

Nota Técnica nº 100/2019–SRM-SRG/ANEEL

Em 6 de setembro de 2019.

Processo: 48500.004659/2014-34

Assunto: Limites mínimos e máximos do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD.

I - DO OBJETIVO

1. O objetivo desta Nota Técnica é analisar as contribuições recebidas na Audiência Pública nº 22/2019 e recomendar decisão à Diretoria da ANEEL sobre a metodologia para definição dos limites inferior e superior do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD.

II - DOS FATOS

2. Por meio da Nota Técnica nº 70/2019-SRM-SRG/ANEEL, de 23 de maio de 2019, a Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado – SRM e a Superintendência de Regulação dos Serviço de Geração – SRG apresentaram alternativas regulatórias para o aprimoramento metodológico dos limites para o PLD.

3. Na 18ª Reunião Pública Ordinária, realizada no dia 27 de maio de 2019, a Diretoria da ANEEL decidiu instaurar Audiência Pública com vistas a colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da metodologia de definição dos limites máximos e mínimo do PLD.

4. Em 29 de maio de 2019, foi publicado no Diário Oficial da União o Aviso de Audiência Pública nº 22/2019 – AP 22/19 cujo objeto constituiu obter subsídios para o aprimoramento da metodologia de para definição dos limites máximo e mínimo do PLD.

5. No período de 29 de maio a 28 de junho de 2019, foi realizada a primeira etapa da AP 22/19 em que foi possível o envio de contribuições referentes à proposta apresentada pela ANEEL. Nesta etapa, 33 instituições¹ aportaram contribuições.

¹ Contribuíram na 1ª fase da AP 22/19: Abeeólica, Abiape, Abrace, Abraceel, Abradee, Abrage, Abregel, Abregat, Abrapch, Apine, Brookfield, Conselho de Consumidores da Copel, CCEE, Celesc, Conselho de Consumidores da Celpa, Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul, Copel, CPFL, EDP, Eletrobras, Enel, Eneva, Engie, Eletrobras Furnas, GNA, Ministério da Economia, Neoenergia, Norsk Hydro, Norte Energia, Potencial, PSR, Santo Antônio Energia e Única.

* 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 100/2019–SRM-SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

6. Em 19 de junho de 2019, foi realizada na sede da ANEEL a etapa presencial da AP 22/19 com exposição de 12 interessados².

7. No período de 3 de julho a 2 de agosto de 2019, foi realizada a segunda etapa da AP 22/19 para que os interessados pudessem se manifestar sobre as contribuições aportadas na primeira etapa da AP 22/19. Nesta etapa, 14 instituições³ aportaram contribuições.

III - DA ANÁLISE

8. As contribuições da AP 22/19 são analisadas de forma agrupadas e por tópicos neste documento. O detalhe com a justificativa de acatamento ou não de cada contribuição individual consta no Relatório de Análise de Contribuições, apresentado no Anexo.

III.1 Limite inferior do PLD

9. As contribuições referentes ao limite inferior do PLD, ou PLD_{min} , estão sumarizadas na Figura 1. Em síntese, foram 31 contribuições, sendo que a maioria delas sugeriram a manutenção da regra em vigor.

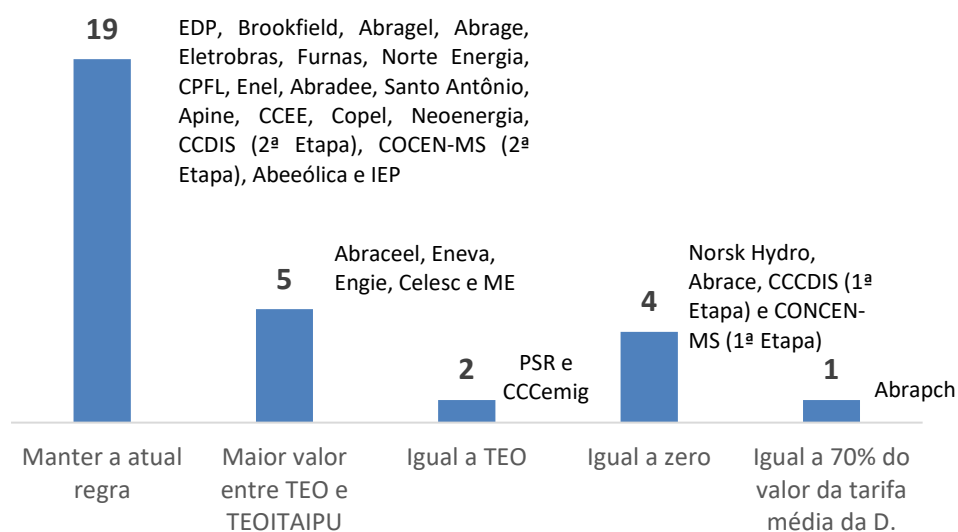


Figura 1. Resumo das contribuições referentes ao PLD_{min} .

10. A regra em vigor para determinação do PLD_{min} está definida na Resolução Normativa nº 392, de 15 de dezembro de 2009 – REN 392/2009, com redação dada pela Resolução Normativa nº 633, de 25 de novembro de 2014 – REN 633/2014, e considera para este parâmetro o maior valor

² Expuseram na etapa presencial representantes do Conselho de Consumidores da Copel, Conselho de Consumidores da Celpa, Eletrobras Furnas, Apine, Abrage, Abragel, Abrapch, Cogen, EDP, Abrace, Abraceel e Abradee.

³ Contribuíram na 2ª fase da AP 22/19: Abiape, Abrace, Abraceel, Abragel, Apine, Conselho de Consumidores da Copel, CCEE, Celesc, Conselho de Consumidores da Cemig, Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul, Copel, CPFL, EDP, Enel, Engie, e Instituto de Engenharia do Paraná.

* 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 100/2019–SRM–SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

entre a Receita Anual de Geração – RAG das usinas hidrelétricas cotistas e o custo de geração da Usina Hidrelétrica – UHE Itaipu, conforme dispositivo descrito a seguir:

Art. 3º O PLD_{min} será calculado pela ANEEL no mês de dezembro de cada ano, com base no maior valor entre: i) o calculado com base na Receita Anual de Geração RAG das usinas hidrelétricas em regime de cotas, nos termos da Lei nº 12.783/2013, excluídos os valores relacionados à remuneração e reintegração de investimentos, e adicionada a estimativa de Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos – CFURH; e ii) as estimativas dos custos de geração da usina de Itaipu para o ano seguinte, fornecidas pela Itaipu Binacional para fins de reajustes e/ou revisões tarifárias, e nos seguintes critérios: [...]

11. Das dezenove contribuições que justificaram a manutenção da regra atual do PLD_{min}, a maioria avaliou que a ANEEL somente deveria modificar a regra vigente para a definição dos limites do PLD (tanto máximo quanto mínimo) em momento posterior a implementação do preço horário. Muitas delas, além desse motivo, alegaram que a manutenção da regra em vigor garante previsibilidade e estabilidade regulatória.

12. A motivação para a ANEEL reestudar os limites do PLD foi a possibilidade da implementação da precificação horário no mercado de curto prazo a partir de 2020. Dessa forma, sendo oportuno e conveniente, a ANEEL revisitou os métodos vigentes para a definição dos limites de preço considerando a atual precificação semanal por patamar no mercado de curto prazo.

13. Quando revisitado o método utilizado na definição do PLD_{min}, verificou-se que ele poderia ser aprimorado, independente da adoção do preço horário. Desta forma, entende-se desnecessário esperar a vigorar a precificação horária para adotar o cálculo proposto no Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 4/2019–SRM–SRG/ANEEL – AIR 4/19, que subsidiou a abertura da AP 22/19, para o PLD_{min}.

14. Passa-se, então, a análise do importante argumento da manutenção da previsibilidade e estabilidade regulatória.

15. O PLD_{min} de 2019, calculado com base na regra vigente da REN 392/2009, possui o valor de R\$ 42,35/MWh, que corresponde ao valor da RAG, excluídos os valores relacionados à remuneração e reintegração de investimentos e adicionada a estimativa de CFURH. Conforme regra, ele foi comparado com o valor da TEO_{Itaipu}, R\$ 35,97/MWh, e por ser maior foi adotado como limite inferior de preços em 2019. Observe que a diferença absoluta entre a RAG e TEO_{Itaipu} é pequena, correspondendo a R\$ 6,38/MWh.

16. Previsibilidade e estabilidade regulatória são princípios fundamentais tutelados pela ANEEL. Por isso, eles devem sempre nortear os aprimoramentos regulatórios a serem realizados pela instituição. Entretanto, a avaliação é que a variação de R\$ 6,38/MWh do método proposto para o atual não afeta esses princípios. Com efeito, não há motivos para que a ANEEL não adote a regra que seja mais coerente do ponto de vista regulatório, conforme já exposto no AIR 4/19.

* 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 100/2019–SRM-SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

17. A Apine e Neoenergia entendem que a ANEEL deveria manter a regra atual para que os geradores eólicos, por exemplo, que tendem a produzir energia elétrica nos momentos de PLD mais baixo, não sejam impactados de forma tão negativa.

18. Entretanto, o limite inferior do PLD não tem a função de servir de *hedge* para eventual produção em momentos em que o PLD é baixo. Por isso, avalia-se que essa contribuição não deve ser acatada.

19. Algumas contribuições (Abrage, Abrace, Eletrobras Furnas, Engie e PSR) defenderam que os custos das hidrelétricas devam estar representados nos modelos computacionais utilizados para definição da programação da operação do sistema pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e para a definição do PLD, pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

20. Tais contribuições vão ao encontro ao exposto no AIR 4/19. Na hipótese do custo de produção das hidrelétricas estar incorporado nos referidos modelos, não existiria necessidade técnica da ANEEL definir um limite inferior para o PLD. Entretanto, a competência para mudanças nos modelos computacionais é da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP⁴ e não da ANEEL. Portanto, ainda que haja concordância com as contribuições, de acordo com a Resolução CNPE 07/2016, não cabe à ANEEL a revisão das metodologias dos modelos computacionais.

21. Norsk Hydro, Abrace, Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul e Conselho de Consumidores da Copel avaliaram que a ANEEL deva adotar como zero o limite mínimo do PLD. Entretanto, como exposto no AIR 4/19, na hipótese do PLD atingir o valor zero (casos de vertimento) as usinas hidrelétricas que estiverem produzindo energia elétrica neste momento não terão sequer seu custo de produção recuperado no mercado de curto prazo. Isto porque elas possuem custos de produção maior que zero e, como acima exposto, seus custos não estão incorporados nos modelos computacionais de otimização utilizados para o cálculo do PLD. Considerando que o despacho é realizado conforme critério econômico de custo, e não de preços ofertados, e que o custo das usinas hidroelétricas não está representado, não é possível acatar essas contribuições.

22. Na segunda etapa da AP 22/19 o Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul e Conselho de Consumidores da Copel que haviam recomendado o uso do valor de zero como PLD_{min} reavaliaram suas contribuições e recomendaram a manutenção da regra vigente.

23. Abeólica, Abrage, Copel, Enel, Norte Energia, Eletrobras, Eletrobras Furnas e Abradee contribuíram para que a ANEEL mantenha a RAG como limitador do PLD_{min}. De acordo com essas instituições, tal valor se refere ao mínimo necessário para remunerar as usinas cotistas ou os custos de operação incorridos pelos geradores.

⁴ Competência da CPAMP definida na Resolução nº 1 do Conselho Nacional de Política Energética, de 25 de abril de 2007.

* 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 100/2019–SRM-SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

24. A ANEEL expôs no AIR 4/19 que a RAG é formada basicamente por custos fixos, incluindo remuneração. Tais custos são suportados pelas distribuidoras cotistas da usina. Portanto, trata-se de custo fixo mensal com pagamento fixo mensal. Não entendemos adequado que custos fixos de usina cotista sejam considerados na definição do PLD_{\min} . Mais ainda, não deve ser considerado custo fixo de nenhuma usina do sistema para a definição do PLD_{\min} . Como exposto, o PLD_{\min} somente é definido regulatoriamente pelo fato dos modelos computacionais não incorporarem os custos incrementais de produção das usinas hidrelétricas. Modelos de despacho não contêm, e não devem conter, custos fixos.

25. A PSR recomendou a utilização da TEO como limite inferior de preço. Tal recomendação recebeu apoio do Conselho de Consumidores da Cemig na 2ª etapa da AP 22/19. Justificou a PSR que a TEO_{Itaipu} não é o custo marginal do sistema em situações de vertimento. Além disso, a PSR afirma que não é correto afirmar que nos momentos de vertimento as hidrelétricas serão o recurso marginal do sistema e cita o exemplo da região Nordeste que, segundo a empresa, durante o mês de maior produção eólica a demanda pode ser atendida somente com: a geração desta fonte, da geração mínima defluente do Rio São Francisco e da geração mínima das termelétricas, resultando em Custo Marginal da Operação – CMO nulo.

26. Na avaliação da ANEEL, ainda que eventualmente possa ocorrer em determinadas regiões elétricas atendimento somente com usinas de custo de produção nulo, esta não é uma situação que pode ser expandida para todo o Sistema Interligado Nacional – SIN. A UHE Itaipu nunca desliga e é o recurso de custo mais elevado utilizado para atendimento da demanda, mesmo em condições de vertimento e baixa demanda. Desta forma, considerando todo o SIN, a UHE Itaipu ainda é o recurso marginal. Considerando que não foi avaliada a adoção de preços mínimos diferentes para cada submercado, não é possível acatar esta contribuição da PSR.

27. A Abrapch propõe que o PLD_{\min} passe a ser calculado anualmente com base em 70% do valor da tarifa média efetivamente pago pelos distribuidores por MWh no ano anterior. Segundo a Abrapch, este valor ajudaria o problema de caixa das distribuidoras bem como no financiamento de novos projetos.

28. Avalia-se que o limite inferior do PLD não deve ser utilizado como premissa para obtenção de financiamentos ou minimizar as variações financeiras do fluxo de caixa. Tais problemas devem ser atacados com outras soluções. Assim, opta-se por não incorporar a proposta da Abrapch.

29. Por fim, Abraceel, Eneva, Engie, Celesc e Ministério da Economia concordaram com a regra colocada para análise na AP 22/19 que define o PLD_{\min} como o maior valor entre o custo incremental de produção da UHE Itaipu (TEO_{Itaipu}) e o custo incremental de produção das outras usinas hidrelétricas do sistema elétrico (TEO), dando suporte ao embasamento constante no AIR 4/19.

30. Desta forma, após análise das contribuições na AP 22/2019, conclui-se que o PLD_{\min} deve ser calculado pelo maior valor entre a TEO_{Itaipu} e a TEO a partir de 2020. Sendo assim, esse procedimento seria adotado anualmente.

* 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 100/2019–SRM-SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

III.2 Vigência de dois limites máximos para o PLD

31. A ANEEL propôs na AP 22/2019 a adoção de dois limites superiores de PLD. O primeiro visa dar o adequado sinal para a entrada da precificação horária no mercado de curto prazo e o segundo tem a função de atuar como uma proteção financeira em situações que possam colocar em risco a solvência do mercado.

32. Apesar de tal proposição ser inédita para o mercado de eletricidade no Brasil, e de fato pouco utilizada em outros mercados no mundo, a proposta de dois limitadores superiores de preço foi bem aceita entre àqueles que contribuíram na AP 22/2019. A maioria das contribuições recebidas manifestaram-se de forma positiva quanto à adoção deste mecanismo de limitação de preços no mercado de curto prazo.

33. Houve, no entanto, muitas contribuições referentes ao início de vigência dos dois limites superiores. Em síntese, algumas instituições contribuíram para que os dois limites máximos passem a vigorar a partir de 2020, independente da adoção da precificação horário no mercado de curto prazo a partir desta data, e outras solicitaram que os dois limitadores de PLD sejam utilizados somente um após o início da precificação horária. A Figura 2 apresenta esta síntese.

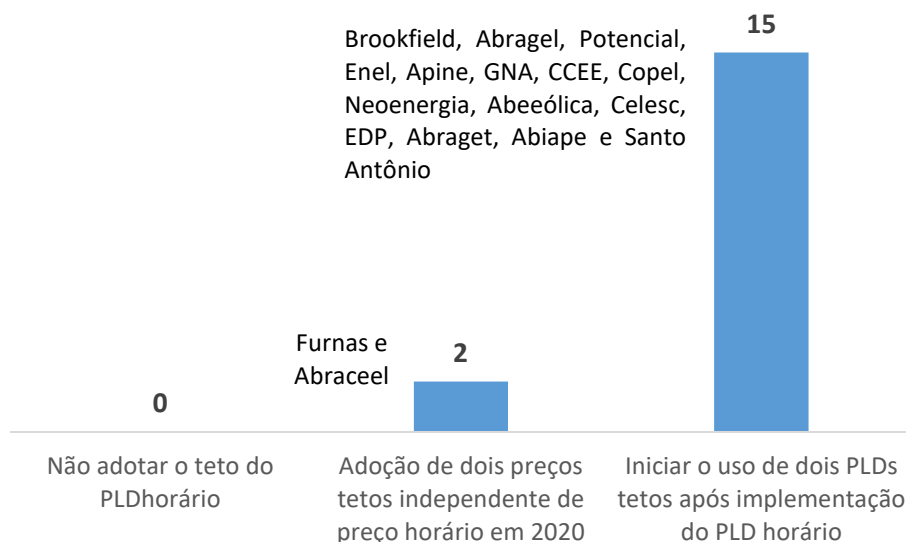


Figura 2. Resumo das contribuições referentes à adoção de dois preços tetos.

34. A Eletrobras Furnas avalia que a ANEEL pode adotar os dois limites superiores do PLD em 2020, de forma independente do preço horário, pois ele pode ser um teste dinâmico, considerando que os preços nas regras de formação de preço em base patamar/semana tendem a apresentar menos extremos que na nova proposta diário/horário.

35. A Abraceel também acredita que a ANEEL já pode adotar os dois limites superiores do PLD em 2020. Para ela, a discussão dos limites do PLD, apesar de ganhar motivação extra com a

* 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 100/2019–SRM-SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

entrada do preço horário, não deve estar condicionada a essa, sendo importante a sua revisão de forma independente.

36. Em que pese os argumentos da Eletrobras Furnas e Abraceel, avalia-se inadequado o estabelecimento de dois limites superiores do PLD sem a vigência do preço horário no mercado de curto prazo. O estabelecimento de um PLD_{max} horário muito superior somente foi proposto na AP 22/19 para que demanda e oferta pudessem reagir aos sinais de preços que passariam a ser horários. Ainda que se admita que a atual discretização patamar/semana também possa oferecer algum sinal econômico, mais fraco que a precificação horária, avalia-se que não é pertinente a adoção da metodologia de dois limitadores de PLD como uma transição.

37. Assim, uma vez que a recomendação é de que somente seja fixada a metodologia de dois limites superiores quando da adoção da precificação horária no mercado de curto prazo, faz-se uma análise das contribuições que solicitaram o adiamento da adoção desta metodologia para um ano depois da adoção do preço horário.

38. De um modo geral, as contribuições para adiar um ano a adoção de dois limites superiores de PLD foram no sentido de: (i) permitir a avaliação dos preços horários no primeiro ano de operação; (ii) evitar a implementação de duas regras importantes ao mesmo tempo; (iii) fazer avaliações considerando os dados provenientes da última versão do modelo Dessem; e (iv) simular o impacto nos consumidores cativos, nos Contratos de Energia de Reserva – CERs, nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs e nas bandeiras tarifárias.

39. Ainda, de acordo com as contribuições da Apine e Neoenergia, o AIR 4/19 não cumpre integralmente o que foi estabelecido na Resolução Normativa nº 798/2017, especialmente com relação ao inciso II, §1º do art. 4º, que determina a necessidade de mensuração quantitativa dos impactos das alterações regulatórias sobre os agentes do setor elétrico. Por isto solicitam que a avaliação dos impactos nos encargos, contratos regulados e bandeiras tarifárias. De um modo geral, requerem que as modificações nos limites superiores do PLD sejam realizadas somente após as análises dessas simulações.

40. A Portaria nº 301, de 31 de julho de 2019, do Ministério de Minas e Energia – MME, dentre outras disposições, adiou a precificação horária no mercado de curto prazo na CCEE para 1º de janeiro de 2021. Ao mesmo tempo, determinou que o ONS deve utilizar o modelo Dessem para programação da operação e a CCEE divulgar o PLD horário, resultante da operação sombra, diariamente.

41. Desta forma, entende-se que as contribuições para adiar a adoção dos dois limites superiores do PLD terminam por ser atendidas com o adiamento da precificação horária determinada na referida Portaria e a necessidade da CCEE divulgar os dados de forma diária. Esse adiamento incorpora os argumentos e motivações que levaram as instituições a contribuírem neste sentido na AP 22/19, conforme exposto anteriormente.

42. Sendo assim, recomenda-se a aprovação dos dois limites de PLD, sendo que o PLD_{max} estrutural teria vigência a partir de janeiro de 2020, e o PLD_{max} horário a partir de janeiro de 2021.

* 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 100/2019–SRM-SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

Não obstante, a CCEE deve considerar, para efeito sombra, o PLD_{max} horário já a partir de janeiro de 2020.

43. Por fim, os dados relativos à contabilização e à liquidação com base na precificação horária sombra (já observado o PLD_{max} horário) devem permitir a realização das devidas simulações ao longo do ano de 2020. Com isso, espera-se que após o primeiro quadrimestre de 2020 seja possível avaliar os impactos sobre o mercado e a sociedade em decorrência de sua implementação.

III.3 PLD_{max} estrutural

44. A motivação da ANEEL definir um PLD_{max} estrutural é proteger o mercado de valores de PLD elevados durante um longo período, capaz de colocar em risco a sustentabilidade financeira do setor.

45. O método atual para a definição do limite superior do PLD, que será denominado de PLD_{max} estrutural, utiliza o maior valor de Custo Variável Unitário da termelétrica a gás natural com CCEAR. Entretanto, a proposta da ANEEL submetida à AP 22/19 prevê que o PLD_{max} estrutural seja definido com base no percentil 95 do Excedente do Produtor utilizando os dados do cálculo de revisão ordinária de garantia física das usinas hidrelétricas. Destaca-se que esse processo de revisão de garantias físicas foi realizado com dados disponíveis em agosto de 2016, cujos resultados das garantias físicas foram publicados em maio de 2017, e passaram a ter validade a partir de janeiro de 2018.

46. A Figura 3 apresenta uma síntese das contribuições referentes a este tema.

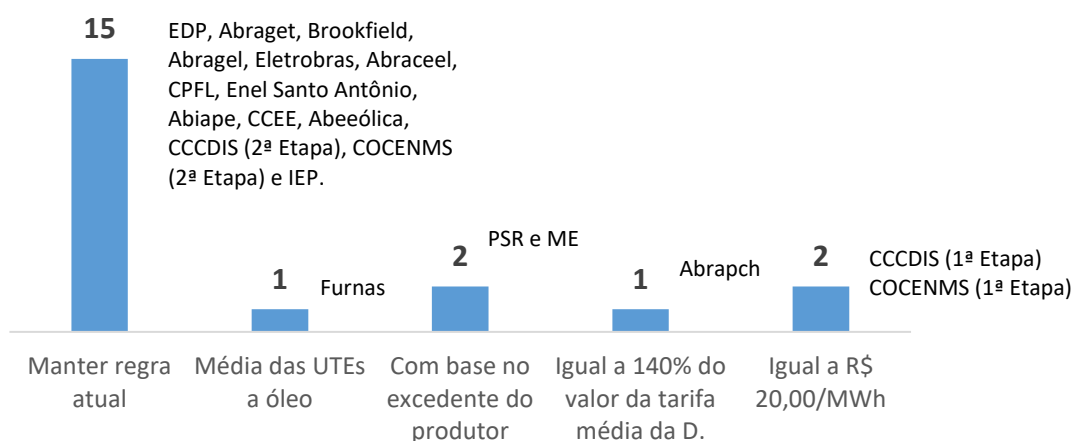


Figura 3. Resumo das contribuições referentes ao PLD_{max} estrutural.

47. Assim como ocorreu com o PLD_{min}, muitas das contribuições que requereram a manutenção da regra atual para a definição do PLD_{max} estrutural avaliaram que a ANEEL somente deveria modificar a regra vigente para a definição dos limites do PLD (tanto máximo quanto mínimo) em momento posterior à implementação do preço horário.

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



Pág. 9 da Nota Técnica nº 100/2019–SRM-SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

48. A motivação para a ANEEL reestudar os limites do PLD foi a possibilidade da implementação da precificação horária no mercado de curto prazo a partir de 2020. Entretanto, a ANEEL, dada a oportunidade e conveniência, revisitou os métodos vigentes para a definição dos limites de preço considerando a atual precificação semanal por patamar/semana no mercado de curto prazo.

49. Quando revisitado o método utilizado no PLD_{max} estrutural, verificou-se que ele poderia ser aprimorado, independente da adoção do preço horário. Desta forma, entende-se desnecessário esperar a vigorar a precificação horária para eventual mudança a ser promovida pela ANEEL.

50. Entretanto, houve outras justificativas para manutenção da regra atual para a definição do PLD_{max} estrutural.

51. A Abeeólica, Abragel, Brookfield e Enel sugeriram manter a regra atual pois, segundo elas, mesmo reconhecendo o embasamento conceitual do PLD_{max} estrutural constante na AP 22/19, há dificuldade de reprodutibilidade pela complexidade do cálculo proposto.

52. A CPFL avalia que embora a lógica da utilização do excedente do produtor para a determinação do PLD_{max} estrutural seja plausível, as bases de dados estão desatualizadas, pois remetem ao início de 2017, e as condições contempladas em um deck calibrado para o cálculo de garantia física são diversas de decks atuais utilizados no planejamento da operação energética, a partir dos quais se calcula o PLD. Por isto, a empresa propõe manter a regra atual para o PLD_{max} estrutural.

53. A Eletrobras também contribuiu pela manutenção do método atual de cálculo do PLD_{max} estrutural pois, segundo a empresa, a adoção de nível de proteção equivalente a 95% do cálculo do excedente do produtor, a partir de resultados extraídos do modelo Newave, utiliza premissas que apresentam atualizações metodológicas que poderiam alterar os resultados obtidos e o consequente valor sugerido como preço estrutural. Entre as premissas utilizadas a Eletrobras cita: o Custo Marginal de Expansão, cujo valor é constantemente atualizado, a entrada do volume mínimo operativo no modelo Newave em 2020, que poderá aumentar o despacho térmico e mudar o excedente do produtor e o cálculo da carga crítica, as quais têm influência no resultado obtido para o preço estrutural.

54. A Abraceel também sugeriu a manutenção do regramento atual, mas caso a ANEEL não acate tal sugestão, ela avalia como necessário a consideração no seu cálculo do volume mínimo operativo e demais funcionalidades previstas para entrar nos modelos de despacho e formação de preço em 1º de janeiro de 2020, segundo a Abraceel, fundamentais para o correto cálculo do excedente do produtor na forma sugerida pelo regulador.

55. Segundo a Neoenergia, a proposta de consideração do excedente do produtor suscita algumas dúvidas, pois o valor dessa variável, em R\$/MWh, não é diretamente observado nem pelos

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



Pág. 10 da Nota Técnica nº 100/2019–SRM-SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

agentes de geração nem pelo segmento de consumo. Sugere a empresa que a ANEEL avalie a distribuição de probabilidade dos encargos, tal como foi feito para o excedente do produtor.

56. Por outro lado, a PSR considera adequada a metodologia desenvolvida pela ANEEL para o cálculo do PLD_{\max} estrutural, baseada no percentil 95% da distribuição de probabilidade dos custos marginais de operação da simulação estática utilizada para o cálculo da garantia física das usinas. Sugere apenas que seja verificado se a aplicação desta metodologia nos últimos anos teria resultado em variações significativas no PLD_{\max} estrutural e, se confirmado, que seja adotada uma solução que proporcione maior estabilidade ao PLD_{\max} estrutural. A empresa considera importante desacoplar o valor superior do PLD do CVU mais elevado da termelétrica a gás natural com CCEAR, pois ele é resultado de uma regra de reajuste em função de uma cesta de óleos e do câmbio, não refletindo necessariamente a estrutura de custos do mercado de curto prazo.

57. O Ministério da Economia também concorda com a utilização da metodologia que utiliza o percentil de 95% do excedente do produtor para calcular o PLD_{\max} estrutural. De acordo com sua contribuição, parece adequado que o limite esteja atrelado à probabilidade de eventos hidrológicos críticos pois, desta forma, o limite procuraria mitigar os efeitos financeiros no setor, através de uma proteção estrutural contra uma condição física atípica do sistema.

58. A Eletrobras Furnas, na sua contribuição, recomenda que o PLD_{\max} estrutural seja calculado a partir da média das térmicas mais caras disponíveis despacháveis (óleo) no SIN e que constam dos decks de despacho operativo e de formação de preços, que representam, de fato, os últimos recursos disponíveis antes de se atingir o custo de déficit. De acordo com a empresa o valor atual seria da ordem de R\$ 900,00/MWh.

59. A Abrapch avalia que o PLD_{\max} estrutural deveria ser 140% do valor médio pago pelos distribuidores, por MWh, do ano anterior. Justifica que tal valor irá auxiliar na financiabilidade dos projetos, na avaliação de risco do mercado livre e na gerencia de fluxo de caixa das distribuidoras de energia elétrica.

60. Por fim, na primeira etapa da AP 22/19 o Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul e Conselho de Consumidores da Copel recomendaram a utilização do valor que minimiza o custo para o consumidor final, de onde se extrai no gráfico apresentado no corpo do texto da contribuição o valor de R\$ 20,00/MWh. Na segunda etapa da AP 22/19, ambos reavaliaram o tema e recomendaram que a ANEEL não modifique a regra atual.

61. Inicia-se a análise pela contribuição da Eletrobras Furnas. O valor médio das termelétricas que utilizam óleo é muito alto e não oferece a proteção desejada pela ANEEL ao mercado em caso dos valores do PLD ficarem em patamares elevados durante uma longa jornada. Por este motivo, a contribuição não pode ser acatada.

62. Em relação à contribuição da Abrapch, reprisa-se a análise realizada para o PLD_{\min} uma vez que limitar preços do mercado de curto prazo não tem o objetivo de resolver problemas referentes ao fluxo financeiro das distribuidoras ou de financiamento de novas usinas.

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



Pág. 11 da Nota Técnica nº 100/2019–SRM-SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

63. No tocante às contribuições dos Conselhos de Consumidores da Copel e da Cemig, entende-se que o valor de R\$ 20,00/MWh, apresentado como contribuição na primeira etapa da AP 22/19, não oferece sinal mínimo de recuperação dos custos de produção das usinas e a manutenção do valor do PLD_{max} estrutural por mais um ano, contribuição da segunda etapa, é tema da análise que segue abaixo.

64. Como explanado, a avaliação da ANEEL é de que as modificações para o PLD_{max} estrutural podem ser realizadas a partir de janeiro de 2020, independentemente da decisão do MME de não utilizar o preço horário na CCEE em 2020. O motivo é que este valor tem caráter estrutural, podendo esta ser uma decisão autônoma da data de vigência do PLD horário.

65. De todas as soluções propostas pelos que contribuiriam na AP 22/19, avalia-se que duas merecem uma análise mais detalhada e são passíveis de serem implementadas: (i) manutenção da regra atual, qual seja, a utilização da termelétrica a gás natural com CVU mais elevado detentora de CCEAR e (ii) a metodologia baseada no percentil 95% da distribuição de probabilidade do excedente do produtor da simulação estática utilizada para o cálculo da garantia física.

66. Entende-se que a regra atual, qual seja, a termelétrica a gás natural com CVU mais elevado com CCEAR é um método simples e que tem atendido ao objetivo para qual se pretende definir um PLD_{max} estrutural: proteger o mercado de eventuais desarranjos financeiros devido ao PLD elevado durante muito tempo. Como inconveniente, conforme apontado na AIR 4/19 e corroborado pela PSR, a metodologia atual leva em consideração uma cesta de combustíveis e o câmbio, fatores exógenos ao setor elétrico que pode causar volatilidade no valor de PLD_{max} estrutural.

67. Visando aprofundar a análise quanto a metodologia de cálculo do PLD_{max} estrutural, novas simulações e análises foram realizadas com base em outros decks. Considerando, em especial, as contribuições da Eletrobras Furnas (atualizações metodológicas nos decks poderiam alterar os resultados obtidos e o conseqüente valor sugerido como preço estrutural) e da PSR (aplicação desta metodologia nos últimos anos teria resultado em variações significativas no PLD_{max} estrutural). Os mesmos cálculos de excedente do produtor (com o percentil 95, calculado a partir do cálculo de 10.000 áreas equivalentes ao excedente do produtor, balizando o valor do teto estrutural) foram realizados a partir do: (i) deck do leilão A-4 de 2019 com a versão 25 do Newave; e (ii) deck do leilão A-4 de 2019, com a versão 25.6 do Newave.

68. O deck do leilão A-4 de 2019 apresenta uma configuração do parque instalado no país bastante atualizada, e as principais diferenças de versão do Newave, entre a versão 25 e a versão 25.6 diz respeito à incorporação (na versão 25.6) dos aprimoramentos metodológicos propostos pelo grupo de trabalho Metodologia da CPAMP, objeto da Portaria MME nº 300, de 31 de julho de 2019, que deverão ser utilizados no âmbito do planejamento e da programação da operação e da formação do PLD a partir de 1º de janeiro de 2020. São eles:

- a) Reamostragem estatística da etapa *forward* do processo de otimização recursiva da programação dinâmica dual estocástica;

* 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 100/2019–SRM-SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

- b) Uso do centroide como representante estatístico do processo de agregação de ruídos independentes e identicamente distribuídos;
- c) Volume mínimo operativo (VminOp);
- d) Correlação espacial de afluências em base mensal; e
- e) Revisão dos parâmetros do CVaR (Alfa = 50% e Lambda = 35%).

69. É importante mencionar que a sensibilidade de *decks* também mede a evolução do valor do custo marginal da expansão (CME) segundo a dinâmica própria do planejamento. Como resultado, para cada deck utilizado, observaram-se os limites indicados a seguir:

- a) Deck revisão ordinária de garantia física das hidroelétricas com vigência em 2018:
 - PLD_{max} estrutural igual a 542,82 R\$/MWh⁵;
- b) Deck do leilão A-4 de 2019, com versão do Newave 25:
 - PLD_{max} estrutural igual a 563,45 R\$/MWh; e
- c) Deck do leilão A-4 de 2019, com versão do Newave 25.6:
 - PLD_{max} estrutural igual a 574,97 R\$/MWh

70. Conforme se observa, não há alterações significativas em relação aos resultados encontrados. Atualizando-se o valor do PLD_{max} estrutural, originalmente calculado com base no deck de revisão ordinária de garantia física das hidroelétricas (542,82 R\$/MWh) na base temporal de dezembro de 2018, pelo índice de IPCA de agosto de 2019⁶, obtém-se 556,58 R\$/MWh.

71. Corrigindo-se, também, os dois valores do PLD_{max} estrutural pelo IPCA de agosto de 2019, originalmente calculados com base no deck do leilão A-4, o primeiro utilizando a versão 25 do Newave e o segundo a versão 25.6, ambos vinculados à data-base de março de 2019 (deck com dados do PMO de março de 2019), obtém-se, respectivamente, R\$573,43/MWh e R\$585,15/MWh. Novamente, os três resultados apresentaram valores próximos entre si.

72. Em relação ao deck do leilão A-4 de 2019 com a versão 25.6 do Newave, quando se utiliza metodologia que eleva relativamente a aversão ao risco global da otimização⁷, como era de se esperar, o resultado médio de longo prazo tende a ser o de antecipar o chamamento de termelétricas em cenários hidrológicos mais gravosos⁸, resultando em um PLD_{max} estrutural (CMO associado ao percentil 95 do excedente do produtor) mais elevado do que os demais casos.

⁵ Foi aceita contribuição do Ministério da Economia para adotar exatamente o valor de P95, resultando no P_{max} estrutural igual a 542,82 R\$/MWh, e não a média dos valores mais próximos do P95, conforme apontado no AIR nº 4/2019, cujo P_{max} estrutural seria de 540,68 R\$/MWh.

⁶ Na data de emissão dessa Nota Técnica, esse é o último mês disponível para correção do IPCA

⁷ Entende-se como aversão a risco global o efeito combinado e cumulativo dos diversos elementos metodológicos, i.e. reamostragem, correlação espacial de vazões mensais, VminOp e parâmetros do CVaR.

⁸ A definição do que venha a ser cenário gravoso depende da combinação e interação dos parâmetros associados a cada item metodológico. Por exemplo, uma diminuição do lambda do CVaR de 40 para 35,

* 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 100/2019–SRM-SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

73. Dentre os três decks apresentados, considera-se mais apropriado a utilização do deck de revisão ordinária das garantias físicas tendo em vista que, conforme análise apresentada no AIR 4/19, ele detém um alcance mais amplo sobre o mercado, uma vez que baliza os montantes a serem comercializados pelas hidroelétricas, principal fonte de geração do país, e, dessa forma, confere também uma perspectiva de maior amplitude aos resultados aferidos.

74. Desta forma, após análise das contribuições na AP 22/2019 e tendo em vista o exposto acima, para o PLD_{max} estrutural é possível a escolha, por parte da Diretoria da ANEEL, de duas alternativas, a saber:

- a) Metodologia baseada no CVU mais elevado das UTEs a gás com CCEAR (UTE Mário Lago); e
- b) Metodologia baseada no proteção a 95% dos eventos, considerando o deck de revisão ordinária de garantia física das usinas hidrelétricas;

III.4 PLD_{max} horário

75. A ANEEL submeteu para a AP 22/2019 a proposta de um limite superior de preço do mercado de curto prazo, denominado de PLD_{max} horário, para permitir que demanda e oferta reajam ao sinal econômico de curto prazo. O método proposto pela ANEEL para PLD_{max} horário foi a utilização da usina termelétrica com CVU mais elevado disponível no sistema, atualmente a UTE Xavantes. As contribuições sobre esta proposta estão sumarizadas na Figura 4.

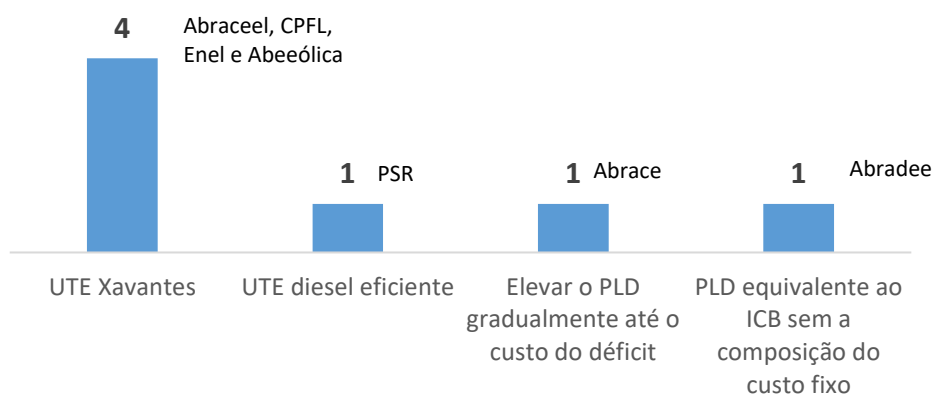


Figura 4. Resumo das contribuições referentes ao PLD_{max} horário.

76. A Abeeólica, Abraceel, CPFL e Enel, em linhas gerais, entendem coerente o uso do CVU da usina térmica mais cara para valorar o PLD_{max} horário, com o valor de R\$ 1.669,93/MWh.

77. Já a Abiape avalia que este valor é muito alto e representa preocupação. Em outro extremo, a Abrace recomenda que se estude a possibilidade para elevar o PLD_{max} horário

combinada à implementação do VminOp, pode levar a um aumento relativo da aversão a risco global da otimização, mesmo tendo o peso da sistemática do CVaR diminuído.

* 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 100/2019–SRM-SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

gradualmente em 5 anos até o Custo de Déficit, atualmente em R\$ 4.944,89/MWh, já que se tem como limitador o PLD_{max} estrutural, que traz uma segurança maior para todo o mercado.

78. A PSR, na sua contribuição, sugeriu calcular o PLD_{max} horário como o custo variável de um gerador diesel eficiente, de forma a permitir que o PLD seja um sinal de preço capaz de viabilizar a reação da demanda e oferta com o sinal econômico oferecido. Entende a PSR que a utilização do CVU da termelétrica mais cara atualmente em operação no sistema como PLD_{max} horário tem o inconveniente de apoiar-se em uma referência conjuntural, que pode ser alterada a qualquer momento, caso, por exemplo, a usina decida desligar-se do sistema.

79. Análise similar sobre a referência conjuntural foi realizada pela GNA, a qual apresentou como proposta a utilização de uma usina mais representativa, com menor CVU. Aponta a empresa que a UTE Xavantes, assim como as outras duas com CVU imediatamente inferior a ela, as UTEs Pau Ferro e Termomanaus, possuem CCEARs somente até 2023.

80. Na mesma linha, a Neoenergia aponta que seria válido avaliar a UTE mais adequada para definição do PLD_{max} horário, a despeito de Xavantes (54 MW, R\$1.670,11/MWh) ou Termomanaus (143 MW, R\$1.533,78/MWh).

81. Por fim, a Abradee solicita que seja avaliado se as parcelas do Índice de Custo e Benefício – ICB, utilizado para ordenar os lances para contratos por disponibilidade nos leilões, sem a componente de custo fixo, seriam as mais adequadas para o PLD_{max} horário.

82. Em análise, compartilha-se a preocupação manifestada pela Abiape sobre o elevado valor da UTE Xavantes, no valor de R\$ 1.669,93/MWh, para ser utilizada como PLD_{max} horário. Também pondera-se como muito pertinente as manifestações da PSR, Neoenergia e GNA sobre a referência conjuntural da escolha e a capacidade instalada da usina escolhida. Com base nestas contribuições, pode-se concluir que, hipoteticamente, caso uma usina a diesel de 1 MW de capacidade instalada solicitasse outorga na ANEEL e declarasse um CVU, por exemplo, com o dobro do preço da UTE Xavantes, este passaria a ser a referência do PLD_{max} horário.

83. Para evitar tal situação, poder-se-ia limitar o CVU de referência para o PLD_{max} horário observando-se apenas as termelétricas que possuem CCEAR. Ainda assim, seria uma referência conjuntural, pois a maioria dos CCEARs com este tipo de usina finda nos próximos dez anos, deixando novamente o PLD_{max} horário sem uma referência conceitualmente mais robusta.

84. Nesta esteira, a Enel, manifestou concordância com o uso da usina térmica mais cara para valorar o PLD_{max} horário, porém, fez a ressalva de que, em cenário de descomissionamento das térmicas do portfólio das distribuidoras, deveria ser realizada mudança da metodologia de definição do PLD_{max} horário.

85. Desta forma, pelas justificativas e motivos mencionados, avalia-se como pertinente adotar a proposta oferecida pela PSR de utilizar, como a referência mais adequada, o custo das termelétricas a diesel, que é a “tecnologia marginal do sistema” (em comparação com a proposta de abertura da AP, em que era proposto o “recurso marginal do sistema”).

* 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 100/2019–SRM-SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

86. Dessa forma, precedeu-se ao cálculo do PLD_{\max} horário a partir da média dos CVUs, ponderados pela potência instalada, de todas as UTEs a óleo diesel que se encontravam no deck do PMO de setembro de 2019. Como resultado, conforme memória de cálculo que segue em anexo, obtém-se o valor de 1.141,85 R\$/MWh.

87. Desta forma, após análise das contribuições na AP 22/2019, para o PLD_{\max} horário recomenda-se a utilização da média dos CVUs, ponderada pela potência, das UTEs a óleo diesel disponível no deck do PMO de setembro de 2019, que resulta em um valor de 1.141,85 R\$/MWh.

III.5 Gatilho de mudança do limite superior

88. A modificação do uso do limitador superior do PLD, ou seja, quando o mercado deve utilizar o PLD_{\max} horário e o PLD_{\max} estrutural, foi a que teve maior diversidade de contribuições na AP 22/19. A Figura 5 apresenta uma síntese quantitativa dessas contribuições.

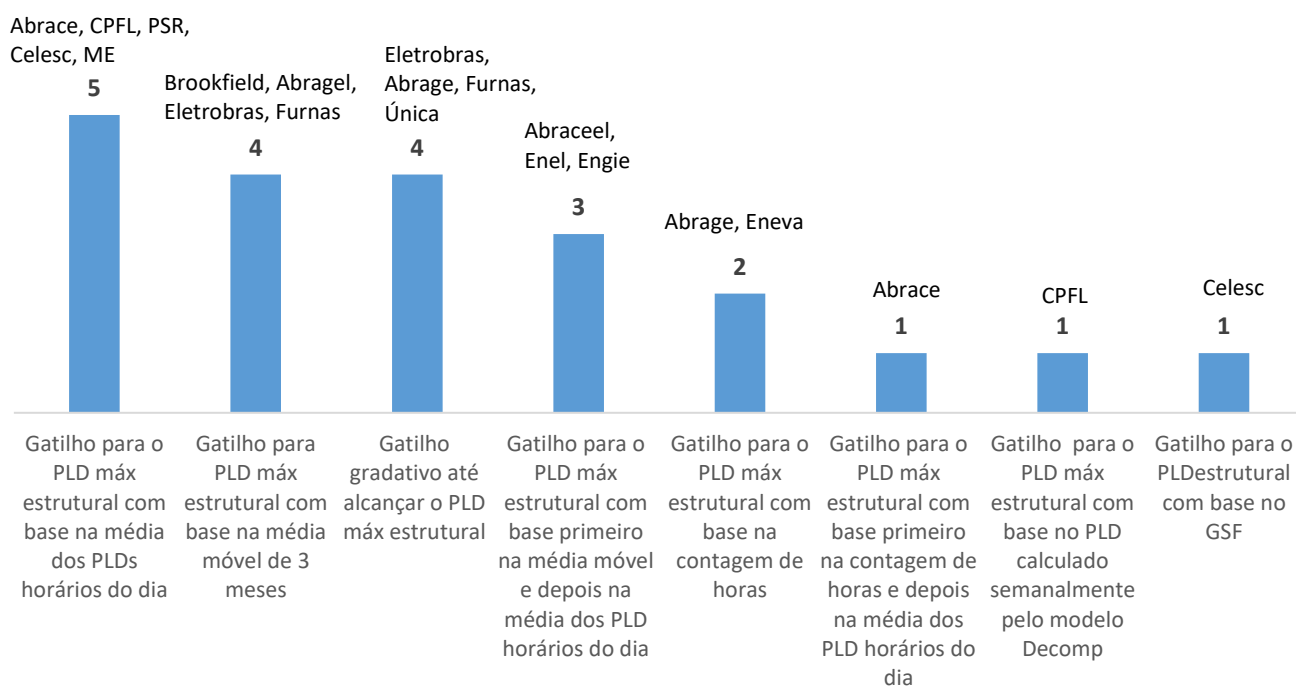


Figura 5. Resumo das contribuições referentes ao gatilho de mudança do limite superior.

89. A ANEEL havia submetido duas metodologias de gatilhos que seriam utilizados para definir quando o teto do PLD deveria ser modificado.

90. A primeira metodologia previa que o limite superior do PLD iniciaria todo ano civil com o valor o PLD_{\max} horário e, se o valor do PLD horário ultrapassasse 720 vezes, consecutivas ou não, o valor do PLD_{\max} estrutural, o teto do PLD passaria a ser então o próprio PLD_{\max} estrutural.

* 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 100/2019–SRM-SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

91. A segunda metodologia permite que o PLD horário atinja o limite do PLD_{max} horário, mas se a média dos PLDs horários deste dia for maior que o PLD_{max} estrutural, os 24 PLDs horários desse dia deveriam ser reajustados de modo que a sua média seja igual ao valor do PLD_{max} estrutural. A AP 22/19 apresentou duas formas de redução do PLD, a primeira reduzindo somente àqueles PLDs dos horários que ultrapassassem o valor do PLD_{max} estrutural e a segunda reduzindo os PLDs horários de forma proporcional, ou seja, fazendo um ajuste uniforme para todas as horas do dia.

92. Nenhuma contribuição apoiou a primeira metodologia. A principal crítica foi a de que o critério de 720 horas de PLD acima do PLD_{max} estrutural para acionar o gatilho para o PLD_{max} estrutural não considera a profundidade das ultrapassagens. Como bem apontaram as contribuições, preços horários com valores de R\$ 0,01/MWh acima do PLD_{max} estrutural ou no valor do PLD_{max} horário contabilizam igualmente para o somatório.

93. Outra crítica proveniente das contribuições é que o contador de 720 horas poderia ser acionado muito rapidamente, em uma situação, por exemplo, de atraso do período úmido. Neste caso, durante todo o restante do ano, mesmo sem o sistema estar com problema de oferta de energia, o PLD_{max} estrutural estaria acionado sem necessidade, impedindo a sinalização de preços horários para o restante do ano.

94. Desta forma, assimilando essas contribuições e seus fundamentos, avaliamos não ser adequado adotar o critério de 720 horas de PLD acima do PLD_{max} estrutural para acionar o gatilho para o PLD_{max} estrutural no ano civil.

95. Cinco contribuições apoiaram a segunda metodologia proposta pela ANEEL na AP 22/19, sendo que quatro (Abrace, CPFL, Celesc e o Ministério da Economia) indicaram que os ajustes do PLD deveriam ser uniformes e uma (PSR) sugeriu alterar todos os valores ou apenas os valores de PLD nas horas em que o CMO horário seja superior ao PLD_{max} estrutural, sempre em proporção à diferença entre o CMO horário e o PLD_{max} estrutural, até que o PLD médio do dia seja igual ao PLD_{max} estrutural.

96. A PSR sugere a métrica de ajuste descrita acima justificando que ela tem a vantagem de preservar, tanto quanto possível, os sinais corretos de preços para os agentes. Entretanto, alerta que a decisão entre uma alternativa ou outra depende de novas simulações para verificar quem ganha e quem perde, qual seria a situação típica, e seus impactos no Encargo de Serviço dos Sistema.

97. Em relação a outras quatro contribuições que concordaram com a segunda metodologia proposta (a Celesc, o Ministério da Economia, a Abrace e a CPFL) foi considerado como fundamental a manutenção dos valores de PLD no formato de curva diária, apesar da Abrace e do Ministério da Economia também acreditarem que a utilização da contagem de horas com a média do dia ser uma boa alternativa e a CPFL também propor a utilização do DECOMP como métrica de gatilho. Por terem duas contribuições sobre o tema, a Abrace, o Ministério da Economia e a CPFL estão citadas duas vezes na Figura 5. A segunda proposição dessas três instituições é analisada mais adiante.

* 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 100/2019–SRM-SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

98. A Eneva foi a única instituição que contribuiu sugerindo a utilização do contador de 720 horas, porém, avaliou que deveriam ser 720 consecutivas, e não alternadas como proposto na AP 22/19. Na proposta da empresa, esta contagem deveria ser realizada no período úmido e no período seco, havendo dois momentos de apurar o retorno do PLD_{max} horário. Justifica a Eneva que o acionamento do gatilho com base em 720 horas alternadas pode não ser bem representativo da realidade operativa, pois a superação do PLD_{max} estrutural pode se dar em períodos bastante espaçados de tempo, sem conexão direta a um cenário hidrológico consequentemente.

99. A Eneva também apresentou duas contribuições sobre o tema, e por isto consta duas vezes na Figura 5, junto com a CPFL já citada, sugeriram a aplicação de limites máximos semanais coexistindo com o PLD_{max} estrutural e o PLD_{max} horário, a partir de rodadas do DECOMP. A proposta consiste em processar o DECOMP semanalmente para a verificação dos preços máximos semanais esperados a serem praticados na semana operativa seguinte por patamar de carga. A partir dos resultados obtidos, determina-se limites semanais máximos a serem observados pelo DESSEM na formulação do PLD_{max} horário. A Eneva em sua contribuição apresenta um exemplo ilustrativo com aplicação numérica da proposta sugerida. Para a CPFL a vantagem desta metodologia é que se tem maior previsibilidade da vigência do PLD máximo e o gatilho é vinculado ao sinal de custo futuro resultante do processo de otimização do despacho energético e formação de preço.

100. A Celesc também, em substituição ao contador de 720 horas, sugere a utilização do valor do *Generation Scaling Factor* – GSF, razão da produção hidrelétrica pela garantia física das usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, como gatilho para o PLD_{max} estrutural. A empresa apresenta cálculos realizados para o mês de julho e agosto de 2018 que mostram que o custo do risco hidrológico para esses meses alcançaria a cifra de R\$ 500 milhões em um único mês, considerando a vigência durante todo o mês do PLD_{max} horário de R\$ 1.669,93/MWh, colocado pela ANEEL como proposta na AP 22/19. Na proposta da Celesc, caso o GSF for maior ou igual a 80%, o PLD_{max} horário seria de R\$ 1.669,93/MWh, e caso o GSF for menor que 80% o PLD_{max} horário seria de R\$ 540,68/MWh.

101. A Abrage, Furnas e Unica sugerem um gatilho com vários níveis de gradação para que o teto do PLD tenha uma queda menos radical e descontinuada. Em síntese, trata-se de um mecanismo de amortecimento onde, a cada 730 horas, há gradualmente a aplicação de um redutor no PLD_{max} horário, até atingimento do PLD_{max} estrutural, como apresentado a seguir:

- após 730 horas, PLD_{max} = 75% do PLD_{max} horário;
- após 1.460 horas, PLD_{max} = 50% do PLD_{max} horário;
- após 2.190 horas, PLD_{max} = PLD_{max} estrutural.

102. A Brookfield, Abragel, Eletrobras, Engie e Furnas sugerem uma alternativa ao contador de 720 horas utilizados para acionar o gatilho do PLD_{max} horário para o PLD_{max} estrutural que tem como objetivo de (i) evitar os mencionados efeitos colaterais da não verificação da profundidade do valor do PLD quanto maior que o PLD_{max} estrutural e (ii) evitar o seu acionamento logo no início do ano civil, sem ser necessário.

* 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 100/2019–SRM-SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

103. A proposta das cinco instituições consiste no estabelecimento de uma média móvel do PLD horário. Toda vez que essa média móvel ultrapassar o PLD_{max} estrutural, o teto passaria a ser o PLD_{max} estrutural e, quando a média móvel deixasse de ser maior que o PLD_{max} estrutural, o teto do PLD seria dado pelo PLD_{max} horário.

104. A Brookfield mostra que o efeito de amortecimento conferido pela utilização da média móvel permite que o PLD horário excursiona por valores elevados, em curtos espaços de tempo, sem provocar o acionamento do PLD_{max} estrutural. No entanto, caso este comportamento se repita de forma sistemática, a média móvel observará uma elevação gradual deflagrando o teto do PLD_{max} estrutural. A mesma situação pode ocorrer em cenários de PLD horário não tão elevados, mas onde sua permanência ocorra por longos períodos de tempo.

105. Por fim, a ENEL propôs que, no caso de haver descolamento de PLD entre submercados, o PLD do submercado exportador seja limitado ao submercado importador nas horas em que houver limitação do PLD por mecanismo de ajuste de preço diário.

106. A seguir, passa-se para as análises, a começar pela Brookfield que apresentou três simulações utilizando a média móvel de 3 meses.

107. Na primeira simulação, o PLD horário se situa no valor de R\$ 42,35/MWh por três meses e depois assume o valor de R\$ 1.669,93/MWh por um longo período. Utilizando a média móvel de três meses, o PLD_{max} estrutural é alcançado após 29,36 dias consecutivos.

108. A segunda simulação considera o mesmo valor de PLD horário de R\$ 42,35/MWh por três meses consecutivos, sendo que depois assume o valor de R\$ 800,00/MWh por um longo período. Neste caso, o PLD_{max} estrutural é alcançado em 61 dias consecutivos.

109. A terceira simulação considera que o PLD horário alcança valores elevados durante curtos períodos de tempo (patamar de carga pesada, por exemplo), mas não se verifica risco sistêmico para o mercado de curto prazo. Neste cenário, a capacidade de amortecimento da metodologia de média móvel permite acomodar a flutuação de preços sem ele atingir o PLD_{max} estrutural. Como mostra a Brookfield, isso é importante para que se preserve o sinal econômico nas horas em que há maior tendência de haver despacho térmico elevado.

110. Tomando por base as simulações apresentadas como contribuição na AP 22/19, foram realizadas simulações para testar a aderência da metodologia. Para tanto, foi utilizado o PLD do patamar da carga média do submercado Sudeste sem a aplicação dos limites tetos regulatórios vigentes à época. Como o PLD histórico é semanal, dividiu-se o intervalo de tempo equivalente a 90 dias, três meses, pelos dias da semana, resultando em 12,86 semanas. Portanto, na simulação utilizou-se uma média móvel de 13 semanas como aproximação dos três meses. O PLD_{max} estrutural utilizado foi de R\$ 540,68/MWh e o PLD_{max} horário de R\$ 1.143,40/MWh. A Figura 6 apresenta os resultados da primeira parte da simulação.

* 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 100/2019–SRM-SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

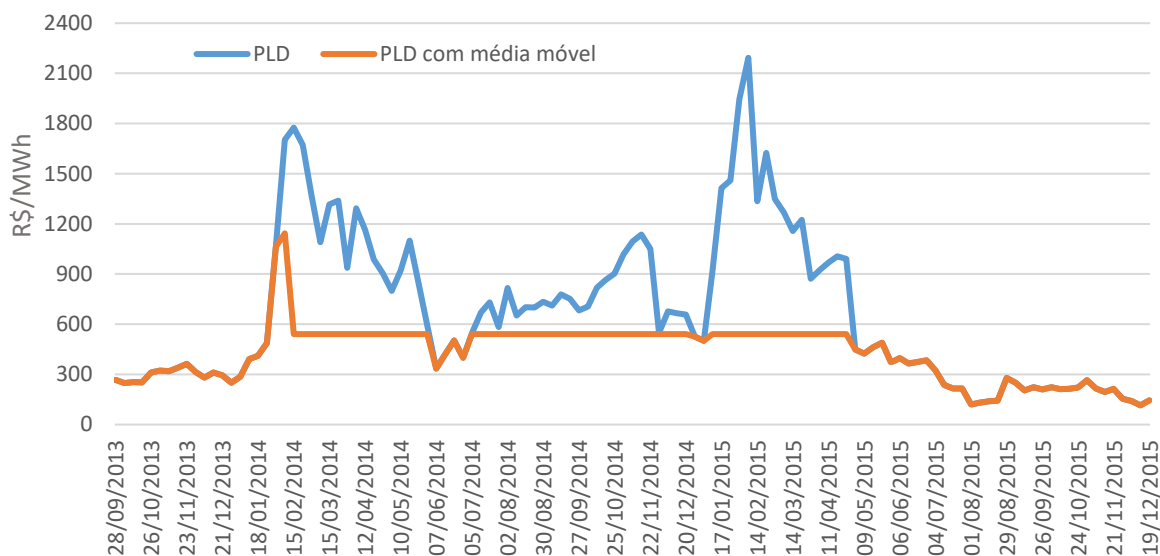


Figura 6. Simulação com atuação da média móvel trimestral por longo tempo.

111. O histórico da Figura 6 inicia-se na primeira semana operativa de outubro de 2013 (28/09/2013) e termina no final de 2015. Durante este período, o PLD, sem a atuação do limite teto, alcançou os maiores valores do histórico e com permanência muito longa. Nesta situação, segundo a premissa que utilizamos de proteção do mercado, é esperado que o PLD_{max} estrutural limite os preços no mercado de curto prazo durante um longo período histórico. Como pode ser observado, de fato foi o que aconteceu na Figura 6 com a utilização da média móvel de três meses. O uso desta metodologia fez com que o PLD começasse a ser limitado de forma estrutural na terceira semana operativa de fevereiro de 2014 (15/03/2014) e somente deixasse de ser limitado quando de fato não era mais necessário.

112. A segunda parte da simulação utilizou as mesmas premissas da primeira parte, porém, utilizou outro período do histórico de preços, em que não se esperava uma atuação exaustiva do PLD_{max} estrutural. Os resultados da simulação estão expostos na Figura 7.



Pág. 20 da Nota Técnica nº 100/2019–SRM-SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

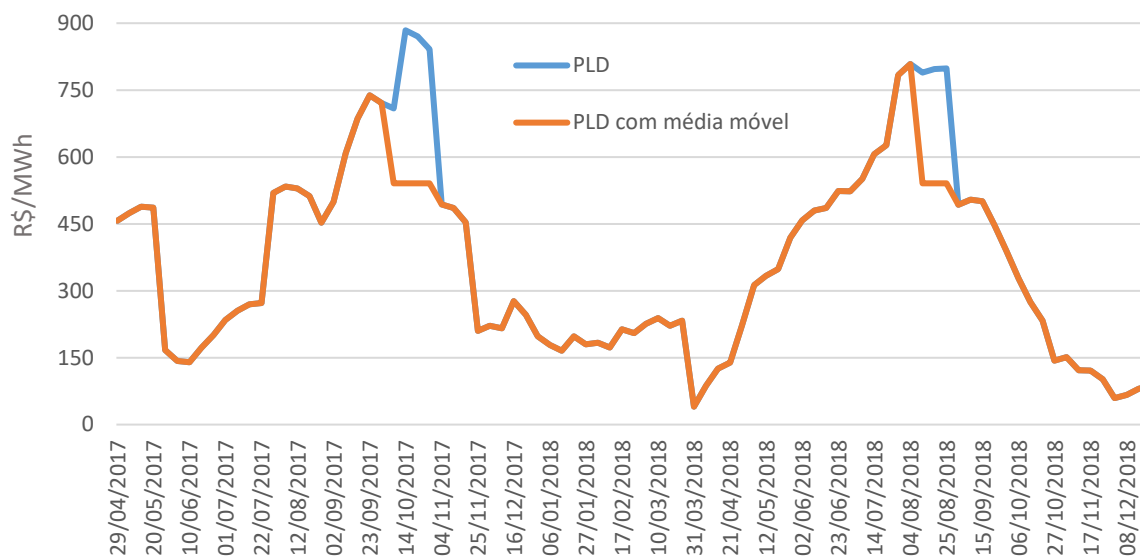


Figura 7. Simulação com atuação da média móvel trimestral por curto período.

113. As Figuras 6 e 7 mostram que a média móvel atende ao objetivo de se fixar o PLD_{max} estrutural, sem atuar no curto prazo, podendo ser uma boa métrica de gatilho do PLD_{max} horário para o PLD_{max} estrutural. Os resultados destas figuras corroboram com os resultados das simulações apresentada pela Brookfield e com os fundamentos apresentados pela Brookfield, Abragel, Eletrobras, Engie e Furnas para adotar a média móvel como metodologia de gatilho do PLD_{max} horário para o PLD_{max} estrutural.

114. Analisada a média móvel, faz-se necessário verificar qual o melhor argumento para ser definido como gatilho. Novamente, faz-se uso da contribuição da Brookfield que analisou este tema com profundidade.

115. Para estimar o risco financeiro dos agentes de geração, a Brookfield faz uso do valor da margem líquida definida pela ANEEL na Nota Técnica nº 238/2015-SRM-SRG/ANEEL⁹, de 29 de outubro de 2015. Essa margem líquida, atualizada pelo IPCA para maio de 2019, equivale a R\$ 84,77/MWh. O valor da margem líquida, que representa a diferença entre a receita líquida e os custos das usinas, foi calculada como parâmetro para definir o prazo de extensão de outorga no processo que estabeleceu os critérios para anuência e as condições para repactuação do risco hidrológico da Resolução Normativa nº 684¹⁰, de 11 de dezembro de 2015. O § 4º do art. 6º da referida resolução apresenta a equação de como a margem líquida é calculada.

⁹ Disponível em http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_stat_e=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_documentId=25462&audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_tipoFaseReuniao=fase&audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_jspPage=%2Fhtml%2Faudiencias-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp

¹⁰ Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015684.pdf>

* 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 100/2019–SRM-SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

116. Assim, em cenários extremados de PLD e exposição negativa de geradores, dada por baixa produção de energia elétrica para honrar contratos, o gerador pode não obter receita suficiente para cobrir seus custos. A Brookfield apresenta a seguinte equação para o cálculo de quantos meses a margem líquida de um gerador do MRE seria exaurida.

$$\text{Duração da margem líquida (em meses)} = \left(\frac{GF \times 8760 \times \text{margem líquida}}{GSF \times GF \times PLD} \right) \div 720$$

117. O seguinte exemplo foi oferecido na contribuição:

- Garantia Física: 100 MW médios;
- Margem Líquida: R\$ 84,77/MWh;
- Receita Líquida: R\$ 74,3 milhões/ano (100 x 8760h x R\$ 84,77/MWh);
- Exposição ao GSF: cenários 20% a 30% da Garantia Física.

118. A Tabela 1 apresenta, para cenários de deslocamento hidrológico entre 20% a 30%, qual seria o tempo necessário para esgotamento da margem líquida a depender do PLD_{max} horário a ser definido pela ANEEL.

Tabela 1. Tempo para esgotamento da margem líquida.

Deslocamento hidrológico (%)	Cenários de PLD _{max} horário [R\$/MWh]			
	1.669,93	1.500,00	1.300,00	1.100,00
30	2,1 meses	2,3 meses	2,6 meses	3,1 meses
25	2,5 meses	2,8 meses	3,2 meses	3,8 meses
20	3,1 meses	3,4 meses	4,0 meses	4,7 meses

Fonte: Contribuição Brookfield na AP 22/19.

119. Para o valor de PLD_{max} horário proposto, R\$ 1.143,40/MWh, o cenário de PLD de R\$ 1.100,00/MWh é o que mais se aproxima. Neste cenário, considerando o deslocamento hidrológico de 30%, a margem líquida se esgotaria em 3 meses.

120. Desta forma, como o objetivo do PLD_{max} estrutural é proteger financeiramente o mercado, não é razoável que a ANEEL estabeleça uma situação de possível exaurimento da margem líquida. Portanto, o tempo a ser fixado para exposição ao PLD_{max} horário deve ser inferior ao estabelecido na Tabela 1. O tempo de 3 meses obedece a este critério.

121. A Abrace, Abraceel, Abeeólica e o Ministério da Economia também propuseram como alternativa de gatilho do PLD_{max} horário para o PLD_{max} estrutural um sistema híbrido, com base na contagem de horas ou média móvel de três meses, a depender da contribuição, coexistindo com a métrica de ajuste do PLD máximo considerando a média dos PLDs horários do dia.

122. Basicamente, o mecanismo de gatilho sugerido por essas instituições constitui o seguinte: o mercado opera utilizando normalmente como teto o PLD_{max} horário e, caso o número

* 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 100/2019–SRM-SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

de horas do PLD ou a média móvel supere o determinado pela ANEEL, aciona-se o gatilho para o PLD_{max} estrutural que, ao invés de impor uma limitação flat (mesmo valor) em todas as horas do dia, estaria limitado à média diária. Por fim, caso essa média diária fosse atingida, o PLD teria redução proporcional em todas horas até essa média atingir o PLD_{max} estrutural.

123. De forma geral, as contribuições sobre o gatilho dos limites superiores do PLD foram muito ricas nesta AP 22/19 e permitiu ampliar o espaço de solução da ANEEL para o tema, principalmente devido à diversidade de propostas encaminhadas, como se verifica facilmente na Figura 5. Todas foram devidamente analisadas para fundamentar as recomendações a serem realizadas para a Diretoria.

124. Considera-se que há duas alternativas de acionamento do PLD_{max} estrutural possíveis de serem definidas, por parte da Diretoria da ANEEL, são elas:

- a) Alternativa A - Acionamento do limite estrutural com base na média móvel trimestral; e
- b) Alternativa B - Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme dos 24 PLDs horários.

125. Avalia-se que à Alternativa A, agora considerando a média móvel, é mais adequada que o método de contagem de horas, proposto inicialmente pela ANEEL na AP 22/19, por: verificar a profundidade em que o PLD supera o PLD_{max} estrutural; evitar que o mecanismo de gatilho seja acionado sem necessidade, como no caso da média diária do PLD horário em dias de alta demanda, porém sem problema estrutural; e oferecer proteção aos consumidores que não possuem incentivos para reagir a preços no mercado, os consumidores cativos, ao oferecer um PLD_{max} estrutural para todas as horas do dia quando acionado este mecanismo. Em contrapartida, quando do seu acionamento, há a imposição de um teto fixo no valor do PLD_{max} estrutural, o que pode restringir o sinal de preço horário. Por fim, esse método pode incorporar algum grau de incerteza para os agentes em relação ao momento e ao período em que haverá o acionamento do PLD_{max} estrutural.

126. Em relação à Alternativa B, dada a sua característica de convivência diária entre os dois limites teto (PLD_{max} horário e PLD_{max} estrutural), como pontos positivos destacam-se: a manutenção permanente do sinal de preço horário, mesmo nos momentos em que é aplicado o ajuste para que a média dos 24 PLDs do dia fique igual ao PLD_{max} estrutural; e a previsibilidade do valor médio de longo prazo do PLD, pois sabe-se que, na média calculado dentro de um maior intervalo, os PLDs não superaram o PLD_{max} estrutural. Como aspecto negativo dessa alternativa, destaca-se que, por não ser imposto um valor *flat* de teto quando do acionamento do gatilho (pois a conciliação se dá por meio da média diária dos PLDs), agentes expostos em determinado horário continuarão expostos (apenas em menor grau) após o acionamento do mecanismo de proteção (ajuste uniforme nos 24 PLDs horários de modo que a sua média diária seja igual ao PLD_{max} estrutural). No entanto, pondera-se que essa questão está intrinsecamente relacionada à própria natureza do preço horário.

* 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 100/2019–SRM-SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

127. Na regra da Alternativa B, há que se considerar também que, no ajuste na curva dos 24 PLDs horários com vistas a garantir que a média desses valores seja igual ao valor do PLD_{max} estrutural, caso atinja-se valores iguais ao PLD_{min} em algumas horas do dia, deve-se continuar o ajuste no restante dos PLDs horários desse dia até que a meta (média dos 24 PLDs igual ao PLD_{max} estrutural) seja atingida.

128. Em relação ao acionamento do PLD_{max} estrutural considerando os quatro submercados, é possível a sua aplicação de duas maneiras:

- a) Opção A: de forma simultânea em todos os submercados, a partir do acionamento em um determinado submercado; e
- b) Opção B: por submercado, de forma independente dos demais submercados.

129. Nesses casos, há que se garantir a compatibilidade da redução do PLD_{max} horário para o PLD_{max} estrutural (acionamento) com o sentido de transferência de energia entre submercados. Explica-se. A transferência de energia deve ocorrer do submercado com menor PLD (submercado exportador) para o submercado com maior PLD (submercado importador). Dessa forma, supondo que o acionamento ocorra no submercado importador (o do PLD mais alto), haverá incompatibilidade caso, após o acionamento para o PLD_{max} estrutural (seja via Alternativa A ou via Alternativa B), o PLD horário resultante do mecanismo fique menor que o PLD horário do submercado exportador.

130. Dado que a Alternativa A (média móvel trimestral) altera significativamente o perfil do PLD horário, tendo em vista a imposição de um teto flat em todo o período de vigência do acionamento, sugere-se a adoção da Opção A, ou seja, quando acionado em um submercado, o PLD_{max} estrutural seria concomitantemente aplicado nos demais.

131. Já em relação à Alternativa B (média diária), é possível adotar a Opção B (acionamento do teto estrutural de forma independente entre os submercados) mantendo-se a coerência entre o sentido da transferência de energia e a diferença positiva entre o PLD horário do submercado importador e o PLD horário do submercado exportador. Basta apenas que a regra faça o devido ajuste no perfil do PLD horário. Sendo assim, nesse caso sugere-se que o acionamento do PLD_{max} estrutural ocorra por submercado, de forma independente.

III.6 Periodicidade de avaliação da metodologia

132. Houve poucas contribuições objetivas sobre quando a ANEEL deve proceder para reavaliar as metodologias para definição dos limites de preço no mercado de curto prazo. O motivo principal é que muitas das contribuições, vide Figura 2, recomendaram que a ANEEL adiasse a decisão sobre a implementação de dois limites superiores de PLD para que pudesse fazer a observação de ao menos um ano da aplicação do PLD horário na CCEE. A Figura 8 apresenta uma síntese dessas contribuições.

* 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 100/2019–SRM-SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

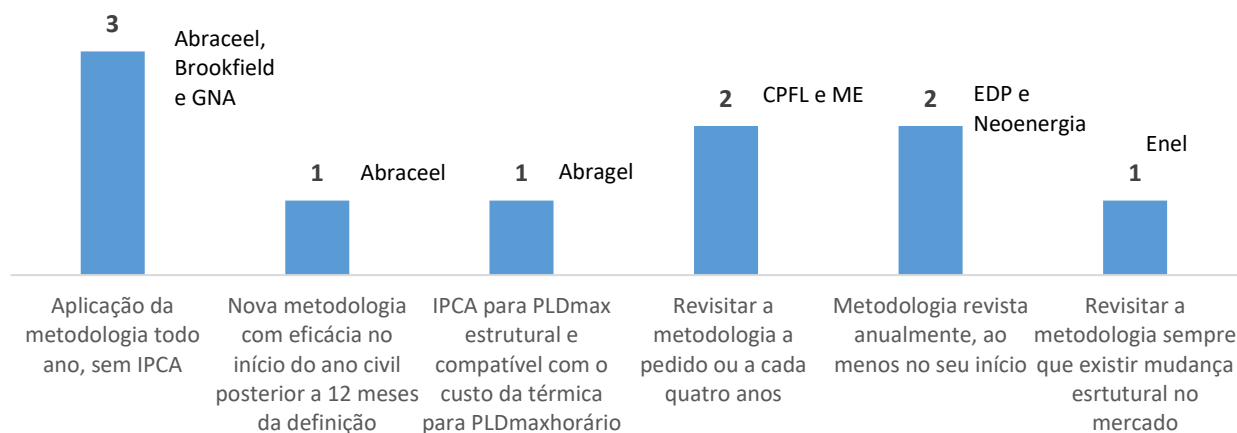


Figura 8. Resumo das contribuições referentes à periodicidade de avaliação da metodologia.

133. As contribuições sobre este tema podem ser divididas em dois grupos. O primeiro grupo de contribuições trata da forma de reajuste dos limites de preço. Sobre ele, a Abraceel, Brookfield e GNA entendem que uma vez fixada a metodologia, ela deve ser aplicada todos os anos, sem necessidade de reajuste por índice de atualização monetária. Já a Abragel entende que o índice de inflação deve ser utilizado para reajustar o PLD_{max} estrutural, porém, o PLD_{max} horário deve seguir métrica própria compatível com a atualização do CVU da usina térmica de referência.

134. O segundo grupo de contribuições trata do momento em que a metodologia de cálculo dos limites de preço deve ser revisitada. A Abraceel não informou o momento, mas avalia que qualquer nova metodologia a ser definida pela ANEEL deve ter uma carência para entrada em vigor de ao menos 12 meses. A CPFL e o Ministério da Economia entendem que a metodologia deve ser revista a cada quatro anos, ou a pedido dos agentes ou da própria ANEEL. A EDP e Neoenergia avaliam que a metodologia deve ser revista anualmente, ao menos neste início de implementação. Por fim, a Enel entende que se deve revisitar a metodologia sempre que existir mudanças estruturais nas regras de precificação e mercado.

135. Sobre este tópico, visando uma maior estabilidade regulatória, recomenda-se que haja a revisão dos limites (mínimo e máximos) apenas em 2023 (para vigência a partir de 2024), sendo que tais valores devem ser corrigidos pelo IPCA para aplicação nos anos de 2021, 2022 e 2023.

136. Ademais, em relação PLD_{max} estrutural, após 2024, a sua revisão pode passar a ser feita a cada 5 anos, de modo a coincidir com o calendário de revisão ordinária das garantias físicas das hidroelétricas: a última revisão ordinária de garantia física foi publicada em 2017, para vigência em 2018, de modo que se espera que a próxima revisão seja publicada em 2022, para vigência em 2023 (5 anos após 2019).

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



Pág. 25 da Nota Técnica nº 100/2019–SRM-SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

III.7 Resumo da análise

137. Considerando todo o exposto, abaixo apresenta-se um quadro resumo com as propostas que foram para a abertura de Audiência Pública e aquelas que, conforme análises efetuadas, são encaminhadas para deliberação por parte da Diretoria da ANEEL.

	Abertura da AP	Fechamento da AP
PLD_{min}	<p><u>Hoje</u>: máximo valor entre (TEO_{itaipu}; RAG) - 42,35 R\$/MWh.</p> <p><u>Proposta</u>: máximo valor entre (TEO_{itaipu}; TEO) - 35,97 R\$/MWh.</p>	<p>Máximo valor entre (TEO_{itaipu}; TEO) - 35,97 R\$/MWh.</p> <p><i>(vigência em 2019, conforme REH 2.498, de 18/12/18)</i></p>
PLD_{max} horário	<p><u>Proposta</u>: CVU da UTE marginal (UTE Xavantes): 1.669,93 R\$/MWh.</p>	<p>Média (ponderada por potência) dos CVUs das UTEs a diesel (tecnologia marginal): 1.141,85 R\$/MWh.</p> <p><i>(base: set/19)</i></p>
PLD_{max} estrutural	<p><u>Proposta 1</u>: CVU mais elevado das UTEs a gás com CCEAR (UTE Mário Lago): 588,89 R\$/MWh.</p> <p><u>Proposta 2</u>: Proteção a 95% dos eventos do excedente do produtor (10.000 séries extraídas do DECK de revisão ordinária das GF das UHEs): 540,68 R\$/MWh.</p>	<p><u>Alternativa A</u>: CVU mais elevado da UTE a gás com CCEAR (UTE Mário Lago): 588,89 R\$/MWh; e</p> <p><i>(ano de 2020)</i></p> <p><u>Alternativa B</u>: Proteção a 95% dos eventos, considerando o deck de revisão ordinária de garantia física das usinas hidrelétricas: 556,58 R\$/MWh.</p> <p><i>(base: set/19)</i></p>
Convivência entre: - PLD _{max} horário - PLD _{max} estrutural	<p><u>Proposta 1</u>: Mecanismo de gatilho para o acionamento do limite estrutural (720h no ano civil).</p> <p><u>Proposta 2</u>: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural), com ajuste uniforme nas 24h ou nas horas de pico.</p>	<p><u>Alternativa A</u>: Acionamento do limite estrutural com base na média móvel trimestral. Nesse caso, sugere-se que o acionamento do PLD_{max} estrutural em um submercado também aciona, concomitantemente, o PLD_{max} estrutural nos demais submercados; e</p> <p><u>Alternativa B</u>: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme dos 24 PLDs horários. Nesse caso, sugere-se que o acionamento do PLD_{max} estrutural ocorra por submercado, de forma independente.</p>
Atualização dos limites máximos	<p><u>Hoje</u>: Avaliação <i>ad hoc</i> dos valores e metodologias;</p> <p><u>Proposta</u>: Revisão a cada 4 anos, com reajustes anuais pelo IPCA.</p>	<p>Avaliação dos impactos do preço sombra decorrido, ao menos, o primeiro quadrimestre do ano de 2020.</p> <p>Revisão em 2023, com reajustes anuais pelo IPCA no período de 2020-2023.</p>

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



Pág. 26 da Nota Técnica nº 100/2019–SRM-SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

138. 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) incisos IV e X do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997; (iii) art. 13 do Decreto nº 4.550, de 27 de dezembro de 2002; (iv) Decreto nº 72.707, de 28 de agosto de 1973; (v) §§ 2º e 3º do art. 57 do Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004; (vi) Resolução nº 682, de 23 de dezembro de 2003; (vii) Resolução Normativa nº 392, de 15 de dezembro de 2009; (viii) Resolução Normativa nº 633, de 25 de novembro de 2014; e (viii) Resolução Homologatória nº 2.498, de 18 de dezembro de 2018.

V - DA CONCLUSÃO

139. Após analisadas as alternativas regulatórias fruto das contribuições aportadas na AP 22/19, conclui-se pelo seguinte encaminhamento:

a) PLD_{min}: adotar, a partir de 2020, o maior valor entre o custo incremental de produção da UHE Itaipu (TEO_{Itaipu}) e o custo incremental de produção das outras usinas hidrelétricas do sistema elétrico participantes do MRE (TEO).

b) PLD_{max} horário: adotar o cálculo da média, ponderada por potência, dos CVUs das UTEs a diesel disponível no deck do PMO de setembro de 2019.

c) PLD_{max} estrutural: Duas alternativas são possíveis de escolha por parte da Diretoria da ANEEL:

- i. Alternativa A: CVU mais elevado da UTE a gás com CCEAR (UTE Mário Lago); e
- ii. Alternativa B: Proteção a 95% dos eventos, considerando o deck de revisão ordinária de garantia física das usinas hidrelétricas.

d) Mecanismo de convivência entre os dois limites máximos do PLD: Duas alternativas são possíveis de escolha por parte da Diretoria da ANEEL:

- i. Alternativa A: Acionamento do limite estrutural com base na média móvel trimestral; e
 - Nesse caso, sugere-se que o acionamento do PLD_{max} estrutural em um submercado também aciona, concomitantemente, o PLD_{max} estrutural nos demais submercados.
- ii. Alternativa B: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme dos 24 PLDs horários.
 - Nesse caso, sugere-se que o acionamento do PLD_{max} estrutural ocorra por submercado, de forma independente.

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



Pág. 27 da Nota Técnica nº 100/2019–SRM-SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

e) Atualização do limite mínimo de PLD: sempre pelo maior valor entre a TEO e a TEOitaipu.

f) Atualização dos limites máximos de PLD: avaliação após decorrido, ao menos, o primeiro quadrimestre do ano de 2020, considerando os impactos observados sobre o mercado e a sociedade em decorrência de sua implementação; e revisão em 2023, com reajustes anuais pelo IPCA no período de 2020-2023.

VI - DA RECOMENDAÇÃO

140. Recomenda-se o envio desta Nota Técnica à Diretora Relatora do processo para avaliação das conclusões do processo de audiência pública e para subsidiar a decisão a ser tomada pela Diretoria Colegiada sobre os limites regulatórios de preço do mercado de curto prazo.

(Assinado digitalmente)

FELIPE ALVES CALABRIA

Superintendente Adjunto de Regulação dos
Serviços de Geração

(Assinado digitalmente)

BENNY DA CRUZ MOURA

Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

PEDRO ELIAS WEBER DE DEUS AMARAL

Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

BRUNO GOULART DE FREITAS MACHADO

Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

OTÁVIO RODRIGUES VAZ

Superintendente Adjunto de Regulação Econômica
e Estudos do Mercado

LUISA SIMEI LOPES DOS SANTOS

Estagiária

PEDRO VITOR FERREIRA GONÇALVES

Estagiário

De acordo:

(Assinado digitalmente)

JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ

Superintendente de Regulação Econômica e Estudos do Mercado

(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. 28 da Nota Técnica nº 100/2019–SRM-SRG/ANEEL, de 6/9/2019.

Anexo

Memória de cálculo do PLD_{max} horário (deck do PMO de setembro/2019)

COD	NOME	POT (MW)	CVU (R\$/MWh)	POT*CVU (MW.R\$/MWh)	Média Ponderada
64	CANOAS	249	698.14	173837	R\$1,141.85
318	FLORES LT1	40	932.08	37283	
319	FLORES LT2	40	947.36	37894	
109	ALTOS	13	1009.60	13125	
111	ARACATI	11	1009.60	11106	
113	BATURITE	11	1009.60	11106	
117	CAMPO MAIOR	13	1009.60	13125	
119	CAUCAIA	15	1009.60	15144	
121	CRATO	13	1009.60	13125	
125	ENGUIA PECEM	15	1009.60	15144	
127	IGUATU	15	1009.60	15144	
133	JUAZEIRO N	15	1009.60	15144	
135	MARAMBAIA	13	1009.60	13125	
138	NAZARIA	13	1009.60	13125	
182	PALMEIRAS GO	176	1065.38	187507	
153	DAIA	44	1162.19	51136	
155	GOIANIA II	140	1218.16	170542	
161	POTIGUAR III	66	1362.95	89955	
151	POTIGUAR	53	1362.96	72237	
160	PAU FERRO I	94	1534.57	144250	
159	TERMOMANAUS	143	1534.57	219444	
108	XAVANTES	54	1671.31	90251	
235	CAMACARI MII	0	1604.85	0	
162	PECEM II	0	1621.50	0	

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



	Contribuições (1ª e 2ª fase da AP)		Classificação da contribuição	Análise ANEEL		
				Aceita	Justificativa	
1	EDP	1	Pleiteia a manutenção do atual critério de PLDmax para 2020, tendo em vista a ausência de ferramentas tanto para a demanda como a oferta reagir ao sinal horário, e considerando que os atuais limites representam uma trava de segurança conhecida de modo a assegurar a estabilidade e solvência do mercado.	Manter atual metodologia de PLDmax	Aceita	Há duas alternativas possíveis: - Alternativa A: CVU mais elevado da UTE a gás com CCEAR; e - Alternativa B: Proteção a 95% dos eventos de excedente do produtor. Compatível com a Alternativa A
		2	Sugere a realização de contabilização "sombra" dos limites propostos (PLDmax horário e PLDmax estrutural), ou mesmo sem limites de piso e teto, para verificação dos impactos em todos os segmentos.	Apuração sombra dos novos limites de PLD durante um período	Aceita	Sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
		3	Entende que, a princípio, a proposta de PLDmin apresentada na AP também possui fundamento econômico, pela questão do custo variável na modelagem. Contudo, pelo princípio da previsibilidade na transição para a precificação horária, sugere que o PLD piso siga o critério vigente.	Manter atual metodologia de PLDmin	Não aceita	A utilização do valor da RAG como limitador do PLDmin não parece ser o mais adequado sob o ponto de vista conceitual porque a RAG incorpora custos fixos, além dos variáveis.
		4	Sugere que a metodologia para definição dos limites de PLD seja revista anualmente, para que seja efetiva a calização, por parte dos stakeholders, dos parâmetros referentes ao preço horário.	Revisão dos limites	Não aceita	Visando promover maior estabilidade regulatória, sugere-se a realização de um ARR em 2020 e revisão dos limites em 2023, com reajustes pelo IPCA no período de 2020 - 2023.
2	ABRAGET	5	Solicita a postergação do prazo para conclusão da AP, em 30 dias, submentendo-a previamente o AIR ao processo de participação pública	Prorrogação da AP	Parcialmente aceita	A AP foi prorrogada por mais 15 dias (de 18/07/19 a 02/08/19).
		6	Solicita análise dos potenciais impactos aos geradores termelétricos.	Apuração sombra dos novos limites de PLD durante um período	Aceita	Sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
3	Brookfield	7	Sugere a manutenção do PLD teto de acordo com a regra atual, e adoção do "PLDmax horário" e "PLDmax estrutural" um ano após a implantação do preço horário no MCP.	Manter atual metodologia de PLDmax	Aceita	Sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
		8	Entende ser prudente a observância de um período mínimo para adaptação das estruturas e estratégias tanto por parte dos agentes como dos consumidores.	Apuração sombra dos novos limites de PLD durante um período	Aceita	Sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
		9	Entende que a proposta de PLDmax estrutural definido com base no percentil 95 do excedente do produtor, sob o ponto de vista microeconômico, é adequada, pois a renda inframarginal apura se o preço de curto prazo é suficiente para que os geradores cubram seus custos. Tecnicamente a proposta é aderente e tenta salvaguardar o mercado de riscos sistêmicos.	Concorda metodologia do PLDmax estrutural	Aceita	Há duas alternativas possíveis: - Alternativa A: CVU mais elevado da UTE a gás com CCEAR; e - Alternativa B: Proteção a 95% dos eventos de excedente do produtor. Compatível com a Alternativa B
		10	No entanto, sugere que o valor do "PLDmax estrutural" permaneça sendo apurado com base na metodologia atual (maior CVU de térmica a gás natural contratada em CCEAR), de modo a tornar mais simples e reprodutível a sua definição. Ressaltam, no entanto, que não se opõe ao uso da metodologia apresentada.	Manter atual metodologia de PLDmax	Aceita	Há duas alternativas possíveis: - Alternativa A: CVU mais elevado da UTE a gás com CCEAR; e - Alternativa B: Proteção a 95% dos eventos de excedente do produtor. Compatível com a Alternativa A

	Contribuições (1ª e 2ª fase da AP)		Classificação da contribuição	Análise ANEEL	
				Aceita	Justificativa
	11	Para aplicação e retirada do "PLDmax estrutural", propõe que seja considerada uma média móvel do PLD horário com janela de 3 meses, apurada permanentemente ao longo do tempo (i.e., não se reiniciando no início de cada ano civil)	Aprimoramento da Proposta 2 com média móvel	Aceita	Há duas Alternativas possíveis: - Alternativa A: Acionamento do limite estrutural com base em uma média móvel de 3 meses; e - Alternativa B: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme nas 24h do dia. Compatível com a Alternativa A
	12	Propõe-se que a apuração do PLDmax (horário ou estrutural) seja realizada anualmente, utilizando os CVUs atualizados das termelétricas (sem IPCA)	Revisão dos limites	Não aceita	Visando promover maior estabilidade regulatória, sugere-se a realização de um ARR em 2020 e revisão dos limites em 2023, com reajustes pelo IPCA no período de 2020 - 2023.
	13	Sugere a manutenção da metodologia vigente para estabelecimento do PLDmin, para evitar a alteração de regras consolidadas para a precificação do PLD.	Manter atual metodologia de PLDmin	Não aceita	A utilização do valor da RAG como limitador do PLDmin não parece ser o mais adequado sob o ponto de vista conceitual porque nela há a incorporação de custos fixos, além dos variáveis.
ABRAGEL	14	Diante do desconhecimento do comportamento do PLD horário, solicita que a ANEEL mantenha a regra vigente para os PLDs piso e teto e que reavalie os limites de PLD após o primeiro ano de operação sombra com o modelo validado pelos agentes ou, de maneira ainda mais assertiva, após um ano da entrada em vigor do preço horário, o que ocorrer primeiro	Manter atual metodologia de PLDmax	Aceita	Há duas alternativas possíveis: - Alternativa A: CVU mais elevado da UTE a gás com CCEAR; e - Alternativa B: Proteção a 95% dos eventos de excedente do produtor. Compatível com a Alternativa A
	15		Manter atual metodologia de PLDmin	Não aceita	A utilização do valor da RAG como limitador do PLDmin não parece ser o mais adequado sob o ponto de vista conceitual porque a RAG incorpora custos fixos, além dos variáveis
	16		Apuração sombra dos novos limites de PLD durante um período	Aceita	Sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
	17	A ABRAGEL não se opõe à existência de dois valores para o PLDmax.	Concorda com a proposta de dois limites de PLDmax	Aceita	-
	18	Porém, acredita que calcular o PLDmax estrutural como 95% do Excedente do Produtor apurado entre 2012 e 2018 é válida, mas não é o ideal porque esse método é difícil reprodução por parte dos agentes. Assim, recomenda que o PLD Estrutural continue sendo definido a partir do maior CVU de térmica a gás natural com CCEAR, caso esse valor permaneça próximo ao apurado pelo método de cálculo do excedente do produtor.	Manter atual metodologia de PLDmax	Aceita	Há duas alternativas possíveis: - Alternativa A: CVU mais elevado da UTE a gás com CCEAR; e - Alternativa B: Proteção a 95% dos eventos de excedente do produtor. Compatível com a Alternativa A
	19	Para aplicação e retirada do "PLDmax estrutural", propõe que seja considerada uma média móvel do PLD horário com janela de 3 meses, apurada permanentemente ao longo do tempo (i.e., não se reiniciando no início de cada ano civil)	Aprimoramento da Proposta 2 com média móvel	Aceita	Há duas Alternativas possíveis: - Alternativa A: Acionamento do limite estrutural com base em uma média móvel de 3 meses; e - Alternativa B: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme nas 24h do dia. Compatível com a Alternativa A

	Contribuições (1ª e 2ª fase da AP)		Classificação da contribuição	Análise ANEEL		
				Aceita	Justificativa	
	20	Concorda que o PLDmax estrutural seja atualizado anualmente pelo IPCA, mas entende que o PLDmax horário deve ser atualizado anualmente considerando o valor da térmica mais cara disponível.	Revisão dos limites	Parcialmente aceita	Visando a necessidade de promover maior estabilidade regulatória, os limites serão ajustados pelo IPCA. Porém, após análise das contribuições da AP, propõe-se que o PLDmax horário seja calculado pela média ponderada do CVUs da "tecnologia marginal" (UTES a óleo diesel).	
	21	Sugere que seja mantida a regra atual de PLDmin (maior valor entre a TEO Itaipu e a RAG), pois entende que "os geradores devem ter uma remuneração mínima para cobrir custos como um todo".	Manter atual metodologia de PLDmin	Não aceita	A utilização do valor da RAG como limitador do PLDmin não parece ser o mais adequado sob o ponto de vista conceitual porque nela há a incorporação de custos fixos, além dos variáveis.	
5	Potencial Comercializador	22	Recomenda suspender a AP e reabri-la após a definição do momento de entrada do PLD horário.	Postergação de prazo ou nova Audiência Pública	Parcialmente aceita	Sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
6	Conselho Consumidores CELPA	23	Sugere que os limites do PLD sejam alterados visando reduzir a enorme diferença existente entre o mínimo e o máximo, se utilizando de parâmetros medianos que resultem em valores menos impactantes, e que tenham como referência o menor custo para o Ambiente de Contratação Regulada - ACR.	Alteração dos limites visando reduzir a diferença entre PLDmin e PLDmax	Não aceita	Os limites de PLD devem ser definidos de modo a permitir que haja sinal econômico capaz de fornecer maior eficiência ao mercado. Demanda e oferta com habilidade de deslocamento de suas capacidades durante o dia tenderão a exercer esta opção caso os preços do mercado de curto prazo estejam muitos altos ou baixos, visando reduzir custos e obter maiores receitas.
7	ABRAGE	24	Entende que os custos das UHEs deveria estar internos aos modelos computacionais.	Internalização de custos das UHEs nos modelos	Não aceita	De acordo com a Resolução CNPE 07/2016, não cabe à ANEEL a revisão dos parâmetros e das metodologias dos modelos computacionais.
		25	Sugere a manutenção da regra atual de PLDmin, pois entende que se faz necessário que um limite inferior seja adotado para promover uma remuneração mínima necessária para cobrir os custos de operação incorridos pelos geradores, o que justifica o uso da RAG.	Manter atual metodologia de PLDmin	Não aceita	A utilização do valor da RAG como limitador do PLDmin não parece ser o mais adequado sob o ponto de vista conceitual porque nela há a incorporação de custos fixos, além dos variáveis.
		26	Inicialmente, sugere um ajuste no número de horas para que seja acionado o gatilho, uma vez que um mês típico do ano equivale a 730 horas, ou seja, 8760 horas dividido sobre 12.	Aprimoramento da Proposta 2	Não aceita	Foram consideradas como mais adequadas as seguintes Alternativas: - Alternativa A: Acionamento do limite estrutural com base em uma média móvel de 3 meses; e - Alternativa B: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme nas 24h do dia.
		27	Adicionalmente, sugere que a atuação do gatilho seja mais suave e possua vários níveis de gradação para termos uma queda menos radical e descontinuada (o que poderia ser uma das críticas da adoção da Proposta 1 em detrimento da Proposta 2) como, por exemplo: - após 730h: PLDmax = 75% do PLDmax horário; - após 1460h: PLDmax = 50% do PLDmax horário; e - após 2190h: PLDmax = PLDmax estrutural	Aprimoramento da Proposta 2	Não aceita	Foram consideradas como mais adequadas as seguintes Alternativas: - Alternativa A: Acionamento do limite estrutural com base em uma média móvel de 3 meses; e - Alternativa B: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme nas 24h do dia.

	Contribuições (1ª e 2ª fase da AP)		Classificação da contribuição	Análise ANEEL	
				Aceita	Justificativa
8 Eletrobras	28	Sugere que o valor do "PLDmax estrutural" permaneça sendo apurado com base na metodologia atual (maior CVU de térmica a gás natural contratada em CCEAR), pois a metodologia com base no percentil 95% do Excedente do Produtor, considerando resultados extraídos do Newave, apresentam premissas que são atualizadas, o que afeta os resultados e pode alterar o valor do PLDmax estrutural de R\$ 540,68/MWh.	Manter atual metodologia de PLDmax	Aceita	Há duas alternativas possíveis: - Alternativa A: CVU mais elevado da UTE a gás com CCEAR; e - Alternativa B: Proteção a 95% dos eventos de excedente do produtor. Compatível com a Alternativa A
	29	Para aplicação e retirada do "PLDmax estrutural", propõe que seja considerada uma média móvel do PLD horário com janela de 3 meses, apurada permanentemente ao longo do tempo (i.e., não se reiniciando no início de cada ano civil)	Aprimoramento da Proposta 2 com média móvel	Aceita	Há duas Alternativas possíveis: - Alternativa A: Acionamento do limite estrutural com base em uma média móvel de 3 meses; e - Alternativa B: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme nas 24h do dia. Compatível com a Alternativa A
	30	Entende também que seria adequado criar um mecanismo de amortecimento, com patamares que possibilitem a aplicação gradual de redutor aplicado ao PLD máximo horário, até atingimento do PLD máximo estrutural.	Alternativa híbrida entre a Proposta 2 e Proposta 3	Não aceita	Foram consideradas como mais adequadas as seguintes Alternativas: - Alternativa A: Acionamento do limite estrutural com base em uma média móvel de 3 meses; e - Alternativa B: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme nas 24h do dia.
	31	Sugere que seja mantida a regra atual de PLDmin (maior valor entre a TEO Itaipu e a RAG), pois entende que "é razoável a utilização de valores mínimos para o PLD que garantam uma remuneração mínima necessária para cobrir os custos de operação incorridos pelos geradores". Registra, contudo, que seria apropriado que os custos das UHEs fossem internalizados nos modelos computacionais.	Manter atual metodologia de PLDmin	Não aceita	A utilização do valor da RAG como limitador do PLDmin não parece ser o mais adequado sob o ponto de vista conceitual porque nela há a incorporação de custos fixos, além dos variáveis. Ademais, de acordo com a Resolução CNPE 07/2016, não cabe à ANEEL a revisão dos parâmetros e das metodologias dos modelos computacionais.
	32	Entende que a proposta que permite a coexistência diária entre dois limites para o PLDmax, com a adoção de um PLDmax_estrutural (R\$ 540,68/MWh) e um PLDmax_horário (R\$ 1669,93/MWh), é a mais adequada pois atende premissas consideradas adequadas e traz sinalização correta, incentivando os consumidores a participarem cada vez mais da operação. Entende também ser mais razoável a proposta de ajuste dos 24 PLDs horários até que a média de seus valores seja igual ao PLDmax estrutural, caso a sua média em determinado dia seja superior ao PLDmax estrutural.	Concorda com a Proposta 3	Aceita	Há duas Alternativas possíveis: - Alternativa A: Acionamento do limite estrutural com base em uma média móvel de 3 meses; e - Alternativa B: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme nas 24h do dia. Compatível com a Alternativa B

	Contribuições (1ª e 2ª fase da AP)		Classificação da contribuição	Análise ANEEL		
				Aceita	Justificativa	
9	ABRACE	33	Faz também uma proposta híbrida, onde a curva só seria ajustada pela CCEE caso o PLD fosse maior que PLD estrutural durante 720 horas não consecutivas, sendo que o PLDmax_horário sempre teria vigência a partir do início de cada ano civil.	Alternativa híbrida entre a Proposta 2 e Proposta 3	Não aceita	Foram consideradas como mais adequadas as seguintes Alternativas: - Alternativa A: Acionamento do limite estrutural com base em uma média móvel de 3 meses; e - Alternativa B: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme nas 24h do dia.
		34	Sugere que o PLDmin seja igual a zero, com todos os custos variáveis das hidroelétricas incluídos na formação do preço. Ademais, entende que o PLDmin "não tem, e jamais deve ter como função, garantir uma remuneração mínima aos agentes de geração".	Internalização de custos das UHEs nos modelos	Não aceita	De acordo com a Resolução CNPE 07/2016, não cabe à ANEEL a revisão dos parâmetros e das metodologias dos modelos computacionais.
		35	Sugere que seja mantida a regra atual de PLDmin (maior valor entre a TEO Itaipu e a RAG), pois entende que deve haver uma remuneração mínima necessária para cobrir os custos de operação incorridos pelos geradores, e que a melhor referência no momento para o cálculo desses custos é a RAG.	Manter atual metodologia de PLDmin	Não aceita	A utilização do valor da RAG como limitador do PLDmin não parece ser o mais adequado sob o ponto de vista conceitual porque nela há a incorporação de custos fixos, além dos variáveis.
		36	Concorda que proposta mais aderente seja a de número 2, que prevê, a adoção de um preço máximo horário com gatilho para um preço máximo estrutural, mas sugere os seguintes aprimoramentos: - ajuste no mês típico anual de 720 para 730 horas; - mecanismo de amortecimento, com aplicação de uma média móvel de 3 meses (não havendo a necessidade da espera pelo início do novo ano civil), ou com aplicação gradual de um redutor (após 730h: PLDmax = 75% do PLDmax horário; após 1460h: PLDmax = 50% do PLDmax horário; e após 2190h: PLDmax = PLDmax estrutural)	Aprimoramento da Proposta 2	Não aceita	Foram consideradas como mais adequadas as seguintes Alternativas: - Alternativa A: Acionamento do limite estrutural com base em uma média móvel de 3 meses; e - Alternativa B: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme nas 24h do dia.

	Contribuições (1ª e 2ª fase da AP)	Classificação da contribuição	Análise ANEEL			
			Aceita	Justificativa		
10	FURNAS	37	Apesar de boa fundamentação técnica, a proposta da agência para um preço estrutural em substituição ao preço máximo hoje vigente não nos parece adequada uma vez que: (i) é de difícil reprodução; (ii) utiliza um deck antigo, onde a maioria das variáveis estão defasadas (custos das termelétricas, carga, limites de intercâmbio, obras em atraso/canceladas, além do próprio valor do Custo Marginal de Expansão - CME); (iii) não alcança os valores dos recursos termelétricos mais caros disponíveis.	Discorda metodologia do PLDmax estrutural	Não aceita	Foi disponibilizado para a AP os códigos utilizados no cálculo do valor do PLDmax estrutural, o qual apenas: (1) extrai dados do último deck, (2) calcula as áreas equivalentes ao excedente do produtor, para cada cenário do NEWAVE, e (3) e gera a curva de distribuição de probabilidade, para identificar o percentil 95. Esse processo trata de garantias físicas definidas a partir dos dados disponíveis em agosto de 2016, as quais foram publicadas em maio de 2017 (Portaria MME nº 178, de 03/05/17), e passaram a ter validade a partir de janeiro de 2018. Trata-se, portanto, de um deck recente: último deck disponível e proveniente do processo de revisão ordinária das GFs das UHEs. Por fim, ressalta-se que metodologia de definição do PLDmax deve tanto proteger o mercado de situações financeiras gravosas como dar incentivo adequado para a demanda e a oferta.
		38	Recomenda que o PLD máximo estrutural seja calculado a partir da média das térmicas mais caras disponíveis despacháveis (óleo) no SIN e que constam dos decks de despacho operativo e de formação de preços, que representam, de fato, os últimos recursos disponíveis antes de se atingir o custo de déficit, além da lógica estar mais aderente ao conceito de limite superior ou máximo. O atual valor é da ordem de 900 R\$/MWh.	Discorda metodologia do PLDmax estrutural	Não aceita	A metodologia de definição do PLDmax deve tanto proteger o mercado de situações financeiras gravosas como dar incentivo adequado para a demanda e a oferta.
		39	Entende que é indispensável que passe a vigor um preço máximo horário dado pelo recurso mais caro antes do custo de déficit, ou seja da térmica mais cara, que no momento é a UTE Xavantes com CVU de R\$ 1.669,93/MWh, mas também pontua que "num modelo de precificação obtido mediante a saída de um modelo computacional que busca a minimização do custo de operação, a térmica mais cara modelada é na verdade o custo de déficit que hoje vale R\$ 4.944,89/MWh".	Concorda com a metodologia do PLDmax horário	Parcialmente aceita	Buscando não vincular o PLDmax horário em uma única térmica, propõe-se que o PLDmax horário seja igual à média ponderada dos CVUs das térmicas de tecnologia marginal (UTES a óleo diesel), cujo valor é 1.141,85 R\$/MWh.
		40	Ainda que o CPAMP não aprove o início da vigência do preço horário para o ano de 2020, sugere que a agência adote imediatamente as regras de limite superior de um preço máximo conjuntural (térmica mais cara) e um preço estrutural.	Aumento do PLD teto	Não aceita	A adoção de dois limites máximos de PLD apenas pode ser implementado após a adoção do PLD horário.
11	Norte Energia	41	Sugere que seja mantida a atual metodologia para o estabelecimento do PLDmin, calculado considerando o maior valor entre a RAG e a TEO de Itaipu. Entende que o PLDmin deve refletir uma remuneração adequada aos empreendimentos de geração para cobertura de seus respectivos custos de operação e manutenção, estando atualmente estes custos representados na RAG.	Manter atual metodologia de PLDmin	Não aceita	A utilização do valor da RAG como limitador do PLDmin não parece ser o mais adequado sob o ponto de vista conceitual porque nela há a incorporação de custos fixos, além dos variáveis.

	Contribuições (1ª e 2ª fase da AP)		Classificação da contribuição	Análise ANEEL	
				Aceita	Justificativa
12 ABRACEEL	42	Teto do PLD definido com base no CVU da última termelétrica disponível no SIN, hoje no valor de R\$ 1.669,93/MWh, já a partir de 1º de janeiro de 2020, de forma independente da entrada do preço horário e sem a adoção de um PLDmax_estrutural. Entende que a redução do teto, principalmente em momentos de escassez, é contrária à lógica econômica e prejudicial ao setor.	Aumento do PLD teto	Não aceita	A metodologia de definição do PLDmax deve tanto proteger o mercado de situações financeiras gravosas como dar incentivo adequado para a demanda e a oferta.
	43	Com relação à proposta da Aneel do PLDmax_estrutural, caso adotado, propomos que seja ampliado o teto do PLD ou minimamente mantida a metodologia atual, que considera o maior CVU da UTE a gás natural detentora de CCEAR. Na sua visão, não há elementos que justifiquem a redução da sinalização econômica (PLDmax-estrutural igual a R\$ 540.68/MWh, em relação à metodologia atual onde o PLDmax seria de R\$ 588.89/MWh), principalmente no momento atual de aprimoramento dos mecanismos de formação de preços.	Manter atual metodologia de PLDmax	Aceita	Há duas alternativas possíveis: - Alternativa A: CVU mais elevado da UTE a gás com CCEAR; e - Alternativa B: Proteção a 95% dos eventos de excedente do produtor. Compatível com a Alternativa A
	44	Alternativamente, considerando a proposta da Aneel de PLDmax_estrutural, entendemos necessária a consideração no seu cálculo do Volume Mínimo Operativo (VMOp) e demais funcionalidades previstas para entrar nos modelos de despacho e formação de preço em 1º de janeiro de 2020, fundamentais para o correto cálculo do Excedente do Produtor na forma sugerida pelo regulador.	Discorda metodologia do PLDmax estrutural	Aceita	Sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
	45	Entende como uma das principais dificuldades da alternativa 2 (gatilho para acionamento do PLDmax_estrutural em 720h) a limitação dos sinais de preços horários após acionamento do gatilho, o que pode retirar o sinal econômico. Além disso, a Proposta 2 traz incerteza para o mercado em razão da imprevisibilidade de acionamento do gatilho. Não parece que apenas 1 mês de teto seja suficiente para provocar um risco estrutural de default no mercado, com insolvência generalizada, razão pela qual entendemos que a alternativa carece de aprimoramentos.	Discorda da Proposta 2	Aceita	Foram consideradas como mais adequadas as seguintes Alternativas: - Alternativa A: Acionamento do limite estrutural com base em uma média móvel de 3 meses; e - Alternativa B: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme nas 24h do dia.
	46	No que tange à alternativa 3 (PLDmax_estrutural de R\$ 540,68/MWh limitando a média diária do PLDmax_horário de R\$ 1.669,93/MWh), essa é revestida de maior complexidade e gera incerteza em relação ao sinal de preço horário dos dias subsequentes, o que também dificulta a contratação. Contudo, a alternativa 3 preserva o sinal de ponta do sistema mesmo com o acionamento do gatilho do PLDmax_estrutural, em linha com a entrada do preço horário, a reação da demanda e a entrada de novas tecnologias, o que traz benefícios para o setor.	Discorda da Proposta 3	Aceita	Foram consideradas como mais adequadas as seguintes Alternativas: - Alternativa A: Acionamento do limite estrutural com base em uma média móvel de 3 meses; e - Alternativa B: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme nas 24h do dia.

	Contribuições (1ª e 2ª fase da AP)		Classificação da contribuição	Análise ANEEL	
				Aceita	Justificativa
47	Apresentação de proposta híbrida entre as alternativas 2 e 3 do teto do PLD, qual seja: - o teto iniciaria com metodologia da alternativa 2, com o PLDmax_horário com base no último recurso disponível. Uma vez acionado o gatilho para o PLDmax_estrutural, ao invés de uma limitação linear, o teto do PLD migraria para a alternativa 3, onde a média diária do PLD estaria limitada ao PLDmax_estrutural, com redução proporcional de forma a preservar a sinalização horária do PLD; - Sobre o gatilho, propõe a ampliação do seu período de acionamento/desligamento para 1.460 horas, com base em um horizonte móvel de 12 meses. Alternativamente, poder-se-ia incorporar um gatilho com base na média móvel do PLD no horizonte de 6 meses.	Alternativa híbrida entre a Proposta 2 e Proposta 3	Não aceita	Foram consideradas como mais adequadas as seguintes Alternativas: - Alternativa A: Acionamento do limite estrutural com base em uma média móvel de 3 meses; e - Alternativa B: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme nas 24h do dia.	
48	Apoio à proposta da Aneel para o piso do PLD.	Manter atual metodologia de PLDmin	Aceita	-	
49	Reajustar anualmente os limites do PLD (teto, piso e PLDmax estrutural, caso adotado) com base na aplicação das respectivas metodologias já definidas, e não pela variação do IPCA. Caso, futuramente, a ANEEL decida pela alteração de qualquer metodologia, que a eficácia dos novos valores aconteça apenas no início do ano civil posterior a 12 meses da data de publicação do Ato Administrativo.	Revisão dos limites	Não aceita	Visando promover maior estabilidade regulatória, sugere-se a realização de um ARR em 2020 e revisão dos limites em 2023, com reajustes pelo IPCA no período de 2020 - 2023.	
50	Concorda com a adoção de dois tetos caso haja a implantação do PLD horário: um PLD máximo conjuntural, elevado, mas por períodos curtos, e um PLD máximo estrutural, de menor valor, a ser aplicado por períodos mais longos em que se observe hidrologia adversa.	Concorda com a proposta de dois limites de PLDmax	Aceita	-	
51	Concorda com o critério para o PLD máximo horário (CVU do último recurso térmico disponível), mas sugere que se utilize para o PLD máximo estrutural o critério atual, ou seja, o CVU mais elevado de termelétrica a gás comprometida com CCEAR.	Concorda metodologia do PLDmax horário Discorda metodologia do PLDmax estrutural	Aceita	O PLDmax horário será dado pela média ponderada dos CVUs das usinas de tecnologia marginal. E para o PLDmax estrutural há duas alternativas possíveis: - Alternativa A: CVU mais elevado da UTE a gás com CCEAR; e - Alternativa B: Proteção a 95% dos eventos de excedente do produtor. Compatível com a Alternativa A	

	Contribuições (1ª e 2ª fase da AP)		Classificação da contribuição	Análise ANEEL	
				Aceita	Justificativa
13 CPFL Energia	52	Considera o atual critério de PLDmax estrutural mais transparentes e com atualização já regulamentada nos respectivos CCEARs. Embora a lógica para a determinação do PLD máximo estrutural proposta pela ANEEL seja plausível, a base de dados utilizada remete ao início de 2017 e, portanto, está muito desatualizada. Além disso, as condições contempladas em um deck calibrado para o cálculo de garantia física são diversas de decks atuais utilizados no planejamento da operação energética, a partir dos quais se calcula o PLD.	Discorda metodologia do PLDmax estrutural	Parcialmente aceita	Para o PLDmax estrutural há duas alternativas possíveis: - Alternativa A: CVU mais elevado da UTE a gás com CCEAR; e - Alternativa B: Proteção a 95% dos eventos de excedente do produtor. Compatível com a Alternativa A. Esse processo trata de garantias físicas definidas a partir dos dados disponíveis em agosto de 2016, as quais foram publicadas em maio de 2017 (Portaria MME nº 178, de 03/05/17), e passaram a ter validade a partir de janeiro de 2018. Trata-se, portanto, de um deck recente: último deck disponível e proveniente do processo de revisão ordinária das GFs das UHEs.
	53	Quanto convivência entre os dois tetos de PLD, se atendo apenas às alternativas propostas pela ANEEL, concorda com a Proposta 3, qual seja: PLD máximo estrutural coexistindo diariamente com um PLD máximo horário (PLD médio diário ficaria limitado ao PLD máximo estrutural), com ajuste uniforme na curva dos 24 PLD horários.	Concorda com a Proposta 3	Aceita	Há duas alternativas possíveis: - Alternativa A: Alternativa de gatilho para o acionamento do limite estrutural (média móvel de 3 meses); e - Alternativa B: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural), com ajuste uniforme nas 24h do dia. Compatível com a Alternativa B
	54	Afirma ser contrária à Proposta 2 (em que o PLD máximo assume o custo da última termelétrica disponível por um número específico de horas não consecutivas, 720 horas, e, após este período, assume o valor do PLD máximo estrutural) por que, nos processos de planejamento da contratação e sazonalização de contratos e da garantia física, este critério implicaria em risco adicional à tomada de decisão.	Discorda da Proposta 2	Aceita	Foram consideradas como mais adequadas as seguintes Alternativas: - Alternativa A: Acionamento do limite estrutural com base em uma média móvel de 3 meses; e - Alternativa B: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme nas 24h do dia.
	55	Todavia, entende que uma alternativa mais apropriada para o gatilho entre o PLDmax horário e o PLDmax estrutural seria o PLD calculado semanalmente pelo modelo Decomp. Neste caso, quando o PLD médio semanal calculado pelo Decomp é superior ao PLD máximo estrutural, este é acionado como limite para os PLDs horários desta semana.	Aprimoramento das propostas de gatilho	Não aceita	Foram consideradas como mais adequadas as seguintes Alternativas: - Alternativa A: Acionamento do limite estrutural com base em uma média móvel de 3 meses; e - Alternativa B: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme nas 24h do dia.
	56	Propõe que se mantenha o critério atual para a determinação do limite mínimo para o PLD (o maior valor entre a TEO Itaipu e a RAG de usinas cotistas), pois entende que deve prevalecer a visão dos agentes de que o atual nível da TEO não é apropriado, assim como ocorreu em 2014, quando, na audiência pública que tratou da alteração dos limites de PLD (Audiência Pública 54/2014), 67% avaliaram que era necessário elevar o PLD mínimo.	Manter atual metodologia de PLDmin	Não aceita	A utilização do valor da RAG como limitador do PLDmin não parece ser o mais adequado sob o ponto de vista conceitual porque nela há a incorporação de custos fixos, além dos variáveis.

	Contribuições (1ª e 2ª fase da AP)		Classificação da contribuição	Análise ANEEL	
				Aceita	Justificativa
	57	Entende que um desequilíbrio na definição da metodologia dos limites para o PLD associado à adoção da precificação horário, causaria uma revisão mandatária da definição da cobertura tarifária de compra tarifária e encargos setoriais, que teriam um impacto no caixa das distribuidoras, além impulsionar a revisão das metodologias que regulamentam o acionamento e adicional de bandeiras tarifárias.	Outros	Não aceita	Todavia, sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
	58	Considera relevante visitar os critérios de definição dos limites para o PLD no mínimo a cada quatro anos, ou ainda quando houver alteração relevante no mecanismo de formação de preços ou o regulador, os agentes do setor ou a sociedade entenderem que há motivo para tanto.	Revisão dos limites	Aceita	Visando promover maior estabilidade regulatória, sugere-se a realização de um ARR em 2020 e revisão dos limites em 2023, com reajustes pelo IPCA no período de 2020 - 2023.
	59	Com relação à atualização anual dos valores mínimo e máximo do PLD, discordamos da proposta de atualização dos valores com base no IPCA, pois a própria metodologia de definição dos limites está associada a variáveis (TEO, RAG, CVU de usinas termelétricas) as quais já têm atualização regulamentada.	Discorda da atualização pelo IPCA	Não aceita	Visando promover maior estabilidade regulatória, sugere-se que os reajustes anuais ocorram pelo IPCA.
	60	Sugere que a mudança de metodologia não seja realizada neste momento, devido a incerteza referente ao comportamento do PLD horário, e da consequente falta de dados para análise. Considera importante, para garantir o êxito da alteração metodológica, que a definição da nova metodologia ocorra após período de contabilização-sombra de 12 meses. Então contribui no sentido de realizar uma manutenção da atual metodologia do PLD máximo até a obtenção desses dados.	Apuração sombra dos novos limites de PLD durante um período	Parcialmente Aceita	Sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
	61	Depois de atendida as condições para implementação da nova metodologia de determinação dos limites do PLD, sugere uma metodologia híbrida onde o PLD flutuaria livremente até o PLD máximo horário. O Acionamento de gatilho aconte a partir de média móvel de PLD , com período de 3 meses, quando valor for superior ao PLD Estrutural. Enquanto gatilho estiver acionado, há a limitação do PLD médio diário ao PLD Estrutural, de forma a manter inalterados os valores inferiores ao PLD Estrutural e reduzindo os valores superiores aproximados de maneira uniforme ao PLD Estrutural. Sugeriu-se também um "Gatilho de saída" para retorno à condição sem limite do PLD médio diário, apurado também sobre a média móvel do PLD (sem limitações) durante três meses, com valor correspondente a 95% do Gatilho de Acionamento.	Alternativa híbrida entre a Proposta 2 e Proposta 3	Não aceita	Foram considerados como mais adequadas as seguintes Alternativas: - Alternativa A: Acionamento do limite estrutural com base em uma média móvel de 3 meses; e - Alternativa B: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme nas 24h do dia.

	Contribuições (1ª e 2ª fase da AP)		Classificação da contribuição	Análise ANEEL		
				Aceita	Justificativa	
14	ENEL	62	Propõe que no caso de haver descolamento de PLD entre submercados, o PLD do submercado exportador seja limitado ao submercado importador, nas horas em que houver limitação do PLD por mecanismo de ajuste de preço diário.	Outros	Não Aceita	Há duas alternativas de acionamento do PLD máx estrutural: - Na alternativa A (Acionamento do limite estrutural com base na média móvel trimestral): quando acionado em um submercado, o PLDmax estrutural seria concomitantemente aplicado nos demais. - Na alternativa B (Convivência diária entre os limite com ajuste uniforme dos 24 PLDs horários): o acionamento do PLDmax estrutural ocorre por submercado, de forma independente.
		63	Para o PLD Estrutural, propõe a utilização da atual metodologia de definição do PLD Máximo, qual seja o CVU da térmica a gás mais cara entre àquelas com contrato no Ambiente de Comercialização Regulada	Discorda da metodologia do PLDmax estrutural	Aceita	Há duas alternativas possíveis: - Alternativa A: CVU mais elevado da UTE a gás com CCEAR; e - Alternativa B: Proteção a 95% dos eventos de excedente do produtor. Compatível com a Alternativa A
		64	Para o cálculo do PLD mínimo, propõe a manutenção da atual metodologia, ou seja, o máximo entre RAG da UHEs cotistas e a TEO de Itaipu. Prezando pela estabilidade regulatória, garantindo minimamente a remuneração da RAG das usinas em regime de cotas.	Manter atual metodologia de PLDmin	Não aceita	A utilização do valor da RAG como limitador do PLDmin não parece ser o mais adequado sob o ponto de vista conceitual porque a RAG incorpora custos fixos, além dos variáveis.
		65	Considera coerente a proposta de PLD máximo igual ao CVU da usina térmica mais cara com contrato no Ambiente de Comercialização Regulado.	Concorda com a metodologia do PLDmax horário	Parcialmente aceita	Buscando não vincular o PLDmax horário em uma única térmica, propõe-se que o PLDmax horário seja igual à média ponderada dos CVUs das térmicas de tecnologia marginal (UTES a óleo diesel), cujo valor é 1,141.85R\$/MWh.
		66	Sugere o ajuste dos parâmetros anualmente e defende a necessidade de revisão da metodologia em caso de mudanças estruturais no setor, como a formação de preço por oferta, por exemplo.	Revisão dos limites	Aceita	-
		67	Destaca que com o expressivo aumento do intervalo de variação do PLD, e a possibilidade de haver cenários de PLD com valor de mais de três vezes superior ao atual valor máximo do PLD, faz-se necessária a adequação das faixas de acionamento das bandeiras tarifárias.	Outros	Parcialmente aceita	Sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
		68	Entende adequado que decisões regulatórias considerem a crescente importância do ACL para a expansão, ainda que atualmente inferior à do ACR, e da sua relevância como vetor principal nos cenários mais otimistas e progressistas de desenvolvimento e maturidade do mercado. O entendimento da ABIAPE é que a Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 4/2019 deveria ser complementada de forma a considerar as consequências do desenho de novos limites de PLD sobre todos os agentes envolvidos, especialmente os agentes do mercado livre.	AIR	Aceita	Sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.

	Contribuições (1ª e 2ª fase da AP)		Classificação da contribuição	Análise ANEEL		
				Aceita	Justificativa	
15	APINE	69	No entendimento da ABIAPPE, o estabelecimento de um PLDmax horário de 1.669,93 R\$/MWh nas alternativas 2 e 3 é bastante alto e representa preocupação porque: - aproximadamente 70% da demanda (ACR), que hoje está debaixo de uma estrutura tarifária rígida, bem como parte da oferta (fontes intermitentes ou inflexíveis), não respondem a oscilações do preço horário; - essa rigidez (inelasticidade) de parcelas da demanda e oferta conjugada a um preço teto elevado pode fazer com que o equilíbrio de mercado seja ajustado preferencialmente via aumento de preços e não via realocação de quantidades; - a inércia de parcela da oferta e demanda em responder a preços combinado a um elevado PLDmax pode fazer com que o equilíbrio do MCP seja atingido frequentemente em elevados patamares de PLDs (especialmente na alternativa 2), aumentando o risco de insolvência do MCP sem ganhos significativos de eficiência alocativa.	Discorda da metodologia do PLDmax horário	Aceita	Buscando não vincular o PLDmax horário em uma única térmica, propõe-se que o PLDmax horário seja igual à média ponderada dos CVUs das térmicas de tecnologia marginal (UTES a óleo diesel), cujo valor é 1,141.85R\$/MWh.
		70	A ABIAPPE solicita que seja adotado, ao menos neste primeiro momento, um valor único de PLDmax significativamente menor que o PLDmax horário sugerido pela Agência (1.669,93 R\$/MWh), a exemplo da alternativa 1 apresentada na AIR nº 4/2019. Como sugestão, indicamos a adoção do PLDmax atual corrigido.	Discorda da proposta de dois limites de PLDmax	Não aceita	A metodologia de definição do PLDmax deve tanto proteger o mercado de situações financeiras gravosas como dar incentivo adequado para a demanda e a oferta. Propõe-se que o PLDmax horário seja igual à média ponderada dos CVUs das térmicas de tecnologia marginal (UTES a óleo diesel), cujo valor é 1,141.85 R\$/MWh.
16	ABRADEE	71	Entende que a proposta de utilizar o preço do CVU da UTE Xavantes (R\$ 1.669,93/MWh) para o limite máximo do PLD causa apreensão, pois: - as imperfeições de mercado elencadas ainda não foram superadas; - essa usina está no mercado de energia não pelo seu efetivo CVU, mas por ter logrado êxito no certame do 1º Leilão de Energia Nova por seu Índice Custo Benefício (ICB) que, por sua vez, considerava as composições estocásticas do Custo Variável de Operação (COP) e do Custo Econômico de Curto Prazo (CEC).	Discorda da metodologia do PLDmax horário	Aceita	Buscando não vincular o PLDmax horário em uma única térmica, propõe-se que o PLDmax horário seja igual à média ponderada dos CVUs das térmicas de tecnologia marginal (UTES a óleo diesel), cujo valor é 1,141.85 R\$/MWh.
		72	Assim, em relação ao limite máximo do PLD, sugere avaliar se as parcelas do ICB das UTE, sem a componente de custo fixo, seriam as mais adequadas para estabelecer o respectivo limite, haja vista as imperfeições de mercado ainda serem rígidas.	Discorda da metodologia do PLDmax estrutural	Não aceita	Entende-se como mais apropriada a adoção do PLDmax horário igual à média ponderada dos CVUs das térmicas a óleo diesel, cujo valor é 1,141.85 R\$/MWh. Dessa forma, tem-se o limite máximo do PLD ancorado na "tecnologia marginal", e não na única térmica marginal.

	Contribuições (1ª e 2ª fase da AP)		Classificação da contribuição	Análise ANEEL	
				Aceita	Justificativa
	73	Em relação ao limite mínimo do PLD, entende que esse deve ser estabelecido pelos custos operacionais e de melhorias das usinas cotistas, adicionados dos custos pelo uso dos recursos hídricos e royalties.	Discorda da proposta de PLDmin	Não aceita	Os custos de melhorias representam investimentos, sendo que o PLD, conceitualmente, deve considerar apenas custos variáveis. Considerando que a RAG incorpora também custos fixos, além do variável, foi sugerido inclusive não mais a sua utilização na metodologia de definição de limite mínimo do PLD.
	74	Concorda com a proposta da ANEEL de utilizar, a partir da implementação dos preços horários (e desde já no processo de cálculo dos preços-sombra), de dois valores para o PLD máximo, sendo um deles o PLDmax horário e o outro o PLDmax estrutural.	Concorda com a proposta de dois limites de PLDmax	Aceita	-
	75	Concorda com a metodologia proposta para calcular o PLDmax estrutural, que consiste na utilização do percentil 95% da distribuição dos CMOs da simulação estática para cálculo da garantia física. No entanto, sugere verificar se a aplicação desta mesma metodologia nos últimos anos teria resultado em variações significativas no PLDmax estrutural. Em caso positivo, avalia que a solução mais adequada seria utilizar uma média móvel dos valores obtidos nos últimos anos.	Concorda metodologia do PLDmax estrutural	Aceita	Há duas alternativas possíveis: - Alternativa A: CVU mais elevado da UTE a gás com CCEAR; e - Alternativa B: Proteção a 95% dos eventos de excedente do produtor. Compatível com a Alternativa B
	76	No caso do PLDmax horário, entende que sua função principal seria viabilizar o acionamento espontâneo de geradores diesel emergenciais por parte de consumidores que disponham deste recurso, e por este motivo entendemos que deveria ser calculado o custo variável correspondente para este equipamento.	Discorda metodologia do PLDmax horário	Aceita	Propõe-se que o PLDmax horário seja igual à média ponderada dos CVUs das térmicas de tecnologia marginal (UTES a óleo diesel).
	77	Coloca que a utilização do CVU da termelétrica mais cara atualmente em operação no sistema como PLDmax horário, tal como proposto pela ANEEL, tem o inconveniente de apoiar-se em uma circunstância conjuntural que está sujeita a modificar-se em qualquer momento.	Discorda metodologia do PLDmax horário	Aceita	Buscando não vincular o PLDmax horário em uma única térmica, propõe-se que o PLDmax horário seja igual à média ponderada dos CVUs das térmicas de tecnologia marginal (UTES a óleo diesel), cujo valor é 1,141.85 R\$/MWh.
	78	Neste sentido, entende que, em caso de impossibilidade de efetuar o cálculo do CVU correspondente ao equipamento a diesel disponível para consumidores, poderia ser utilizado provisoriamente como proxy o CVU da térmica mais cara atualmente existente, que utiliza óleo diesel como combustível. Ademais, recomendamos que esse valor seja acrescido de um percentual fixo sobre o mesmo de forma a buscar viabilizar a permanência desta usina no sistema	Discorda metodologia do PLDmax horário	Não aceita	Buscando não vincular o PLDmax horário em uma única térmica, propõe-se que o PLDmax horário seja igual à média ponderada dos CVUs das térmicas de tecnologia marginal (UTES a óleo diesel), cujo valor é 1,141.85 R\$/MWh.

	Contribuições (1ª e 2ª fase da AP)		Classificação da contribuição	Análise ANEEL		
				Aceita	Justificativa	
17	PSR	79	Concorda que o cálculo do PLD horário seja feito na véspera de sua vigência, porém, entendemos que é essencial evoluir o quanto antes em relação ao paradigma atual no qual o MCP funciona com preços calculados ex-ante e volumes verificados ex-post, pois a variação horária dos custos (e preços) tornam cada vez mais evidentes os problemas e contradições advindos deste procedimento, e mostram a necessidade de implementar-se a dupla contabilização e liquidação (ex-ante e ex-post), tal como preconizado já na Resolução ANEEL nº 290, de 3 de agosto de 2000, e que permitirão a efetiva otimização da resposta dos agentes aos sinais de preço.	Outros	Não aceita	A Dupla contabilização e liquidação está fora do objeto dessa Audiência Pública.
		80	Concorda que sempre que o valor médio do PLD horário calculado para o dia subsequente superar o PLDmax estrutural, então os valores horários devem ser corrigidos de forma que seu valor médio não ultrapasse PLDmax estrutural.	Concorda com a Proposta 3	Aceita	Foram consideradas como mais adequadas as seguintes Alternativas: - Alternativa A: Acionamento do limite estrutural com base em uma média móvel de 3 meses; e - Alternativa B: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme nas 24h do dia. Compatível com a Alternativa B
		81	Concorda com a ANEEL que não é motivo para limite mínimo a recuperação dos custos fixos das hidrelétricas.	PLDmin	Aceita	-
		82	Sugere a consideração de valores de CVU para as usinas hidrelétricas, e de penalidade por vertimento hidráulico e por vertimento da produção eólica e solar, o que dispensaria a necessidade de definir-se um valor para o PLD mínimo.	Discorda da proposta de PLDmin	Não aceita	De acordo com a Resolução CNPE 07/2016, não cabe à ANEEL a revisão dos parâmetros e das metodologias dos modelos computacionais
		83	Caso exista alguma restrição técnica, de dados ou nos modelos computacionais que impeça a implementação imediata do CVU das hidrelétricas e demais fontes como dado de entrada, sugerimos que sejam envidados esforços para sua solução, ao mesmo tempo em que se use como limite mínimo o valor da TEO, sem levar em conta a TEOItaipu, dado que esta última não é o custo marginal do sistema em situações de vertimento, e que além disso tem perspectiva de sofrer alterações significativas em futuro próximo, por ocasião da renegociação do Anexo C do Tratado de Itaipu	Discorda da proposta de PLDmin	Não aceita	De acordo com a Resolução CNPE 07/2016, não cabe à ANEEL a revisão dos parâmetros e das metodologias dos modelos computacionais
		84	Entende que o aprimoramento da metodologia de definição dos limites máximo e mínimo do PLD faz parte da diretriz de trabalhar para o máximo acoplamento possível entre o preço e as decisões de operação, sendo positiva a proposta de dois limites de PLD (teto e estrutural).	Concorda com a proposta de dois limites de PLDmax	Aceita	-

	Contribuições (1ª e 2ª fase da AP)		Classificação da contribuição	Análise ANEEL		
				Aceita	Justificativa	
18	ÚNICA	85	Entende que a Alternativa A, disposta na minuta de Resolução Normativa, é a mais adequada e simples de entendimento, embora careça de aprimoramentos para evitar desestimar o aproveitamento de curto prazo da bioeletricidade (e de outras fontes de geração distribuída) e da pronta-resposta do lado da demanda, em período de escassez de energia no SIN.	Concorda com a Proposta 2	Não aceita	Foram consideradas como mais adequadas as seguintes Alternativas: - Alternativa A: Acionamento do limite estrutural com base em uma média móvel de 3 meses; e - Alternativa B: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme nas 24h do dia.
		86	Para tanto, sugerimos que O PLDmax_horário tenha validade obedecendo à aplicação gradual de um redutor ao PLDmax_horário, com mais escalas que a proposta inicial da ANEEL. Como sugestão, propõe o seguinte: - após 720h: PLDmax = 75% do PLDmax horário; - após 1440h: PLDmax = 50% do PLDmax horário; e - após 2160h: PLDmax = PLDmax estrutural	Aprimoramento da Proposta 2	Não aceita	Foram consideradas como mais adequadas as seguintes Alternativas: - Alternativa A: Acionamento do limite estrutural com base em uma média móvel de 3 meses; e - Alternativa B: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme nas 24h do dia.
19	Santo Antônio Energia	87	Entende que a adoção do preço horário aliado à uma eventual redefinição dos limites de PLD com elevação do PLD máximo poderá agravar ainda mais os impactos financeiros gerados pelo GSF.	Outros	Parcialmente aceita	Sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
		88	Ademais, não obstante as atuais distorções presentes no mercado, é necessário de pelo menos um ano de contabilização sombra com aplicação de proposta de novos limites de PLD, sem a influência do despacho semanal, e com as devidas adequações dos modelos computacionais para operacionalização do preço horário, para que assim os agentes possam avaliar os potenciais impactos.	Apuração sombra dos novos limites de PLD durante um período	Aceita	Sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
		89	Sendo assim, a contribuição da Santo Antônio Energia é pela manutenção da atual metodologia de limites de PLD.	Manter atual metodologia de PLDmax	Aceita	Há duas alternativas possíveis: - Alternativa A: CVU mais elevado da UTE a gás com CCEAR; e - Alternativa B: Proteção a 95% dos eventos de excedente do produtor. Compatível com a Alternativa A
			Manter atual metodologia de PLDmin	Não aceita	A utilização do valor da RAG como limitador do PLDmin não parece ser o mais adequado sob o ponto de vista conceitual porque a RAG incorpora custos fixos, além dos variáveis.	

	Contribuições (1ª e 2ª fase da AP)		Classificação da contribuição	Análise ANEEL	
				Aceita	Justificativa
20 Norsk Hydro	90	Solicita o limite do PLD mínimo igual a zero, removendo o piso do PLD e desconsiderando a possibilidade de preços negativos.	Sugere PLDmin igual a zero	Não aceita	A fonte hídrica é a principal oferta em escala para o atendimento do consumo. Não é possível atender o consumo de eletricidade no Brasil sem a produção de ao menos uma unidade de energia elétrica proveniente das hidrelétricas. A fonte hídrica possui custo marginal de operação baixo, mas não 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 de pagar Compensação pelo Uso dos Recursos Hídricos – CFURH, definido na legislação, para cada unidade de energia elétrica produzida
	91	Solicita que haja uma análise do impacto no ESS para a adoção de um PLD máximo, considerando à alocação de custos relacionados ao despacho fora da ordem de mérito.	AIR	Aceita	Sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
	91	A APINE avalia que a introdução de dois limites superiores para o PLD está alinhada na busca por este equilíbrio entre a adequada sinalização econômica para os agentes de mercado e a proteção financeira destes mesmos.	Concorda com a proposta de dois limites de PLDmax	Aceita	-
	92	No entanto, tendo em vista que o processo de implantação do PLD em base horária por si só já representa relevante mudança, com impacto sobre toda a cadeia do setor elétrico, propõe seja mantida a metodologia atual e que tal discussão ocorra somente após a existência de um histórico consistente de PLD sombra.	Manter atual metodologia de PLDmax	Aceita	Há duas alternativas possíveis: - Alternativa A: CVU mais elevado da UTE a gás com CCEAR; e - Alternativa B: Proteção a 95% dos eventos de excedente do produtor. Compatível com a Alternativa A
			Apuração sombra dos novos limites de PLD durante um período	Aceita	Sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
93	Entende que a melhor proposta para definição do PLD mínimo é manter a metodologia atual, ou seja, o maior valor entre a RAG e a TEO Itaipu. Para fundamentar tal sugestão, aponta para o caso de eólicas que geram em horários onde o PLD é mais baixo, podendo inclusive atingir o piso do PLD, que na proposta da ANEEL é inferior ao valor atualmente vigente.	Manter atual metodologia de PLDmin	Não aceita	A utilização do valor da RAG como limitador do PLDmin não parece ser o mais adequado sob o ponto de vista conceitual porque a RAG incorpora custos fixos, além dos variáveis.	

	Contribuições (1ª e 2ª fase da AP)		Classificação da contribuição	Análise ANEEL	
				Aceita	Justificativa
21	APINE	<p>94</p> <p>Considera que o AIR não trouxe mensuração quantitativa dos impactos das alterações regulatórias sobre os agentes do setor elétrico. Assim, solicita a realização de backtests no processo de Contabilização Sombra a partir de janeiro de 2019 considerando as alternativas de limites de PLD propostas nesta Audiência para mensuração dos impactos. Em sua contribuição, lista alguns itens que deveriam ser abordados na AIR:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Encargos: As análises referentes aos encargos apresentadas nas Notas Técnicas da CPAMP para a Consulta Pública nº 71 foram realizadas considerando o PLD teto vigente aplicado nos valores de PLD sombra. No entanto, o estabelecimento de nova metodologia para definição dos limites do PLD pode alterar os resultados apresentados na CP nº 71/2019. - Energia de Reserva: alterações nos limites de PLD pode ter impacto na arrecadação da CONER uma vez que a energia de reserva é liquidada a PLD. Além disso, é preciso avaliar o perfil de geração das usinas que comercializaram energia de reserva em conjunto com o comportamento do PLD horário. - CEC dos leilões de Energia Nova: a dificuldade para as previsões de PLD dos agentes para o médio e longo prazo seria enfrentada pela EPE para a utilização do limite de PLD para o cálculo do CEC. 	AIR	Parcialmente aceita	Sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
		<p>95</p> <p>Entende que a periodicidade de revisão dos valores limites de PLD (proposta para ser a cada 4 anos) deva ser reduzido para periodicidade anual devido a possibilidade de saída de operação comercial das UTEs a óleo diesel, além de evitar variações bruscas na definição desses limites.</p>	Revisão dos limites	Parcialmente aceita	Visando promover maior estabilidade regulatória, sugere-se a revisão dos limites daqui a 4 anos, com reajustes anuais pelo IPCA. Além disso, propõe-se que o PLDmax horário seja calculado pela média ponderada do CVUs da "tecnologia marginal" (UTES a óleo diesel).
		<p>96</p> <p>Entende que uma das principais questões pelas quais se faz necessário a mudança é a redução da volatilidade do PLD. No modelo atual é extremamente grande e fora de propósito para uma commodity como é a energia elétrica.</p>	Outros	Não aceita	A volatilidade do PLD está relacionada às condições do sistema elétrico brasileiro, bem como sinaliza tanto o custo de operação presente como futuro do sistema hidrotérmico.

	Contribuições (1ª e 2ª fase da AP)		Classificação da contribuição	Análise ANEEL	
				Aceita	Justificativa
22	ABRAPCH	97	Outros	Não aceita	O PLD mínimo somente é definido regulatoriamente pelo fato dos modelos computacionais não incorporarem os custos incrementais de produção das usinas hidrelétricas. Ademais, observando-se a teoria econômica, ofertas no mercado de curto prazo não contem custos fixos, apenas variáveis. Nessa esteira, modelos de despacho não contêm, e não devem conter, custos fixos.
23	CCEE	98	AIR	Aceita	Sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
		99	Manter atual metodologia de PLDmax	Aceita	Há duas alternativas possíveis: - Alternativa A: CVU mais elevado da UTE a gás com CCEAR; e - Alternativa B: Proteção a 95% dos eventos de excedente do produtor. Compatível com a Alternativa A
			Manter atual metodologia de PLDmin	Não aceita	A utilização do valor da RAG como limitador do PLDmin não parece ser o mais adequado sob o ponto de vista conceitual porque a RAG incorpora custos fixos, além dos variáveis.
		100	Apuração sombra dos novos limites de PLD durante um período	Parcialmente aceita	Sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
		101	Manter atual metodologia de PLDmax	Parcialmente aceita	Durante o ano de 2020, sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação.

	Contribuições (1ª e 2ª fase da AP)		Classificação da contribuição	Análise ANEEL		
				Aceita	Justificativa	
24	ENEVA	102	É contra a adoção da alternativa do PLDestrutural com avaliação diária (proposta 3 para o PLDmax).	Discorda da Proposta 3	Aceita	Foram consideradas como mais adequadas as seguintes Alternativas: - Alternativa A: Acionamento do limite estrutural com base em uma média móvel de 3 meses; e - Alternativa B: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme nas 24h do dia.
		103	Apoia a utilização das 720 horas como gatilho, considerando o trade-off entre eficiência e proteção, mas propõe aprimoramentos.	Aprimoramento da Proposta 2	Não aceita	Foram consideradas como mais adequadas as seguintes Alternativas: - Alternativa A: Acionamento do limite estrutural com base em uma média móvel de 3 meses; e - Alternativa B: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme nas 24h do dia.
		104	Entende que o PLDmax horário deve sempre refletir o maior CVU do último recurso térmico disponível para o SIN.	Concorda com a metodologia do PLDmax horário	Não aceita	Buscando não vincular o PLDmax horário em uma única térmica, propõe-se que o PLDmax horário seja igual à média ponderada dos CVUs das térmicas de tecnologia marginal (UTES a óleo diesel), cujo valor é 1,141.85 R\$/MWh.
		105	Concorda com a proposta da ANEEL para o PLDmin.	Concorda com a proposta de novo PLDmin	Aceita	-
25	COPEL	106	Solicita que seja aberta uma segunda fase desta AP.	Prorrogação da AP	Não aceita	Contudo, sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
		107	Solicita que a Aneel proponha uma transição, após a implantação do Preço Horário, para os limites do PLD serem elevados gradualmente. Para exemplificar, propõe que a Aneel faça a manutenção dos limites vigentes e a reabertura da discussão após um ano de vigência efetiva do Preço Horário.	Manter atual metodologia de PLDmax	Parcialmente aceita	Sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
		108	Entende que a definição de um único limite de PLD neste momento é mais prudente (sem gatinho).	Manter atual metodologia de PLDmax	Parcialmente aceita	Sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
		109	Entende que o limite mínimo de preço é melhor representado pelo maior valor entre a TEO Itaipu e a RAG das UHEs Cotistas.	Manter atual metodologia de PLDmin	Não aceita	A utilização do valor da RAG como limitador do PLDmin não parece ser o mais adequado sob o ponto de vista conceitual porque a RAG incorpora custos fixos, além dos variáveis.

	Contribuições (1ª e 2ª fase da AP)		Classificação da contribuição	Análise ANEEL	
				Aceita	Justificativa
	110	Considera que as simulação realizadas no AIR estão corretas para a estimação de excedente do produtor em base mensal, entretanto, os preços limitados serão em base horária e calculados através do trinômio NEWAVE/DECOMP/DESSEM. Assim, não há a possibilidade de se afirmar que os valores de Excedente do Produtor estimados condizem com o novo desenho de mercado. Ou seja, apesar de nortear uma decisão, a análise ainda carece de maior aprofundamento para se averiguar o comportamento das situações de estresse em granularidade horária.	Discorda da metodologia do PLDmax estrutural	Parcialmente aceita	Sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
26	111	É favorável ao estabelecimento deste mecanismo com dois tetos de PLD, PLDmax horário e PLDmax estrutural, pois entende que tal medida aperfeiçoará o mercado de curto prazo. No entanto, defende que o valor do PLDmax estrutural seja revisitado, pois carece de maiores estudos e embasamento.	Concorda com a proposta de dois limites de PLDmax	Aceita	Há duas alternativas possíveis para o PLDmax estrutural: - Alternativa A: CVU mais elevado da UTE a gás com CCEAR; e - Alternativa B: Proteção a 95% dos eventos de excedente do produtor.
	112	É favorável a adoção da proposta para o PLDmin.	Concorda com a proposta de novo PLDmin	Aceita	-
	113	Propõe duas alternativas, sendo a primeira: intervenção ex-ante intrínseca ao modelo de formação de preço. A ideia é que sejam aplicadas limitações às curvas de FCF (Função de Custo Futuro) provenientes do Modelo de Longo Prazo – NEWAVE, de forma que, os modelos seguintes já sejam alimentados com informações sobre o custo da energia nas quais o teto já esteja aplicado, evitando que esta restrição seja propagada à valoração de potência e flexibilidade. Para a empresa, faz sentido que este valor seja o CVU da térmica eficiente mais cara do sistema, para a manutenção da coerência econômica. Além disso destaca que a proposta se aplica somente aos decks que formam o PLD e não aos utilizados no despacho hidrotérmico realizado pelo Operador.	Outros	Não aceita	De acordo com a Resolução CNPE 07/2016, não cabe à ANEEL a revisão dos parâmetros e das metodologias dos modelos computacionais.
	ENGIE				

	Contribuições (1ª e 2ª fase da AP)		Classificação da contribuição	Análise ANEEL		
				Aceita	Justificativa	
	114	A segunda possui intervenção ex-post extrínseca ao modelo de formação de preço. É uma solução alternativa, comporta pela combinação entre variantes das Alternativas 2 e 3. Aplica-se uma janela móvel de 2160 horas (~3 meses) dentro da qual se verifica a média dos PLD horários realizados (sem aplicação dos limites). Caso esta média se mostre acima do valor definido como PLDmax estrutural, dispara-se o mecanismo de alívio. Após o disparo, a média dos PLDs horários do dia seguinte é verificada, se a média superar o PLDmax estrutural, realiza-se um ajuste nos valores superiores a este limiar de forma que a média diária seja corrigida até coincidir com o PLDmax estrutural. Este ajuste é feito através de um fator multiplicativo aplicado aos preços das horas enquadradas no critério. Além disso, propõe que haja um gatilho de retorno quando a média móvel tornar a ser inferior ao PLDmax estrutural. Para evitar os efeitos indesejáveis de eventual chaveamento entre os tetos entendemos ser necessário a inclusão de uma permanência mínima de um mês após acionamento do gatilho ou do gatilho de retorno.	Alternativa híbrida entre a Proposta 2 e Proposta 3	Não aceita	Foram consideradas como mais adequadas as seguintes Alternativas: - Alternativa A: Acionamento do limite estrutural com base em uma média móvel de 3 meses; e - Alternativa B: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme nas 24h do dia.	
27	Neoenergia	115	Entende que a melhor proposta para definição do PLD mínimo é manter a metodologia atual, ou seja, o maior valor entre a RAG e a TEO Itaipu.	Manter atual metodologia de PLDmin	Não aceita	A utilização do valor da RAG como limitador do PLDmin não parece ser o mais adequado sob o ponto de vista conceitual porque a RAG incorpora custos fixos, além dos variáveis.
		116	Considera que o AIR não trouxe mensuração quantitativa dos impactos da alteração.	AIR	Aceita	Sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
28	Conselho Consumidores Energisa MS	117	1ª Fase: Considera que a Aneel em nenhum momento se preocupa em avaliar qual é o efeito final na tarifa dos 83,6 milhões de consumidores cativos.	AIR	Aceita	Sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
		118	Recomenda que a Aneel faça a mesma curva de menor custo global para as tarifas finais dos consumidores para os anos subseqüente e com base nela estabeleça o limite superior do PLD.	AIR	Não aceita	Tendo em vista todo o exposto no AIR n° 4/2019-SRM-SRG/ANEEL, para a definição do PLD máximo entende-se como adequado uma das duas alternativas elencadas a seguir: - Alternativa A: CVU mais elevado da UTE a gás com CCEAR; e - Alternativa B: Proteção a 95% dos eventos de excedente do produtor.
		119	Entende que o limite inferior, levando-se em conta que eventuais sobras, já estão cobertas pela tarifa dos consumidores cativos, pode ser estabelecido como zero.	Sugere PLDmin igual a zero	Não aceita	Como exposto n° AIR 4/19, na hipótese do PLD atingir o valor zero (casos de vertimento) as usinas hidrelétricas que estiverem produzindo energia elétrica neste momento não terão sequer seu custo de produção recuperado no mercado de curto prazo. Isto porque elas possuem custos de produção maior que zero os quais, como acima exposto, não estão incorporados nos modelos computacionais de otimização utilizados para o cálculo do PLD

	Contribuições (1ª e 2ª fase da AP)		Classificação da contribuição	Análise ANEEL	
				Aceita	Justificativa
	120	2ª Fase:	Manter atual metodologia de PLDmin	Não aceita	A utilização do valor da RAG como limitador do PLDmin não parece ser o mais adequado sob o ponto de vista conceitual porque a RAG incorpora custos fixos, além dos variáveis.
	121	Entende que a melhor alternativa para o ano de 2020 é que se mantenham os atuais limites para o PLD max e PLD min, sem nenhuma alteração.	Manter atual metodologia de PLDmax	Aceita	Para o PLDmax estrutural há duas alternativas possíveis: - Alternativa A: CVU mais elevado da UTE a gás com CCEAR; e - Alternativa B: Proteção a 95% dos eventos de excedente do produtor. Compatível com a Alternativa A.
29	ABEEólica	122	Sugere que a metodologia de cálculo dos limites do PLD, em discussão nessa AP, deve ser mantida conforme regra atual, sendo feita apenas a manutenção de atualização dos valores.	Manter atual metodologia de PLDmax	Parcialmente aceita Para o PLDmax estrutural há duas alternativas possíveis: - Alternativa A: CVU mais elevado da UTE a gás com CCEAR; e - Alternativa B: Proteção a 95% dos eventos de excedente do produtor. Compatível com a Alternativa A. Já para o PLDmin, a utilização do valor da RAG como limitador do PLDmin não parece ser o mais adequado sob o ponto de vista conceitual porque a RAG incorpora custos fixos, além dos variáveis.
		123	Sugere que a manutenção da metodologia de definição do PLD Mínimo: máximo entre RAG da UHEs cotistas e TEO de Itaipu	Manter atual metodologia de PLDmin	Não aceita A utilização do valor da RAG como limitador do PLDmin não parece ser o mais adequado sob o ponto de vista conceitual porque a RAG incorpora custos fixos, além dos variáveis.
30	Celesc Distribuição	124	Sugere manter a atual metodologia (CVU da UTE Mário Lago) no ano de 2020, para que seja possível fazer uma avaliação para 2021 com base no primeiro ano de operação do preço horário.	Manter atual metodologia de PLDmax	Aceita Sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
		125	Sugere adotar o PLD estrutural de R\$ 540,68/MWh, coexistindo com a o PLD máximo compatível com a térmica mais cara (R\$ 1.669,93/MWh).	Concorda com a Proposta 3	Aceita Há duas Alternativas possíveis: - Alternativa A: Acionamento do limite estrutural com base em uma média móvel de 3 meses; e - Alternativa B: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme nas 24h do dia. Compatível com a Alternativa B
		126	Entende que deve-se adotar o PLD horário de R\$ 1.669,93/MWh, com gatilho para um PLD estrutural de R\$ 540,68/MWh, quando o GSF for menor que 80%.	Outros	Não aceita Foram consideradas como mais adequadas as seguintes Alternativas: - Alternativa A: Acionamento do limite estrutural com base em uma média móvel de 3 meses; e - Alternativa B: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme nas 24h do dia.
		127	Considera que o valor de PLD mínimo com base na TEO de Itaipu e na TEO das outras UHEs é o método mais aderente à realidade de custos das usinas.	Concorda com a proposta de novo PLDmin	Aceita -

	Contribuições (1ª e 2ª fase da AP)		Classificação da contribuição	Análise ANEEL	
				Aceita	Justificativa
	128	Recomenda não definir a regra de revisão periódica neste momento.	Revisão dos limites	Não aceita	Visando promover maior estabilidade regulatória, sugere-se a realização de um ARR em 2020 e revisão dos limites em 2023, com reajustes pelo IPCA no período de 2020 - 2023.
31 Ministério da Economia	129	Sugere a adoção da alternativa 3 para o PLD máximo, na qual um PLD máximo horário coexiste com um PLD máximo estrutural com gatilho caso a média dos PLDs horários do dia ultrapasse o PLD máximo estrutural. Como forma de ajuste, sugere que o mesmo seja feito apenas nos preços horários mais elevados;	Concorda com a Proposta 3	Aceita	Há duas Alternativas possíveis: - Alternativa A: Acionamento do limite estrutural com base em uma média móvel de 3 meses; e - Alternativa B: Convivência diária entre os limites (horário e estrutural) com ajuste uniforme nas 24h do dia. Compatível com a Alternativa B
	130	Sugere a adoção da alternativa 2 para o PLD mínimo, na qual utiliza-se o maior valor entre o custo de produção da UHE Itaipu e das outras hidrelétricas do SIN.	Concorda com a proposta de novo PLDmin	Aceita	-
	131	Concorda com a definição de regra para avaliação periódica da norma a cada quatro anos.	Revisão dos limites	Aceita	-
32 Conselho Consumidores Copel	1ª Fase:				
	132	Entende que a Aneel em nenhum momento se preocupa em avaliar qual é o efeito final na tarifa dos 83,6 milhões de consumidores cativos.	AIR	Aceita	Sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
	133	Recomenda que a Aneel faça a mesma curva de menor custo global para as tarifas finais dos consumidores para os anos subseqüente e com base nela estabeleça o limite superior do PLD.	Discorda da metodologia do PLDmax estrutural	Não aceita	Tendo em vista todo o exposto no AIR nº 4/2019-SRM-SRG/ANEEL, para a definição do PLD máximo entende-se como adequado uma das duas alternativas elencadas a seguir: - Alternativa A: CVU mais elevado da UTE a gás com CCEAR; e - Alternativa B: Proteção a 95% dos eventos de excedente do produtor.
	134	Entende que o limite inferior, levando-se em conta que eventuais sobras já estão cobertas pela tarifa dos consumidores cativos, pode ser estabelecido como zero.	Sugere PLDmin igual a zero	Não aceita	A fonte hídrica é a principal oferta em escala para o atendimento do consumo. Não é possível atender o consumo de eletricidade no Brasil sem a produção de ao menos uma unidade de energia elétrica proveniente das hidrelétricas. A fonte hídrica possui custo marginal de operação baixo, mas não 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 de pagar Compensação pelo Uso dos Recursos Hídricos – CFURH, definido na legislação, para cada unidade de energia elétrica produzida
	2ª Fase:				Há duas alternativas possíveis:

	Contribuições (1ª e 2ª fase da AP)		Classificação da contribuição	Análise ANEEL		
				Aceita	Justificativa	
	133	Entende que a melhor alternativa para o ano de 2020 é que se mantenham os atuais limites para o PLD max e PLD min, sem nenhuma alteração.	Manter atual metodologia de PLDmax	Aceita	na duas alternativas possíveis. - Alternativa A: CVU mais elevado da UTE a gás com CCEAR; e - Alternativa B: Proteção a 95% dos eventos de excedente do produtor. Compatível com a Alternativa A	
			Manter atual metodologia de PLDmin	Não aceita	A utilização do valor da RAG como limitador do PLDmin não parece ser o mais adequado sob o ponto de vista conceitual porque a RAG incorpora custos fixos, além dos variáveis.	
33	GNA	134	Sugere a definição dos limites do PLD após nova rodada de Audiência Pública, a ser realizada durante o 1º ano de vigência do preço horário.	Outros	Parcialmente aceita	Contudo, sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
34	Conselho Consumidores Cemig	135	Propõe que a ANEEL faça as simulações de impacto nas tarifas dos consumidores cativos para cada alternativa apresentada no estudo de impacto regulatório, a partir dos histórico de variação do PLD dos últimos cinco anos.	AIR	Parcialmente aceita	Sugere-se a apuração "sombra" dos limites do PLDmax horário e estrutural e sua avaliação ao longo de 2019 e 2020.
		136	PLDmínimo poderia ser a TEO, sem utilizar a TEOItaipu	PLDmin	Não aceita	Existe uma usina específica, que também é sempre necessária para atendimento do consumo, que possui custo marginal diferenciado. Trata-se da UHE Itaipu. Por conta do Anexo 3 do Tratado de Itaipu, 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 TEOItaipu
		137	Concorda com a proposta da ANEEL de revisão dos limites	Revisão dois limites	Aceita	-
35	Instituto de Engenharia do Paraná	138	Concorda com indicação de outras entidades sobre a falta de dados conclusivos para a adoção de um limite tão alto para o PLD quanto o da UTE Xavantes com CVU mais elevado que é de R\$ 1.669,93 / MW.	Discorda da metodologia do PLDmax horário	Aceita	Buscando não vincular o PLDmax horário em uma única térmica, propõe-se que o PLDmax horário seja igual à média ponderada dos CVUs das térmicas de tecnologia marginal (UTES a óleo diesel), cujo valor é 1,141.85 R\$/MWh.
		139	Entende que a melhor alternativa para o ano de 2020 é que se mantenham os atuais limites para o PLD max e PLD min, sem nenhuma alteração.	Manter atual metodologia de PLDmax e PLDmin	Parcialmente aceita	Quanto ao PLD máximo, duas alternativas foram consideradas como as mais adequadas: - Alternativa A: CVU mais elevado da UTE a gás com CCEAR (mantendo as regras atuais); e - Alternativa B: Proteção a 95% dos eventos de excedente do produtor. Compatível com a Alternativa A Em relação ao PLD mínimo, conforme exposto na AIR, a utilização do valor da RAG como limitador do PLDmin não parece ser o mais adequado sob o ponto de vista conceitual porque a RAG incorpora custos fixos, além dos variáveis.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº , DE (DIA) DE (MÊS) DE (ANO)

Estabelece os critérios e procedimentos para o cálculo dos limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e do valor da tarifa de energia de otimização referente à cessão de energia efetuada pelo comercializador de energia da Usina Hidroelétrica Itaipu (TEO_{Itaipu}).

VotoAnexo

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no inciso XIX do art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, incisos IV e X do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, art. 13 do Decreto nº 4.550, de 27 de dezembro de 2002, Decreto nº 72.707, de 28 de agosto de 1973, §§ 2º e 3º do art. 57 do Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, e o que consta do Processo nº 48500.004659/2014-34, resolve:

Art. 1º Estabelecer os critérios e os procedimentos para o cálculo dos limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e do valor da tarifa de energia de otimização referente à cessão de energia efetuada pelo comercializador de energia da Usina Hidroelétrica Itaipu (TEO_{Itaipu}).

Art. 2º O PLD terá dois limites máximos, um horário (PLD_{max_horário}) e um estrutural (PLD_{max_estrutural}).

§ 1º O PLD_{max_horário} terá vigência na mesma data de implementação do PLD horário no mercado de curto prazo e o PLD_{max_estrutural} terá vigência a partir de 1º de janeiro de 2020.

§ 2º O PLD_{max_horário} deve ser calculado com base na média ponderada, pela potência instalada, dos Custos Variáveis Unitários (CVUs) das usinas termelétricas a óleo diesel disponíveis no deck do Programa Mensal da Operação (PMO) de setembro de 2019.

Alternativa A

§ 3º O PLD_{max_estrutural} deve ser calculado com base no CVU mais elevado da usina termelétrica a gás natural em operação, disponível no deck do PMO de setembro de 2019, e contratada por meio de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

Alternativa B

§ 3º $PLD_{max_estrutural}$ deve ser calculado com base na metodologia que confere nível de proteção ao risco de 95% dos eventos, levando em conta o excedente do produtor (renda inframarginal), considerando o deck de revisão ordinária de garantia física das usinas hidrelétricas, conforme o disposto no Anexo desta Resolução.

§ 4º Os limites $PLD_{max_horário}$ e $PLD_{max_estrutural}$ definidos em 2019 vigorarão por quatro anos e, nesse período, devem ser atualizados anualmente pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

Alternativa A

Art. 3º Após a vigência do $PLD_{max_horário}$, o $PLD_{max_estrutural}$ será acionado quando o valor da média móvel trimestral dos PLDs horários superar o valor do $PLD_{max_estrutural}$.

§ 1º Uma vez acionado o $PLD_{max_estrutural}$, ele será aplicado simultaneamente em todos os submercados e ficará vigente por, pelo menos, o equivalente a 14 (quatorze) dias.

§ 2º O $PLD_{max_horário}$ voltará a ser considerado como o limite máximo do PLD horário quando, observado o prazo estabelecido no § 1º, o valor da média móvel trimestral do PLD horário for inferior ao valor do $PLD_{max_estrutural}$.

Alternativa B

Art. 3º Após a vigência do $PLD_{max_horário}$, caso a média diária dos PLDs horários for superior ao $PLD_{max_estrutural}$, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE deve ajustar a série de PLDs horários até que a média de seus valores seja igual ao $PLD_{max_estrutural}$.

§ 1º Respeitado o valor do PLD_{min} , o ajuste na curva diária de PLDs horários deve ser realizado de forma uniforme e proporcional.

§ 2º O ajuste de que trata o § 1º deve ser realizado para cada submercado, de forma independente.

Art. 4º O valor mínimo do PLD será calculado anualmente pela ANEEL considerando o maior valor entre:

I – a Tarifa de Energia de Otimização da UHE Itaipu (TEO_{Itaipu}); e

II – a Tarifa de Energia de Otimização (TEO) das outras usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional.

Art. 5º No cálculo do valor da TEO_{Itaipu} , deverão ser consideradas as parcelas referentes ao pagamento da cessão da energia do Paraguai, aos *royalties*, e à administração da usina pela Eletrobras.

§ 1º As estimativas dos custos de geração da usina de Itaipu para o ano seguinte serão fornecidas pela Itaipu Binacional.

§ 2º Na determinação da quantidade de energia cedida pelo Paraguai, deverá ser considerada a metade da geração da usina prevista para o ano seguinte, subtraída da energia a ser suprida diretamente à *Administración Nacional de Electricidad* - ANDE; e

§ 3º A conversão do valor, em dólares, da estimativa de custos de geração da UHE Itaipu para a moeda nacional deverá ser efetuada pela média geométrica diária das Cotações de Fechamento Ptax do dólar americano, publicadas pelo Banco Central do Brasil, no período de 1º de dezembro do ano anterior até 30 de novembro do ano do cálculo.

Art. 6º No cálculo do valor da TEO, deverão ser considerados os custos incrementais incorridos na operação e na manutenção das usinas hidrelétricas e o pagamento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídrico.

Art. 7º Ficam revogadas:

I - a Resolução nº 682, de 23 de dezembro de 2003;

II - a Resolução Normativa nº 392, de 15 de dezembro de 2009;

III - Resolução Normativa nº 633, de 25 de novembro de 2014;

IV - Resolução Normativa nº 692, de 15 de dezembro de 2015.

Art. 8º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

ANEXO

Metodologia para o cálculo do $PLD_{\max_estrutural}$

- 1.1. O $PLD_{\max_estrutural}$ visa prover proteção ao mercado contra riscos sistêmicos, preservar níveis de eficiência alocativa e apresentar sinal econômico dentro de uma perspectiva estrutural.
- 1.2. O $PLD_{\max_estrutural}$ será calculado pela ANEEL considerando o valor do Custo Marginal de Operação (CMO) associado a uma proteção de 95% dos eventos relacionados ao excedente do produtor ou renda inframarginal.
- 1.3. O excedente do produtor (renda inframarginal) é o benefício definido pela integral da diferença entre o preço de equilíbrio e a curva de oferta do mercado.
- 1.4. Deve-se extrair, do modelo Newave, empregado tanto no problema de minimização do custo total de operação (custo presente e o custo futuro) como no problema de minimização do custo total de expansão (custo de investimento e o custo de operação), os pares de “quantidade e preço” das usinas simuladas ao longo de todo o horizonte do estudo de otimização (5 anos), para cada um dos 2.000 (dois mil) cenários de afluência gerados.
- 1.5. No cálculo do $PLD_{\max_estrutural}$, deve-se considerar o deck do Newave utilizado na última revisão ordinária de garantia física das usinas hidroelétricas despachadas centralizadamente, em conformidade com a Portaria MME nº 178, de 3 de maio de 2017.
- 1.6. Para a construção das curvas de oferta e, posteriormente, para o cálculo do excedente do produtor (renda inframarginal), deve-se considerar:
 - 1.6.1. A geração das usinas termelétricas, hidroelétricas e das não despachada centralizadamente, bem como as inflexibilidades das usinas termelétricas;
 - 1.6.2. A atualização das variáveis econômicas envolvidas no processo (CVU e CMO); e
 - 1.6.3. Os valores devem ser convertidos para a base anual, de modo que o resultado reflita um ciclo hidrológico completo, o que implica dispor de 10.000 (dez mil) eventos para análise estatística (2.000 cenários em 5 anos de simulação).
- 1.7. Para a definição do $PLD_{\max_estrutural}$, adota-se um nível de proteção contra os 5% eventos mais gravosos em termos de excedente do produtor (renda inframarginal), o que equivale ao percentil 95 de sua curva de distribuição de probabilidades.