

Brasília, 02 de agosto de 2019.

## **Contribuição da Abraceel à 2ª etapa da Audiência Pública nº 22/2019 – Limites do PLD**

A Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel) apresenta contribuição à 2ª etapa da Audiência Pública nº 22/2019 da Aneel, que visa obter subsídios para o aprimoramento da metodologia de definição dos limites máximo e mínimo do PLD.

A Abraceel reforça seu posicionamento de que **é necessário ampliar os sinais de preços, com aumento do teto e redução do piso do PLD**, de forma a aproximar o preço do custo real do sistema, em linha com a experiência internacional de mercados mais maduros e com as discussões da reforma do setor elétrico brasileiro.

Analisando as contribuições apresentadas pelos agentes na 1ª fase, foi possível verificar que os posicionamentos foram muito influenciados pela conjuntura da implementação ou não do preço horário no próximo ano. No entender da Abraceel, porém, consideramos que a discussão dos limites do PLD, apesar de ganhar motivação adicional com a entrada do preço horário, não deve estar condicionada a essa, sendo fundamental a sua revisão.

Com essa preocupação, consideramos que a indefinição a respeito do preço horário levou a maioria dos agentes a se posicionar a favor da manutenção da metodologia atual, tanto para o teto quanto para o piso do PLD, mesmo quando a contribuição veio permeada por conceitos econômicos que sustentam a argumentação a favor da ampliação dos sinais de preços.

Por isso, a Abraceel considera que **a discussão sobre os limites do PLD é de fato oportuna e pode ser conduzida de maneira independente**, dado que há necessidade imediata de elevação dos sinais de preços para aumentar a eficiência econômica do setor. Nesse sentido, **reforçamos nossa proposta de que o PLD máximo seja único, no valor de R\$ 1.669,93/MWh**, com base no CVU da última termelétrica disponível no SIN, já a partir de 1º de janeiro de 2020.

Considerando as duas propostas apresentadas pela Aneel, foi possível observar que os agentes ficaram divididos entre a alternativa 2 (PLDmax\_horário, com mecanismo de gatilho para o PLDmax\_estrutural) e a alternativa 3 (PLDmax\_horário com restrição para a média dos PLDs do dia, equivalente ao PLDmax\_estrutural). Isso porque ambas possuem dificuldades específicas, que podem limitar a sinalização econômica.

Dessa forma, a Abraceel entende que há uma solução intermediária que permite preservar os principais benefícios das duas alternativas sugeridas pelo regulador, ampliando a sinalização econômica. Inclusive, entre as novas propostas sugeridas nas contribuições, essa proposta híbrida, que se constitui numa conjunção das propostas 2 e 3, foi a mais recorrente. Assim, a Abraceel e vários agentes entendem que as alternativas propostas não são excludentes e podem ser complementares entre si.

Pela proposta híbrida, inicialmente o cenário seria o da alternativa 2, com o teto definido pelo PLDmax\_horário com base no último recurso disponível e um mecanismo de gatilho. Uma vez acionado o gatilho para o PLDmax\_estrutural, ao invés de uma limitação linear, migrar-se-ia para a alternativa 3, onde a média dos PLDs do dia estaria limitada ao PLDmax\_estrutural, com redução proporcional, de forma a preservar a sinalização horária do PLD.

Essa proposta exige aprimoramento no mecanismo do gatilho proposto e no cálculo do PLDmax\_estrutural. Sobre o gatilho, a Abraceel propõe duas possibilidades: (i) a ampliação na quantidade de horas em que o PLD supera o PLDmax\_estrutural para 1.460 horas, com base em um horizonte móvel de 12 meses, ou (ii) um gatilho com base na média móvel do PLD no horizonte móvel de 6 meses, com o acionamento se a média superar o valor do PLDmax\_estrutural.

No Relatório de Impacto Regulatório, a Aneel expõe que em 2017 e 2018 o preço da energia esteve no teto regulatório por dois meses, o que não causou grandes impactos financeiros no sistema e no MCP. A própria Aneel aponta que dois meses seria a primeira sugestão para um número regulatório, mas considera que um mês seria melhor inicialmente, por ser o primeiro ano de vigência do preço horário. Porém, dada as considerações da própria área técnica da Aneel, a Abraceel considera dois meses como um horizonte temporal mínimo para o gatilho, o que corresponde às 1.460 horas na proposta (i).

Sobre a possibilidade (i), vários agentes contribuíram no sentido de que a mera contagem da quantidade de horas não avalia a profundidade das ultrapassagens, o que não seria uma forma ideal de mensurar eventual situação de escassez que justificasse o acionamento do gatilho. Tanto que apenas outras duas contribuições, além da Abraceel, sugeriram ampliar o número de horas.

Já a possibilidade (ii) teve mais adeptos, tendo a proposta de um gatilho com base na média móvel do PLD sido objeto de várias contribuições, algumas sugerindo um horizonte de 3 e outras de 6 meses. Com base no que foi apresentado por outros agentes, em uma situação hipotética, a média móvel de 3 meses seria equivalente a, aproximadamente, um mês de ultrapassagens. Em linha com o que foi colocado pela Aneel no Relatório de Impacto Regulatório, consideramos então 6 meses, o equivalente a dois meses de ultrapassagens, como o mínimo necessário para o horizonte do gatilho nesse caso.

A Abraceel considera, ainda, que a apuração do gatilho deve ocorrer para todo o SIN, e não por submercado, com o gatilho de “retorno” utilizando a mesma métrica estabelecida para o gatilho de acionamento, porém com a lógica reversa. Assim, não é necessário estabelecer uma permanência mínima para  $PLD_{max\_estrutural}$ , tampouco que o retorno seja dado início do ano civil, o que poderia gerar um movimento brusco e descontinuado.

Além dos aperfeiçoamentos no gatilho, destacamos as considerações em relação ao cálculo do  $PLD_{max\_estrutural}$ , dada a sua baixa representatividade com relação ao parque termelétrico instalado e à consequente criação de encargos para os consumidores. Vários agentes reforçaram que a metodologia atual, ou seja, do maior CVU de térmica a gás natural contratada em CCEAR, é de mais simples entendimento e compatível com a métrica utilizada para a definição do  $PLD_{max\_horário}$ .

Além disso, é importante reforçar que, na nossa visão, **não há elementos que justifiquem a redução da sinalização econômica**, principalmente no momento atual de aprimoramentos nos mecanismos de formação de preços e modernização do setor. Sugerimos, inclusive, que ao longo de sua implementação, os estudos sejam continuados para aumento do  $PLD_{max\_estrutural}$ .

Alternativamente, considerando o cálculo do  $PLD_{max\_estrutural}$  através do percentil 95 do Excedente do Produtor proposto pela Aneel, reforçamos que deveriam

ser considerados nesse cálculo eventuais aprimoramentos previstos para entrar nos modelos em 2020. Após o questionamento ter sido levantado nas contribuições, não ficou claro o porquê foi adotada a média dos 6 valores de CMO correspondentes, e não o valor do CMO exato no percentil 95, e corroboramos com as sugestões de que deveriam ser feitos testes de robustez, dada a volatilidade dos resultados com simulações de CMO.

**Reforçamos nosso apoio à proposta da Aneel para o piso do PLD**, qual seja, o maior valor entre a TEO Itaipu e a TEO das demais usinas, de forma a remunerar os custos variáveis de geração das usinas hidrelétricas.

Por fim, é importante que uma vez definida as **metodologias de cálculo para o piso e teto do PLD**, essas sejam **aplicadas anualmente, sem que os limites sejam reajustados pelo IPCA**, sob o risco de que os novos limites de preço não estejam mais aderentes aos critérios originais estabelecidos e, conseqüentemente, os referidos limites não atinjam os objetivos pretendidos.

Atenciosamente,

Yasmin Martins  
**Assessora Técnica**

Bernardo Sicsú  
**Consultor Técnico**

Alexandre Lopes  
**Diretor Técnico**

Frederico Rodrigues  
**Diretor de Relações Institucionais**