

VOTO

PROCESSO: 48500.004659/2014-34

INTERESSADOS: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

RELATORA: Elisa Bastos Silva.

RESPONSÁVEIS: Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração (SRG) e Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado (SRM).

ASSUNTO: Proposta de abertura de Audiência Pública com vistas a colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da metodologia de definição dos limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

I - RELATÓRIO

1. Trata-se de proposta de abertura de Audiência Pública com vistas a colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da metodologia de definição dos limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

Das competências da ANEEL

2. O Capítulo IV do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, ao dispor sobre a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, cuida da contabilização e liquidação de diferenças no Mercado de Curto Prazo (MCP)¹.

¹ Capítulo IV do Decreto nº 5.163, de 2004, que trata da contabilização e liquidação de diferenças no Mercado de Curto Prazo (MCP), nos seguintes termos (g.n.):

“Art. 56. Todos os contratos de compra e venda de energia elétrica firmados pelos agentes, seja no ACR ou no ACL, deverão ser registrados na CCEE, segundo as condições e prazos previstos em procedimento de comercialização específico, sem prejuízo de seu registro, aprovação ou homologação pela ANEEL, nos casos aplicáveis.”

3. Esse Capítulo do regulamento se assenta essencialmente em dispositivos que constam do art. 1º da Lei nº 10.848, de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica e materializa o modelo do setor, vigente desde então².

Parágrafo único. A CCEE poderá exigir a comprovação da existência e validade dos contratos de que trata o caput.

Art. 57. A contabilização e a liquidação no mercado de curto prazo serão realizadas com base no PLD.

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

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

II - as necessidades de energia elétrica dos agentes;

III - os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia;

IV - o custo do déficit de energia elétrica;

V - as restrições de transmissão entre submercados;

VI - as interligações internacionais; e

VII - os intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica.

§ 2º O valor máximo do PLD, a ser estabelecido pela ANEEL, será calculado levando em conta os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos disponíveis para o despacho centralizado.

§ 3º O valor mínimo do PLD, a ser estabelecido pela ANEEL, será calculado levando em conta os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, bem como os relativos à compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos e royalties.

§ 4º O critério determinante para a definição dos submercados será a presença e duração de restrições relevantes de transmissão aos fluxos de energia elétrica no SIN.

§ 5º O cálculo do PLD em cada submercado levará em conta o ajuste de todas as quantidades de energia pela aplicação do fator de perdas de transmissão, relativamente a um ponto comum de referência, definido para cada submercado.

§ 6º A contabilização e a liquidação no mercado de curto prazo serão realizadas no máximo em base mensal.

Art. 58. O processo de contabilização e liquidação de energia elétrica, realizado segundo as regras e os procedimentos de comercialização da CCEE, identificará as quantidades comercializadas no mercado e as liquidadas ao PLD.

[...]"

² Nos termos do art. 1º da Lei nº 10.848, de 2004 (g.n.):

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

I - condições gerais e processos de contratação regulada;

II - condições de contratação livre;

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

IV - instituição da convenção de comercialização;

V - regras e procedimentos de comercialização, inclusive as relativas ao intercâmbio internacional de energia elétrica;

VI - mecanismos destinados à aplicação do disposto no [art. 3º, inciso X, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996](#), por descumprimento do previsto neste artigo;

4. Ressalto as competências da ANEEL quanto à matéria, em especial aquela prevista no art. 1º, § 6º, da Lei nº 10.848, de 2004, e, especificamente quanto ao objeto deste processo, aquela prevista no art. 57, §§ 2º e 3º do Decreto nº 5.163, de 2004, colacionada como segue:

“Art. 57. A contabilização e a liquidação no mercado de curto prazo serão realizadas com base no PLD.

[...]

§ 2º O valor máximo do PLD, a ser estabelecido pela ANEEL, será calculado levando em conta os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos disponíveis para o despacho centralizado.

§ 3º O valor mínimo do PLD, a ser estabelecido pela ANEEL, será calculado levando em conta os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, bem como os relativos à compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos e royalties. [...]” (grifos nossos)

VII - tratamento para os serviços auxiliares de energia elétrica e para as restrições de transmissão;

VIII - mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico;

IX - limites de contratação vinculados a instalações de geração ou à importação de energia elétrica, mediante critérios de garantia de suprimento;

X - critérios gerais de garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços, a serem propostos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE; e

XI - mecanismos de proteção aos consumidores.

[...]

§ 5º Nos processos de definição de preços e de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo, serão considerados intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica, observando inclusive os seguintes fatores:

I - o disposto nos incisos I a VI do § 4º deste artigo;

II - o mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico; e

III - o tratamento para os serviços auxiliares de energia elétrica.

§ 6º A comercialização de que trata este artigo será realizada nos termos da Convenção de Comercialização, a ser instituída pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, que deverá prever:

I - as obrigações e os direitos dos agentes do setor elétrico;

II - as garantias financeiras;

III - as penalidades; e

IV - as regras e procedimentos de comercialização, inclusive os relativos ao intercâmbio internacional de energia elétrica.

[...]”

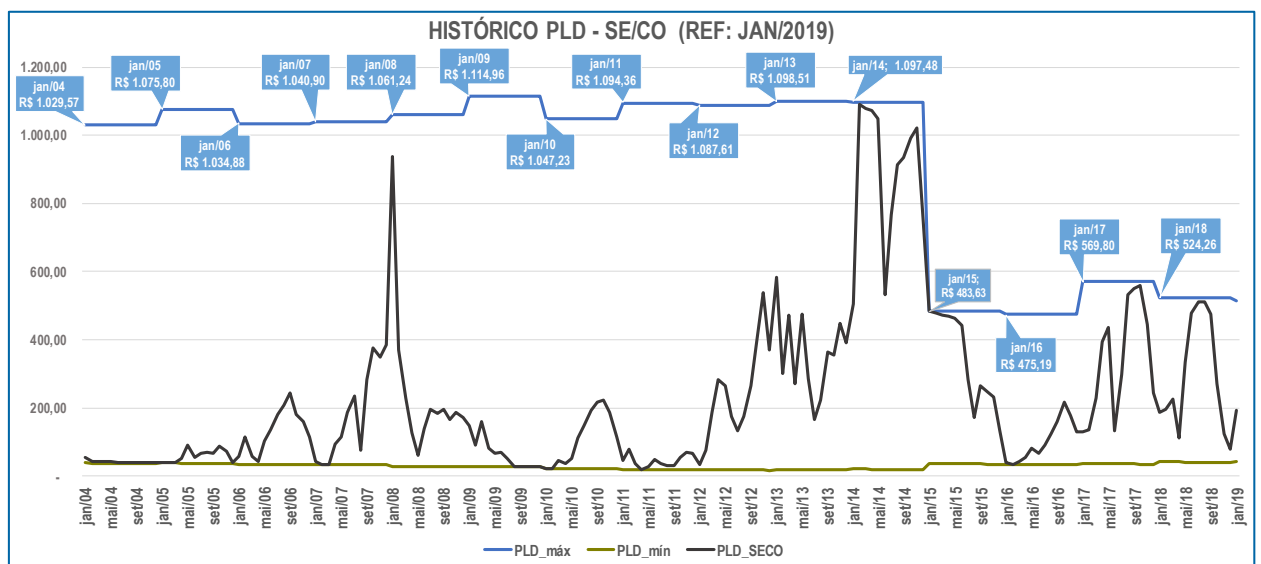
Do estoque regulatório

5. A Resolução Normativa nº 682, de 23 de dezembro de 2003, estabeleceu, durante sua vigência, o PLD máximo sendo o menor valor entre (i) o Custo Variável Unitário (CVU) estrutural da usina termelétrica mais cara, desde que tivesse capacidade instalada maior do que 65 MW, utilizada na determinação do Programa Mensal de Operação (PMO) do mês de janeiro, e (ii) a atualização do valor máximo do PLD daquele ano de 2004, de R\$ 452,00 / MWh, pela variação, entre os meses de novembro de um ano e novembro do ano consecutivo, do Índice Geral de Preços Disponibilidade Interna (IGP-DI), calculado mensalmente pela Fundação Getúlio Vargas – FGV.
6. Já o valor mínimo do PLD foi calculado com base nas estimativas dos custos de geração da Usina Hidrelétrica (UHE) Itaipu, nos termos da Resolução Normativa nº 392, de 15 de dezembro de 2009.
7. Assim, por meio da Resolução Homologatória nº 1.667, de 10 de dezembro de 2013, foram homologados os valores dos limites do PLD para 2014, sendo homologado o PLD máximo de R\$ 822,83 / MWh, e o PLD mínimo de R\$ 15,62 / MWh.
8. Em 25 de novembro de 2014, por meio da Resolução Normativa nº 633, , foi alterada a referência do cálculo do valor máximo do PLD para a Usina Termelétrica (UTE) de Custo Variável Unitário (CVU) mais elevado dentre aquelas usinas termelétricas em operação comercial, movidas a gás natural e contratada por meio de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR).
9. Deste então, trata-se de tomar o CVU da UTE Mário Lago como referência para o limite máximo do PLD, e, considerando seu CVU no período, para o ano de 2015 o PLD máximo foi fixado em R\$ 388,48 / MWh.
10. Por meio da Resolução Normativa nº 633, de 2014, também foi definida a forma de cálculo do valor mínimo do PLD, que passou a ser o maior valor entre o custo de operação da UHE Itaipu e a Receita Anual de Geração (RAG) das usinas contratadas por meio de Contratos de Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência (CCGF), nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Desta forma, para 2015, o valor mínimo do PLD foi estabelecido em R\$ 30,26 / MWh.

11. Os valores dos limites máximo e mínimo do PLD vêm sendo, por meio de rito ordinário, homologados pela ANEEL, e, dessa forma, por meio da Resolução Homologatória nº 2.498, de 18 de dezembro de 2018, foram estabelecidos, nos termos da Resolução Normativa nº 633, de 2014, os valores de R\$ 42,35 / MWh para o limite mínimo do PLD (denominado “PLDmin”) e R\$ 513,89 / MWh para o limite máximo do PLD (denominado “PLDmax”).

12. No gráfico que consta a seguir, é possível observar os valores de PLD e os limites máximo e mínimo, atualizados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) de janeiro de 2019, para o mero fim de ilustração do resultado da aplicação das normas atinentes aos limites do PLD desde 2004, em justaposição ao PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO).

13. Observa-se dois patamares de limites de PLD máximo, o primeiro, considerando a Resolução Normativa nº 682, de 2003, com valores cerca de R\$ 1.000,00 / MWh, e o segundo patamar, considerando a Resolução Normativa nº 633, de 2014, com valores em torno de R\$ 500,00 / MWh.



Valores de PLD do submercado SE/CO e limites máximo e mínimo do PLD atualizados pelo IPCA de janeiro de 2019. Fonte: SRM/SRG.

Dos antecedentes

14. A Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP³, em reunião ocorrida no dia 27 de julho de 2017, priorizou o aprimoramento do Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo (DESSEM) nas etapas da programação diária da operação e de formação de preços, para viabilizar a implantação dos Preços de Liquidação das Diferença com maior granularidade temporal, mais especificamente o preço horário, com objetivo de ser implantado em 2019.

15. No período de 20 de novembro de 2017 a 19 de janeiro de 2018, o Ministério de Minas e Energia realizou a Consulta Pública nº 42, divulgando o Relatório *“Levantamento de Questões sobre a Implantação do Preço Horário no Mercado de Curto Prazo”*, e abrindo a submissão de contribuições pelos interessados com vistas à implementação do preço horário no Mercado de Curto Prazo (MCP) a partir de 2019.

16. Foi divulgada nota⁴ informando que, em reunião realizada em 6 de junho de 2018, *“a CPAMP deliberou pela postergação da implantação do Preço Horário, que estava inicialmente prevista para janeiro de 2019, mantendo as equipes mobilizadas para a continuidade dos trabalhos, inclusive com a manutenção da divulgação da operação sombra, com o objetivo de implantá-lo em janeiro de 2020.”*

17. Em 29 de janeiro de 2019, foi aprovada a Agenda Regulatória 2019/2020⁵ da ANEEL com 81 temas passíveis de regulamentação ou estudo. O tema 44 trata da definição dos limites mínimo e máximo do PLD, com o cronograma descrito a seguir⁶.

³ Instituída pela Portaria MME nº 47, de 19 de fevereiro de 2008, com a finalidade de garantir coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia - MME, a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

⁴ <http://www.mme.gov.br/documents/10584/3342640/Nota+Informativa+CPAMP+06-06-2018.pdf/02c2d5c4-a0d9-41bc-be96-04a611518185>

⁵ http://www.aneel.gov.br/agenda-regulatoria-aneel/-/asset_publisher/ZtZANuipCQFP/content/agenda-regulatoria-2019-2020/660863

⁶ Legenda: NT_{MIN}: Apresentação de Minuta de Ato Normativo, AP_{MIN}: Abertura de Audiência Pública específica para Minuta de Ato Normativo, AC_{MIN}: Análise de Contribuições da Audiência Pública específica para Minuta de Ato Normativo, RPO: Reunião Pública da Diretoria.

AGENDA REGULATÓRIA 2019/2020				CRONOGRAMA: 2019			
Nº	Atividade	Coord.	Natureza	1º Tri	2º Tri	3º Tri	4º Tri
44	Definir limites de mínimo e máximo do PLD. (REN nº682/2003 e REN nº392/2009)	SRM	Aperfeiçoamento de regulamentação vigente	NTMIN APMIN	ACMIN	RPO	

18. Por meio da 2ª Sessão de Sorteio Pública Ordinária⁷ o processo foi distribuído para minha relatoria.

19. Em 15 de maio de 2019, foi realizado pela ANEEL o Workshop Internacional Limites de Preços do Mercado de Curto Prazo, na sede da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo – FIESP, que contou com a participação de cerca de 500 representantes da cadeia de energia nos seus diversos segmentos, em especial geração e comercialização, de usuários finais, de membros da comunidade acadêmica e do público em geral, dos quais cerca de 400 interessados participando presencialmente e de 100 a 160 acompanhando a transmissão pela *internet*.

20. No Workshop Internacional foram realizados três painéis, um com a presença de representantes máximos das instituições setoriais e do banco público de fomento, mediado pelo Secretário de Energia Elétrica do Ministério de Minas e Energia, e outros dois com representantes de diversas associações dos segmentos de geração, comercialização e de consumidores livres. Contamos também com palestras de quatro ilustres especialistas, dos Estados Unidos da América (EUA), da Colômbia, do Chile e do Brasil.

21. Por meio da Portaria nº 219, de 29 de abril de 2019, o Ministério de Minas e Energia divulgou, mediante instauração da Consulta Pública nº 71, documentação produzida pelo Grupo de Trabalho de Metodologia da CPAMP que versa sobre o modelo computacional DESSEM, com o objetivo de assegurar a conformidade do uso operacional do modelo para fins de programação da operação eletro-energética do Sistema Interligado Nacional (SIN) e de formação do preço do MCP, com a submissão de contribuições de 30 de abril a 29 de maio de 2019.

22. No âmbito desta Consulta, em 27 de maio de 2019, foi realizado evento presencial na sede do Ministério de Minas e Energia, com ampla participação dos agentes do setor e interessados no tema.

⁷ Realizada em 21 de janeiro de 2019.

23. Por meio da Nota Técnica nº 70/2019-SRM-SRG/ANEEL, de 23 de maio de 2019, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração (SRG) e a Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado (SRM) recomendaram abertura de Audiência Pública.

24. É o relatório.

II – FUNDAMENTAÇÃO

Da motivação

25. Conforme consta da Proposição de Atividade Regulatória SRM nº 44, que trata de “Definir limites mínimo e máximo do PLD”, que consta do documento “*Relatórios de proposição de atividades da Agenda Regulatória 2019-2020*”⁸, há que se avaliar se a metodologia de definição dos limites mínimo e máximo está adequada à nova metodologia de definição do PLD em base horária.

26. Considerando a decisão da CPAMP - que citei no Relatório - e a abertura da CP nº 71/2019, conduzida pelo Ministério de Minas e Energia, constata-se que **as instituições do setor estão empenhadas para viabilizar a implantação do PLD com discretização horária, a partir de janeiro de 2020**. Dessa forma, urge avaliar a adequação dos limites máximo e mínimo do PLD.

27. Nesse diapasão, faz-se necessário reavaliar também as premissas e métodos que motivaram a publicação da Resolução Normativa nº 633, de 2014, e submeter os estudos preparados conjuntamente pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração (SRG) e pela Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado (SRM) ao devido processo de Audiência Pública, para escrutínio e aprimoramento pelos interessados.

28. Este procedimento está aderente à abordagem da ANEEL para a Análise de Impacto Regulatório (AIR), prevista na Resolução Normativa nº 798, de 12 de dezembro de 2017,

⁸ Disponível no endereço a seguir:

http://www.aneel.gov.br/documents/660863/0/FPR_AR_19_20/2faf8cd1-572f-68a0-1248-271e2a878200

cuja íntegra encontra-se no Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 4/2019-SRM-SRG/ANEEL, Anexo da Nota Técnica em tela.

Preâmbulo

29. A precificação diária e em base horária no Mercado de Curto Prazo pode ser considerada um aprimoramento da precificação semanal patamarizada e objetiva trazer maior eficiência, econômica e energética, ao mercado.

30. Do ponto de vista da oferta e da demanda, desde que haja habilidade de deslocamento durante o dia (*intra day*), haverá a tendência de exercer essa opção considerando a flutuação dos preços do Mercado de Curto Prazo. Em sistemas com maior participação de geração termelétrica esta modulação é intrínseca ao desenho de mercados que respondem a preços horários, semi-horários ou em quartos de hora. Entretanto, tal variação ocorre quando o sinal econômico é efetivo.

31. No Brasil, este sinal econômico é dependente dos limites regulatórios do PLD a serem definidos pela ANEEL. Além disso, há que se considerar as atuais características do Sistema Interligado Nacional (SIN). O Brasil possui uma crescente demanda por energia e uma matriz elétrica predominantemente renovável, com uma capacidade instalada em torno de 160 GW, com predominância hidrelétrica (cerca de dois terços).

32. Essas características contribuem consideravelmente para nos diferenciar da maior parte dos demais mercados. No Brasil, as ofertas de preço e quantidade que refletem as vontades das partes se manifestam nos leilões de energia realizados para efetivar a contratação de longo prazo, ou seja, a competição se dá **pelo mercado** e não **no mercado**.

33. Cabe lembrar que a formação de preços no Mercado de Curto Prazo é resultado da otimização dos recursos energéticos que tem como função objetivo minimizar o custo total de operação. O Custo Marginal de Operação (CMO), resultado desta otimização, revela o valor da energia ao qual os recursos energéticos com custos marginais inferiores devem ser acionados (despachados) pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A diferença entre o cálculo do CMO e do PLD é que para o PLD há limites máximo e mínimo, utiliza-se somente geração em operação comercial e desconsidera-se restrições elétricas internas ao submercado, pois a precificação é por submercado.

34. Em um sistema hidrotérmico com forte dependência do ciclo hidrológico, uma determinada escassez na oferta de energia pode ser analisada sob a perspectiva da teoria de falhas de mercado, tendo em vista: (i) a natureza (de bem público) do produto; (ii) o grau de impacto do evento de escassez dentro do mercado; (iii) o limitado tempo de resposta dos produtores; (iv) a insuficiente elasticidade da demanda em relação ao preço, considerando inclusive o produto como de difícil substituição; e (v) o alcance temporal das cláusulas contratuais (contratos de longo prazo).

35. Deve-se destacar também o generalizado impacto decorrente do risco hidrológico, notadamente quando a geração hídrica está consideravelmente abaixo da garantia física e o fator de ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), denominado “GSF”, é inferior a um.

36. Nesse cenário, uma escassez na oferta de energia afeta tanto os geradores quanto os consumidores regulados, aos quais são repassados os custos do risco hidrológico em função de: (i) repactuação do risco hidrológico; (ii) contratação de energia por meio de Contratos de Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência (CCGF); e (iii) energia proveniente da UHE Itaipu.

37. Conforme apontado pela CCEE no Workshop Internacional promovido pela ANEEL no dia 15 de maio, apesar de as concessionárias de distribuição estarem mais de 100% contratadas, elas respondem por aproximadamente 90% das exposições no Mercado de Curto Prazo e assumem cerca de 55% de todo o risco hidrológico.

38. Por fim, a atual metodologia de definição do limite máximo do PLD está vinculada à atualização do CVU da UTE Mário Lago e, portanto, está associada a índices de reajuste, indexação à taxa de câmbio do dólar norte americano e à cesta de combustíveis internacionais que não têm correlação, ou não deveriam ter, com o Mercado de Curto Prazo de energia elétrica no Brasil, uma vez que são, a rigor, variáveis exógenas ao MCP.

39. Já em relação ao limite mínimo do PLD, foi apontado que a utilização do valor da Receita Anual de Geração (RAG) das usinas contratadas por meio de CCGF não parece ser a mais adequada sob o ponto de vista conceitual.

40. É oportuna, portanto, a discussão para aprimoramento das atuais metodologias de cálculo dos limites máximo e mínimo do PLD. Apresento, a seguir, as propostas elaboradas pelas Superintendências relativas à metodologia de cálculo desses limites.

Da metodologia do limite máximo do PLD

41. Considerando o que consta do preâmbulo, as Superintendências, em estreita colaboração com esta relatoria, estudaram a adoção de dois limites máximos do PLD. O primeiro, denominado de “*PLDmax horário*”, apresenta valor mais elevado para incentivar o deslocamento da oferta e da demanda ao longo das horas do dia. Já o segundo limite, denominado “*PLDmax estrutural*”, reflete um valor coerente com a perspectiva de longo prazo, de modo a proteger financeiramente o mercado de energia elétrica na ocorrência de uma considerável escassez energética, em especial nos momentos de baixa hidraulicidade.

42. Assim, a operacionalização dos dois valores de “*PLDmax*” deve ocorrer da seguinte maneira: o “*PLDmax horário*” deve ser o limitador de preços no Mercado de Curto Prazo, desde que o mecanismo de compatibilização de limites - para o qual dois métodos são propostos - não acione o “*PLDmax estrutural*”.

Do cálculo do limite máximo “*PLDmax horário*”

43. Em relação à metodologia de cálculo do “*PLDmax horário*”, a sugestão das Superintendências é para que seja utilizado o custo do Megawatt-hora a ser produzido pela usina termelétrica em operação mais cara do sistema.

44. De acordo com o *deck*⁹ preliminar, de maio de 2019, do Programa Mensal da Operação (PMO), realizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a usina termelétrica com CVU mais elevado é a UTE Xavantes¹⁰, cujo CVU é de R\$ 1.669,93 / MWh.

45. As Superintendências consideram que esse patamar de PLD é um sinal regulatório suficiente para precificação eficiente do Mercado de Curto Prazo e para eventual reação da

⁹ O *deck* do PMO é o conjunto de dados de entrada para a cadeia de modelos NEWAVE/DECOMP preparado pelo ONS com auxílio dos agentes para execução mensal do PMO.

¹⁰ A UTE Xavantes, com capacidade instalada de 53,576 MW, utiliza óleo diesel como combustível principal é objeto de CCEAR resultante do 1º Leilão de Energia Nova e sua implantação foi autorizada por meio da Resolução Autorizativa nº 345, 25 de junho de 2002.

demanda e da oferta, criando maior oportunidade para que as cargas e a geração possam se deslocar entre as horas do dia.

46. **Contudo, é importante destacar que a adoção do “PLDmax horário” deve ocorrer apenas quando da efetiva implementação do PLD horário no Brasil, a depender de decisão da CPAMP, conforme já relatado.**

Do cálculo do limite máximo do “PLDmax estrutural”

47. No estudo referente ao “PLDmax estrutural”, objetivou-se o alcance da eficiência alocativa de longo prazo por meio da conciliação de variáveis econômicas que serviram de entrada para a tomada de decisão em termos de planejamento, contratação de energia e operação do sistema, de modo a conter eventuais riscos sistêmicos advindos do Mercado de Curto Prazo.

48. Em outras palavras, o “PLDmax estrutural” deve propiciar proteção ao mercado contra riscos sistêmicos, além de preservar os níveis de eficiência alocativa e apresentar sinal econômico dentro de uma perspectiva estrutural.

49. Levando em consideração que os preços ofertados nos leilões representam a monetização que se atribuiu à implantação das usinas e à produção durante o período do contrato, uma vez definida a demanda do sistema e a curva de produção, é possível examinar o fenômeno da formação de preço e, por consequência, escrutinar as variáveis econômicas envolvidas nesse processo. Nessa ótica, analisa-se os desdobramentos lógicos de um problema de alocação de recursos escassos.

50. Tendo em vista que o Excedente do Produtor (EP), ou renda inframarginal, é o benefício auferido equivalente à área formada pela diferença entre o preço de equilíbrio (uniforme) e a curva de oferta do mercado, visando mitigar efeitos adversos de eventos gravosos, é possível alterar o preço teto (denominado “PLDmax”) para limitar o excedente do produtor conjuntural ao seu equivalente de longo prazo. Para tanto, entendeu-se necessário ancorar essa análise em uma referência estrutural capaz de fornecer as variáveis econômicas apropriadas, correspondente a uma perspectiva de longo prazo.

51. O modelo NEWAVE, ferramenta-chave dentro do setor elétrico brasileiro, é utilizado para o despacho de usinas, a formação de preço no Mercado de Curto Prazo, o cálculo de garantia física das usinas e o direcionamento da expansão da oferta. Resultam do NEWAVE os pares de “quantidade e preço” que formam a política operativa ótima ao longo de todo o horizonte do estudo de cinco anos e para cada um dos cenários operativos gerados sinteticamente (2.000 cenários).

52. Considerando o que foi exposto e o que consta da documentação de instrução pelas Superintendências, entende-se adequada a adoção desse modelo, juntamente com a configuração de oferta e de demanda e demais premissas econômicas utilizadas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) por ocasião da última revisão ordinária da garantia física das usinas hidroelétricas despachadas centralizadamente, estabelecida por meio da Portaria MME nº 178, de 3 de maio de 2017.

53. Esta é, formalmente, a aplicação das ferramentas do sistema mais recente para fins de avaliação do balanço energético estrutural do sistema pelo planejador, observadas as restrições técnicas e regulatórias pertinentes. Seu resultado levou à referência de caráter mais amplo de que se dispõe sobre os atributos comerciais aplicáveis à operação do mercado, pautando, assim, a escala econômica com que se dá parte relevante das transações financeiras observadas no setor.

54. A partir desses arquivos de entrada e saída do NEWAVE foi possível, portanto, construir inúmeras curvas de oferta (considerando os CVUs das usinas e as quantidades despachadas pelo modelo) e de demanda (tendo em vista a carga do sistema). Com base nessas curvas de referências, extraiu-se as variáveis econômicas para o estudo em tela, com destaque para o Excedente do Produtor (EP).

55. Considerando que o NEWAVE gera 2.000 séries sintéticas de vazões e calcula a operação para 60 meses à frente, em uma simulação com horizonte de cinco anos, o estudo contempla 120 mil eventos em base mensal (ou seja 2.000 séries x 60 meses) ou 10.000 eventos em base anual (2.000 séries x 5 anos).

56. De modo a envolver um ciclo hidrológico completo, os dados de EP, originalmente calculados em base mensal, foram então convertidos para a base anual. Têm-se, portanto, uma

rica massa de dados para a análise estatística desse fenômeno, o que permite, por exemplo, o cálculo da função densidade de probabilidade relacionada ao problema.

57. Dada a complexidade envolvida na extração e manuseio dos dados do NEWAVE (foram utilizados diversos arquivos de entrada e saída) bem como para a execução dos cálculos necessários, foi utilizado o *software R*¹¹, para o qual o código elaborado será disponibilizado durante a Audiência Pública, como tem sido da prática da ANEEL.

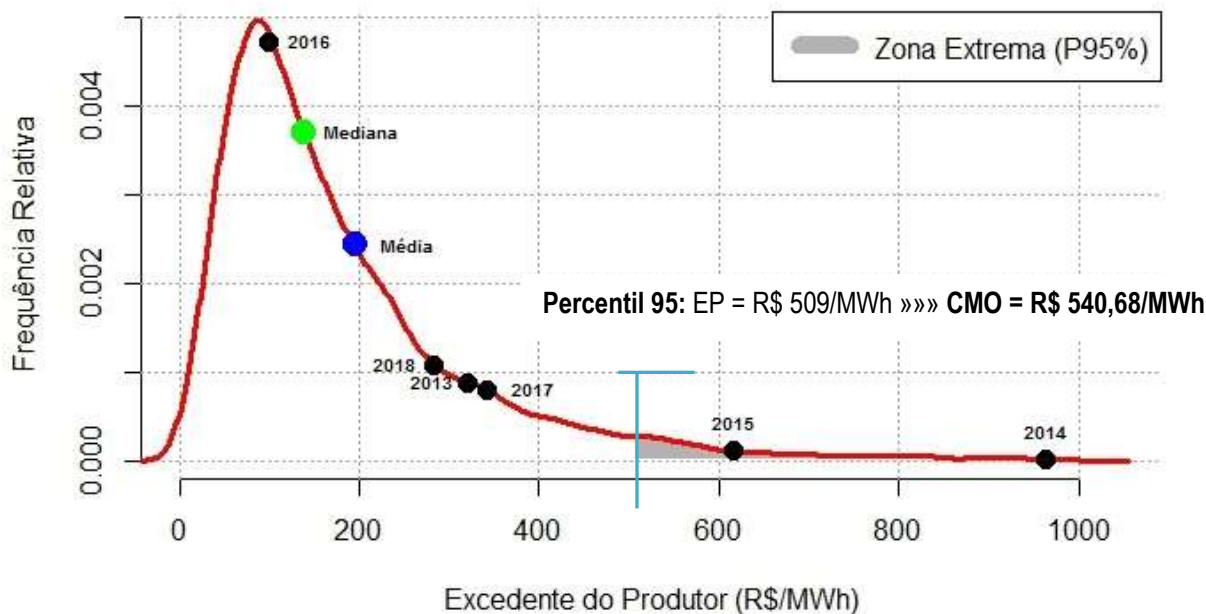
58. Foi realizada também uma análise, denominada de “*backtest*”, a qual se encontra estruturada em um outro conjunto de código em *R*. Nessa análise, utilizou-se os dados verificados dos anos de 2012 a 2018. Os dados de geração utilizados nesse estudo foram obtidos a partir do sistema Divulgação de Resultados e Informações (DRI) da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), no caso das usinas hidroelétricas e das usinas não despachadas centralizadamente, e do Sistema de Apuração da Geração, Intercâmbio e Carga (SAGIC) do ONS, no caso das usinas termelétricas.

59. Conforme documentado pelas Superintendências, o achado mais pertinente do estudo diz respeito ao nível de proteção contra eventos gravosos e o valor de CMO correspondente a tais eventos. Utilizando-se os dados em base anual para capturar todo o ciclo hidrológico, é possível extrair do NEWAVE 10.000 eventos (horizonte de simulação de 5 anos com 2.000 séries de vazões). Dado que o *deck* utilizado é um *deck* estático, referente ao cálculo de garantia física, depreende-se que os 10.000 eventos representam, estruturalmente, o fenômeno estudado. Mirando-se na busca pela eficiência alocativa do mercado, a variável foco do trabalho é o Excedente do Produtor (EP).

60. Resumidamente, com base nesses apontamentos, constrói-se a curva de distribuição da densidade de probabilidades que se encontra a seguir.

¹¹ R é uma linguagem de programação e um ambiente de software livre para estatística suportados pela “*R Foundation for Statistical Computing*”.

Distribuição da densidade de probabilidades



Curva de distribuição da densidade de probabilidades: EP em base anual. Fonte: SRG/SRM.

61. Além da curva de distribuição da densidade de probabilidades do EP, linha em vermelho, consta também a mediana e a média do EP da análise com base no *deck* de revisão das garantias físicas¹², bem como os valores do EP verificado nos anos anteriores¹³.
62. Destaca-se também o valor do Percentil 95 (P95), indicado por meio da linha vertical azul. Os valores à direita dessa linha azul estão dentro da área cinza, denominada de Zona Extrema, a qual se encontra delimitada pelo Percentil 95¹⁴ e pelo valor mais elevado da série¹⁵.
63. Para a definição do “*PLDmax estrutural*”, propõe-se a adoção de um nível de proteção equivalente a 95%. Para tanto, deve-se identificar o valor do CMO associado ao Percentil 95 (P95) da série de EPs.

¹² Cujos valores são de R\$ 138,16 / MWh para a mediana e de R\$ 195,86 / MWh para a média.

¹³ Valores do EP para os anos de estudo *backtest* são em 2013: R\$ 320,80 / MWh; 2014: R\$ 962,81 / MWh; 2015: R\$ 615,99 / MWh; 2016: R\$ 100,05 / MWh; 2017: R\$ 341,46 / MWh; e 2018: R\$ 283,57 / MWh.

¹⁴ EP para o Percentil 95 (P95) de R\$ 509,75 / MWh.

¹⁵ Máximo EP de R\$ 4.615,69 / MWh.

64. O CMO associado a esses eventos é de **R\$ 540,68 / MWh**. Por conseguinte, esse é o valor do “*PLDmax estrutural*” proposto pelas Superintendências, com o qual concordo.

65. Sendo assim, um limite máximo (teto) de PLD igual a R\$ 540,68 / MWh deve conferir proteção frente a 5% dos eventos mais severos, salvaguardando o mercado de riscos sistêmicos, além de preservar os níveis de eficiência alocativa e sinal econômico dentro de uma perspectiva estrutural.

66. O critério de proteção contra 5% dos eventos mais gravosos guarda correspondência com a ótica do planejamento setorial para expansão da matriz elétrica, na qual se assume um risco de déficit de até 5%. Trata-se de prática usual em tomada da decisão sob incerteza, uma vez que contemplar todos os eventos possíveis implicaria em um custo demasiadamente elevado para eventos improváveis (de baixíssima recorrência).

Dos mecanismos de compatibilização dos limites

67. Para compatibilização dos dois limites máximos do PLD, propõe-se duas alternativas:

- i. **Alternativa A:** Adoção de um “*PLDmax horário*” compatível com o último recurso termelétrico disponível (R\$ 1.669,93 / MWh), com gatilho para o acionamento de um “*PLDmax estrutural*” (R\$ 540,68 / MWh) e;
- ii. **Alternativa B:** Adoção de um “*PLDmax estrutural*” (R\$ 540,68 Reais / MWh), coexistindo diariamente com um “*PLDmax horário*” compatível com o último recurso termelétrico disponível (R\$ 1.669,93 / MWh).

68. Concordo com a sugestão das Superintendências, de propor estas duas metodologias de compatibilização dos limites máximos do PLD, horário e estrutural. Além disso, ressalto que as duas alternativas mantêm os mesmos valores, quer para o limite horário, denominado “*PLDmax horário*”, quer para o limite estrutural, denominado “*PLDmax estrutural*”.

Da alternativa “A” de compatibilização

69. Na primeira alternativa a passagem do “*PLDmax horário*” para o “*PLDmax estrutural*” dar-se-ia quando do acionamento de um gatilho, que deve ocorrer somente caso a situação de escassez seja atingida. Na hipótese em que o sistema não esteja em situação de

escassez de oferta, somente o “*PLDmax horário*” será o limitador de preços no Mercado de Curto Prazo.

70. No Apêndice I da Nota Técnica nº 70/2019-SRM-SRG/ANEEL (Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 4/2019-SRM-SRG/ANEEL), várias alternativas de mensuração da situação de escassez foram observadas para a definição do gatilho, todas com prós e contras. Essas alternativas podem ser ancoradas na situação física de operação e segurança energética do SIN ou nas condições econômico-financeiras do mercado. Avaliou-se que a quantidade de horas que o PLD supera o “*PLDmax estrutural*” é o melhor método para ser utilizado como gatilho para o acionamento do “*PLDmax estrutural*”.

71. Observando-se os eventos em que, nos anos anteriores, o limite máximo do PLD (“*PLDmax*”) foi efetivamente o limitador dos preços no Mercado de Curto Prazo, concluiu-se como adequado um gatilho, ou seja, a migração do “*PLDmax horário*” para o “*PLDmax estrutural*” equivalente a um mês: 720 horas. Assim, em síntese, atingido o gatilho de 720 horas dentro do ano civil, não necessariamente períodos contíguos de uma hora, o valor máximo do PLD no MCP deixaria de ser o “*PLDmax horário*” de R\$ 1.669,93 / MWh e passaria a ser o “*PLDmax estrutural*” de R\$ 540,68 / MWh.

72. Foram estudadas também várias alternativas para a passagem do “*PLDmax estrutural*” de R\$ 540,68 / MWh de volta para o “*PLDmax horário*” de R\$ 1.669,93 / MWh. Nesse sentido, avaliou-se iniciar o ano civil sempre com o “*PLDmax horário*” ou esperar o final do período úmido para verificar se deve haver o retorno do “*PLDmax estrutural*”. Por fim, opina-se por iniciar o ano civil sempre com o “*PLDmax horário*” de R\$ 1.669,93 / MWh haja vista que o gatilho das 720 horas acumuladas para acionamento do “*PLDmax estrutural*” de R\$ 540,68 / MWh protegeria o mercado contra valor de PLD elevado por longo período, mesmo na situação de reservatórios em níveis baixos e previsão de baixas afluências.

Da alternativa “B” de compatibilização

73. Em relação segunda alternativa, para que o “*PLDmax estrutural*” seja respeitado, basta que a média diária dos valores do PLD horário, ou do PLD com discretização horária, seja inferior ou igual ao “*PLDmax estrutural*”. Sendo assim, permite-se a natural flutuação do PLD horário em todos os dias do ano - limitado apenas ao limite mínimo do PLD, denominado

“**PLDmin**”, e ao limite máximo do PLD denominado “*PLDmax horário*”, desde que a média diária dos PLDs horários seja menor ou igual ao valor do limite máximo do PLD denominado “*PLDmax estrutural*”.

74. A operacionalização desse mecanismo dar-se-ia da seguinte forma: caso a CCEE observe no dia anterior à operação, denominado “D-1”, que a média dos PLDs horários é maior que o “*PLDmax estrutural*”, a CCEE deve ajustar, automaticamente, seus valores de modo que a restrição relativa ao “*PLDmax estrutural*” seja respeitada.

75. Para tanto, conforme descrito no Apêndice I da Nota Técnica nº 70/2019-SRM-SRG/ANEEL (Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 4/2019-SRM-SRG/ANEEL), vislumbra-se a incorporação nas regras de comercialização de um dos dois tipos de ajustes: (1) ajuste uniforme nas vinte e quatro horas do dia; e (2) ajuste apenas nos preços horários mais elevados¹⁶.

Da atualização dos limites de PLD

76. Conforme proposto pelas Superintendências, os valores dos limites máximo do PLD, “*PLDmax horário*” e “*PLD estrutural*” serão definidos por um período de quatro anos, sendo atualizados anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

77. Na hipótese dessa proposta ser aprovada quando do fechamento da Audiência Pública, os valores do “*PLDmax estrutural*”, de R\$ 540,68 / MWh, e “*PLDmax horário*”, de R\$ 1.669,93 / MWh, seriam utilizados para o ano de 2020, sendo atualizados anualmente nos anos de 2021, 2022 e 2023, com base na variação do IPCA.

Da metodologia do limite mínimo do PLD

78. A redação original da Resolução Normativa nº 392, de 2009, estabelecia o cálculo do limite mínimo do PLD, “**PLDmin**”, tão somente pelo custo variável de geração da UHE Itaipu e não era necessário realizar a comparação deste com a RAG das UHE objeto de CCGF, resultante dos processos de prorrogação e licitação realizados nos termos da Lei nº 12.783, de 2013.

¹⁶ Nos termos da retificação do Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 4/2019-SRM-SRG/ANEEL, em resposta ao Memorando nº 181/2019-ASD/ANEEL, de 27 de maio de 2019.

79. Com a alteração da Resolução Normativa nº 392, de 2009, por meio da Resolução Normativa nº 633, de 2014, foi incorporada a comparação entre estes dois valores. Entretanto, as Superintendências argumentam que a utilização do valor da RAG como piso do “PLDmin” pode não ser o mais adequado sob o ponto de vista conceitual.

80. A fonte hídrica é a principal oferta para o atendimento do consumo no SIN, ou, em outras palavras, não é possível atender o consumo de energia elétrica no Brasil sem a produção de ao menos uma unidade de energia proveniente das hidrelétricas.

81. A fonte hídrica possui custo marginal de operação baixo, mas não é nulo (zero). Dois motivos fazem com que o custo marginal da fonte hídrica não seja igual a zero: (i) o reconhecimento, pelo regulador, da existência de um custo marginal de operação associado a cada unidade de energia adicionada ao sistema; e (ii) a necessidade, prevista na legislação, de se pagar Compensação pelo Uso dos Recursos Hídricos (CFURH) para cada unidade de energia elétrica produzida.

82. O ideal seria que os modelos de otimização utilizados para a definição da política de operação e de formação do PLD tivessem o custo marginal da fonte hídrica incorporado em seus algoritmos. Se assim fosse, o custo marginal de operação mínimo resultante seria sempre o da fonte hídrica, uma vez que ela é sempre necessária para o atendimento do consumo. Portanto, caso o valor da Tarifa de Energia de Otimização (TEO) estivesse incorporado nos modelos computacionais de otimização e formação do PLD, o custo mínimo para atendimento do consumo em 2019 seria de R\$ 12,41 / MWh. Um valor menor que R\$12,41 / MWh faria com que as usinas hidrelétricas operassem a um valor menor que seu custo marginal, o que não faz sentido econômico.

83. Existe uma usina específica, que é essencial para atendimento do consumo e possui custo marginal diferenciado, trata-se da UHE Itaipu.

84. Por conta do Anexo 3 do Tratado de Itaipu Binacional, a UHE Itaipu possui os seguintes custos adicionais: (i) *royalties*; (ii) cessão da energia não utilizada pelo Paraguai e cedida ao Brasil; e (iii) administração. A soma desses custos é denominada de TEO_{Itaipu} , que é

calculada e publicada anualmente pela ANEEL. Para o ano de 2019, o valor da TEO_{Itaipu} é de R\$ 35,97 / MWh¹⁷.

85. O ideal, novamente, seria que o custo marginal da UHE Itaipu também estivesse incorporado nos modelos computacionais de otimização. Entretanto, para reparar a ausência desta precificação no modelo, o valor mínimo do PLD deve ser fixado regulatoriamente com base nos custos da UHE Itaipu.

86. Assim, tendo em vista o racional a respeito da necessidade da fixação de um valor regulatório mínimo para o PLD e da necessidade de ele ser o custo de produção da UHE Itaipu, sem a incorporação dos custos fixos, encontra-se nos autos a explicação das Superintendências quanto ao motivo da RAG não ser um bom parâmetro para o limite mínimo do PLD (denominado “PLDmin”).

87. A RAG é definida no Submódulo 12.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), aprovado por meio da Resolução Normativa nº 818, de 19 de junho de 2018, como a soma dos custos de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) e encargos de uso do sistema, conexão e outros. A GAG incorpora os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização, estando incluídos, dentre outros, os custos socioambientais e relativos a demandas da Administração. São, em grande parte, custos fixos. Ademais, os encargos que formam a segunda parcela da RAG também são custos fixos. Isto quer dizer que o valor da RAG não varia de acordo com a produção de energia elétrica da usina. O pagamento dos custos fixos e da remuneração da usina é realizado pelas distribuidoras que estão contratadas por meio de CCGF no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Portanto, o custo fixo mensal é recuperado por meio de pagamento mensal fixo.

88. O valor do custo de produção de energia elétrica de uma usina contratada por meio de CCGF também é a TEO, pois ela também incorre no custo incremental regulatório de O&M e CFURH. Portanto, não há relação entre os custos fixos da usina e a utilização desse valor para a definição do limite mínimo do PLD.

¹⁷ Sendo R\$ 19,99 / MWh para custeio dos royalties, R\$ 14,44 / MWh para pagamento da cessão da energia que é do Paraguai, mas não está sendo utilizada pelo país vizinho, e R\$ 1,54 / MWh de administração realizada do lado brasileiro pela Eletrobras.

89. Além disso, argumentam as Superintendências, não há relação entre o custo fixo de qualquer usina do SIN para a definição do limite mínimo do PLD. Como verificado nesta exposição, este limite é definido regulatoriamente pelo fato de os modelos computacionais não incorporarem os custos incrementais de produção das usinas hidrelétricas. Em outras palavras, modelos de otimização do despacho não contêm e não devem conter custos fixos.

90. Com base no exposto e o que consta do processo, avalia-se que o valor do limite mínimo do PLD deve ser calculado **somente com base nos custos incrementais da UHE Itaipu** e não mais pela comparação desses custos com a RAG das UHE contratadas por meio de CCGF.

91. Como os custos da UHE Itaipu variam de acordo com a taxa de câmbio, pode haver uma hipótese de a TEO_{Itaipu} ser menor que a TEO. Neste caso, também não é razoável economicamente que as outras usinas hidrelétricas recebam no MCP valor inferior ao seu custo mínimo de produção.

92. Dessa forma, propõe-se que o **valor do limite mínimo do PLD (“PLDmin”) seja o maior valor entre a TEO_{Itaipu} e TEO**, ou seja, o maior valor entre o custo incremental de produção da UHE Itaipu e o custo incremental de produção das demais usinas hidrelétricas do SIN.

93. Nesse sentido, a minuta de Resolução Normativa a ser submetida à Audiência Pública cuida de definir, também, as componentes de cálculo da TEO_{Itaipu} e da TEO, entradas necessárias para o cálculo do **PLDmin**.

Da Audiência Pública

94. Considerando que os preços horários para o Mercado de Curto Prazo podem entrar em vigência em 1º de janeiro de 2020, a depender de decisão da CPAMP, a ser tomada até 31 de julho de 2019¹⁸, avalia-se que é imprescindível que a ANEEL publique, com a maior antecedência possível, os limites máximo e mínimo do PLD que resultem do processo de Audiência Pública, em observância a um valor caro ao mercado, a previsibilidade.

95. Desta forma, as Superintendências solicitam que a Diretoria da ANEEL afaste a aplicação do art. 5º da Resolução Normativa nº 798, de 2017, que estabelece que haja duas fases

¹⁸ Nos termos do art. 2º, § 1º, da Resolução CNPE nº 7, de 14 de dezembro de 2016.

de consulta pública¹⁹. Tal dispensa, argumentam as Superintendências, *“é essencial para que eventuais novos limites [de] preços sejam publicados com antecedência, fornecendo maior previsibilidade aos agentes de mercado”*²⁰. Concordo com os argumentos e submeto à Diretoria Colegiada esta solicitação.

96. Nesse sentido, recomendo deva ser realizada que somente uma fase de Audiência Pública. Entretanto, para que a realização de fase única não escape ao objetivo da Resolução Normativa nº 798, de 2017, entende-se que a **fase única** de Audiência Pública deve ser composta por duas **partes**.

97. Na primeira parte, a ANEEL disponibilizará para contribuições dos interessados as alternativas propostas no Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR), anexo à Nota Técnica nº 70/2019-SRM-SRG/ANEEL, de 23 de maio de 2019. Já a segunda parte será exclusivamente dedicada para o recebimento de comentários, análises e sugestões de eventuais interessados que desejarem se manifestar sobre as contribuições recebidas na primeira parte da Audiência Pública.

98. Esse procedimento de Audiência Pública em fase única com duas partes já foi adotado pela ANEEL²¹ e possibilita que os agentes e demais interessados opinem em relação às contribuições dos demais, enriquecendo o processo de Audiência Pública.

Conclusão

99. Uma vez analisadas as alternativas regulatórias para o aprimoramento metodológico dos limites para o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que constam de forma detalhada do Relatório de AIR, anexo à Nota Técnica nº 70/2019-SRM-SRG/ANEEL, de 23 de maio de 2019, as Superintendências concluíram pelas seguintes possibilidades de decisão que constam a seguir, com as quais concordo:

¹⁹ Nos termos do art. 5º da Resolução Normativa nº 798, de 2015, 12 de dezembro de 2017.

²⁰ Item 14 da Nota Técnica nº 70/2019-SRM-SRG/ANEEL, de 23 de maio de 2019.

²¹ Para citar um dos casos em que já fora adotado este procedimento, toma-se a AP nº 050/2017, cujo objeto era de *“Obter subsídios para o aprimoramento da metodologia de rateio de inadimplência e da cobrança dos Encargos de Serviço do Sistema na Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.”*

i. Quanto ao limite máximo do PLD (“**PLDmax**”):

i. Manter a atual metodologia de cálculo do “PLDmax”, nos termos da Resolução nº 682, de 23 de dezembro de 2003, com redação dada pela Resolução Normativa nº 633, de 2014, a qual é baseada na termelétrica a gás natural de CVU mais elevado objeto de CCEAR, o que resulta em R\$ 588,89 / MWh para o ano de 2020;

ii. Adoção de um “*PLDmax horário*” compatível com o último recurso termelétrico disponível (R\$ 1.669,93 / MWh), com mecanismo de gatilho para o acionamento de um “PLDmax estrutural” de proteção (R\$ 540,68 / MWh); e

iii. Adoção de um “*PLDmax estrutural*” (R\$ 540,68 / MWh), coexistindo com um “*PLDmax horário*” compatível com o último recurso termelétrico disponível (R\$ 1.669,93 / MWh), ou seja, sem acionamento de gatilho.

ii. Quanto ao limite mínimo do PLD (“**PLDmin**”):

i. Manter a atual metodologia, nos termos da nº 392, de 15 de dezembro de 2009, com redação dada pela Resolução Normativa nº 633, de 2014, a qual considera o maior valor entre a Tarifa de Energia de Otimização da UHE Itaipu (TEO_{Itaipu}) e o valor da RAG; e

ii. Utilizar o maior valor entre a Tarifa de Energia de Otimização da UHE Itaipu (TEO_{Itaipu}) e a Tarifa de Energia de Otimização (TEO) das demais usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional (SIN).

iii. Quanto à **periodicidade da avaliação** dos limites máximos e mínimos (valores de “PLDmax” e “PLDmin”):

i. Manter a avaliação *ad hoc* dos valores e das metodologias; e

ii. Definir regra para avaliação periódica dos valores e das metodologias.

III - DIREITO

100. A presente análise encontra respaldo nos seguintes dispositivos normativos:

(i) inciso XIX do art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; (ii) Lei nº 10.848, de 15 de

março de 2004; (iii) incisos IV e X do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997; (iv) art. 13 do Decreto nº 4.550, de 27 de dezembro de 2002; (v) Decreto nº 72.707, de 28 de agosto de 1973; (vi) §§ 2º e 3º do art. 57 do Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004; (vii) Resolução nº 682, de 23 de dezembro de 2003; (viii) Resolução Normativa nº 392, de 15 de dezembro de 2009; (ix) Resolução Normativa nº 798, de 12 de dezembro de 2017; e (x) Resolução Homologatória nº 2.498, de 18 de dezembro de 2018.

IV - DISPOSITIVO

101. Diante do exposto e considerando o que consta do Processo 48500.004659/2014-34, voto por instaurar Audiência Pública (AP) em duas partes:

- i. a primeira, com duração de trinta dias, de **29 de maio de 2019 a 28 de junho de 2019**, quando serão disponibilizados a Nota Técnica nº 70/2019-SRM-SRG/ANEEL, de 23 de maio de 2019, o Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 4/2019-SRM-SRG/ANEEL, Anexo da Nota Técnica em tela, bem como a minuta de Resolução Normativa, para contribuições, **com a realização de sessão presencial em 19 de junho na sede da ANEEL, em Brasília (DF);e**
- ii. a segunda, com duração de quinze dias, de **3 de julho de 2019 a 18 de julho de 2019**, para oportunizar manifestações relativas apenas às contribuições recebidas na primeira parte da AP, de que trata o item “i”.

Brasília, 28 de maio de 2019.

(assinado eletronicamente)

ELISA BASTOS SILVA

Diretora