantes. Nesse quesito, o Operador apenas registrou que do relatório mensal a ser disponibilizado constará os desvios realizados entre Dessem e Programação Diária, não abordando se haveria entendimento diferente à governança de acesso aos dados da operação hoje aplicável. Entende-se que essa

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



Pág. 16 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

questão foge ao escopo originalmente demarcado, podendo ser tratada oportunamente em fórum constituído especificamente para tanto.

67. A Abiape solicitou que fosse disponibilizada e justificada pelo Operador toda alteração promovida nos modelos de rede (premissas de rede elétrica). Ademais, que fossem justificados os desvios em relação à ordem de mérito do mercado, com o intuito de sinalizar aprimoramentos para reforços e para a expansão do sistema de transmissão do SIN. O ONS considerou parcialmente acatada a solicitação, manifestando-se no sentido de que “as alterações na rede de ordem conjuntural são resultantes da representação das intervenções no sistema de transmissão expressas no SGI (Sistema de gerenciamento de Intervenções)”. Para este momento, avalia-se que posição do ONS procura atender à solicitação na medida do que seria possível, sem prejuízo de que evoluções possam ocorrer futuramente.

68. Por fim, destaca-se a contribuição da EDP, que apresentou proposta de nove indicadores de acompanhamento, que poderia ter a sua adoção avaliada pelo ONS, sendo: três indicadores para avaliação dos desvios (absoluto, relativo e de forma) entre valores programados e realizados de carga, três indicadores para os mesmos desvios de geração e outros três indicadores de volatilidade de geração por usina hidrelétrica, todos eles concebidos em base diária. O ONS assinalou ter acatado parcialmente a demanda, ao divulgar que relatório contendo análises das diferenças entre o Dessem e a operação será publicado. O grau de atendimento à demanda da EDP poderá ser medido quando a publicação for efetivamente realizada.

III.1.4 Regras de Contingência

69. Para as regras de contingência, o Operador ajustou a proposta inicial do item 7.5 do SM 8.1, onde se cuida do Plano de Contingência para definição das propostas de geração em face de insucesso no processamento do modelo Dessem. Em suma, a regra de contingência preveria as seguintes etapas:

7.5.1 A etapa de Programação Diária deverá considerar, para a programação do dia D, os resultados do modelo de curtíssimo prazo a partir da representação do Unit Commitment das usinas termelétricas;

7.5.2 Na inviabilidade de se obter, até as 16:00 horas do dia D-1, os resultados do modelo de curtíssimo prazo, considerando a representação citada acima, a programação deverá utilizar os resultados do modelo de curtíssimo prazo em execução que não tenha considerada a representação do Unit Commitment das usinas termelétricas;

7.5.3 Na impossibilidade de se obter, até as 16:00 horas do dia D-1, também os resultados do modelo de curtíssimo prazo sem considerar o Unit Commitment de usinas termelétricas, a programação do dia D deverá:

7.5.4 Se os dias D-1 e D forem dias úteis, considerar os resultados do modelo de curtíssimo prazo considerados na elaboração da programação do dia D-1;

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



Pág. 17 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

7.5.5 Caso a condição anterior não seja atendida, considerar os resultados do modelo de curto prazo, em execução que forneceu a Função de Custo Futuro para a semana operativa em que se encontra o dia D, para definição do despacho de geração termelétrica por ordem de mérito. Para a definição das gerações hidrelétricas, a programação do dia D se baseará nos resultados da programação do último dia já programado que tenha o mesmo perfil do dia D.

7.5.6 Nas situações de contingência, o atendimento às restrições operativas de usinas termelétricas não consideradas pelo modelo curtíssimo prazo deverá ser incorporado na programação após o processamento do modelo;

7.5.7 Nas situações em que a programação do dia anterior, D-1, tiver sido elaborada a partir de uma contingência do modelo de curtíssimo prazo, as condições de contorno necessárias para a consideração do Unit Commitment de usinas termelétricas, para execução do modelo de curtíssimo prazo para a programação do dia D, serão obtidas a partir do despacho definido na programação do dia D-1.

70. Além do ONS, oito agentes setoriais procuraram contribuir para a melhoria do processo de contingência do Dessem.

71. Alguns agentes, entre eles a Abraceel, a Apine, a EDP e a ThyMos criticaram o 1º critério de contingência proposto (i.e. desconsideração da representação do UC termelétrico), pelo fato de o ONS não ter apresentado estudos que embasassem a relevância de tal proposta. A EDP, com base em sua experiência adquirida no processo sombra do Dessem, registrou que a representação da rede elétrica possuiria maior grau de importância nesse sentido.

72. A CCEE apontou na mesma direção da EDP, ao sugerir que, antes da etapa de desconsideração do UC termelétrico, fosse desativada a representação da rede elétrica no modelo Dessem. Adicionalmente, a CCEE sugeriu que, caso persistisse a impossibilidade de obtenção dos resultados do Dessem no dia D-1, vencidas as etapas anteriores (desativação da rede e do UC termelétrico), a programação do dia D utilizasse o resultado do modelo Dessem para o 2º dia do deck do dia D-1.

73. A Abiape sugeriu que, em casos de contingência, o resultado do modelo Dessem da CCEE fosse utilizado no balizamento da operação diária. Se os resultados do Dessem da CCEE não estivessem disponíveis, que se utilizasse o resultado do Decomp do último dia similar ao dia em que for acionada a contingência. Também sugeriu que, em situações de contingência no processamento dos modelos “satélites”, fossem utilizadas as informações do último dia similar ao da ocorrência.

74. A Abraceel sugeriu que os critérios de contingenciamento propostos fossem utilizados já na operação sombra, com a possibilidade de produção de um relatório com as ocorrências de contingência e de demonstrações da efetividade da proposta apresentada pelo ONS.

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



Pág. 18 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

75. Nesse ponto, vale apontar observação feita pela EDP, de que o a regulação deveria prever mecanismo para a gestão de restrições de UC em casos de acionamento da contingência. Trata-se de aspecto relevante, que foi previsto pelo Operador em seu protocolo de contingência, mais precisamente no Item 7.5.6.

76. Não obstante as alternativas apresentadas pelos agentes setoriais, a posição do Operador foi a de manter seu protocolo de contingência tal como enviado na contribuição à AP_31. Conquanto sejam válidas as considerações feitas pelos agentes, vale registrar que nenhum deles também apresentou estudo concreto que referendasse disposição em contrário à sugerida pelo Operador. Nessa perspectiva, avalia-se que a responsabilidade e a experiência do Operador nesse quesito devem prevalecer, sem prejuízo de que o tópico seja objeto de aprimoramento futuramente.

77. A Abraceel aproveitou para reforçar a necessidade de criação de um canal de divulgação dos fatos relevantes que demandem o acionamento de contingência, ferramenta que poderia ser adotada como plataforma de comunicação entre o ONS e os agentes. Para esse tópico, avalia-se que o Comitê Técnico previsto no Capítulo 6 da Resolução nº 843/2019 endereça essa e outras questões correlatas. O ONS acrescentou que o sistema Sintegre será a plataforma para tanto.

78. A Apine e a Enel sugeriram que o *deck* definitivo do Dessem seja acompanhado de relatório descrevendo o procedimento adotado para o relaxamento das restrições que apresentarem inviabilidades, mesmo quando não for acionado o procedimento de contingência. Nesse caso, o ONS afirmou que no próprio *deck* de dados do modelo Dessem já são explicitamente discriminadas quais restrições foram relaxadas no caso concreto.

79. O detalhamento de outras questões correlatas ao tópico, em conjunto com a manifestação do ONS, podem ser consultados no RAC anexo.

III.1.5 – Governança dos dados de entrada – SM 8.1

80. Neste tópico, houve contribuições dos seguintes agentes setoriais: Abiape, Abrace, Abraceel e Thymos.

81. Em linhas gerais, os agentes demandaram práticas de transparência e de reprodutibilidade por parte do ONS, concretizadas em análises e protocolos que deveriam ser observados pelo Operador, materializados por meio de relatórios que deveriam ser produzidos pelo Operador com distintos graus de profundidade, em diferentes frequências temporais.

82. A posição do ONS foi a de reforçar sua iniciativa de publicação de um relatório contendo as principais diferenças entre o Dessem e a operação real, enquanto instrumento

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



Pág. 19 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

formal de controle sobre os desvios que ocorrerão entre a operação real e a programação do Dessem. Como já também assinalado, a periodicidade desse relatório será mensal.

83. Avalia-se que, da mesma forma do que em tópicos anteriores, é fundamental que haja sistemática onde sejam registradas as diferenças entre a programação *ex-ante* e a prática real, assim como sejam apontados os principais fatores responsáveis pelas diferenças computadas. Naturalmente a evolução do processo deverá ocorrer em linha com o avanço da própria aplicação do Dessem na execução da programação operativa.

84. A Thyos citou o Decreto nº 5.081/2004 e o Art. 3º da Resolução CNPE nº 7/2016 para apresentar sua visão de que os dados, parâmetros e critérios afetos à representação do *Unit Commitment* (tipos de restrição de rampa, duração e respectivos custos) deveriam ser regulamentados, homologados, disponibilizados e fiscalizados pela ANEEL.

85. Considera-se que este encaminhamento reunirá a visão da ANEEL sobre a matéria, levando-se em conta o marco regulatório citado e o atual estágio de maturidade do tema no setor.

III.1.6 – Processo de Programação (responsabilidades, etapas e prazos)

86. Neste tópico, coletaram-se contribuições da Apine, da CCEE, da Enel, da Engie, de Furnas e da Petrobras.

87. A CCEE sugeriu adequações nos prazos para a elaboração da programação diária do dia D-1, descritos na Tabela 2 do SM 8.1. Para a CCEE, seria importante que os valores declarados pelos agentes estivessem compatíveis entre os modelos, para garantir que não houvesse distorções significativas entre a formação de preço e a programação diária da operação eletroenergética. Assim, a CCEE sugeriu que os valores de inflexibilidade declarados pelos agentes fossem compatíveis com aqueles do Decomp, e tenham duração maior ou igual ao tempo mínimo de acionamento (T_{on}), além de não permitir a alteração pelos agentes na operação em tempo real.

88. A manifestação do ONS sobre a contribuição da CCEE foi no sentido de que caberia à ANEEL definir a periodicidade de declaração de inflexibilidade pelo agente. Uma proposta de regulamentação para o tema foi instaurada pela ANEEL por meio da Audiência Pública nº 083/2017. Nela, mais do que discutir sobre práticas de comando e controle, a Agência procurou caracterizar o custo de oportunidade associado a declarações de inflexibilidade após o encerramento da etapa de programação (*gate closure time*)⁵. Sem prejuízo de que a ANEEL, por dever de ofício, exerça seu papel de fiscalização ou o de que o ONS continue a reportar à Agência práticas que julgar inadequadas sobre a questão, considera-

⁵ Momento em que não é permitida mais atualização de preços, quantidades e demais parâmetros técnicos utilizados na otimização do sistema (definição da ordem de mérito).

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



Pág. 20 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

se que a visão da Agência sobre o tema será manifestada quando do encerramento da Audiência Pública nº 083/2017.

89. A Petrobras propôs que a divulgação da programação diária fosse com dois dias de antecedência (D-2), de forma a compatibilizar o acionamento das UTEs com a programação da operação do gás natural. Considera-se que tal iniciativa colide com a diretriz de política energética consubstanciada na Portaria MME nº 301/2019, ao propor dinâmica para atualização da formulação da programação operativa distinta da estruturada com o Dessem, formalizada no referido ato do Ministério.

90. A Apine, a Enel e a Engie manifestaram preocupações quanto ao horário final de encaminhamento do PDP para as salas de controle. A Engie, por exemplo, sugeriu que o procedimento de elaboração da PDP fosse finalizado dentro do horário comercial, permitindo que os agentes executassem em tempo hábil as atividades relacionadas à programação diária da operação. A Apine e a Enel, por sua vez, alertaram para o reduzido prazo remanescente para ajustes na programação, particularmente em casos de ocorrências relevantes na rede elétrica após o fechamento da programação. Solicitaram, ainda, que a divulgação do *deck* preliminar do Dessem fosse feita após a etapa da entrada de dados, em similaridade ao estabelecido na Resolução nº 843/2019 para o modelo Decomp.

91. Sobre as questões, o ONS asseverou que a quantidade de processos atreladas ao tema, bem como o encadeamento entre eles, tornaria inviável antecipar os prazos ora estipulados para o comprimento da programação. Afirmou, também, que ocorrências relevantes na rede, transcorrido o prazo para a consolidação da programação, serão tratados no âmbito da operação em tempo real. Sobre a *deck* preliminar do Dessem, o ONS comunicou que sua divulgação ocorrerá imediatamente à conclusão de sua execução.

92. O detalhamento de outras questões correlatas ao tópico, em conjunto com a manifestação do ONS, podem ser consultados no RAC anexo.

III.1.7 – Modelos Satélites

93. Apine e Enel registraram ser importante: (i) dar publicidade ao cronograma de trabalho para expansão do uso do modelo SMAP/ONS para todas as bacias do SIN; (ii) a criação de um novo SM nos procedimentos de rede para descrever a previsão de geração solar e eólica, considerando a alteração significativa da previsão dessas fontes para a programação diária; e (iii) avaliar a necessidade de desenvolvimento de um modelo de previsão de geração solar.

94. Para o primeiro item, o ONS lembrou os termos do Despacho ANEEL nº 1.934, de 24 de agosto de 2018, onde foi determinado ao ONS conferir publicidade, em prazo não inferior a um mês, sobre a expansão do uso do modelo SMAP/ONS em demais bacias hidrográficas do SIN. Essa medida tem sido observada pelo ONS nas reuniões do PMO, o que também inclui

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



Pág. 21 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

realizar reuniões específicas com os agentes para discutir a parametrização do modelo e sua formatação ideal para uso operacional.

95. Sobre a alteração de submódulo dos Procedimentos de Rede para contemplar a previsão de geração de fontes intermitentes (solar/eólica), o ONS ponderou que a classificação de despacho aplicada a essas usinas interferiria no modo como é feita sua previsão. Essa disposição, por sua vez, repercutiria sobre a forma como esses processos hoje são formatados no âmbito dos Procedimentos de Rede. O ONS descreveu, ainda, que cada especificidade é tratada segundo a fonte e a modalidade de despacho que lhe cabe. Além disso, comenta o Operador que notas técnicas específicas foram emitidas detalhando metodologias aplicadas nesses processos.

96. Trata-se de mais uma iniciativa que pode ser objeto de aperfeiçoamento futuramente.

97. Sobre o modelo de previsão de geração solar, o ONS esclareceu que estaria em fase final de conclusão de iniciativa nesse sentido, cuja divulgação aos agentes ocorrerá mediante confecção de nota técnica em 2020.

III.1.8 – Processo Sombra

98. Abrage, Apine e Enel sugeriram a adoção de um período sombra, contemplando a nova rotina da programação diária com a utilização do Dessem. A Abrage sugeriu que a operação sombra iniciasse em novembro, enquanto as outras duas, que ocorresse pelo menos uma vez por semana, não especificando, para tanto, a data de início de tais simulações.

99. Essa disposição remete à decisão da própria Portaria MME nº 301/2019, retratada no §2º do art. 1º. Não por outro motivo o ONS afirmou que a sistemática de programação diária em modalidade sombra já vem sendo observada pelo Operador. Naturalmente, à medida em que novas definições sejam formalizadas, o ONS deverá observá-las na sistemática sombra, ao longo do período remanescente aplicável.

III.1.9 – Carta ONS – 074/DTA/2019, de 25 de novembro de 2019

100. Conforme apontado no Item II, em 25 de novembro de 2019 o ONS apresentou necessidade de ajustes adicionais aos Submódulos 8.1, 23.4 e 26.2, afirmando serem acomodações de baixo impacto, sem repercussões de mérito à filosofia para a implantação do modelo Dessem.

101. Ao se analisar o conteúdo dessa manifestação, depreende-se serem adequações de forma adicionais aos Procedimentos de Rede em face da incorporação do modelo Dessem ao núcleo da programação operativa diária, visando assegurar consistência com toda a formatação apresentada pelo ONS no âmbito da AP_31. Uma delas remete à inclusão de

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



Pág. 22 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

responsabilidade ao Operador, de também realizar previsões de geração para usinas hidrelétricas e termelétricas classificadas na modalidade de operação Tipo II-B e Tipo II-C, como consequência de diagnóstico mais preciso efetuado pelo ONS sobre a matéria.

102. Na versão anterior, apenas as usinas classificadas na categoria Tipo III teriam seus valores previstos com base nos dados de geração verificados. O texto ora ajustado passa a incluir também as usinas Tipo II-B e Tipo II-C nessa variedade. Em decorrência disso, ajustes de redação para retratar essa questão foram efetuados (inclusão de responsabilidade ao ONS e, por conseguinte, exclusão das respectivas atribuições aos agentes de geração afetados).

103. Outro ajuste efetuado refere-se à postergação do prazo para disponibilização de dados pelos agentes de que trata o Submódulo 8.1. A nova proposta do ONS foi a de estender essa ação em 1 (uma) hora, passando seu horário limite das 9 (nove) para às 10 (dez) horas. Como essa iniciativa tende a beneficiar os agentes, não se veem óbices à sua incorporação no âmbito da AP_31, nos termos ora propostos pelo Operador.

III.2 CONTRIBUIÇÕES REFERENTES A TRATAMENTOS REGULATÓRIOS

104. Nesta seção, compilam-se contribuições cujo núcleo central não versou exatamente sobre o objeto da AP_31, mas sobre questões correlatas e conexas. Trata-se de apontamentos feitos sobre normativos da Agência, avanços pretendidos sobre a regulação e outros módulos dos Procedimentos de Rede, questões afetas à pós-operação e à comercialização, regulamentação afeta ao Ministério de Minas e Energia e/ou à CPAMP, entre outros. As principais observações serão discutidas aqui. A completude das contribuições, em conjunto com as visões desta Superintendência, pode ser consultada no RAC em anexo.

III.2.1 – Titulação e remuneração de custos de despacho

105. A Apine e a Enel propuseram a regulamentação da frequência de revisão dos dados de restrições operativas das usinas hidrelétricas e termelétricas. As duas instituições também propuseram que eventuais revisões extraordinárias fossem fundamentadas em relatórios técnicos, submetidos a um rito próprio para a sua aprovação, para os quais também houvesse antecedência mínima para a divulgação das atualizações. Também apontaram preocupações sobre a sistemática de gestão das restrições hidráulicas a Abrage, Thymos, Apine e Enel.

106. Entende-se que a dinâmica em relação às unidades termelétricas foi endereçada na seção III.1.2 desta Nota Técnica. Em relação às unidades hidrelétricas, por ora, deve-se continuar observando as disposições hoje dispostas dos Procedimentos de Rede. Isso não significa, contudo, que o *Unit Commitment* hidráulico não possa ser aprimorado futuramente, a exemplo de demais aspectos tratados nesta instrução.

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



Pág. 23 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

107. Outro assunto que direcionou a atenção dos agentes refere-se ao tratamento que a pós-operação conferirá à titulação dos despachos influenciados pela política de otimização do Dessem e aos consequentes rebatimentos que esse processo exerce naturalmente sobre os parâmetros da comercialização.

108. Ao todo, Abrage, Apine, CCEE, EDP, Enel, Engie, Petrobras e Simple Energy encaminharam contribuições sobre a temática.

109. A Simple Energy propôs que a ANEEL concedesse para o UC termelétrico o mesmo tratamento regulatório que hoje é dado para os despachos fora da ordem de mérito, onde as restrições das usinas são valoradas segundo seus respectivos CVUs e não por inflexibilidade. Em toada semelhante, a EDP ponderou que os aprimoramentos regulatórios deveriam garantir a recuperação do custo atrelada ao despacho termelétrico estabelecido pelo Dessem, mesmo quando esse não estivesse plenamente capturado pelos valores de CMO/PLD. Nessa esteira, a EDP também recomendou que, no caso de despacho em carga reduzida, fosse utilizado o CVU previsto no art. 8º-B, V, da REN 697/2015, mecanismo implementado pela REN 822/2018.

110. A visão da Petrobras foi a de que, antes da implantação do PLD horário, fossem esgotadas as discussões sobre os tópicos a seguir, os quais, na visão da empresa, não teriam sido abordados detalhadamente no material divulgado na Audiência Pública:

- Tratamento para UTEs com venda de energia em dois ou mais leilões que, consequentemente, possuem mais de um CVU;
- Tratamento para realização de geração substituta, nos termos do inciso II do Artigo 10 da REN 614/2014;
- Elevação dos riscos e custos com o despacho horário; e
- Consideração das restrições operativas de UTEs a ciclo combinado que possuem CVU específico para operação em ciclo aberto.

111. O tratamento de UTEs cuja comercialização de energia remete a mais de um leilão é tema cuja modelagem na cadeia de modelos computacionais já é feita ordinariamente pelo ONS. Adaptações nesse sentido foram endereçadas pelo Operador no que se refere às especificidades do Dessem. Caso sejam identificados ajustes adicionais nesse quesito, esses deverão ser tratados oportunamente. As questões relativas à geração substituta serão discutidas no âmbito da revisão parcial da Resolução nº 614/2914, item formalmente incluído na proposta de Agenda Regulatória biênio 2020/2021, proposta pela Agência na Audiência Pública nº 41/2019 (Item 34). O cronograma tentativo desse item prevê a conclusão dos ajustes regulatórios para o primeiro semestre de 2020. Sobre a elevação de riscos e de custos com o despacho horário, avalia-se que esse *trade-off* coube à CPAMP quando subsidiara a decisão tomada pelo Ministério de Minas e Energia mediante a Portaria nº 301/2019, nos termos ali constituídos.

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



Pág. 24 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

112. Apine e Enel, por sua vez, sublinharam que as restrições de UC termelétrico e o CVU de cada usina, ao serem considerados na otimização do modelo, fazem com que a titulação de seus respectivos despachos sejam classificadas como “por ordem de mérito econômico”, o que implica ressarcimento do custo de operação seja operacionalizado via encargo com base nas seguintes situações:

- Quando a UG estiver ligada para atender às restrições de rampa de acionamento, de tempo mínimo ligada ou de rampa de desligamento, sua titulação de despacho deve ser considerada como *constrained on*;
- Quando a UG estiver desligada para atender à restrição de tempo mínimo desligada deve ser considerada como *constrained off*.

113. Esse tema foi endereçado pela ANEEL por meio do Ofício nº 092/2019-SRG/ANEEL, de 8 de outubro de 2019. Em síntese, a diretriz do ofício nada mais foi do que a de destacar as consequências da decisão da Portaria MME nº 301/2019 sobre o processo corrente de classificação do despacho, asseverando que eventuais ajustes aos Procedimentos de Rede e/ou às Regras e Procedimentos de Comercialização fossem encaminhados para aprovação à ANEEL.

114. Nessa manifestação, a Agência ressaltou as particularidades que a programação da operação passaria a ter com a entrada do Dessem na formulação da política de despacho das usinas, particularmente a inclusão das restrições de UC termelétrico ao problema de otimização. Essa diretriz pontuou que as titulações dos despachos feitas pelo ONS deveriam integralizar, ao longo de cada hora, os volumes energéticos associados aos despachos realizados a cada 30 minutos. Ademais, a manifestação ratificou o UC termelétrico como sendo mais uma categoria de despacho que passaria a ser observada pelo Operador com o advento do Dessem na programação da operação.

115. Em consonância com essa diretriz, a CCEE encaminhou propostas de ajustes às Regras de Comercialização, o que foi avaliado pela Nota Técnica nº 129/2019-SRM-SRG/ANEEL, de 14/11/19, culminando na abertura da Consulta Pública nº 034/2019. A referida consulta encontra-se em fase de recebimento de contribuições, com prazo de encerramento para tanto previsto para 03/01/2020.

116. A Apine registrou a necessidade de se regulamentarem os impactos comerciais relativos ao tratamento do despacho de UTEs decorrentes da adoção do Dessem. Conjuntamente com a Enel, essas entidades consideraram que a solicitação para remuneração do despacho em ciclo aberto por razões energéticas deveria ser facultada ao agente, conforme orientação da ANEEL em seu Ofício 016/2019-SRG/ANEEL. Ademais, Apine e Enel propuseram que o reconhecimento, a adoção e a revisão dos custos diferenciados por configuração de unidades (ciclo aberto ou ciclo fechado) possuísse rito preestabelecido, de forma a garantir a previsibilidade e a transparência a todos os agentes.

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



Pág. 25 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

117. De acordo com a Enel, a representação das restrições de UC termelétrico no cálculo do CMO suscita questões quanto à remuneração de custos adicionais ao CVU para a partida e parada de UTEs, à titulação da rampa de geração térmica, e ao tratamento dos rebatimentos da não consideração das restrições de UC termelétrico quando a contingência for acionada, o que também foi endossado pela Engie.

118. A Engie também resgatou trecho da Nota Técnica 059/2019-SRG/ANEEL, a qual propôs responsabilidade ao ONS de conduzir o processo de atualização dos parâmetros de UC termelétrico, efetuando a transição de modo suave entre o protocolo atual e o futuro. De acordo com a referida Nota Técnica, o ONS especificaria os critérios a serem atendidos, considerando características de fontes e tipos de combustível, assim como informações históricas pertinentes. A Engie também entendeu ser importante o reconhecimento e a determinação desses custos, pois eles estariam modelados no Dessem, impactando a determinação da solução ótima para a operação do sistema.

119. Essa questão foi endereçada pela Agência no Ofício nº 016/2019, de 15 de fevereiro de 2019. Em síntese, a visão externada foi a de que a transição entre o protocolo atual e o que passará a ser observado, quando da operacionalização do Dessem, deveria ser a mais suave o possível. Não por outro motivo condição de contorno destacada foi a observação do marco regulatório vigente para pavimentar a transição para o despacho semi-horário, ainda que tal pressuposto implicasse desconsiderar algumas potencialidades do algoritmo de otimização em um primeiro momento.

120. Essa última disposição, em grande medida, endereça as questões de remuneração para as trajetórias de acionamento e de desligamento das unidades termelétricas (rampas), para os custos de permanência nos estados ligado e desligado e respectivas tolerâncias admissíveis, para um segundo momento. O tratamento desses parâmetros econômicos requer uma discussão ampla sobre opções de desenho de mercado aplicáveis, sobretudo quanto ao tratamento do novo arranjo com o paradigma anterior, em particular sua acomodação com os marcos contratuais vigentes.

121. Para além de questões sob a alçada da regulação, a Engie ponderou que deveriam ser observados os impactos comerciais decorrentes da decisão do descasamento temporal em se adotar o Dessem com UC em 2020 na operação, postergando a adoção do modelo para a formação do PLD para 2021. Em linha semelhante, a EDP e a Enel registraram que esse cenário de descasamento não havia sido vislumbrado anteriormente, e com isso, os agentes não tiveram acesso à análise dos impactos comerciais em uma operação sombra referente à coexistência do despacho de geração térmica em base semi-horária com a representação do UC termelétrico e o cálculo do PLD por patamar, o que ocorrerá durante o ano de 2020.

122. Essas questões referem-se à decisão de política energética tomada pelo Ministério de Minas e Energia, subsidiada pelas análises técnicas conduzidas pela CPAMP. Na

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



Pág. 26 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

forma, questionamentos sobre o teor da decisão em si ou sobre os seus rebatimentos devem ser endereçadas ao Ministério, a quem cabe realizar eventual revisão parcial ou total de seu mérito.

123. Não obstante o exposto, entende-se que, do ponto de vista conceitual, a consideração do Dessem como principal insumo à formulação da programação diária e, por conseguinte, à constituição da ordem de mérito para fins de despacho, tende a diminuir o volume de encargos setoriais ordinariamente produzidos pela operação. A razão, para tanto, deve-se fundamentalmente à aplicação da própria definição de encargo, cuja origem remonta à reparação de custos de oportunidade percebidos pelos agentes de geração em face de redespachos comandos pelo operador, ao controlar os inexoráveis desvios entre o plano definido na etapa de programação e a condução da operação em tempo real. Nesse sentido, quanto menor for o intervalo temporal entre uma e outra etapa, menor também será o espaço para a caracterização de custos de oportunidade entre uma e outra referência. Com efeito, além de tornar mais precisa e rastreável a ordem de mérito operativa ao acomodar mais *pari passu* as realizações das variáveis aleatórias que repercutem sobre a operação, naturalmente menores deverão ser os desvios entre a programação e a prática operativa, o que também conduziria a uma natural diminuição de apuração de encargos.

124. A Abrage também registrou que o submódulo 8.1, além de ser adequado à entrada do Dessem, deve ser harmonizado aos leilões para reconstituição da reserva de potência de que trata a Resolução nº 822/2018. Eventuais ajustes que se façam necessários aos termos da Resolução nº 822/2018, incluindo adaptações aos Procedimentos de Rede, serão endereçadas pela ANEEL oportunamente.

III.2.2 – Revisão da REN 843/2019

125. A EDP sugeriu adaptar a Resolução Normativa nº 843/2019 para que fossem acomodadas as especificidades do Dessem na programação operativa. A Apine, por sua vez, foi mais precisa, listando as seguintes necessidades de adequação, além de ajustes de redação à Resolução nº 843/2019, em função da alteração do cálculo do CMO com a adoção do Dessem:

- Com relação à periodicidade mensal das reuniões do ONS e da CCEE com os agentes, sugerimos que o ONS passe a realizar apresentações das premissas com maior frequência, de mensal para semanal, em função da revisão diária do CMO, com transmissão via internet.
- Divulgação do deck preliminar do Dessem.
- Divulgação diária do CMO.
- Inclusão do processo de contingência para o cálculo do CMO semi-horário.

126. A Apine também resgatou trecho da REN 843/2019, onde se estabelece que “no horizonte comum dos modelos de otimização, os dados e informações considerados deverão

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



Pág. 27 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

estar compatíveis”. Segundo a associação, esse dispositivo tornaria necessária a identificação do detalhamento da representação do Dessem passível de representação nos modelos Decomp e Newave.

127. Apine e Enel ainda ressaltaram a importância da operacionalização do Comitê Técnico coordenado pelo ONS e pela CCEE, para viabilizar seu pleno funcionamento até janeiro de 2020, com a definição prévia de sua estrutura, regimento interno, subgrupos temáticos, entre outros.

128. Sobre o tópico que apontou necessidade de alterações na sistemática do PMO, o ONS informou que as configurações do sistema que suportarão as simulações do Dessem serão divulgadas diariamente. Também indicou que irá avaliar a necessidade de realização de reuniões adicionais aos encontros mensais do PMO.

129. Sobre os ajustes requeridos à Resolução nº 843/2019, trata-se de item mapeado na Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2020/2021, debatido no âmbito da Audiência Pública nº 041/2019. Avalia-se que se trata de ponto de atenção importante, mas cuja fundamentação prescinde da operacionalização do Dessem na prática real, a qual proverá elementos importantes para caracterização da questão e o direcionamento da regulação. O encerramento da Agenda Regulatória sinalizará o nível de prioridade que a Agência conferirá ao tópico, bem como o seu escopo, restando também indicado cronograma para sua caracterização, etapas de discussão e prazos de conclusão.

III.2.3 – Representação do UC Hidrelétrico

130. Houve duas contribuições ao tema, apresentadas por Abrage, Apine, Enel e Thymos, referentes à não representação dos parâmetros de UC para a fonte hidrelétrica.

131. Abrage e Thymos registraram a preocupação de a fonte hidráulica não estar sendo detalhada nas mesmas condições das termelétricas. Assim, os custos de partida e parada de unidades geradoras hidrelétricas implicariam ônus aos proprietários dos ativos e não seriam recuperados via modelo, podendo resultar em uma operação não otimizada do sistema. Apine e Enel, por sua vez, sugeriram que ajustes das curvas de geração pudessem ser avaliados para a identificação de oportunidades de melhoria na representação do problema no Dessem.

132. A incorporação metodológica do tema depende de ações da CPAMP, conforme diretrizes estabelecidas na Resolução CNPE nº 07/2016. Neste quesito, vale também replicar manifestação da CPAMP feita no âmbito da Consulta Pública do MME nº 71/2019, constante do Relatório Técnico do GT Metodologia nº 01-2019:

Também ficou definido pela plenária da CPAMP que algumas funcionalidades, por sua complexidade, ficarão para ser implantadas em um próximo ciclo de atualização do preço horário: **unit commitment hidráulico**, perdas calculadas

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



Pág. 28 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

na rede elétrica e representação de restrições “constrained off” em usinas não simuladas.

(grifado)

133. Como se depreende da manifestação do Comissão, o tema foi mapeado para integrar o próximo ciclo de aprimoramento metodológico relativo ao preço horário, o que é uma sinalização de que ele deverá ser priorizado pela CPMAP em uma segunda fase de evolução da temática.

III.3 – OUTROS TEMAS

134. A Abiape registrou entendimento de que os Procedimentos de Rede deveriam contemplar tanto o rito da programação diária, quanto as diretrizes para a formação de preços (mesmo na operação sombra). Além disso, a Abiape sustentou que o modelo Dessem da CCEE deveria ser processado sem a alteração dos resultados obtidos pelos modelos “satélites” (premissas), sem o uso da rede interna ao submercados e com as restrições de intercâmbio aderentes ao modelo Decomp.

135. Avalia-se que todas essas demandas cuidam de aspectos relacionados às diretrizes para a formação de preços. O tema é regulado pela Resolução nº 843/2019. Conforme assentado anteriormente, a necessidade de discussão de ajustes nesse Normativo em face da consideração do Dessem na Programação Diária já foi incluída na proposta de Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2020/2021.

136. Finalmente, a CCEE registrou a necessidade de atualização da Tabela 1 do SM 23.4, em aderência aos parâmetros aprovados pela CPAMP via a Portaria MME nº 300, de 31 de julho de 2019, conforme ata de reunião do dia 26 julho de 2019. Seriam eles:

- Racionamento preventivo: substituir “sim” por “não”;
- Nº mínimo de iterações para convergência: substituir “3” por “30”; e
- Inclusão dos parâmetros CVaR, VminOp, etc.

137. Entende-se que tal atualização se faz necessária e, portanto, deverá ser processada tempestivamente pelo ONS.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

138. A análise aqui apresentada fundamenta-se nestes atos legais e normativos:

- Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004;
- Resolução CNPE nº 07, de 14 de dezembro de 2016;
- Portaria MME nº 300, de 31 de julho de 2019;

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



Pág. 29 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

- Portaria MME nº 301, de 31 de julho de 2019;
- Resolução Normativa nº 455, de 18 de outubro de 2011;
- Resolução Normativa nº 614, de 3 de junho de 2014;
- Resolução Normativa nº 822, de 26 de junho de 2018; e
- Resolução Normativa nº 843, de 2 de abril de 2019.

V. DA CONCLUSÃO

139. A operacionalização do Dessem na programação diária do SIN inaugura novo marco para a caracterização do despacho econômico no âmbito da operação, conferindo significativa ampliação de transparência e de rastreabilidade a esse processo. Reflete, portanto, passo indispensável ao desenvolvimento de práticas de eficiência alocativa à operação do sistema, constituindo marco concreto para a modernização do setor.

140. A presente adequação dos Procedimentos de Rede procurou refletir a inserção do Dessem na realidade da programação diária. Nesta primeira etapa, procurou-se minimizar os impactos sobre os protocolos historicamente observados pelo Operador na condução desse processo. Não obstante o exposto, diretrizes como a transparência e o compromisso de avaliar sistematicamente sua performance deverão ser observados pelo ONS.

141. Os agentes setoriais demandaram várias ações do ONS para detalhar a performance da operação com o Dessem, nem todas elas podendo ter sido atendidas pelo Operador neste momento, até porque sua formatação, em muitos casos, pressupõe que o processo da programação diária com o Dessem seja, antes de tudo, uma realidade concreta. Atendida primeiramente essa disposição, muitos avanços deverão ocorrer naturalmente com o amadurecimento desse processo.

142. Em que pese muitas demandas colocadas pelos agentes tenham mérito em sua fundamentação, avalia-se que a regulação também precisa de elementos concretos produzidos pela realidade para que possa melhor qualificar e dimensionar o esforço que deve ser dispendido para tanto.

143. Não obstante o exposto, somando-se à visão colocada pelo ONS no âmbito da AP_31, nela já incluída todas as incorporações que o Operador fizera ao observar apontamentos dos agentes setoriais, entende-se que as seguintes diretrizes adicionais deverão ser contempladas pelo ONS na versão final dos Procedimentos de Rede que tratam da incorporação do Dessem na programação diária da operação:

- i) Inclusão do modelo PrevCargaDessem enquanto uma etapa formal do processo de previsão de carga diária global do SIN;
- ii) Criar e gerir, nos formatos que julgar adequados, os dados e informações integrantes de cadastro para a representação de todos os parâmetros

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



Pág. 30 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

que caracterizam o *Unit Commitment* termelétrico para o modelo Dessem, assinalando os termos, os prazos e as condições que deverão ser observadas para o seu preenchimento.

- iii) Atualização dos Submódulo 23.4 dos Procedimentos de Rede em face da Portaria MME nº 300, de 31 de julho de 2019;

VI. DA RECOMENDAÇÃO

144. Em face do exposto, recomenda-se o encaminhamento desta Nota Técnica e da minuta Despacho ao Diretor-Relator, para aprovação da revisão dos Submódulos 5.4, 8.1, 9.2, 9.5, 10.4, 18.2, 20.1, 23.4, 23.5 e 26.2 dos Procedimentos de Rede, conforme contribuições aceitas no processo da Audiência Pública nº 031/2019, para utilização do modelo computacional Dessem na programação da operação diária do SIN, a partir de 1º de janeiro de 2020.

145. Recomenda-se, ainda, que seja determinado ao ONS que incorpore nos Procedimentos de Rede os seguintes ajustes:

- i) Inclusão do modelo PrevCargaDessem enquanto uma etapa formal do processo de previsão de carga diária global do SIN;
- ii) Criação e gestão, nos formatos que julgar adequados, os dados e informações integrantes de cadastro para a representação de todos os parâmetros que caracterizam o *Unit Commitment* termelétrico para o modelo Dessem, assinalando os termos, os prazos e as condições que deverão ser observadas para o seu preenchimento.
- iii) Atualização dos Submódulo 23.4 dos Procedimentos de Rede em face da Portaria MME nº 300, de 31 de julho de 2019;

(Assinado digitalmente)

BRUNO GOULART DE FREITAS MACHADO
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

VINICIUS GROSSI DE OLIVEIRA
Especialista em Regulação

De acordo:

(Assinado digitalmente)

CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA
Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração

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



Anexo 1 – Minuta de Despacho

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

DESPACHO Nº xxxxx, DE xx DE DEZEMBRO DE 2019

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 13 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, com base no art. 4º, incisos VII e XVI, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, no art. 3º, inciso V, do Decreto nº 5.081, de 15 de maio de 2004, e considerando o que consta do Processo nº 48500.003028/2018-21, decide: (i) aprovar a revisão dos Submódulos 5.4, 8.1, 9.2, 9.5, 10.4, 18.2, 20.1, 23.4, 23.5 e 26.2 dos Procedimentos de Rede, conforme contribuições aceitas no processo da Audiência Pública nº 031/2019, para utilização do modelo computacional Dessem na programação da operação diária do Sistema Interligado Nacional, a partir de 1º de janeiro de 2020; e (ii) determinar ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS que encaminhe à ANEEL, em até 90 dias, os seguintes aprimoramentos aos Procedimentos de Rede: (ii.a) Inclusão do modelo PrevCargaDessem enquanto uma etapa formal do processo de previsão de carga diária global do SIN; (ii.b) Criação e gestão, nos formatos que julgar adequados, os dados e informações integrantes de cadastro para a representação de todos os parâmetros que caracterizam o *Unit Commitment* termelétrico para o modelo Dessem, assinalando os termos, os prazos e as condições que deverão ser observadas para o seu preenchimento; (ii.c) Atualização dos Submódulo 23.4 dos Procedimentos de Rede em face da Portaria MME nº 300, de 31 de julho de 2019.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

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



Anexo 2 – Relatório de Análise das Contribuições (RAC)

Tema	Subtema	Nº	Contribuição	Avaliação de ONS				Posição da ANEEL	Posição da ANEEL				
				Acatar	Não	Parcial	Justificativa		Acatar	Não	Parcial	Fora do Escopo	
CONSOLIDAÇÃO DA PREVISÃO DE CARGA	governança dos dados de entrada	1	reprodutibilidade na previsão de carga	X			O desenvolvimento de modelo específico (PrevCargaDESSEM) disponibilizado para utilização pelos agentes e a publicação dos decks e parâmetros do modelo combinado são ações que atendem esse item.	O PrevCargaDessem deverá ser parte integrante do processo de constituição da carga diária do SIN e constitui medida efetiva de ampliação de previsibilidade e de rastreabilidade a esse processo. O detalhamento de sua forma de participação no âmbito do processo de previsão de carga deverá ser especificado pelo ONS nos Procedimentos de Rede.	X				
		2	toda intervenção técnica da equipe do ONS para tratamento dos dados referente à consolidação da carga deve ser sistematizada e documentada com o maior grau de detalhamento possível.			X	Entendendo que "toda intervenção técnica" se refere aos decks de dados e parâmetros do modelo combinado serão disponibilizados, não sendo necessário, desta forma, documentação adicional.					X	
		3	atribuir responsabilidade ao ONS com vistas à disponibilização de todos os dados, ferramentas e metodologias aplicáveis na previsão de carga, de modo a assegurar que o processo seja efetivamente civil planejado, reprodutível e passível de auditoria pelos agentes.			X	É responsabilidade do ONS a disponibilização e publicação dos dados, ferramentas e metodologias aplicáveis e de domínio irrestrito do ONS.					X	
		4	Na impossibilidade de suprimir as heurísticas pelo operador, propõe-se a divulgação dos critérios da metodologia utilizados nestes ajustes, mediante relatórios publicados semanalmente.			X	Nem sempre critérios heurísticos serão possíveis de divulgação, no entanto, o modelo PrevCargaDESSEM não utilizará critérios heurísticos a partir de janeiro de 2021.					X	
	prazos/etapas/ responsabilidades	5	Participação no fechamento da Carga Global do Sistema Interligado Nacional com o ONS; Partoipar de forma ativa na previsão de carga			X	<p>A previsão de carga para a programação diária da operação é parte e insumo para o processo de programação da operação, e, portanto, uma atividade técnica e específica do Operador, não envolvendo aspectos comerciais. Além disso, o tempo para realização desse processo é extremamente curto e com hora definida para disponibilização para o modelo DESSEM, não havendo desta forma, possibilidade de interação com terceiros.</p> <p>A CCEE tem participação ativa enviando ao ONS os dados verificados para as usinas TIPO III e na consolidação com o ONS dos demais dados de geração para a composição da Carga Global por subsistemas cuja definição depende das interligações que são objeto dos estudos do ONS. Os dados diários verificados em d-2 fornecidos pela CCEE são importantes para a atualização da carga global que compõem a série utilizada nos modelos de previsão. O fechamento da carga global com os valores de geração por subsistemas, no período mensal é compartilhada com a CCEE.</p> <p>No processo de obtenção das previsões de carga para o DESSEM, são efetuadas previsões por subsistemas e por áreas geográficas, cujas definições envolvem critérios técnicos para obtenção das medidas controladas com dados de geração e de fluxos nas interligações entre as áreas, esses dados somente são obtidos no sistema de supervisão da operação pelo ONS.</p> <p>Por parte dos modelos de previsão de carga em intervalos semi-horários para o DESSEM, a utilização desses modelos já tem publicidade e a CCEE já dispõe de versão atualizada em código aberto, conforme acordado entre ONS e a CEEEL quanto a sua cessão. Por outro lado, não cabe ao ONS estabelecer responsabilidades para a CCEE.</p> <p>De parte dos demais agentes, há total impossibilidade de participação, além do descrito anteriormente, não é possível "privilegiar" individualmente ou grupos de agentes. Além disso, a própria dinâmica do processo interno, não é adequada a participação em função da concentração da equipe na utilização dos modelos, preparação e análise dos dados de forma isonômica que requer também responsabilidade de sigilo enquanto os dados não são publicados.</p>	Deverá constar do texto dos Procedimentos de Rede o registro da participação efetiva que a CCEE tem nesse processo.				X	
		6	não está claro se a proposta do ONS para a previsão de carga elaborada exclusivamente pelo ONS para a PDO já está adaptada; caso não esteja, sugere-se a elaboração de um procedimento sombra da previsão antes de sua adoção a partir de janeiro de 2020.	X			O ONS publica diariamente os dados previstos para a PDO e para o DESSEM no portal SINTEGE no site do ONS, atendendo ao solicitado.	Acompanha a posição do ONS	X				
		7	sugere que seja dada publicidade à informação de previsão de carga para o Programa Diário de Intervenções (PDI) em instalações da Rede de Operação que porventura venha a ser solicitada aos agentes, com destaque para informações que apresentem desvios relevantes para a consolidação do PDI.			X	As previsões de carga utilizadas nos casos base dos estudos de intervenções, uma vez publicados, já cumpriram essa solicitação.	Acompanha a posição do ONS			X		
PROGRAMAÇÃO ELETRONERGETICA DIÁRIA	governança dos dados de entrada	8	o ONS e a ANEEL devem realizar uma fiscalização incisa dos dados declarados, com critérios claros para o monitoramento, evitando qualquer tipo de assimetria de informação com o mercado.			X	A função de fiscalização não cabe ao ONS.	A contribuição reflete a competência originária da Agência de fiscalização do setor.	X				
		9	sugerimos que os dados de entrada e resultados dos modelos e da operação sejam certificados por entidade independente qualificada.			X	Sugestão não compatível com conteúdo de Procedimento de Rede, no entanto pode ser tratada a partir de determinação da ANEEL, como no caso do PMO, considerando os recursos financeiros necessários.	Essa questão atinha-se com a perspectiva lançada pela Agência, em sua proposta de Agência Regulatória para o biênio 2020/2021, discutida no âmbito da Audiência Pública nº 042/2019. O item 56 da grade de atividades ali proposta foi "Revisão da Resolução Normativa nº 452/2011, que dispõe sobre a obrigatoriedade de contratação de auditoria independente para auditoragem do PMO e dos processos da pós-operação do ONS.	X				
		10	reprodutibilidade da formação de preços: as premissas utilizadas nesse processo devem ser disponibilizadas a todos os agentes e reprodutíveis	X			Os decks de entrada e saída do DESSEM serão disponibilizados para todos os agentes reproduzirem os resultados do ONS (desde que também estejam utilizando Hardware e software compatíveis).	Acompanha a posição do ONS	X				
		11	transparência na operação do sistema: todo ajuste e intervenção sobre a ordem de mérito realizado para viabilizar a operação do sistema deve ser levado ao conhecimento dos agentes	X			Alterções do despacho técnico realizado pelo DESSEM serão publicadas no relatório de divulgação mensal.	Acompanha a posição do ONS	X				
		12	Para garantir a transparência do processo, observa-se a necessidade da publicação de pelo menos três balanços diários evidenciando: 1. as alterações necessárias das premissas para compor o deck do Dessem do Operador; 2. os ajustes dos resultados do Dessem para estabelecer a Programação Diária da Operação (PDO); e 3. as intervenções necessárias em tempo real.			X	Para o item 1, o documento diário oficial dos decks de entrada e saída do Dessem. Para o item 2, o relatório mensal (Pós Dessem). Item 3, foge ao que é de competência da Programação Diária e escopo deste Procedimento de Rede.	Acompanha a posição do ONS			X		
		13	Sugere que os procedimentos de rede incluam como obrigatoriedade ao ONS a obtenção das premissas unicamente por meio dos modelos "satélites". Caso o ONS julgue necessário alterar os resultados dos "modelos satélites" (premissas), deve-se esclarecer motivo e montante. Nesse caso, sugere-se que seja publicado relatório diário incluindo as premissas cujas alterações tenham sido realizadas e suas razões detalhadas.			X	As premissas utilizadas na montagem dos casos seguem orientação da CPAMP.	O PrevCargaDessem deverá ser parte integrante do processo de constituição da carga diária do SIN e constitui medida efetiva de ampliação de previsibilidade e de rastreabilidade a esse processo. O detalhamento de sua forma de participação no âmbito do processo de previsão de carga deverá ser especificado pelo ONS nos Procedimentos de Rede.			X		
		14	Desvios: o Operador poderá realizar ajustes após processar o Dessem para que se cumpram requisitos adicionais de viabilidade, segurança e confiabilidade do SIN. Esses ajustes podem ser separados em duas etapas cronológicas: • ajustes em relação aos resultados do Dessem para definição da PDO; e • intervenções em tempo real para viabilizar a operação. Assim como para as premissas, sugere-se a elaboração de relatórios com as motivações e os montantes desviados em relação ao Dessem e ao PDO.			X	Haverá relatório mensal divulgando os desvios realizados para viabilidade, segurança e confiabilidade do SIN. Quanto aos desvios ocorridos no tempo real, foga ao que é de competência da Programação Diária e escopo deste Procedimento de Rede.	Acompanha a posição do ONS			X		

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

Tema	Subtema	Nº	Contribuição	Avaliação do ONS			Justificativa	Posição da ANEEL	Posição da ANEEL					
				Acur	Não	Parcial			Acur	Não	Parcial	Fora do Escopo		
governança dos dados de entrada		15	Elaboração de um boletim diário de operação a partir de janeiro de 2020 contendo as informações e análises mais relevantes, inclusive de Unit Commitment destacando e justificando as principais diferenças entre o despacho previsto pelo DESSEM e o despacho verificado.			X	Haverá relatório mensal divulgando os desvios realizados para viabilidade, segurança e confiabilidade do SIN. Quanto aos desvios ocorridos no tempo real, foge ao que é de competência da Programação Diária e escopo deste Procedimento de Rede.	Acompanha a posição do ONS				X		
		16	A Thyms citou o Decreto nº 5.081/2004 e o Art. 3º da Resolução CNPE nº 27/2016 para apresentar sua visão de que os dados, parâmetros e critérios afetos à representação do Unit Commitment (tipos de restrição de rampa, duração e respectivos custos) devem ser regulamentados, homologados, disponibilizados e fiscalizados pela ANEEL.					A contribuição reflete a competência originária da Agência.	X					
		17	Elaboração e disponibilização de um conjunto de critérios bem definidos e de coerências que possam resultar em um deslocamento relevante entre a programação diária e a operação em tempo real.			X	Será publicada no relatório mensal uma lista contendo as principais ocorrências que resultaram em diferenças entre os resultados do DESSEM e o PDR.	Acompanha a posição do ONS					X	
		18	Exigência de certificação por entidade independente qualificada dos dados de entrada, resultados dos modelos e da operação.		X		Sugestão não compatível com conteúdo de Procedimento de Rede, no entanto pode ser tratada a partir de determinação da ANEEL, como no caso do PMO, considerando os recursos financeiros necessários.	Essa questão alinha-se com a perspectiva lançada pela Agência, em sua proposta de Agenda Regulatória para o biênio 2020/2021, discutida no âmbito da Audiência Pública nº 041/2019. O item 36 da grade de atividades ali proposta foi "Revisão da Resolução Normativa nº 455/2011, que dispõe sobre a obrigatoriedade de contratação de auditoria independente para auditoria do PMO e dos processos da pós-operação do ONS.		X				
		19	Publicação de um Relatório Preliminar Semanal, na segunda-feira, a fim de dar mais transparência de forma mais rápida aos agentes, possibilitando sua análise e identificação de melhorias a serem realizadas tanto no modelo quanto na operação.		X		Com a implantação do DESSEM, o ONS vai avaliar a realização de reuniões adicionais às reuniões mensais do PMO visando aprimorar a comunicação dos resultados relacionados à programação da operação.	Acompanha a posição do ONS, sem prejuízo de que a questão seja realivada oportunamente.			X			
PROGRAMAÇÃO ELETRONEGÉTICA DIÁRIA	gestão dos parâmetros de UC termelétrica	20	Concorda com as diretrizes para definição de parâmetros de UC mas entende que pro ano de 2020 a periodicidade de atualização que seja mensal ao invés de anual, respeitando a antecipação da formação do PMO e com a publicação de relatório pelo ONS com as alterações efetuadas.		X		É importante que esse regramento seja definitivo com vista a evitar variações ao longo do processo.	Vide Item III.1.2 da Nota Técnica					X	
		21	A revisão dos parâmetros deverá ser alterada com periodicidade mínima anual, ou em caso de alterações relevantes à critério da ANEEL.			X	A periodicidade será anual, alterações serão à critério da ANEEL.	Vide Item III.1.2 da Nota Técnica					X	
		22	Prazo de atualização UC é importante que seja mantida a discricionariedade técnica dos agentes em relação à parametrização dos dados relativos ao Unit Commitment, devendo a maior especialização do agente em relação às características das suas usinas e da responsabilidade legal sobre as mesmas. Além disso, a atualização destes parâmetros deve possuir uma governança do processo bem definida, a qual deve reger a atualização e divulgação de dados para todos os agentes e penalidades quando identificadas condutas inapropriadas de agentes de modo a garantir a integridade da operação e do mercado.			X	É responsabilidade do Agente informar a parametrização dos dados relativos ao UC e manter atualizados estes parâmetros com periodicidade anual junto ao ONS. Quanto à fiscalização e aplicação de penalidade, essas atividades não são atribuições do ONS.	Vide Item III.1.2 da Nota Técnica					X	
		23	Dados do unit commitment merecem tratamento objetivo e divulgação transparente: sugerimos a elaboração de um relatório público, onde deverão constar todas as informações técnicas das térmicas e, principalmente, as alterações ocorridas.			X	Os parâmetros de UC são públicos e divulgados nos dados de entrada do DESSEM.	Acompanha a posição do ONS						X
		24	Operador deve organizar melhor a gestão da informação do unit commitment, com postura mais ativa para normalizar os parâmetros de UC.		X		Os parâmetros de UC são de responsabilidade do agente.	Vide Item III.1.2 da Nota Técnica						X
		25	Apoia a proposta de periodicidade anual de atualização dos dados do unit commitment, com eventuais exceções sendo justificadas e definidas com regras claras que assegurem a necessária anteciclicidade, simetria e reproduzibilidade aos agentes.		X		É responsabilidade do agente informar a parametrização dos dados relativos ao UC e manter atualizados estes parâmetros com periodicidade anual junto ao ONS. É de responsabilidade da ANEEL analisar as justificativas de exceção em relação às definidas nos Procedimentos de Rede vigentes.	Vide Item III.1.2 da Nota Técnica						X
		26	Permissão de unit commitment: alterações dos parâmetros das usinas devem ter periodicidade anual ou, em casos especiais, ser realizadas com a anuência da ANEEL. A proposta de atualização diária carece de justificativa, uma vez que tais parâmetros dependem de questões estruturais das unidades termelétricas. Assim, a Associação apoia a ANEEL na proposta de validade desses parâmetros com periodicidade anual.			X	É responsabilidade do agente informar a parametrização dos dados relativos ao UC e manter atualizados estes parâmetros com periodicidade anual junto ao ONS. O ONS entende que, desde que justificadas, atualizações diárias de alguns parâmetros, quando solicitadas, devem ser com o objetivo de se alcançar maior aderência do dado com a realidade física.	Vide Item III.1.2 da Nota Técnica						X
		27	Tratamento do Unit Commitment das térmicas: relatório público, onde deverão constar todas as informações técnicas das térmicas e, principalmente, as alterações ocorridas.	X			Os parâmetros das usinas térmicas constam nos arquivos de entrada do modelo DESSEM.	Acompanha a posição do ONS		X				
		28	Parametrização e Reconstrução do Unit Commitment: A Nota Técnica 059/2019 SRG/ANEEL propõe que a atualização dos parâmetros compreendidos no Unit Commitment seja conduzida pelo ONS, efetuando a interação do modo suave entre o protocolo atual e o que será adotado, coordenando anualmente o envio das informações pelos agentes. De acordo com a Nota Técnica, o ONS especificaria os critérios a serem atendidos, considerando características de fontes e tipos de combustível, assim como informações históricas pertinentes.			X	Identificamos esta contribuição como um comentário, não sendo passível de alteração de redação nos Procedimentos de Rede.	Vide Item III.1.2 da Nota Técnica						X
		29	Consideração das restrições operativas para UTEs a ciclo combinado que possuem CVU expostos para operação em ciclo aberto.		X		O DESSEM leva em consideração as restrições e custos das usinas de ciclo combinado com possibilidade de operarem em ciclo aberto. Cabe regulação sobre a utilização de custos diferenciados para diferentes modalidades de operação.	Diretriz originalmente anunciada pelo Ofício nº 016/2019-SRG/ANEEL, de 11/2/19. A ANEEL atuará no caso concreto.		X				

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



Tema	Subtema	Nº	Contribuição	Avaliação do ONS			Justificativa	Posição da ANEEL	Posição da ANEEL					
				Acatar	Não	Parcial			Acatar	Não	Parcial	Fora do Escopo		
PROGRAMAÇÃO ELETROENERGÉTICA DIÁRIA	gestão dos parâmetros de UC termelétrica	30	As restrições de UCT e o CVU de cada usina foram considerados na otimização do modelo, cabendo a titulação "despacho por ordem de mérito econômico" e o ressarcimento do custo de operação via encargo com base na declaração de CVU da usina nas seguintes situações: 1. Quando a UG estiver ligada para atender às restrições de rampa de acionamento, de tempo mínimo ligada ou de rampa de desligamento, sua titulação de despacho deve ser considerada como constrained on; 2. Quando a UG estiver desligada para atender à restrição de tempo mínimo desligada deve ser considerada como constrained off.		X		Tal item será tratado na Rotina Operacional de Apuração dos Dados de Despacho de Geração e do Intercâmbio nas Interligações Internacionais (RO-AD.BR.08)	Vide o Ofício nº 092/2019-SRG/ANEEL, de 8/10/19 e a NT nº 129/2019-SRM-SRG/ANEEL, de 14/11/19, que subsidiaram a abertura da CP nº 034/2019.			X			
		31	A adoção e a revisão dos custos diferenciados por configuração de unidades (ciclo aberto ou ciclo fechado) deve seguir um rito estabelecido de forma a garantir previsibilidade e transparência.		X		Cabe regulação sobre a utilização de custos diferenciados para diferentes modalidades de operação.	Diretriz originalmente anunciada pelo Ofício nº 016/2019-SRG/ANEEL, de 15/2/19. A ANEEL atuará no caso concreto.	X					
	Divulgação de resultados / avaliação de desempenho do DESSEM	32	Estabelecer indicadores públicos a serem acompanhados e disponibilizados diariamente pelo ONS tratada a implantação do modelo DESSEM e deixará evidente se o objetivo de acoplamento entre planejamento/preço e operação está sendo atingido.			X	Será disponibilizado relatório mensal divulgando os desvios realizados entre DESSEM e Programação Diária.	Concorda com a presente avaliação do ONS, sem prejuízo de que evoluções possam ocorrer futuramente.			X			
		33	Análise de desempenho do DESSEM seja sistematizada em um relatório formal, publicado pelo ONS mensalmente, de forma a comparar os resultados do modelo com a programação diária efetiva, explicitando quais variáveis causaram os descolamentos entre a operação e a programação, e as principais razões para tanto.	X			Será disponibilizado relatório mensal divulgando os desvios realizados entre DESSEM e Programação Diária para viabilidade, segurança e confiabilidade do SIN.		X					
		34	Apoia a disponibilização pelo ONS de um relatório das diferenças obtidas entre a Proposta de Referência de operação adotada do modelo DESSEM e a Operação em tempo real do sistema. No entanto, sugerimos que este relatório seja publicado semanalmente, pois entendemos que há um ganho significativo no processo de análise em relação a periodicidade mensal proposta nesta AP.		X		Será disponibilizado relatório mensal divulgando os desvios realizados entre DESSEM e Programação Diária para viabilidade, segurança e confiabilidade do SIN.		X					
		35	Sugere a divulgação de relatórios que comparem os resultados do modelo com a programação diária efetiva, explicitando os critérios utilizados que causaram os descolamentos entre a programação e a operação, para que desta maneira seja possível tornar a sistematização do acompanhamento de desempenho do DESSEM um processo contínuo e transparente.	X			Será disponibilizado relatório mensal do PDO divulgando os desvios realizados entre DESSEM e Programação Diária para viabilidade, segurança e confiabilidade do SIN.		X					
		36	Disponibilização dos principais dados e resultados do modelo e da operação do SIN a todos os Agentes que atuam no mercado de energia elétrica, inclusive daqueles que não possuem ativos representados no ONS, evitando-se qualquer tipo de assimetria de informação e discricionariedade entre os participantes.			X	Será disponibilizado relatório mensal do PDO divulgando os desvios realizados entre DESSEM e Programação Diária para viabilidade, segurança e confiabilidade do SIN.		Entende-se que esta questão foge ao escopo originalmente demarcado, podendo ser tratada oportunamente em fórum constituído especificamente para tanto					X
		37	Premissas de rede elétrica: explicar os desvios em relação à ordem de mérito do mercado e para indicar o aprimoramento da expansão e reforço do SIN. Dessa maneira, toda alteração promovida nos modelos de rede deve ser acompanhada por justificativa pelo Operador.			X	As alterações na rede de ordem conjuntural são resultantes da representação das intervenções no sistema de transmissão expressas no SGI (Sistema de Gerenciamento de Intervenções).		Concorda com a presente avaliação do ONS, sem prejuízo de que evoluções possam ocorrer futuramente.			X		
	prazos / etapas / responsabilidades	38	Submódulo 8.1 – Programação Eletroenergética Diária: Sobre a Tabela 2 – Prazos para elaboração da programação diária da operação eletroenergética (D-1), a declaração diária pelos agentes sobre os valores de inflexibilidade não poderia ser alterada quando da operação em tempo real. Os valores de inflexibilidade declarados pelos agentes devem estar compatíveis com aqueles do DECOMP, e ter duração maior ou igual ao T-on (tempo mínimo de acionamento).		X		Cabe ao Regulador definir a periodicidade de declaração de inflexibilidade pelo agente.	A visão da Agência sobre o tema será manifestada quando do encerramento da Audiência Pública nº 083/2017	X					
		39	Propõe que a programação diária da operação semi-horária e o consequente despacho termelétrico sejam divulgados com dois dias de antecedência (D-2), de forma a compatibilizar o acionamento das UTEs com a programação da operação do gás natural, de acordo com os contratos de gás natural vigentes.		X		Com o aumento das energias intermitentes no sistema essa questão traria uma perda significativa das previsões, degradando a qualidade do processo.	Acompanha a posição do ONS		X				
		40	Com relação à publicação dos decks do Dessem, sugerimos a divulgação do deck preliminar do Dessem após a etapa da entrada de dados, em similaridade ao estabelecido na REN 843/2019 para o modelo Decom.		X		O deck do DESSEM será divulgado imediatamente após a sua execução.	Acompanha a posição do ONS		X				
		41	Preocupação com os prazos da PDO: redução prazo remanescente para ajustes na programação, em caso de ocorrências relevantes na Rede após o fechamento da programação		X		Ocorrências relevantes na rede após a consolidação da Programação Diária serão tratadas no âmbito da operação em tempo real.	Acompanha a posição do ONS		X				
		42	Preocupação de finalizar o procedimento dentro do horário comercial, permitindo às áreas operacionais dos agentes executarem as atividades relacionadas à programação diária da operação em tempo hábil		X		Considerando os tempos dos processos envolvidos não é possível acatar esta sugestão.	Acompanha a posição do ONS		X				
		43	Além do recurso utilizado durante o processamento do modelo Dessem, ainda haverá a etapa Pós-Dessem que adequará as necessidades dos agentes à proposta do modelo, viabilizando a execução do despacho. Todo este longo processo será executado durante sete dias por semana. Isso faz com que os agentes devam disponibilizar equipes pelo mesmo horizonte de trabalho que o ONS, aumentando os custos associados ao serviço, além do cuidado ao atendimento às questões trabalhistas.		X		Identificamos esta contribuição como um comentário, não sendo passível de alteração de redação nos Procedimentos de Rede.	Acompanha a posição do ONS		X				
44		IMPORTAÇÃO: É necessária transparência e isonomia de tratamento para as declarações de inflexibilidade das usinas termelétricas passíveis de substituição, para as ofertas de redução de consumo day-ahead, e situação de outros agentes que possam afetar a acionação das ofertas.		X		Questões relacionadas à importação são reguladas pelo MME.	Acompanha a posição do ONS		X					

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



Tema	Subtema	Nº	Contribuição	Avaliação do ONS			Justificativa	Posição da ANEEL	Posição da ANEEL					
				Acur	Não	Parcial			Acur	Não	Parcial	Fora do Escopo		
Processamento Eletroenergético Distribuído	critérios de contingência	45	A experiência adquirida no processo sombra do DESSEM indica que a utilização de modelos sem rede possui convergência mais rápida, ao contrário da não representação do UC que, apesar de ser uma alternativa viável, carece de estudos públicos mais aprofundados para subsidiar a decisão, com respeito à velocidade de convergência e resultados de despacho obtidos.		X		Na experiência do ONS, a execução do modelo sem UCT, por ser um problema linear, sempre resulta em tempos de execução viáveis.	Acompanha a posição do ONS		X				
		46	Sugere que o deck definitivo do Dessem seja acompanhado de relatório descrevendo o procedimento adotado para o relaxamento das restrições que apresentaram inviabilidades, mesmo quando não for acionado o procedimento de contingência.			X	O próprio deck de dados do DESSEM já explicita as restrições relaxadas.	Acompanha a posição do ONS			X			
		47	Para o procedimento de contingência na Programação Diária, elaborada em um dia D-1, para definir a programação de um dia D, a CCEE propõe que sejam adotadas seguintes medidas: 1) Partindo do item "b" da Carta ONS 234/2019, na impossibilidade de se obter, até as 18:00 horas do dia D-1, seja desativada a representação da rede elétrica no modelo DESSEM; 2) Assim, na impossibilidade de se obter, até as 18:00 horas do dia D-1, também os resultados do modelo DESSEM, considerando a representação citada no item 1, sejam desativadas as restrições de unit commitment; 3) Na impossibilidade de se obter, até as 18:00 horas do dia D-1, também os resultados do modelo DESSEM, considerando a representação citada no item 1, a programação deverá utilizar o resultado do 2º dia do deck do dia D-1 do modelo DESSEM;		X		Na experiência do ONS, a execução do modelo sem UCT, por ser um problema linear, sempre resulta em tempos de execução viáveis. Sendo assim, optou-se primeiro relaxar as restrições de Unit Commitment Térmico.	Acompanha a posição do ONS		X				
		48	o ONS não divulgou comparativos dos tempos de processamento e dos resultados do modelo com e sem a consideração do UCT. Também não foi divulgado o percentual de casos cuja dificuldade de convergência foi causada pela consideração do UCT, informação importante para avaliar a chance de acionamento das fases seguintes do procedimento de contingência.			X	Sugestão não relacionada aos Procedimentos de Rede.	Neste momento, entende-se que a experiência e juízo do ONS sobre a questão devem prevalecer, sem prejuízo de serem reavaliadas oportunamente			X			
		49	sugerimos que o contingenciamento seja utilizado já na operação sombra. Assim, ao longo do processo poderia ser gerado um relatório das economias de contingenciamento, com demonstrações da efetividade da proposta, de forma que os agentes tenham os dados para avaliar e sugerir a melhor metodologia a ser aplicada. A definição do critério de contingenciamento pressupõe a análise dos dados		X		Durante o processo sombra ocorreram problemas de processo, de sistemas de montagem de casos e mesmo do próprio modelo. Desta forma, a aplicação de contingência não seria somente associada ao tempo de processamento do modelo.	Acompanha a posição do ONS		X				
		50	Reforçamos a necessidade de um portal/espelho de divulgação de fatos relevantes para o ONS e agentes, de modo que poderia estar normalizado nos Procedimentos de Rede como meio de comunicação.	X			O sistema SINTEGRE do ONS pode ser este portal.	Acompanha a posição do ONS		X				
		51	Em situações de contingência (problemas no processamento do Dessem do Operador), seja adotada a seguinte priorização: 1. Utilizar o resultado do modelo Dessem da CCEE no balanceamento da operação diária; e 2. Caso os resultados do Dessem da CCEE não se encontrem disponíveis, utilizar o resultado do Decomp do último dia similar (dia de semana, fim de semana, feriado etc.);		X		O caso da CCEE não é executado com rede de transmissão.	Acompanha a posição do ONS		X				
		52	Em situações de contingência no processamento dos modelos "satélites", sugere-se que sejam utilizadas as informações do último dia similar;			X	O procedimento de contingência para a previsão de vazão está sendo elaborado pelo ONS e será divulgado aos agentes em 2020. Não existe procedimento de contingência para a previsão de geração eólica, uma vez que não é um modelo de otimização e não possui o risco de não convergir	Acompanha a posição do ONS				X		
		53	Critérios de contingência: fundamental conhecer em maior detalhe como será a atuação do ONS junto aos agentes para atender as características técnicas das usinas.	X			No caso de contingência todas as restrições serão respeitadas no processo de consolidação da Programação Diária.	Acompanha a posição do ONS		X				
		54	Entende que pela relevância de impacto do acionamento de tais fases de contingência causará, e fundamental que sejam mantidos todos os esforços na intenção de reduzir o tempo de processamento do modelo e que a escolha entre as alternativas seja pautada na realização de estudo visando a escolha da alternativa de melhor representatividade.	X			O ONS concorda com o comentário e entende que o maior impacto sobre o tempo de processamento dos casos com problema se deu com a retirada do UCT	Acompanha a posição do ONS		X				
		modelos satélites	55	Considera importante que seja dada publicidade ao cronograma de trabalho para expansão do uso do modelo SMAAP/ONS para todos os bancos de SIm.	X			Conforme definido no Despacho ANEEL nº 1934, de 24 de agosto de 2018, o ONS deve dar publicidade da data de início da utilização do modelo SMAAP/ONS para cada banca hidrográfica em prazo não inferior a um mês da data de início de sua utilização. Esta determinação tem sido seguida pelo ONS por ocasião da realização das reuniões do PMOC. Além disso, o referido Despacho determina que o ONS apresente os resultados das calibrações em reunião específica junto aos agentes, em data compreendida entre a divulgação da implementação do modelo e sua efetiva implementação. Da mesma forma, informamos que esta determinação tem sido seguida pelo ONS.	Acompanha a posição do ONS		X			
			56	Nos modelos NEWAVE e DECOMP, a previsão da geração das chamadas "usinas não simuladas individualmente", incluindo as fontes eólica e solar, obedecer à Resolução Normativa 843/2015, e normativas anteriores, e é calculada com base em dados verificados nos cinco anos anteriores. Considerando a alteração significativa da previsão dessas fontes para o POD, em relação ao procedimento adotado para os modelos NEWAVE e DECOMP, é importante que seja criado um novo submódulo dos procedimentos de Rede específicos para descrever a previsão de geração solar e eólica, incluindo as previsões utilizadas para a operação em tempo real, bem como a descrição do formato de disponibilização das previsões e como podem ser acessadas essas informações por todos os agentes.		X		A elaboração da previsão de geração das usinas não simuladas individualmente varia conforme sua modalidade de operação e sua fonte. Em relação às usinas classificadas na modalidade de operação Tipo III, independentemente do tipo fonte, a previsão de geração é calculada com base em metodologia elaborada pelo ONS que estará descrita em Nota Técnica ONS e será divulgada aos agentes até o final de 2019. Dessa forma, o ONS entende não ser necessário elaborar um novo submódulo dos Procedimentos de Rede. Em relação às usinas eólicas classificadas na modalidade de operação Tipo I, Tipo II-B e Tipo II-C, a previsão de geração é realizada através de metodologia descrita na Nota Técnica 0153-2019. Desse desenvolvimento Metodológico para Previsão de Geração de Fonte Eólica, disponibilizada aos agentes no SINTEGRE. Deve ser destacado que a metodologia e o modelo de previsão de geração eólica foram validados pelos agentes na Força-Tarefa do Modelo de Previsão de Geração Eólica (PT-Eólica). Em relação às usinas solares classificadas na modalidade de operação Tipo I, Tipo II-B e Tipo II-C, a previsão de geração é elaborada com base nos dados de geração verificados, conforme item 13.2.8 do Submódulo 23.4 revisado para a implantação do DESSEM. Adicionalmente, o ONS está em fase final de elaboração de um modelo para previsão de geração solar, no qual será disponibilizado aos agentes em Nota Técnica ONS ao longo de 2020. Por fim, em relação às usinas térmicas e hidráulicas classificadas na modalidade de operação Tipo II-B e Tipo II-C, a previsão de geração será elaborada com base nos dados de geração previstos. Assim, o item 13.2.6.1 do Submódulo 23.4 está sendo alterado para indicar esta sistematiza.	Acompanha a posição do ONS				X	

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



Tema	Subtema	Nº	Contribuição	Avaliação do ONS			Justificativa	Posição da ANEEL	Posição da ANEEL							
				Acatar	Não	Parcial			Acatar	Não	Parcial	Fora do Escopo				
PROGRAMAÇÃO ELETOENERGÉTICA DIÁRIA	modelos satélites	57	Com relação à metodologia utilizada para a previsão de geração solar, destaca-se que apesar da geração média mensal ainda não apresentar valores representativos que justifiquem a necessidade de um modelo de previsão, a geração solar em base horária pode apresentar contribuições relevantes para o atendimento da carga da região Nordeste. Dessa forma, é importante que seja avaliada a necessidade de desenvolvimento de um modelo de previsão de geração solar.			X	A elaboração da previsão de geração das usinas não simuladas individualmente varia conforme sua modalidade de operação e sua fonte. Em relação às usinas classificadas na modalidade Tipo III, independentemente de sua fonte, a previsão de geração é realizada com base em metodologia elaborada pelo ONS que estará descrita em Nota Técnica ONS e será divulgada aos agentes até o final de 2019. Dessa forma, o ONS entende não ser necessário elaborar um novo Submódulo dos Procedimentos de Rede. Em relação às usinas eólicas classificadas na modalidade de operação Tipo I, Tipo II-B e Tipo II-C, a previsão de geração é realizada através de metodologia descrita na Nota Técnica 0151-2018 - Desenvolvimento Metodológico para Previsão de Geração de Fonte Eólica, disponibilizada aos agentes no SINTEG. Deve ser destacado que a metodologia e o modelo de previsão de geração eólica foram validados pelos agentes na Força-Tarefa do Modelo de Previsão de Geração Eólica (FT-Eólica). Em relação às usinas solares classificadas na modalidade de operação Tipo I, Tipo II-B e Tipo II-C, a previsão de geração é elaborada com base nos dados de geração verificados, conforme item 15.2.8 do Submódulo 23.4 revisado para a implantação do DESSEM. Adicionalmente, o ONS está em fase final de elaboração de um modelo para previsão de geração solar, no qual será disponibilizado aos agentes em Nota Técnica ONS ao longo de 2020. Por fim, em relação às usinas térmicas e hidráulicas classificadas na modalidade de operação Tipo II-B e Tipo II-C, a previsão de geração será elaborada com base nos dados de geração previstos. Assim, o item 15.2.6.1 do Submódulo 23.4 está sendo alterado para indicar essa sistemática.				Acompanha a posição do ONS				X	
		58	Sugere-se a adoção de um período sombra, a partir de início de novembro, no qual a nova rotina da programação diária já seja aquela proposta pelo ONS com a utilização do DESSEM.		X		Sugestão não relacionada à Procedimentos de Rede. Entretanto essa operação sombra da programação diária já está em curso.	Acompanha a posição do ONS, a qual se entende convergir com a demanda em tela				X				
		59	Operação sombra da PDO com o modelo DESSEM pelo menos uma vez por semana: carga, programação, contingência, etc.		X			Sugestão não relacionada à Procedimentos de Rede. Entretanto essa operação sombra da programação diária já está em curso.	Acompanha a posição do ONS, a qual se entende convergir com a demanda em tela				X			
TEMAS REGULATÓRIOS DIVERSOS	titulação / despacho / remuneração	60	De forma a garantir a previsibilidade e transparência do processo da PDO, a frequência de revisão dos dados de restrições operativas das usinas hidrelétricas e termelétricas deve ser regulamentada e eventuais revisões extraordinárias devem ser fundamentadas em relatórios técnicos, submetidos a um rito próprio para sua aprovação, com divulgação de sua atualização com antecedência mínima a ser definida.		X		Essa sugestão tem caráter regulatório.	As questões relativas ao unit commitment (UC) termelétrico estão sendo endereçadas nesta instrução. A regulação do UC hidrelétrico depende de sua prévia consideração metodológica pela CPAMP				X				
		61	Deverá ser instituída a declaração das restrições de unit commitment nos Procedimentos de Rede com previsão de declaração de custos de partidas e paradas de unidades geradoras térmicas.	-	-	-	-	Vide o Ofício nº 092/2019-SRG/ANEEL, de 8/10/19 e a NT nº 129/2019-SRM-SRG/ANEEL, de 14/11/19, que subsidiaram a abertura da CP nº 034/2019.	X							
		62	aprimoramentos regulatórios devem garantir o custeamento do despacho termelétrico definido a partir do DESSEM e que não estão plenamente ressarçados pelo PLD, tais como: custos de rampa, custos CMO<CVU; custos PLD<CVU	-	-	-	-	Vide o Ofício nº 092/2019-SRG/ANEEL, de 8/10/19 e a NT nº 129/2019-SRM-SRG/ANEEL, de 14/11/19, que subsidiaram a abertura da CP nº 034/2019.	X							
		63	classificação do despacho por patamar como restrição elétrica por constrained-on ou constrained-off e consequente remuneração da geradora por CVU, conforme proposta da AP 19/2019; situação essa que pode ocorrer como contingência do modelo DESSEM	-	-	-	-	Vide o Ofício nº 092/2019-SRG/ANEEL, de 8/10/19 e a NT nº 129/2019-SRM-SRG/ANEEL, de 14/11/19, que subsidiaram a abertura da CP nº 034/2019.	X				X			
		64	propõe que no caso de despacho em carga reduzida, seja utilizado o CVU previsto no art. 8º-B, V, da REN 697/2015, mecanismo implementado pela REN 822/2018	-	-	-	-	Tema fora de escopo da AP 031/2019. Será tratado oportunamente pela ANEEL.					X			
		65	a regulação deverá contemplar o devido custeamento das usinas (especialmente em situações de UC) caso ocorram situações contingência	-	-	-	-	Os critérios de contingência do ONS deverão prever sistemática para a gestão dinâmica dos parâmetros de UC	X							
		66	a proposta da Simple Energy é que a ANEEL dê o mesmo tratamento regulatório para o Unit Commitment que é dado para os despachos fora da ordem de mérito, onde as restrições das usinas são valoradas ao seu CVU e não por inflexibilidade.	-	-	-	-	A consideração das restrições de UC é algo que fará parte da ordem de mérito do despacho ordinário, de acordo com a própria concepção metodológica do Dessem. Não há, portanto, correlação com o despacho fora da ordem de mérito.			X					

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



Tema	Subtema	Nº	Contribuição	Avaliação do ONS			Justificativa	Posição da ANEEL	Posição da ANEEL			
				Acatar	Não	Parcial			Acatar	Não	Parcial	Fora do Escopo
TEMAS REGULATÓRIOS DIVERSOS	titulação / despacho / remuneração	67	Antes da implantação do PLD horário, devem-se esgotar as discussões sobre: tratamento para as UTEs com venda de energia em dois ou mais leilões que, consequentemente, possuem mais de um CVU.	-	-	-	-	A compatibilização entre requisitos comerciais e operativos foi tema objeto de atuação do ONS. Eventuais ajustes que se façam necessários a essa modelagem deverão ser discutidos oportunamente.			X	
		68	Antes da implantação do PLD horário, devem-se esgotar as discussões sobre: tratamento para realização de geração substituída, nos termos do inciso II do Artigo 10 da REN 614/2014	-	-	-	-	Tema fora de escopo da AP 031/2019			X	
		69	Antes da implantação do PLD horário, devem-se esgotar as discussões sobre: elevação dos riscos e custos com o despacho horário	-	-	-	-	A decisão da adoção do preço horário em 2021 foi estabelecida pela Portaria MME nº 301/2019				X
		70	Tratamento regulatório adequado para os vertimentos turbináveis frequentes em diversas usinas. Este fato deveria ser classificado como constrained-off para as usinas hidráulicas e, assim como as fontes eólica e térmica, merece atenção regulatória. Uma das funções da granularidade horária do preço é sinalizar para a carga os momentos de menor valor de maneira que ocorra incentivo para a migração da demanda dos horários de maior preço para os horários de menor preço. Caso essa migração não ocorra a contento, de tal forma que haja sobras de energia na forma de vertimentos e desligamentos de eólicas ou térmicas, deve haver tratamento regulatório igualitário independente da fonte para o caso, o que não existe atualmente.	-	-	-	-	Tema fora de escopo da AP 031/2019				X
		71	Regularizar impactos comerciais decorrentes da adoção do DESSEM no tratamento do despacho de UTEs	-	-	-	-	Item contemplado na Consulta Pública ANEEL nº 034/2019	X			
		72	remuneração do despacho em ciclo aberto por razões energéticas, entendemos que sua solicitação deve ser facultada ao agente conforme orientação manifesta pela Aneel no Ofício 014/2019-SRG/Aneel.	-	-	-	-	Vide o Ofício nº 014/2019-SRG/ANEEL, de 15/3/19.	X			
		73	Com relação a remuneração dos parâmetros do Unit Commitment, mais especificamente da rampa e dos custos de acionamento e desligamentos das usinas, é importante o reconhecimento e a determinação destes custos, pois estes estão modelados no DESSEM e impactam na determinação da solução ótima de otimização da operação do sistema. Assim a ENGEI considera de grande relevância a definição de uma governança sobre a remuneração e obtenção dos parâmetros do Unit Commitment.	-	-	-	-	Vide item III.2.1 da Nota Técnica	X			
		74	destacamos que com a adoção "desacada" do DESSEM com Unit Commitment, sendo utilizado na operação em 2020 e no PLD somente em 2021, é importante observar os impactos comerciais dessa nova forma de programação da operação, provavelmente cabendo aperfeiçoamentos futuros.	-	-	-	-	A demanda refere-se ao termos da Portaria MME nº 301/2019				X
	revisão da REN 843	75	adaptar a REN 843/2019 para que ajustes e manutenções no modelo DESSEM sejam possíveis	-	-	-	-	Discussão sobre adequações à REN 843/2019 foram incluídas na Agenda Regulatória biênio 2020/2021	X			
		76	Além de ajustes da redação em função da alteração do cálculo do CMO semanal por pátam para horário com a adoção do Dessem na PDO, destacamos o seguinte: •Com relação à periodicidade mensal das reuniões do ONS e da CCEE com os agentes, sugerimos que o ONS passe a realizar apresentações das premissas com maior frequência, de mensal para semanal, em função da revisão diária do CMO, com transmissão via internet. •Divulgação do deck preliminar do Dessem. •Divulgação diária do CMO. •Inclusão do processo de contingência para o cálculo do CMO semi-horário.			X	Os casos de DESSEM já são divulgados diariamente. No entanto, com a implantação do DESSEM, o ONS vai avaliar a realização de reuniões adicionais às reuniões mensais do IMAO visando aprimorar a comunicação dos resultados relacionados à programação da operação. O processo de contingência já está no Procedimento de Rede.	Acompanha a posição do ONS			X	
		77	A resolução estabelece que "no horizonte comum dos modelos de otimização, os dados e informações considerados deverão estar compatíveis". Torna-se necessária a identificação de detalhamento da representação do Dessem passíveis de representação nos modelos Decomp e Newave.			X	Esse Procedimento de Rede não está associado à REN 843/2019. A revisão da REN 843/2019 está prevista na Agenda Regulatória da ANEEL 2020-2021.	A diretriz de compatibilidade entre os modelos deve ser observada pelo ONS, naquilo que couber. Discussão sobre adequações da REN 843/2019 foram incluídas na Agenda Regulatória biênio 2020/2021	X			
		78	Importância da operacionalização do Comitê Técnico coordenado pelo ONS e pela CCEE, para viabilizar seu pleno funcionamento até Jan/2020, com a definição prévia de sua estrutura, regimento interno, subgrupos temáticos etc.			X	Esse Procedimento de Rede não está associado à REN 843/2019. A revisão da REN 843/2019 está prevista na Agenda Regulatória da ANEEL 2020-2021.	A operacionalização do Comitê Técnico deverá ocorrer em janeiro de 2020, de acordo com a Resolução nº 843/2019	X			
		79	representação das restrições de unit commitment técnico – UCT no cálculo do CMO suscita questões quanto a remuneração de custos adicionais ao CVU para a partida e parada de UTEs, à titulação da rampa de geração térmica, e ao tratamento dos rebatimentos da não consideração das restrições de UCT quando a contingência for acionada	-	-	-	-	Vide itens III.2 e III.1.4 da Nota Técnica	X			

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



Tema	Subtema	Nº	Contribuição	Avaliação do ONS				Posição da ANEEL	Posição da ANEEL				
				Acatar	Não	Parcial	Justificativa		Acatar	Não	Parcial	Fora do Escopo	
TEMAS REGULATÓRIOS DIVERSOS	representação do UC hidrelétrico	80	Considerando que estão previstos modelagem matemática e tratamento regulatório para Unit Commitment térmico, causa receio o fato de a questão hidráulica não ser tratada nessas mesmas condições. É de conhecimento de todos que operações de paradas e partidas de unidades geradoras oneram os proprietários dos ativos que sofrem com tais ações. Principalmente em um contexto de despacho centralizado no qual o operador tem a prerrogativa de decidir, em última instância, qual aproveitamento irá parar e/ou partir, alocando custos operativos para o proprietário de tais ativos.	-	-	-	-	A representação formal do UC hidrelétrico no Dessem depende de atuação da CPAMP.				X	
		81	ajustes das curvas de geração poderão ser avaliados para identificação de oportunidades de melhoria da representação do problema no Dessem.	-	-	-	-	A representação formal do UC hidrelétrico no Dessem depende de atuação da CPAMP.				X	
		82	um importante sinalizador do custo total de geração e do processo decisório da pré-operação é colocado à margem da questão energética. por não estar modelada a funcionalidade, os custos de partida e parada de unidades geradoras hidrelétricas serão invisíveis matematicamente (não determinando efetivamente a operação de mínimo custo do sistema), porém trarão ônus aos proprietários dos ativos.	-	-	-	-	A representação formal do UC hidrelétrico no Dessem depende de atuação da CPAMP.				X	
OUTROS TEMAS CORRELATOS	diversos	83	O Submódulo 8.1, que trata da programação diária da operação, deve ser adequado à entrada do DESSEM e também à convivência dele com os leilões para reconstituição da reserva de potência (RES 822/2018) ocorridos para atendimento às questões operativas principalmente na região Nordeste.			X		A RRO segue regulamentação específica, não sendo necessária sua inclusão nos Procedimentos de Rede.	Tema fora de escopo da AP 031/2019. Eventuais ajustes necessários aos termos da REN nº 822/2018 serão endereçados pela Agência oportunamente.				X
		84	Os Procedimentos de Rede devem contemplar tanto o rito da programação diária quanto as diretrizes para a formação de preços (mesmo na operação sombra).			X		Os Procedimentos de Rede estabelecem apenas os processos e regras relativas à operação do sistema elétrico.	Discussão sobre adequações à REN 843/2019 foram incluídas na Agenda Regulatória biênio 2020/2021	X			
		85	O modelo DESSEM da CCEE deve ser processado sem a alteração dos resultados obtidos pelos modelos "satélites" (premissas), sem o uso da rede interna ao submercado e com as restrições de intercâmbio aderentes ao modelo DECOMP.			X		Comentário não relacionado ao ONS.	Discussão sobre adequações à REN 843/2019 foram incluídas na Agenda Regulatória biênio 2020/2021	X			
		86	a Portaria MME 301/2019 regulamentou a adoção do Dessem para a operação e para o cálculo do preço de liquidação das diferenças – PLD em duas fases sucessivas, respectivamente em janeiro de 2020 e janeiro de 2021. Esse cenário não havia sido vislumbrado anteriormente, e com isso, os agentes não tiveram acesso à análise dos impactos comerciais em uma operação sombra referente à coexistência do despacho de geração térmica em base semi-horária com a representação do UCT e o cálculo do PLD por patamar, o que ocorrerá durante o ano de 2020.	-	-	-	-		A demanda refere-se ao termos da Portaria MME nº 301/2019				X
		87	necessidade de atualização da Tabela 1 do SM 23.4, em aderência aos parâmetros aprovados pela CPAMP, conforme ata de reunião do dia 26 julho de 2019. Seriam eles: Racionamento preventivo: substituir "sim" por "não"; Nº mínimo de iterações para convergência: substituir "3" por "30"; e Inclusão dos parâmetros CVaR, VminOp, etc.	-	-	-	-		O ajuste deverá ser efetuado pelo ONS	X			

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



Anexo 3 – Distribuição das Contribuições por Agente Setorial.

Tema	Subtema	Nº	CONTRIBUINTE													soma					
			ABIAPE	Abrace	Abraceel	ABRAGE	Apine	CCEE	EDP	Enel	Engie	Furnas	ONS	Petrobras	Simple Energy		Thymos				
CONSIDERAÇÃO DA PREVISÃO DE CARGA	governança dos dados de entrada	1							X									1			
		2			X											X		2			
		3		X			X			X	X								4		
		4									X								1		
		5						X											1		
		6					X			X									2		
		7					X			X									2		
PROJEÇÃO ELETROENERGÉTICA - DAFPA	governança dos dados de entrada	8			X												X	1			
		9			X														1		
		10	X																1		
		11	X																1		
		12	X																1		
		13	X																1		
		14	X																1		
		15																X	1		
		16																X	1		
		17																X	1		
		18																X	1		
		19		X															1		
		PROJEÇÃO ELETROENERGÉTICA - DAFPA	gestão dos parâmetros de UC termelétrica	20							X									1	
				21																X	1
				22				X													1
				23			X														1
				24			X														1
				25			X														1
				26	X																1
27																		X	1		
28											X								1		
29													X						1		
30							X			X									2		
31							X			X									2		
PROJEÇÃO ELETROENERGÉTICA - DAFPA	Divulgação de resultados / avaliação de desempenho do DESSEM			32							X									1	
				33			X														1
				34									X								1
				35																X	1
				36																X	1
				37	X																1
				38						X							X				1
PROJEÇÃO ELETROENERGÉTICA - DAFPA	prazos / etapas / responsabilidades	39											X					1			
		40					X			X								2			
		41					X			X									2		
		42									X								1		
		43										X							1		
		44									X								1		
		45							X										1		
PROJEÇÃO ELETROENERGÉTICA - DAFPA	critérios de contingência	46					X		X									2			
		47						X										1			
		48					X											1			
		49			X														1		
		50			X														1		
		51	X																1		
		52	X																1		
		53									X								1		
		54															X		1		
PROJEÇÃO ELETROENERGÉTICA - DAFPA	modelos satélites	55	X			X												2			
		56	X			X												2			
		57	X			X												2			
		58				X													1		
		59					X			X									2		
		60					X			X									2		
		61							X										1		
		62							X										1		
		63							X										1		
		64							X										1		
PROJEÇÃO ELETROENERGÉTICA - DAFPA	titulação / despacho / remuneração	65							X									1			
		66												X				1			
		67											X						1		
		68											X						1		
		69											X						1		
		70				X													1		
		71					X												1		
		72					X			X									2		
		73									X								1		
		74									X								1		
		75								X									1		
		76					X												1		
		77					X												1		
		78					X				X								2		
		79					X				X								1		
PROJEÇÃO ELETROENERGÉTICA - DAFPA	representação do UC hidrelétrica	80				X												1			
		81					X			X								2			
		82														X		1			
		83				X													1		
OUTROS TEMAS CORRELADOS	diversos	84	X															1			
		85	X															1			
		86									X	X							2		
		87							X										1		
		88																	1		

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

