

Nota Técnica nº 124/2019-SRG/ANEEL

Em 13 de dezembro de 2019.

Processo nº 48500.003224/2015-53

Assunto: **Conclusão Parcial da Audiência Pública nº 083/2017.**

I. DO OBJETO

1. Esta Nota Técnica (NT) visa concluir parcialmente a instrução da Audiência Pública nº 083/2017, no que se refere ao tratamento de inflexibilidades termelétricas não previstas na formação de mérito econômica e à qualificação da importação de energia elétrica sem garantia física.

II. DOS FATOS

2. A Audiência Pública nº 083/2017 (AP_83) inicialmente vigorou entre os dias 22/12/2017 e 5/2/2018. Em face de requerimento feito pela Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas – ABRAGET, o Diretor-Relator estendeu o prazo final para o envio de contribuições até 20/02/2018.

3. O objeto da discussão foi subdivido em três eixos principais:

- I. Caracterização do deslocamento hidrelétrico decorrente de geração termelétrica por razão de restrição elétrica;
- II. Tratamento de Inflexibilidades termelétricas não previstas na formação da ordem de mérito econômica; e
- III. Qualificação da importação de energia sem garantia física.

4. Ao fim do prazo de contribuição, listam-se, na sequência, as entidades que se manifestaram tempestivamente.

Tabela 1 – Instituições que contribuíram no âmbito da AP nº 83/2017

Associação Brasileira de Investidores em Autoprodução de Energia – ABIAPE;
Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – ABRACE;
Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica – ABRAGE;
Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas – ABRAGET;
Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE) e

* 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 124/2019-SRG/ANEEL, de 13/12/2019.

Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa – ABRAGEL;
Brookfield <i>Renewable Partners</i> ;
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE;
ENEL Energia – ENEL;
Engie Brasil Energia – ENGIE;
Grupo EDP;
Neoenergia;
Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;
Petróleo Brasileiro – Petrobrás; e
Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica – ABRAGE;

5. Em 14 de novembro de 2018, a tramitação do Projeto de Lei (PL) nº 10985/2018 iniciou-se na Câmara dos Deputados, mediante conversão de projeto de lei originalmente concebido no Senado Federal, sob o nº 209, de 2015¹. Entre outros temas, a ementa desse PL abarca a alteração da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, para estabelecer novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica.

6. A minuta de texto do PL, ora em apreciação pelo Poder Legislativo, traz a seguinte comando para o art. 2º da Lei nº 13.203/2015:

Art. 2º A Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art.2º.....

I – geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito, independentemente de a geração excedente ter ocorrido por segurança energética ou por restrição elétrica e do momento em que foi definido o seu acionamento;

II – importação de energia elétrica sem garantia física, independentemente do preço da energia importada e do momento em que foi definido o seu acionamento;

IV – redução da carga ocasionada por ofertas de consumidores de energia elétrica, com o fim de substituir geração termelétrica fora da ordem de mérito.” (NR)

(grifo nosso)

¹ Por meio do Ofício nº 1227 (SF), encaminhado pelo Primeiro-Secretário do Senado Federal ao Primeiro-Secretário da Câmara dos Deputados. Informações consultadas em <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2186621>. Consulta realizada em 21 de outubro de 2019.

* 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 124/2019-SRG/ANEEL, de 13/12/2019.

7. Em 1º de agosto de 2019, o Ministério de Minas e Energia (MME), mediante a Portaria nº 301, de 31 de julho de 2019, definiu a operacionalização do modelo computacional DESSEM para fins de programação da operação pelo ONS a partir de 1º de janeiro de 2020. A mesma iniciativa deverá ser observada para fins de formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), contabilização e liquidação pela CCEE a partir de 1º de janeiro de 2021.

8. Entre os dias 8 de agosto e 6 de setembro de 2019 vigorou a Audiência Pública nº 031/2019. O objetivo dessa audiência foi o de discutir a operacionalização da decisão consubstanciada na Portaria MME nº 301/2019, mediante adequação dos Procedimentos de Rede à implementação do modelo DESSEM no âmbito da programação diária da operação do SIN. O encaminhamento definitivo da matéria foi promovido pela Diretoria da ANEEL em 3 de dezembro de 2019, subsidiada pela Nota Técnica desta SRG nº 114/2019, de 28/11/2019.

9. Em setembro de 2019, o ONS emitiu a Nota Técnica nº 0088/2019, intitulada Inflexibilidades Declaradas nos âmbitos do Programa Mensal da Operação e do Programa Diário da Produção. O documento apresentou diferenças entre as declarações de inflexibilidade de geração de usinas termelétricas despachadas centralizadamente no âmbito do Programa Mensal da Operação (PMO) e do Programa Diário da Produção (PDP), incluindo os rebatimentos no Custo Marginal da Operação (CMO).

III. DA ANÁLISE

10. O trecho apontado da minuta do PL 10985/2018 propõe nova redação à diretriz caracterizadora da definição de deslocamento hidrelétrico causado por geração termelétrica fora da ordem de mérito econômico. No caso concreto, julga-se mais prudente aguardar a definição do Poder Legislativo em relação à matéria para que então sejam definidos os contornos da regulação do tema.

11. Qualquer que fosse o direcionamento encaminhado pela ANEEL para o encerramento da AP_83 poderia implicar desenho regulatório destoante do que venha a ser a nova diretriz do Congresso Nacional para a matéria. Em observância ao princípio geral da Eficiência da Administração Pública, avalia-se mais apropriado aguardar a definição do Legislativo para a questão, momento a partir do qual se retomaria a instrução do tema.

12. Com efeito, passa-se a discorrer sobre o segundo eixo da AP_83, o tratamento de inflexibilidades termelétricas não previstas na formação de mérito econômico. Esse tópico não é influenciado pelo teor do PL, o que permitiria propor encaminhamento definitivo ao seu deslinde, considerando, para tanto, as contribuições da Audiência Pública.

III.1 Tratamento de inflexibilidades termelétricas não previstas na formação de mérito econômico

* 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 124/2019-SRG/ANEEL, de 13/12/2019.

13. Sobre o tema, primeiramente julga-se importante relembrar seu escopo original, dado que muitas contribuições versaram sobre temas conexos, mas não precisamente afetos ao objeto da discussão. Nos termos da Nota Técnica nº 167/2017, de 14 de dezembro de 2017:

44. Quando trazidas à tona as declarações ou redeclarações de inflexibilidade de recurso termelétrico no âmbito da programação diária ou em tempo real, cuida-se, em especial, de **eventuais reposicionamentos a maior de volumes inflexíveis, comandados por agentes termelétricos cujo panorama também abarca os ativos qualificados na modalidade Merchant**².

45. Idealmente, os empreendimentos *Merchant*, ao disporem de alguma disponibilidade de geração em período operativo próximo, ou os demais geradores termelétricos, em face de custos de oportunidade conjunturais que podem emergir durante a semana operativa, deveriam concretizar suas intenções de produção no Programa Mensal da Operação (PMO), ou em suas respectivas revisões semanais, de modo a considerar essa oferta no planejamento da operação e no cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

(Grifado)

14. Em síntese, a questão apresentada na AP_83 restringiu-se aos casos em que declarações voluntárias de inflexibilidades, movidas pelos agentes de geração termelétrica, são majoradas após a constituição formal do despacho ótimo e a formação do PLD, em janela temporal intermediária ao calendário ordinário de reuniões do PMO ou subseqüentes revisões semanais. Para além desse recorte, muitas contribuições versaram sobre outros temas, por exemplo, quando uma usina termelétrica é despachada por ordem de mérito em pelo menos um dos três patamares de carga, mas não o é nos patamares remanescentes. Entenderam ter sido esse o cerne da discussão da AP_83 a APINE/ABRAGEL, ABRAGE, ENEL, Petrobrás e ABRAGET.

15. De fato, considerando ainda a atual arquitetura de constituição dos Custos Marginais de Operação (CMO) conformada pelos modelos NEWAVE e DECOMP, é comum que o CMO esteja equalizado em mais de um patamar de carga³, mas não o seja no remanescente, o que faz com que discussões alocativas para a acomodação de restrições de Unit Commitment (UC) venham à tona. É uma questão relevante, mas não se confunde com o objeto da discussão trazida pela AP_83.

² Em síntese, trata-se de oferta de energia termelétrica não lastreada em contratos de suprimento de médio ou longo prazos, celebrados com o segmento da demanda, o que torna o planejamento e a prática operativa da planta sujeitos à realização do preço de curto prazo. Assim, os riscos técnicos e comerciais vinculados à sua operação são suportados por seu proprietário.

³ Sobretudo patamares de carga média e pesada.

* 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 124/2019-SRG/ANEEL, de 13/12/2019.

16. Prova de reconhecimento sobre a importância do tema foi a instauração da Audiência Pública nº 19/2019, cujo teor foi o de avaliar a viabilidade de tratamento regulatório para os despachos por patamar de usinas termelétricas. A audiência vigorou entre o período de 16/05/2019 a 1/07/2019, mas teve seu termo encerrado pela Diretoria⁴ em face da decisão do Ministério de Minas e Energia (MME)⁵, de acatar recomendação da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) e definir que a programação da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) considerará o modelo computacional DESSEM a partir de 1º de janeiro de 2020.

17. O modelo computacional DESSEM exerce a formulação da programação diária da operação de sistemas hidrotérmicos com representação detalhada das unidades geradoras, além da inclusão da rede elétrica e de restrições de segurança à constituição do problema de despacho ótimo. O algoritmo do programa também é capaz de determinar a programação de despacho para as usinas em intervalos semi-horários, coordenadamente com a cadeia de modelos responsáveis pela definição da política de médio (NEWAVE) e de curto (DECOMP) prazos. Sua formatação prevê a representação de usinas termelétricas com grau de resolução espacial referenciado à unidade geradora de cada planta.

18. Ademais, a arquitetura do modelo inclui a modelagem de restrições UC para as unidades termelétricas e a variação da produtividade das usinas hidrelétricas em função da variação da altura de queda. A intermitência de fontes eólica e solar é endereçada via a consideração da respectiva injeção de potência de parques agregados, junto ao segmento da malha de transmissão.

19. Em face de sua acurada resolução espacial e temporal, a operacionalização do DESSEM naturalmente endereça a questão colocada pelos agentes setoriais em relação à acomodação dos requisitos físicos das unidades termelétricas no panorama operativo e comercial, sobretudo no que se refere à granularidade com que as variáveis operativas passarão a ser produzidas (escala semi-horária) vis-à-vis a natureza precípua dessas restrições (escala de horas). Na Figura 1, exemplificam-se estes parâmetros em um croqui da curva de produção feito para uma unidade termelétrica qualquer.

20. Com efeito, ao se evoluir para o despacho em resolução semi-horária, entende-se que haverá acomodação natural e explícita dos parâmetros de UC na conformação da otimização, caracterizando passo importante de tornar o processo da operação mais fidedigno à realidade física das centrais termelétricas, também promovendo alocação econômico-energética mais eficiente à dinâmica ordinária do despacho e à formação do preço de curto prazo, essa última a partir de 2021.

⁴ Despacho nº 2.313, de 22 de agosto de 2019.

⁵ Portaria nº 301, 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. 6 da Nota Técnica nº 124/2019-SRG/ANEEL, de 13/12/2019.

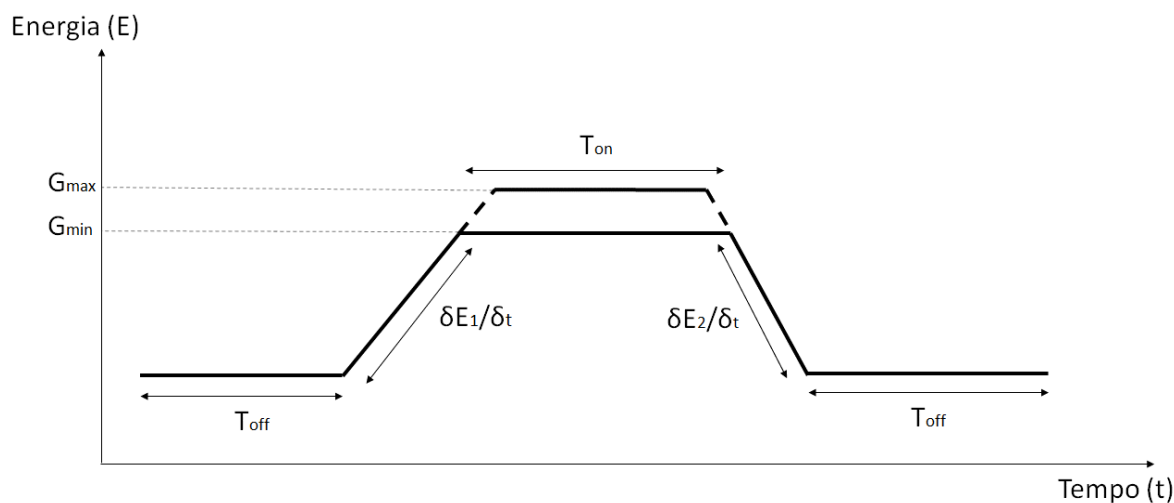


Figura 1 – Parametrizações de *Unit Commitment* Termelétrico

21. As contribuições dos agentes setoriais buscaram enquadrar as restrições de UC como motivadoras de deslocamento hidrelétrico e, como tal, ser objeto de reparação econômica segundo os ditames da Resolução Normativa nº 764, de 18 de abril de 2017. Em realidade, as restrições UC são um caso particular de um leque maior de restrições operativas das plantas de geração, cuja repercussão alcança a dimensão sistêmica da operação. A partir da formalização do DESSEM na programação diária da operação, a otimização do uso dos recursos eletronergéticos automaticamente incluirá as restrições UC de cada planta termelétrica no resultado que indicará a política de despacho ótima, observando as particularidades de cada caso. Importante repisar que essa sistemática pressupõe incorporar o impacto de suas grandezas físicas e de suas durações diretamente à função objetivo do problema (minimização do custo operativo).

22. Com efeito, a entrada do DESSEM no bojo da programação diária é iniciativa concreta de tornar as particularidades operativas das unidades termelétricas endógenas à constituição do despacho. Nessa perspectiva, em que pese serem aspectos que se originam nas unidades de geração, seu tratamento fará parte do conjunto de limitações naturalmente impostas à resolução do problema do despacho de mínimo custo, fato que, sob a ótica do deslocamento hidrelétrico, afasta qualquer hipótese de enquadramento.

23. Voltando-se ao cerne da discussão da AP_83, o seu recorte operativo focou nas situações em que determinado volume energético, imprevisto na janela ordinária da programação, a priori qualificado como inflexível pelo próprio agente, é declarado somente no decorrer do mesmo período, entre os marcos formais que balizam o gate closure time do mercado de eletricidade brasileiro⁶. O caso concreto também pode incluir situações em que

⁶ 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), i.e. encerramento do Mercado (ou fechamento da Programação).

* 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 124/2019-SRG/ANEEL, de 13/12/2019.

haja alguma inflexibilidade (diferente de zero) no momento da constituição do despacho e da formação do preço, mas que é posteriormente elevada no decorrer do interstício operativo, entre uma e outra baliza do fechamento da programação.

24. É desse incremento de geração movida unilateralmente pelo agente termelétrico (custos de oportunidades conjunturais) que se cuida. Nessa esteira, avalia-se que demandas conexas da Petrobras, tais como tratamento regulatório da geração fora da ordem de mérito para compensar indisponibilidades por falta de combustível também se enquadrariam na discussão.

25. O contexto econômico que subsidiou a caracterização do custo de oportunidade relativo ao deslocamento hidrelétrico é novamente retratado na Figura 2.

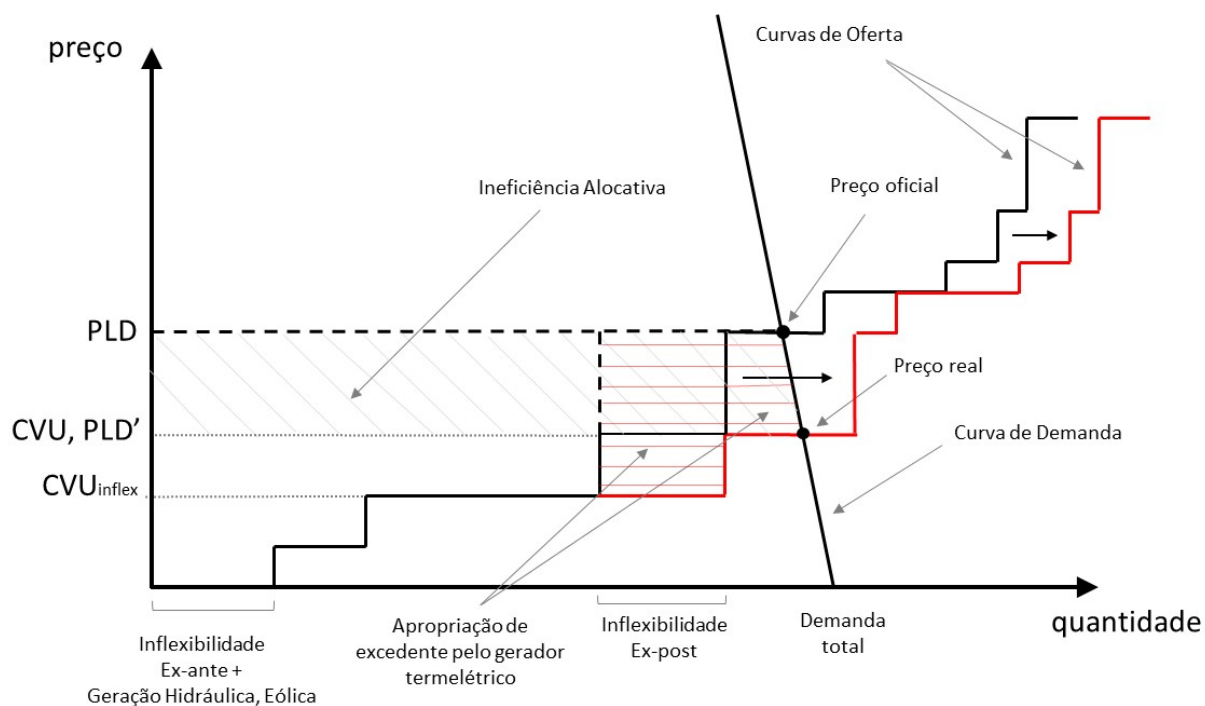


Figura 2 – Análise econômica da inflexibilidade *ex-post*.

26. Aspecto bastante questionado sobre o tema foi em relação à suposta alteração de preço provocada pela ação do gerador termelétrico, conforme sugere o esquema ilustrativo disposto na Figura 2. Na ilustração, a diferença entre o PLD e o custo de oportunidade do gerador termelétrico ($PLD - CVU_{inflex}$), integralizada na dimensão quantidade, seria a apropriação de excedente pelo gerador termelétrico. Em decorrência disso, toda a área hachurada exemplificaria a ineficiência alocativa promovida pela iniciativa em tela, ao não ter sido capturado o efeito dessa ação no rito de formação do preço (o que teria resultado na formação do preço PLD').

* 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 124/2019-SRG/ANEEL, de 13/12/2019.

27. Segundo a ABRAGET, esse impacto teórico careceria de comprovação pela Agência, o que a associação procurou fazer mediante contratação de consultoria especializada, cujo estudo foi apensado em anexo ao seu posicionamento⁷.

28. O relatório técnico, que explorou uma única condição operativa (fevereiro de 2018), mostrou que o impacto no preço de curto prazo teria sido, em média, da ordem de R\$2/MWh. Todavia, considerando a multiplicidade de cenários probabilísticos inerentes à otimização estocástica, naquela conjuntura esse valor poderia atingir a escala de R\$20/MWh, em cenários operativos mais críticos (Percentil estatístico 90% - P90).

29. Cabe ainda frisar que esse resultado levou em consideração uma elevação de inflexibilidade de 2GW sobre a curva de oferta termelétrica, aplicado sobre o seu tramo médio superior (plantas com CVU superior a R\$500/MWh). Em uma segunda aferição, a consultoria aplicou o mesmo deslocamento no tramo médio inferior, apresentando resultado similar ao do caso anterior. Para essa segunda rodada, no entanto, não foram apresentadas sensibilidades em cenários estatísticos extremos.

30. A ANEEL também procurou aferir sensibilidade sobre a questão. Foi realizada uma simulação para o mês de agosto de 2019, mês durante o qual o ONS apurou 1.388 MWm de geração termelétrica inflexível realizada após o fechamento da programação, em comparação aos valores formalmente declarados no âmbito do calendário do PMO e de suas subsequentes revisões. A sensibilidade restringiu-se a modificar as referências apenas na partida do mês (no jargão do setor, denominada revisão zero do PMO), em ambos os modelos NEWAVE e DECOMP, assumindo como representativo o resultado dessa única modificação para todo o período⁸. A diferença de CMO apurada é apresentada na Figura 3.

31. Nesse caso, a otimização mostrou-se mais sensível à modificação contabilizada para fevereiro de 2018, revelando uma diferença média no CMO de R\$7,33/MWh. Como se depreende dos números, na conjuntura de agosto de 2019, um volume menor de inflexibilidade termelétrica (-31% em relação ao exercício de fevereiro de 2018, apresentado pela ABRAGET) promoveu impacto superior na resposta do custo marginal da operação (em termos relativos, da ordem de 260%).

⁷ Estudo conduzido pela consultoria PSR (Power Systems Research), intitulado: Inflexibilidade declarada na operação diária ou em tempo real.

⁸ Em função dessa simplificação, os valores referentes ao “deck original” não correspondem aos valores oficiais de CMO ao longo do mês. Todavia, como essa sistemática foi aplicada a ambos os cenários, a diferença relativa entre eles pode ser considerada válida para fins comparativos.

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



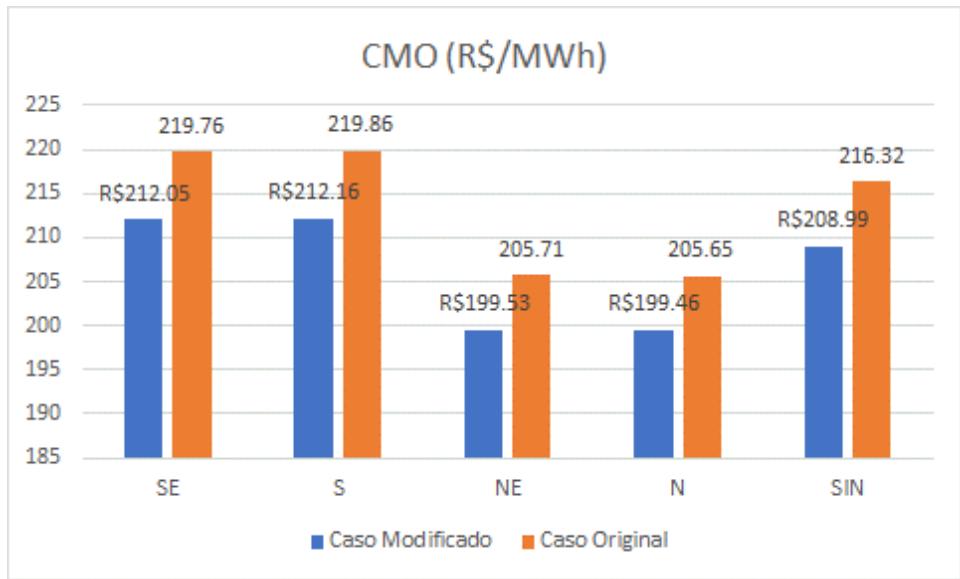


Figura 3 – Impacto no CMO em face de 1.388MWh de inflexibilidade termelétrica não previstas na formação do mérito econômico (Agosto de 2019)

32. O ONS também fez exercício semelhante e mais amplo sobre as diferenças de inflexibilidades declaradas no âmbito do rito da programação da operação (PMO e subsequentes revisões), em contraste à dinâmica observada no Programa Diário da Produção – PDP. A apuração abarcou o período compreendido entre janeiro e agosto de 2019. Primeiro dado importante nessa apuração real refere-se à frequência com que tal informação foi redeclarada, disposta na Figura 4.

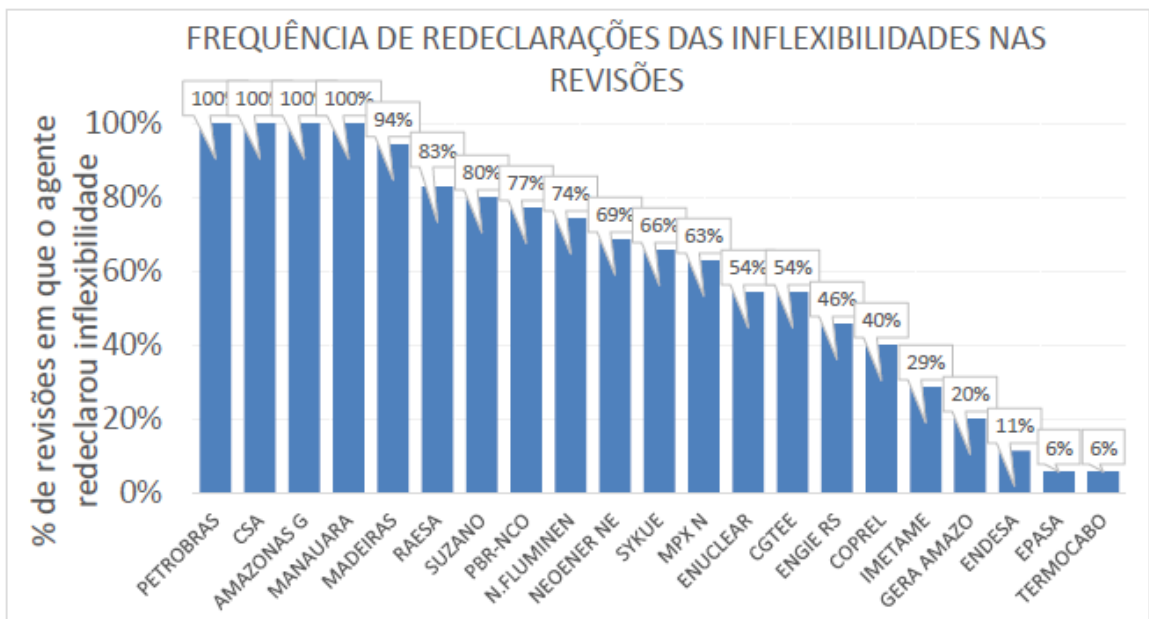


Figura 4 – Frequência de revisões de inflexibilidade entre o PMO e o PDP (Fonte: NT ONS 0088/2019)

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



33. Esse levantamento deixa inequívoco tratar-se de prática comumente exercida por diversos agentes termelétricos, em alguns casos tendo sido efetuada indistintamente, em 100% do tempo durante a janela temporal considerada. Tal constatação mostra ser importante disciplinar a matéria em face de seu potencial impacto sobre a operação e a comercialização da eletricidade, com alcance amplo e recorrente sobre diversos segmentos do setor.

34. O estudo conduzido pelo ONS também mediu diferenças energéticas e os respectivos rebatimentos no CMO. Foram apuradas diferenças sistemáticas em todos os subsistemas. Em caráter ilustrativo, na sequência dispõem-se os resultados para o subsistema Sudeste (principal em termos de representatividade da oferta e da demanda do SIN) e Nordeste (o que apresentou as maiores diferenças em termos relativos).

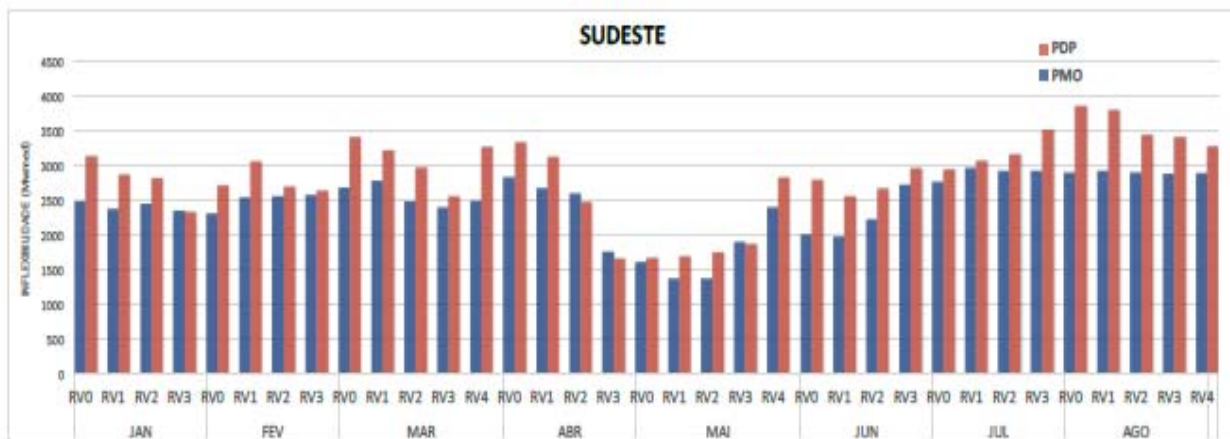


Figura 5 – Diferenças de Inflexibilidade entre o PMO e o PDP em 2019 (MWh) (Fonte: NT ONS 0088/2019)

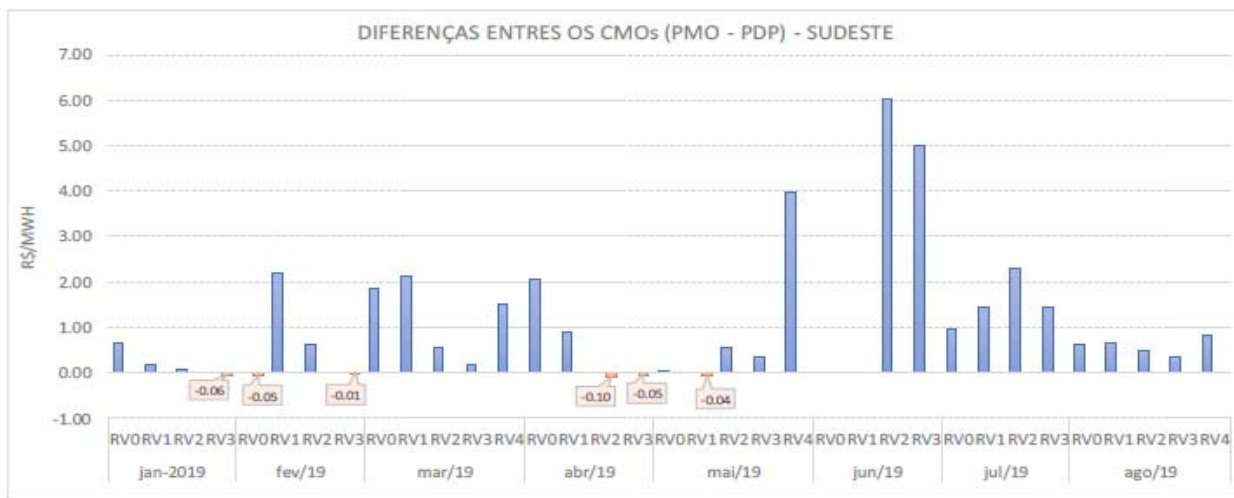


Figura 6 – Diferenças de CMOs entre o PMO e o PDP em 2019 (MWh) (Fonte: NT ONS 0088/2019)

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



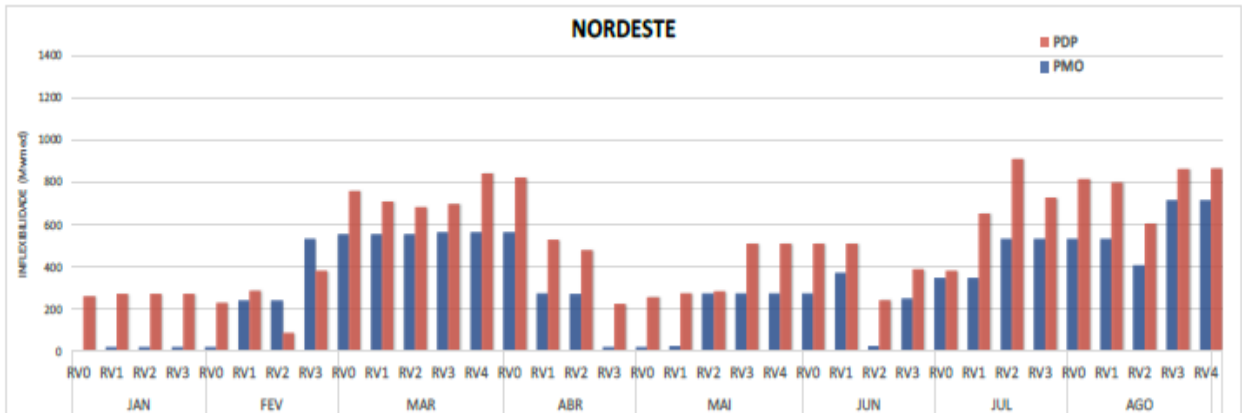


Figura 7 – Diferenças de Inflexibilidade entre o PMO e o PDP em 2019 (MWhm)
(Fonte: NT ONS 0088/2019)

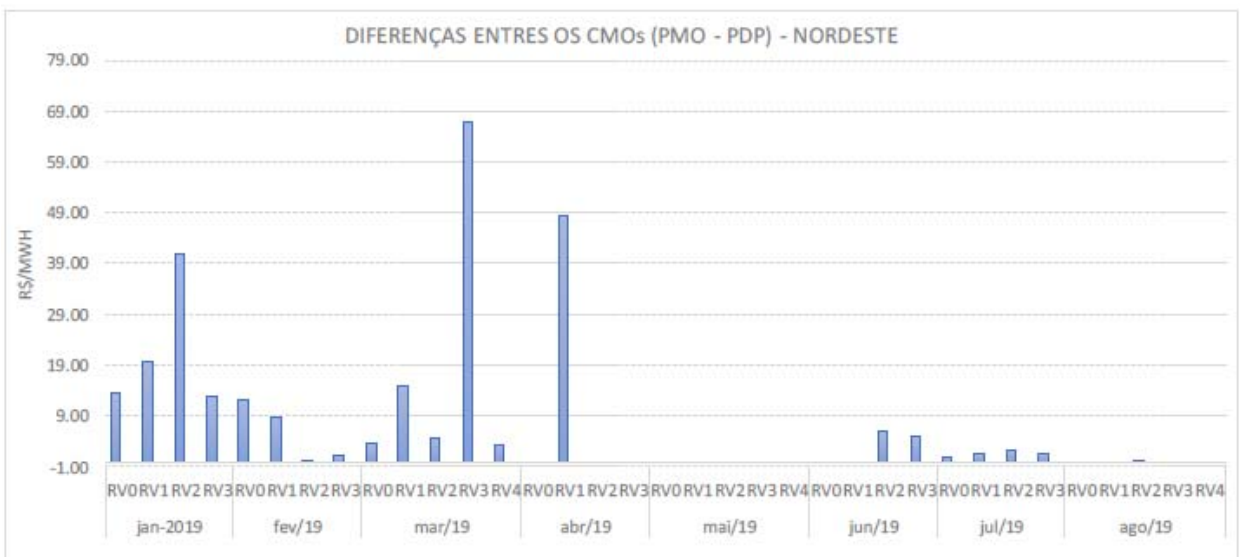


Figura 8 – Diferenças de CMOs entre o PMO e o PDP em 2019 (MWhm)
(Fonte: NT ONS 0088/2019)

35. O levantamento do Operador traz panorama mais completo sobre a questão, indicando que o impacto sobre o custo marginal varia em função da conjuntura sistêmica, sendo também função da característica do portfólio termelétrico. No subsistema Nordeste, particularmente na revisão 3 de março de 2019, a diferença de CMO ficou próxima à R\$69,00/MWh, valor significativo em termos de potencial impacto sobre transações comerciais vinculadas àquele submercado.

36. Outro corolário é o de que, se a inflexibilidade ex-post⁹, o que inclui a geração fora da ordem de mérito de custo para compensar indisponibilidade por falta de combustível, é capaz de promover alterações consideráveis sobre as dimensões quantidade e preço do

⁹ Realizada após o fechamento da programação.

* 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 124/2019-SRG/ANEEL, de 13/12/2019.

mercado de curto prazo, há ineficiência alocativa com a apropriação de excedente pelo gerador termelétrico quando a geração termelétrica inflexível supera a referência tomada quando da realização do PMO ou revisões (fechamento da programação), impacto esse medido não só pelo deslocamento da curva de oferta total na dimensão quantidade, mas, também, pela sua repercussão no preço do mercado de curto prazo (PLD).

37. Se o impacto é mais ou menos relevante, os números produzidos pela ABRAGET, ANEEL e ONS ajudaram a clarificar que há bastante variabilidade na resposta do CMO – e, por conseguinte, no preço do mercado de curto prazo – em função da alteração promovida pela inflexibilidade. Outra conclusão importante é que, ressalvados casos excepcionais, o impacto no preço tende a ocorrer em uma direção apenas (o preço real seria inferior ao oficial), em linha com o que sugere a intuição conceitual (vide Figura 2). Tal indução decorre do fato de que a declaração de inflexibilidade termelétrica torna o respectivo gerador um tomador de preço no âmbito do mercado de curto prazo (custo marginal de geração nulo). Sua consideração integral por ocasião do fechamento da programação produziria preços mais módicos em relação aos que foram publicados sem o mesmo efeito.

38. Assim, avalia-se que se está diante de ineficiência alocativa movida por decisões unilaterais de agentes termelétricos e que, para tanto, sinal regulatório deve ser promovido de modo a perseguir que a alocação econômica mais eficiente seja naturalmente endereçada no fechamento da programação, observada a plataforma e a sistemática aplicáveis para tanto.

39. Sobre a questão alocativa, alguns apontamentos feitos pelos agentes questionaram se o impacto do deslocamento discutido na AP seria atribuível somente aos geradores hidrelétricos. De fato, o segmento hidrelétrico é o que absorve integralmente o efeito da inflexibilidade termelétrica após o fechamento da programação na dimensão quantidade. Em conjunto com o segmento termelétrico, a fração da oferta que confere controlabilidade ao despacho coordenado pelo Operador é provida essencialmente pelas hidrelétricas. Assim, o fato de um dos dois segmentos controláveis elevar seu volume de produção unilateralmente, mantidas as demais variáveis operativas constantes, implica absorção plena pelo outro.

40. Assim, sob a condição de demanda perfeitamente inelástica e *ceteris paribus* todas as demais variáveis operativas, havendo a elevação do volume de geração termelétrica motivado por inflexibilidade na operação em tempo real, o correspondente valor será diretamente absorvido pelo segmento hidrelétrico, na forma de recolhimento compulsório de sua produção e consequente estoque de água em seus reservatórios.

41. Esse é um aspecto que merece ser sublinhado tendo em vista apontamentos feitos pela ABRAGET, que conduziram a questão como sendo a diferença de preços resultante de simulações, tal como as apresentadas nas Figuras 3, 6 e 8. É importante pontuar que a medida de valorar a diferença de preços para uma ou outra condição, embora central na

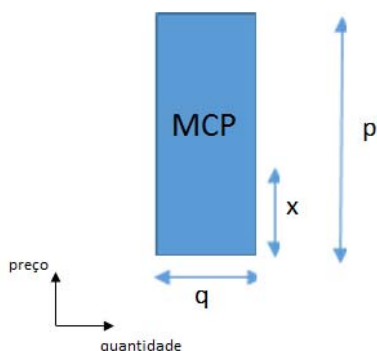
* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 13 da Nota Técnica nº 124/2019-SRG/ANEEL, de 13/12/2019.

caracterização do impacto sobre a renda inframarginal no mercado, não se aplica ao fim da valoração do deslocamento hidrelétrico per se. O deslocamento aqui discutido é o custo de oportunidade percebido pelos agentes hidrelétricos diante de quantidade de energia compulsoriamente estocada em seus reservatórios, ao preço de curto prazo vigente, descontada estimativa de receita futura quando do seu turbinamento. Esse foi o tema central da concepção do PLDx, elemento que buscou endereçar a precificação líquida do custo de oportunidade percebido pelo segmento hidrelétrico em face de suas especificidades.

42. Na Figura 9 exibe-se croqui esquemático onde tais especificidades são ilustradas. Na figura, q refere-se ao volume líquido de inflexibilidade incorrido na operação em tempo real, observadas as particularidades regulatórias aplicáveis para tanto, p ao preço no mercado curto prazo (PLD), vigente quando da caracterização do descolamento e, x, ao preço futuro que exprime a referência regulatória para a receita que será percebida pelo segmento hidrelétrico quando do turbinamento do volume que ficara compulsoriamente represado nos reservatórios por força do deslocamento (PLDx).



$$\text{Custo de Oportunidade} = q(p - x)$$

Figura 9 – Caracterização do custo de oportunidade do deslocamento hidrelétrico

43. Essa condição justifica tratamento regulatório específico para reparar o impacto causado pelo movimento unilateral de agentes termelétricos sobre a dimensão quantidade da produção hidrelétrica. A Resolução Normativa nº 764/2017 já endereça a questão, devendo ser o caso concreto tipificado como caso particular de natureza elétrica, retratado no Inciso II do artigo 2º. A valoração do custo de oportunidade experimentado pelo segmento hidrelétrico está equacionada no artigo 4º do Normativo.

44. Nos questionamentos trazidos pela Petrobras e ABRAGET, as instituições transportaram métricas de apuração de custo de oportunidade da geração termelétrica como também sendo aplicáveis à problemática do caso hidrelétrico, algo que, conforme aqui explorado, desconsidera sua precisão conceitual. Essa vinculação entre os dois segmentos não é imediata, sobretudo em face do estoque energético provisionado nos reservatórios em face do recolhimento da geração.

* 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 124/2019-SRG/ANEEL, de 13/12/2019.

45. Nesse ponto, repise-se que o equacionamento desse impacto prevê que a responsabilidade sobre o seu pagamento seja endereçada ao sujeito que lhe dá causa, no caso, o agente termelétrico, tendo em vista que tanto a inflexibilidade quanto a geração fora da ordem de mérito de custo para compensar falta de combustível, correspondem a uma geração térmica mínima por necessidade/interesse do agente termelétrico. Assim, ao se promover o sinal econômico para equacionar a questão, mais do que endereçar o impacto alocativo causado pela ação, pretende-se que sua instauração seja suficiente para promover uma alocação naturalmente mais eficiente, beneficiando todos os agentes de mercado. Para tanto, também é preciso que o arcabouço regulatório faculte instrumento para que os agentes termelétricos também revelem seus custos de oportunidade conjunturais de geração por ocasião do fechamento da programação, em sintonia com a dinâmica do calendário do PMO e do PLD.

46. Essa faculdade já é uma realidade regulatória, retratada na Resolução Normativa nº 843, de 2 de abril de 2019, cuja motivação também surgira da discussão instaurada na AP_83. Com efeito, o art. 10 desse Normativo prevê as condições e termos para que o agente termelétrico revele CVU inferior ao estabelecido no respectivo Contrato de Comercialização em Ambiente Regulado (CCEAR) ou aprovado pela Agência, observadas algumas condições explicitadas na Norma. Frise-se que essa iniciativa poderá ocorrer a partir de 1º de janeiro de 2020.

47. O restante do mercado também se beneficiará com essa medida ao ter, como preço final para balizar suas operações comerciais, valor que melhor captura as especificidades conjunturais dos agentes termelétricos em sua formação precípua. Com efeito, toda a renda inframarginal que movimentará o MCP trará consigo resultado alocativo, que sob a ótica econômica, pode ser considerado mais eficiente.

48. Sob a égide contratual, a medida também é positiva, resultando em benefício sistêmico para o contratante, os consumidores. Essa análise já foi demonstrada por ocasião da instrução da Resolução nº 843/2019, na Nota Técnica nº 142/2018-SRG/ANEEL, de 13 de dezembro de 2018. Pela pertinência do tema, reproduz-se na íntegra o trecho da manifestação técnica que cuidou do assunto:

67 A condição para análise observa que a declaração de um CVU inferior (CVU') deve ser mais econômica do que a condição na qual a usina não está despachada por ordem de mérito, conforme pode ser verificado na Equação 1. A parcela da esquerda da inequação representa o resultado esperado sob a ótica do comprador para a usina despachada por ordem de mérito a partir de um CVU reduzido, enquanto que a parcela da direita representa o resultado esperado quando a usina não está despachada por ordem de mérito.

$$RF + Pot \times CVU' - (Pot - GF) \times PLD < RF + GF \times PLD \quad (\text{Equação 1})$$

* 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 124/2019-SRG/ANEEL, de 13/12/2019.

$$RF + Pot \times CVU' - Pot \times PLD + GF \times PLD < RF + GF \times PLD \text{ (Equação 2)}$$

$$Pot \times CVU' < Pot \times PLD \text{ (Equação 3)}$$

$$CVU' < PLD \text{ (Equação 4)}$$

68 Pelas equações algébricas anteriores denota-se que o despacho com um CVU reduzido é mais barato do que não despachar com o CVU original somente se o CVU reduzido (CVU') for inferior ao PLD. Por simplificação, considerando-se o PLD = CMO, o despacho com CVU reduzido é mais barato somente se a usina for despachada por ordem de mérito quando declara um CVU inferior.

49. Esse desenho está em consonância com aspectos trazidos pela Petrobrás e pela ABRAGET, ao permitir que os custos de oportunidade conjunturais de agentes termelétricos (CVUinflex) sejam revelados no âmbito da dinâmica própria do PMO e do PLD. Vale pontuar que, na demonstração realizada na NT nº 142/2018, o CVUinflex (retratado na Figura 2) exerce o mesmo papel do CVU' nesse equacionamento.

III.1.1 Operacionalização da medida e compatibilização entre as resoluções semanal e diária

50. O conceito de deslocamento hidrelétrico motivado por inflexibilidade termelétrica, discutido no âmbito da AP_83, é geral e condizente com a diretriz regulatória emanada da Resolução nº 764/2017. Não obstante o exposto, cabe explorar como essa diretriz seria operacionalizada no âmbito da operação e da comercialização, sobretudo em face do início da operacionalização do modelo DESSEM na programação diária a partir de 1º de janeiro de 2020.

51. Essa operacionalização implica detalhamento que terá de ser proposto pelo ONS, para posteriormente ser submetido a discussão pública e validado pela ANEEL. Trata-se de tópico que tem estreita conexão com a discussão conduzida no âmbito da Audiência Pública nº 031/2019 (AP_31). Naquele fórum, uma das contribuições recebidas, de autoria da CCEE, foi a de que os valores de inflexibilidade declarados pelos agentes termelétricos fossem compatíveis com os assinalados no DECOMP. Complementou a CCEE que os valores de inflexibilidade deveriam ser iguais ou superiores ao tempo mínimo de permanência no estado ligado (Ton), além de não permitir a alteração dos agentes em tempo real.

52. Em atenção a essa questão, vale destacar que o posicionamento desta Superintendência na Nota Técnica nº 114/2019, posteriormente endossado pela Diretoria por ocasião da deliberação da AP_31, foi o de que esse tipo de detalhamento seria próprio de ser discutido na AP_083, espaço onde se propôs discutir, de forma mais ampla e geral, a questão da declaração de inflexibilidades termelétricas à luz da estrutura de formação do despacho e do preço de curto prazo hoje aplicáveis e da elegibilidade regulatória relativa ao deslocamento

* 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 124/2019-SRG/ANEEL, de 13/12/2019.

hidrelétrico consubstanciada na Resolução Normativa nº 764/2017. De modo a melhor caracterizar essa disposição, exibe-se na sequência o trecho da referida NT onde essa vinculação foi explicitada:

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*)¹⁰. 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-se que a visão da Agência sobre o tema será manifestada quando do encerramento da Audiência Pública nº 083/2017.

53. De fato, a coordenação de informações sobre inflexibilidade que subsidiarão os modelos DECOMP e DESSEM é particularmente importante porque ambos os modelos suportam a política de operação de curto prazo¹¹, horizonte em que a incerteza inerente aos volumes de inflexibilidade termelétrica vislumbrados pelos agentes é consideravelmente mitigada. Com efeito, avalia-se que a estrutura regulatória aqui discutida só estaria completa se também houvesse disposição no sentido de assegurar objetivamente a compatibilidade entre a informação de inflexibilidade que subsidiará a confecção da função de custo futuro do modelo DECOMP com os respectivos valores que serão posteriormente declarados diariamente pelo mesmo agente, ao longo da semana operativa.

54. Para tanto, propõe-se que o desenho regulatório seja, simultaneamente, flexível, permitindo que haja margem decisória facultada ao agente para definir a melhor estratégia de modulação da diretriz de inflexibilidade média semanal na granularidade diária permitindo, ao mesmo tempo sinalizando que a compatibilidade entre as duas resoluções temporais aplicáveis

¹⁰ 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).

¹¹ Essa disposição também é válida para o NEWAVE. Todavia, o foco aqui é o de cuidar da variável inflexibilidade, cuja dinâmica natural de prospecção é mais condizente com as resoluções semanal e diária.

* 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 124/2019-SRG/ANEEL, de 13/12/2019.

à constituição do despacho e à formação do preço (semanal e diária) é diretriz que também deve estar presente nessa dinâmica. Na Figura 10 ilustra-se essa disposição por meio de um croqui esquemático.

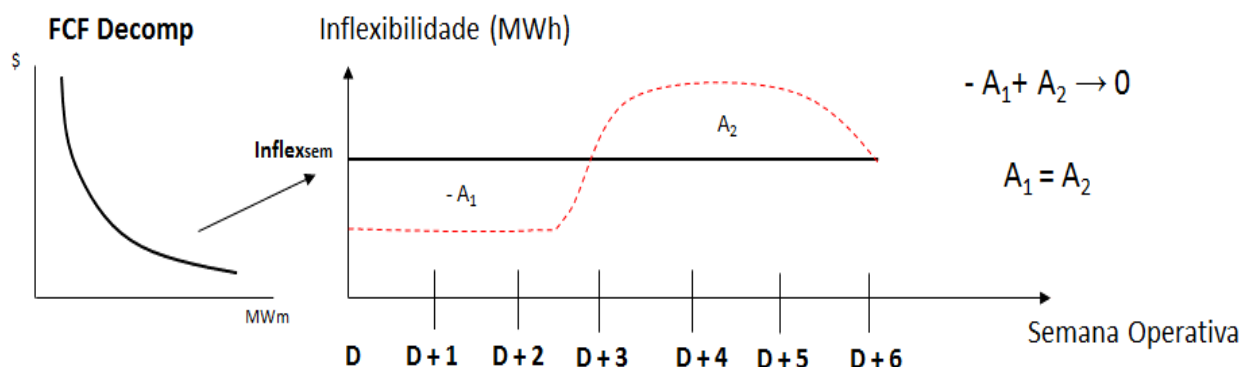


Figura 10 – Compatibilidade temporal entre as declarações de inflexibilidade semanal e a diária

55. Na figura, há um exemplo de trajetória de declaração de inflexibilidades feita para a compor a política de otimização diária do DESSEM12, cujo resultado líquido observara a diretriz semanal previamente especificada para compor a função de custo futuro semanal (Inflexsem). Essa compatibilização é atingida por meio da igualdade das áreas A1 e A2, cada qual exprimindo a integralização, em base diária, de declarações diárias de inflexibilidade conduzidas ao longo da semana para fins de subsidiar a otimização do DESSEM, cujo sinal (positivo ou negativo) tem como referência o patamar vinculado ao valor médio semanal (Inflexsem).

56. Em face do exposto, entende-se que a observação dessa compatibilidade temporal entre as declarações de inflexibilidade termelétrica entre os modelos DECOMP o DESSEM deve estar refletida nos Procedimentos de Rede, no seguinte sentido:

- i) Caberá ao agente termelétrico observar que a declaração de inflexibilidade média considerada para fins de definição da política operativa semanal no modelo DECOMP esteja compatível com os valores posteriormente instituídos na formulação da política diária no âmbito do modelo DESSEM;
- ii) Caberá ao ONS assegurar que os valores de inflexibilidade declarados no âmbito da otimização do DESSEM não ultrapassem o valor previamente considerado para efeitos de definição da política operativa semanal do DECOMP. Se houver ação do agente termelétrico nesse sentido, o volume excedente (aquele que superar o $Inflex_{sem}$) deverá ser refletido somente no âmbito dos ajustes para a composição da Programação Diária da Produção (PDP), intervalo compreendido

¹² Frise-se que se trata de exemplo hipotético qualquer, dentre outras inúmeras possibilidades.

* 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 124/2019-SRG/ANEEL, de 13/12/2019.

entre os resultados produzidos pelo Dessem e o encaminhamento do protocolo operativo definitivo à sala de controle.

57. Essa última disposição apoia-se no fato de que, conquanto a declaração de inflexibilidade seja um parâmetro importante de ser considerado na formulação da política operativa do sistema, há os momentos apropriados para que tal informação seja revelada e capturada à luz do desenho regulatório aplicável à conformação do despacho, sem perder de vista os possíveis rebatimentos que essa questão detém sobre o deslocamento hidrelétrico (Resolução nº 764/2017). Com efeito, o princípio de que a operação reflita as condições de inflexibilidade dos agentes termelétricos tem de ser cotejado com outro axioma não menos importante do desenho regulatório setorial, que é o de haver paralelismo que entre as janelas temporais que embasarão a política operativa diária, sob pena de a programação distanciar-se do princípio de otimalidade que permeia toda a cadeia de planejamento e programação da operação.

III.2 Qualificação da importação de energia sem garantia física

58. O último tópico da discussão refere-se à questão da qualificação da importação de energia enquanto motivadora de deslocamento hidrelétrico. Considera-se que seu tratamento perdeu objeto quando da Publicação da Portaria MME nº 339, de 15 de agosto de 2018. Em linhas, esse normativo estabelece que:

- I- As ofertas de preço e de quantidade de energia provenientes da Argentina e do Uruguai devem ser realizadas por agentes comercializadores credenciados, antes do fechamento da programação;
- II- Os preços e quantidades não serão considerados nos processos de planejamento e programação da operação, tampouco na formação do PLD.
- III- Os volumes de energia importada deverão substituir o despacho de parcelas flexíveis de usinas termelétricas dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, enquadradas na ordem de mérito de custo, observando ordem decrescente de seus custos variáveis unitários – CVU.
- IV- Os volumes de energia importados poderão ser utilizados parcialmente, de forma a minimizar o custo da importação.

59. A fundamentação favorável à elegibilidade da importação de energia enquanto causadora de deslocamento hidrelétrico ancorou-se no fato de que essa operação incluiria recurso estranho ao planejamento setorial, para o qual não haveria definição prévia de garantia física segundo os instrumentos ordinários aplicáveis. Nessa esteira, argumentaram os agentes de que isso seria recurso adicional à qualificação do despacho e à formação do preço, independentemente de ele ter sido considerado nos processos formais do PMO e/ou do PLD. Endossaram esse posicionamento ABIAPE, APINE/ABRAGEL, Brookfield, CCEE, Enel, Engie, EDP e Neenergia.

* 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 124/2019-SRG/ANEEL, de 13/12/2019.

60. Outro argumento que emergiu em muitas dessas manifestações foi a interpretação do comando legal proveniente do art. 2º da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, onde a leitura prevalecente deveria conduzir a uma ação vinculada da Agência no que se refere à regulação da matéria, não havendo qualquer margem para a qualificação da importação de energia se não a consideração integral de seu volume realizado na operação do sistema como elegível ao cômputo do deslocamento hidrelétrico.

61. Independentemente do mérito dessa argumentação, fato é que a promulgação da Portaria nº 339/2018 disciplinou diversos pontos antes submetidos ao crivo da AP_83, restando sem efeito a discussão em tela.

62. Ponto de destaque da diretriz ministerial refere-se ao caráter substitutivo que a importação de energia passa a ter sobre parcelas flexíveis de usinas previamente despachadas por ordem de mérito econômica. Esse dispositivo endereça pelo menos dois pontos da discussão. O primeiro deles remete ao lastro que suporta as operações de importação. Na medida em que o volume de energia importado passa a substituir parcela flexível de ativo termelétrico existente, na prática, esse montante passa a ser ancorado em garantia física devidamente catalogada na esfera do planejamento setorial. Dessa forma, afasta-se a discussão sobre a natureza do recurso importado, se sua imprevisibilidade no âmbito do planejamento seria fator suficiente para caracterizá-lo como deslocamento hidrelétrico.

63. Aliás, outra questão endereçada pela Portaria foi justamente a de vedar a inclusão do recurso importado no rito formal do PMO e cálculo do PLD. Ao especificar que o volume importado deve substituir montante de energia termelétrica flexível, previamente identificado na ordem de mérito econômica do SIN, a diretriz do MME almeja não causar qualquer impacto sobre a conformação ordinária da ordem de mérito e da formação do preço no mercado de curto prazo.

64. Nesse sentido, a Portaria ainda discrimina importante tarefa ao ONS, quando estabelece que o volume de energia importado pode ser estratificado de modo a atender, simultaneamente e com a maior eficácia possível, as diretivas de exequibilidade física e otimalidade econômica sinalizadas pelo despacho. De acordo com a redação do § 7º do Art. 1º, o ONS deve acomodar a oferta de energia internacional segundo as condições passíveis de substituição termelétrica especificadas no rito da programação operativa, levando-se em conta, para tanto, as especificidades de montantes e de preços ofertados pelos países vizinhos.

65. Por fim, a medida, além de não alterar as variáveis atinentes à alocação do mercado de curto prazo, traz benefício aos consumidores quando os custos variáveis da energia importada (CVUimport) são inferiores ao da energia termelétrica substituída na ordem de mérito econômica, conforme demonstração disposta na sequência.

* 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 124/2019-SRG/ANEEL, de 13/12/2019.

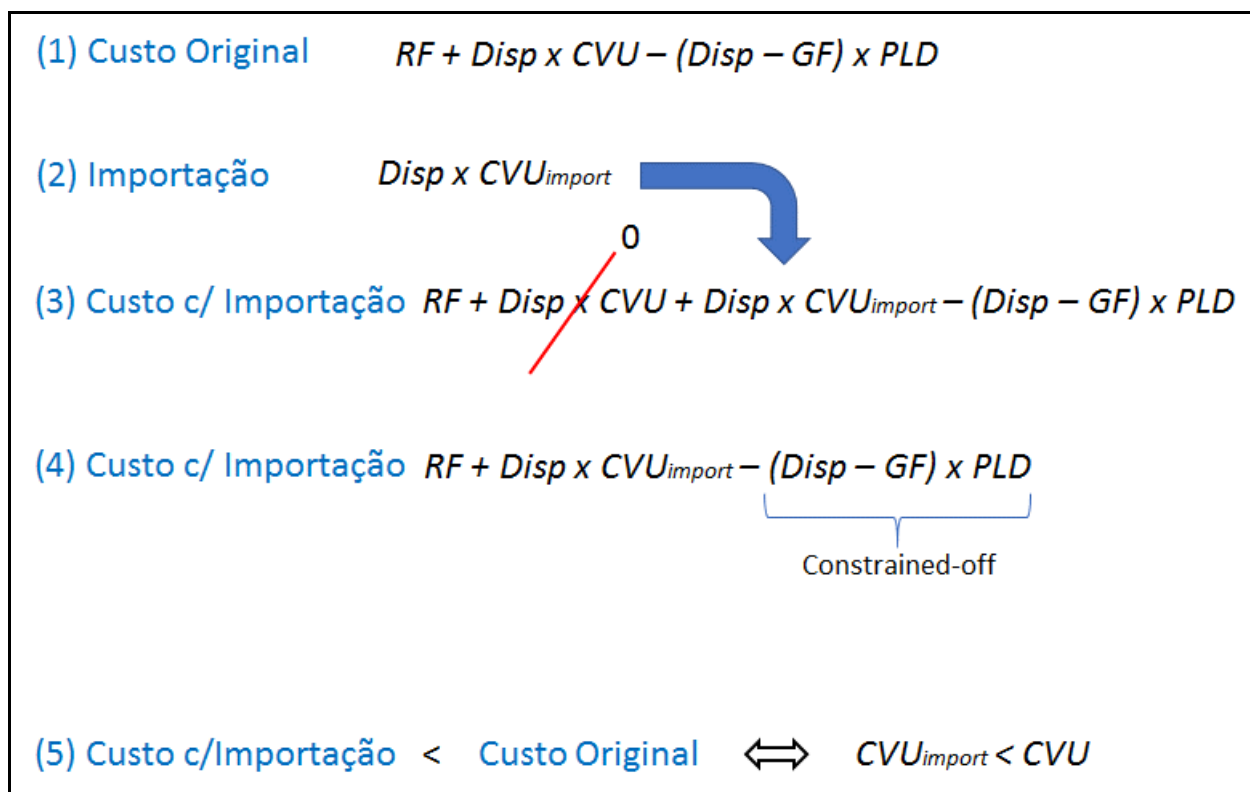


Figura 11 – Caracterização comercial da importação nos termos da Portaria MME nº 339/2018

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

66. A análise contida nesta Nota Técnica está fundamentada nestes diplomas legais, regulamentares e normativos:

- a) Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004;
- b) Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015;
- c) Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998;
- d) Portaria MME nº 339, de 15 de agosto de 2018;
- e) Resolução ANEEL nº 614, de 3 de junho de 2014;
- f) Resolução ANEEL nº 764, de 18 de abril de 2017; e
- g) Resolução ANEEL nº 843, de 2 de abril de 2019.

* 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 124/2019-SRG/ANEEL, de 13/12/2019.

V. DA CONCLUSÃO

67. O PL 10985/2018 propõe nova redação à diretriz legal fiadora da definição de deslocamento hidrelétrico causado por geração termelétrica fora da ordem de mérito econômico. Qualquer que fosse o direcionamento encaminhado pela ANEEL por ocasião do encerramento da AP_83, tal iniciativa poderia implicar desenho regulatório incompatível com o que venha a ser a nova diretriz emanada do Poder Legislativo. Com efeito, em observância ao princípio geral da Eficiência na Administração Pública, avalia-se mais adequado aguardar a definição do Legislativo para a questão, momento em que então se retomaria a instrução do tema.

68. A inflexibilidade termelétrica realizada após o fechamento da programação pode promover alterações consideráveis sobre as dimensões quantidade e preço do mercado de curto prazo, causando ineficiência alocativa sobre todo o mercado de curto prazo, com a apropriação de excedente pelo gerador termelétrico. Esse impacto é caracterizado não só pelo deslocamento da curva de oferta total, em sua dimensão quantidade, mas, também, pela sua repercussão no preço do mercado de curto prazo (PLD).

69. Tudo o mais constante, o segmento hidrelétrico é o que absorve integralmente o efeito da inflexibilidade termelétrica realizada após o fechamento da programação na dimensão quantidade. Isso porque, em conjunto com o segmento termelétrico, a fração da oferta que confere controlabilidade ao despacho coordenado pelo Operador é provida essencialmente pelas hidrelétricas. Assim, o fato de um dos dois segmentos controláveis elevar seu volume de produção unilateralmente, mantidas as demais variáveis operativas constantes, implica absorção plena pelo outro.

70. Essa constatação justifica tratamento regulatório para reparar o impacto causado pelo movimento unilateral de agentes termelétricos sobre a dimensão quantidade da produção hidrelétrica. A Resolução Normativa nº 764/2017 já endereça a questão, devendo ser o caso concreto tipificado como caso particular de natureza elétrica, retratado no Inciso II do artigo 2º. A valoração do custo de oportunidade experimentado pelo segmento hidrelétrico está especificado a no artigo 4º do Normativo.

71. O equacionamento desse impacto também prevê que a responsabilidade sobre o seu pagamento seja endereçada ao agente que lhe dá causa, no caso, o agente termelétrico. Contudo, ao se promover o adequado sinal econômico para equacionar a questão, mais do que endereçar o impacto alocativo causado pela ação, pretende-se que sua instauração seja suficiente para promover uma alocação naturalmente mais eficiente, beneficiando todo os agentes de mercado. Para tanto, o arcabouço regulatório (Resolução Normativa nº 843/2019) também facultou instrumento para que os agentes termelétricos revelassem seus custos de oportunidade conjunturais de geração por ocasião do fechamento da programação, em sintonia com a dinâmica do calendário do PMO e do PLD.

* 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 124/2019-SRG/ANEEL, de 13/12/2019.

72. Caberá à CCEE a retratação, no ambiente da comercialização, do deslocamento hidrelétrico causado por inflexibilidade termelétrica realizada após o fechamento da programação, o que inclui a geração fora da ordem de mérito de custo para compensar falta de combustível, mediante proposta de adequação das Regras e dos Procedimentos de Comercialização, observados os conceitos explorados nesta Nota Técnica e as diretrizes regulatórias da Resolução nº 764/2017.

73. Caberá ao ONS a especificação, em Procedimentos de Rede, da compatibilidade entre as declarações de inflexibilidade do agente termelétrico nas janelas temporais semanal e diária. Nessa iniciativa, deverá restar especificado que o volume máximo de inflexibilidade que poderá ser refletido no modelo DESSEM, ao longo da semana operativa, não poderá superar a referência previamente estabelecida no DECOMP. Eventuais volumes de inflexibilidade que superem essa referência semanal deverão ser acomodados nos ajustes ordinários que integrarão a PDP. Como tal medida exigirá do Operador adaptações em seus processos internos de gestão da programação, entende-se que um prazo factível para que tal medida esteja em condições de ser praticada pelo ONS seria o marco do PMO de abril de 202013.

74. Sobre a qualificação da importação da energia sem garantia física, importantes diretrizes da política energética foram alteradas quando da publicação da Portaria nº 339, de 15 de agosto de 2018. Avalia-se que essa medida disciplinou diversos pontos antes discutidos no crivo da regulação, tornando a discussão da AP_83 sem efeito.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

75. Recomenda-se o encaminhamento desta Nota Técnica ao Diretor-Relator, de modo a lhe subsidiar decisão quanto à conclusão parcial da AP nº 083/2017 e ao encaminhamento da matéria nos termos da análise desempenhada nesta Nota Técnica.

76. Adicionalmente, recomenda-se ao Diretor-Relator que, caso concorde com os termos do parágrafo anterior, a operacionalização do deslocamento hidrelétrico motivado por inflexibilidade termelétrica realizada após o fechamento da programação seja conduzida pela CCEE, mediante adequação das Regras e dos Procedimentos de Comercialização, observados os conceitos explorados nesta Nota Técnica e as diretrizes da Resolução Normativa nº 764, de 18 de abril de 2017.

77. Finalmente, também se julga relevante que da decisão conste obrigação ao ONS, para que especifique, nos Procedimento de Rede, dispositivo para assegurar compatibilidade entre as declarações de inflexibilidade do agente termelétrico nas janelas temporais semanal e diária. Esse dispositivo também deverá estabelecer que o volume máximo de inflexibilidade que poderá ser refletido no modelo DESSEM, ao longo da semana operativa, não poderá superar a mesma referência previamente estabelecida no DECOMP. Eventuais volumes de inflexibilidade

¹³ Essa proposição levou em conta tratativas discutidas previamente com o Operador nesse sentido.

* 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 124/2019-SRG/ANEEL, de 13/12/2019.

que superem essa referência semanal deverão ser acomodados nos ajustes ordinários que integrarão a PDP.

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

(Assinado digitalmente)
PATRÍCIA NÚBIA TAKEI
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.



Pág. 24 da Nota Técnica nº 124/2019-SRG/ANEEL, de 13/12/2019.

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 48500.003224/2015-53, decide: (i) determinar à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica que, em até 90 dias, encaminhe à ANEEL as adequações das Regras e dos Procedimentos de Comercialização para retratar o deslocamento hidrelétrico motivado por inflexibilidade termelétrica e geração fora da ordem de mérito de custo para compensar falta de combustível, nos termos da instrução que encerrou a Audiência Pública nº 083/2017; (ii) determinar ao ONS que, em até 90 dias, encaminhe ajustes aos Procedimentos de Rede para assegurar compatibilidade entre as declarações de inflexibilidade do agente termelétrico nas janelas de programação temporal semanal e diária, estabelecendo que o volume máximo de inflexibilidade que poderá ser refletido no modelo DESSEM não poderá superar a mesma referência especificada no modelo DECOMP; e (iii) determinar que os ajustes de que tratam os itens “i” e “ii” sejam implementados no planejamento e na programação da operação, assim como nos processos de contabilização e de liquidação de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo, com eficácia a partir do PMO de abril de 2020.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

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

