



Empresa de Pesquisa Energética

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO

Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência

*Avaliação de Aprimoramentos
para Contratação*

Julho de 2023

Ministério de
Minas e Energia



Coordenação Geral

Giovani Vitória Machado

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira (até janeiro de 2023)

Erik Eduardo Rego (até dezembro de 2022)

Coordenação Executiva

Bernardo Folly de Aguiar

Thiago Ivanoski Teixeira

Coordenação Técnica

Renato Haddad Simões Machado

Caio Monteiro Leocádio

Equipe Técnica

Diego Pinheiro de Almeida

Jorge Gonçalves Bezerra Junior

Leandro Pereira de Andrade

Roney Nakano Vitorino



Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo
Efrain Pereira da Cruz

Secretário de Planejamento e Transição Energética
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Secretário de Energia Elétrica
Gentil Nogueira de Sa Junior

<http://www.mme.gov.br/>



Presidente

Angela Regina Livino de Carvalho (interina)

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Giovani Vitória Machado (interino)

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis
Heloisa Borges Esteves

Diretor de Gestão Corporativa
Angela Regina Livino de Carvalho

<http://www.epe.gov.br>

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

 Empresa de Pesquisa Energética		
<i>Área de Estudo</i> ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO		
<i>Estudo</i> Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência		
<i>Macro - atividade</i> Avaliação de Aprimoramentos para Contratação		
<i>Ref. Interna (se aplicável)</i>		
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	24/07/2023	Emissão original

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	4
2 Sugestões de Aprimoramentos para o Segundo Leilão de Reserva de Capacidade no Formato de Potência.....	6
2.1 Caracterização das obrigações de entrega para o produto de potência: Adequação da escala temporal	6
2.1.1 O conceito de horas mensais de necessidade de potência.....	6
2.1.2 Períodos de aferição	10
2.1.3 Obrigações de entrega compatíveis com o serviço de Potência	11
2.2 Alocação de responsabilidade e risco	13
2.3 Considerações em relação aos prazos contratuais.....	15
2.4 Critérios para habilitação técnica	17
2.5 Consideração dos projetos contratados nos modelos operativos e na formação de preço	20
3 Operacionalização dos contratos do 2º LRCAP: impactos sobre diferentes soluções tecnológicas de suprimento.....	21
3.1 Declaração de disponibilidade	21
3.2 Taxas de indisponibilidade.....	22
3.3 Termelétricas: restrições operativas de unit commitment.....	23
3.4 Modernização de hidrelétricas.....	28
3.5 Tecnologias de armazenamento	30
3.6 Outras tecnologias	36
4 CONCLUSÕES.....	37
REFERÊNCIAS.....	39

1 INTRODUÇÃO

O 1º Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência (1º LRCAP), realizado em dezembro de 2021, trouxe importantes avanços na contratação de expansão da oferta de energia elétrica para o Sistema Interligado Nacional (SIN). Este foi o primeiro certame, desde a implantação do atual marco regulatório do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), com o propósito específico de contratar potência disponível para o SIN, sem que houvesse, necessariamente, um compromisso de entrega de energia no mesmo contrato. A necessidade explícita de expansão de potência no SIN vem sendo apontada pelos estudos elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), destacadamente os estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), pelo menos desde 2017, quando foi publicado o PDE 2026.

As alterações no marco legal do setor elétrico promovidas pela Medida Provisória nº 998, de 1º de setembro de 2020, convertida na Lei 14.120, de 1º de março de 2021, regulamentada no Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021 permitiram a definição de diretrizes para o 1º LRCAP. Adicionalmente, as Consultas Públicas nº 108 e nº 115 de 2021, bem como as contribuições recebidas, levaram o Ministério de Minas e Energia (MME) a publicar a Portaria Normativa MME nº 20/2021, de 16 de agosto de 2021, com as Diretrizes do Leilão para Contratação de Potência Elétrica e de Energia Associada, denominado "Leilão de Reserva de Capacidade, de 2021", e da Portaria Normativa MME nº 29/2021, de 20 de outubro de 2021, que definiu a Sistemática do certame. Dentre os avanços construídos naquele momento, pode-se destacar a definição do produto "Potência" e de nova métrica de competição a ser adotada no certame. Essas mudanças fizeram com que o produto a ser contratado tivesse uma caracterização mais próxima daquela que os estudos de planejamento apontavam como a necessidade para o sistema, além de estabelecer métrica que classificasse, de forma mais adequada, qual seria o empreendimento mais eficiente, em termos de receita fixa a receber, para atender ao serviço demandado.

Apesar de importantes, os avanços estabelecidos no 1º LRCAP não esgotam todas as melhorias necessárias para a contratação de potência. Entende-se como vantajoso que o processo de formatação de um novo produto a ser comercializado no setor elétrico brasileiro seja feito em etapas graduais, facilitando a adaptação dos agentes de mercado, incluindo as instituições setoriais, a esse novo produto e seu funcionamento no sistema. Desse modo, tão logo findado o 1º LRCAP, a equipe da EPE, sob diretrizes do MME, seguiu trabalhando para que novos avanços pudessem ser incorporados no 2º LRCAP.

Nesse contexto, a presente Nota Técnica consolida a proposta de melhorias sugeridas pela EPE, alinhadas com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), para serem implementadas no próximo Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência. Os objetivos principais almejados pela proposta são: (i) melhorar a caracterização das

obrigações de entrega dos empreendimentos vencedores, de forma aderente às características das necessidades sistêmicas; (ii) permitir também a participação de tecnologias não termelétricas, visando a ampliar a oferta nos leilões e reduzir as barreiras de entrada para soluções inovadoras no SIN, especialmente, aquelas que contribuam para a transição energética e para uma economia de baixo carbono.

Cabe ressaltar que os avanços propostos nessa nota não são exaustivos e não extinguem a necessidade de outras melhorias e discussões do ponto de vista regulatório, comercial e operativo.

O presente documento está dividido em duas seções, além desta introdução e de uma conclusão. A seção 2 traz as "sugestões de aprimoramentos para o segundo leilão de reserva de capacidade no formato de potência", apresentando em detalhes as mudanças sugeridas e suas motivações. A seção 3 traz a "operacionalização dos contratos do 2º LRCAP: impactos sobre diferentes soluções tecnológicas de suprimento" que busca ilustrar alguns dos aspectos operativos e comerciais para algumas tecnologias potencialmente candidatas à prestação do serviço, à luz das mudanças sugeridas.

2 Sugestões de Aprimoramentos para o Segundo Leilão de Reserva de Capacidade no Formato de Potência

Nas subseções seguintes serão descritos os aprimoramentos sugeridos para o desenho do 2º Leilão de Reserva de Capacidade no Formato de Potência (LRCAP).

2.1 Caracterização das obrigações de entrega para o produto de potência: Adequação da escala temporal

No 1º LRCAP, realizado em 2021, foi adotada uma necessidade de entrega de disponibilidade de potência pelos empreendimentos vencedores em todos os momentos de contrato, considerando as taxas equivalentes de indisponibilidades forçada e programada, declaradas no cadastramento para o leilão. A intenção era propor ao mercado um contrato próximo ao contrato de disponibilidade de energia, usualmente aplicado aos empreendimentos termelétricos, única tecnologia elegível àquele certame.

No entanto, conforme estudos apresentados ao longo deste documento, os momentos que ocasionam a necessidade de expansão de oferta para garantir a capacidade de potência dentro dos critérios de suprimento¹ não tendem a ocorrer por longos períodos contínuos dentro de um mês.

2.1.1 O conceito de horas mensais de necessidade de potência

Considerando as características da matriz de geração de eletricidade brasileira e as características da carga observada e projetada para o horizonte de interesse, a duração de cargas máximas dentro de um mês é uma importante informação para avaliação do requisito líquido para atendimento às necessidades de potência do sistema. Essa característica de duração de cargas máximas pode ser observada através de avaliações das curvas de carga histórica e projetada. Por exemplo, avalia-se três tipos de duração para cargas máximas dentro de um mês:

- Duração equivalente a 98% da demanda máxima: considera o número de horas onde a carga horária varia até 2% do máximo, ou seja, apresenta valores entre a carga horária máxima e valores maiores que 98% da intensidade da carga horária máxima do mês;
- Duração equivalente a 97% da demanda máxima: considera o número de horas onde a carga horária varia até 3% do máximo, ou seja, apresenta valores entre a

¹ Estes momentos são caracterizados por situações nas quais o balanço entre a oferta de potência considerada e a carga instantânea atinge valores deficitários, superando os limites estabelecidos pelos critérios de suprimento.

carga horária máxima e valores maiores que 97% da intensidade da carga horária máxima do mês;

- Duração equivalente a 95% da demanda máxima: considera o número de horas onde a carga horária varia até 5% do máximo, ou seja, apresenta valores entre a carga horária máxima e valores maiores que 95% da intensidade da carga horária máxima do mês.

Um exemplo de distribuição e os resultados de duração para cada faixa estão exemplificados na Figura 1 a seguir.

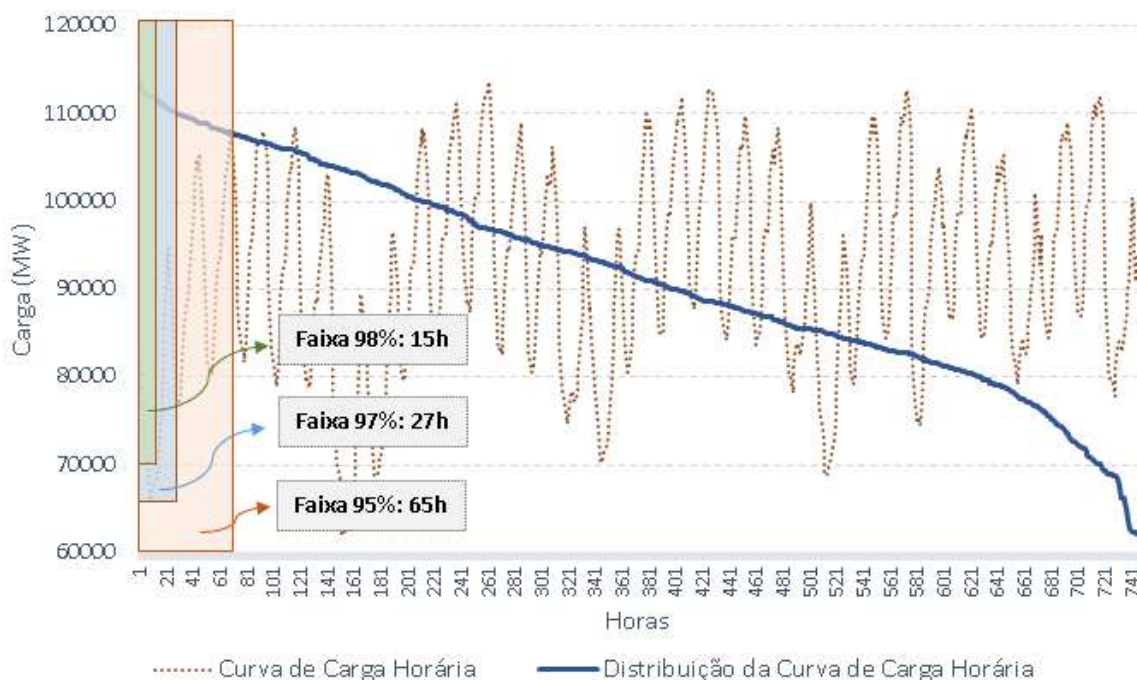


Figura 1 - Exemplo de aplicação das faixas de intensidade e suas durações associadas, com base na projeção de demanda horária para janeiro de 2030. Fonte: Elaboração própria.

Considerando essas faixas de intensidade para representar as demandas de potência do sistema, foram avaliadas as durações observadas na carga histórica e na projetada, tanto para carga bruta como para a carga líquida². Para os dados históricos, considerando a evolução de bens e usos da carga, optou-se por avaliar em detalhe o conjunto com os anos 2018 e 2019, expurgando da avaliação o período da crise sanitária e de crise hídrica³. Na Figura 2, apresentam-se as médias de duração encontradas para cada faixa anteriormente definida. Como esperado, quanto maior a faixa de valores de carga considerada maior será a média de horas observada.

² Considera-se como carga líquida a projeção de carga bruta deduzida de projeções de geração eólica, solar fotovoltaica e MGD, todas em escala horária.

³ Durante a crise hídrica foram adotadas medidas de incentivo à redução de consumo.

MÉDIA DAS HORAS - 2018 E 2019

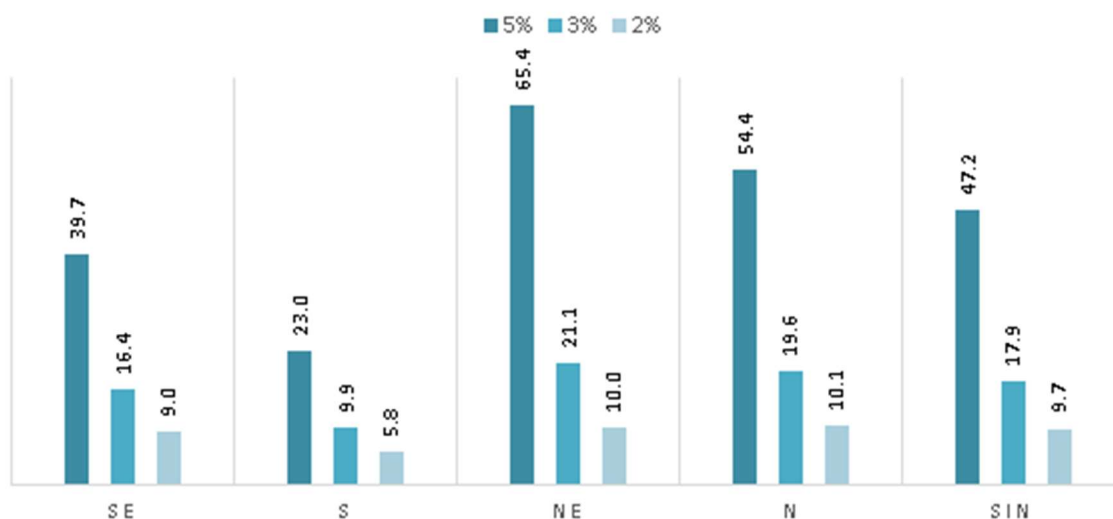


Figura 2 - Médias anuais para duração do requisito de potência de cada submercado e SIN para faixas de intensidade pré-selecionadas (2%, 3% e 5%). Fonte: Elaboração própria.

Como a carga projetada é construída a partir dos dados históricos, resultados semelhantes foram observados para essa amostra. Na Figura 3 **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, são apresentados os gráficos em radar das durações (em horas) para as faixas indicadas. Nas tabelas de cada gráfico encontram-se as médias anuais das durações mensais de ponta para os dados de Carga Bruta (CB) e Líquida (CL) projetados.

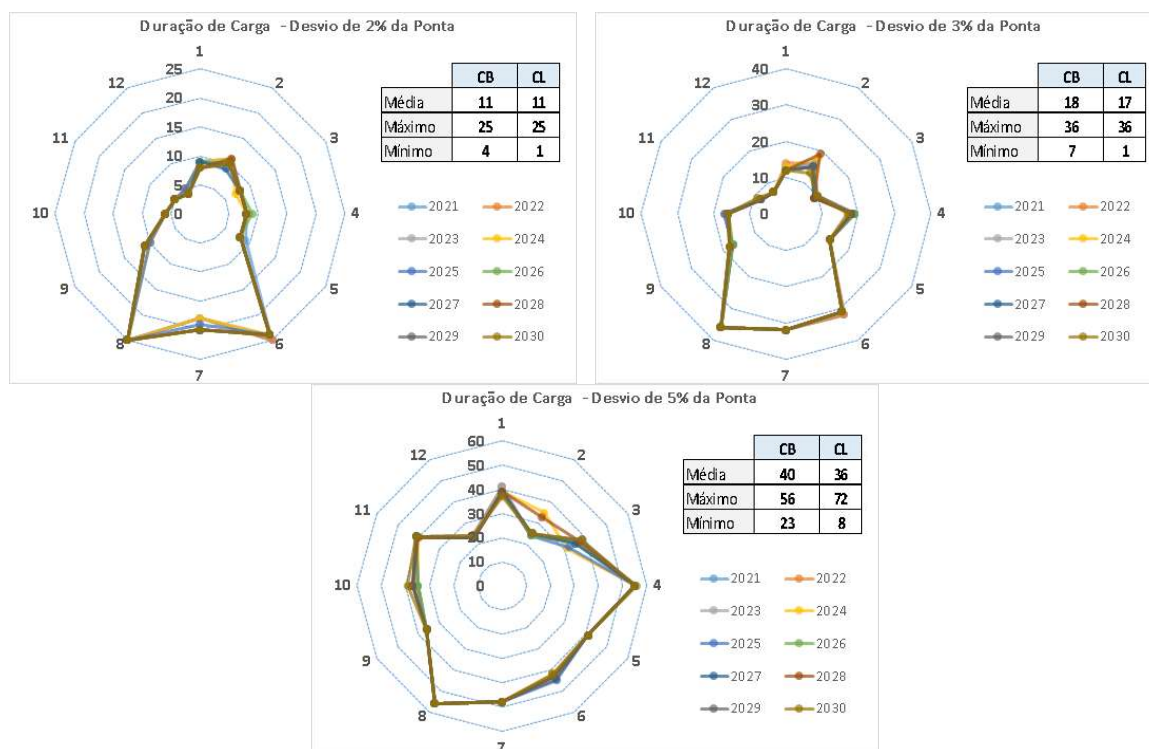


Figura 3 - Durações mensais e médias anuais do requisito de potência na amostra de carga horária projetada para o PDE 2030 (em horas), considerando as faixas de 2%, 3% e 5% da demanda máxima. Fonte: Elaboração própria.

Considerando como duração de carga máxima a faixa de intensidade com variação de até 2%, identifica-se número de horas reduzido em relação a permanência mensal da carga e abrangendo valores próximos do pico mensal. Dessa forma, conforme ilustrado na Figura 4, considerar a carga máxima projetada para o mês em questão como o valor representativo desse patamar de ponta não traz prejuízos na representação energética por patamares na metodologia de quantificação de requisito de potência.

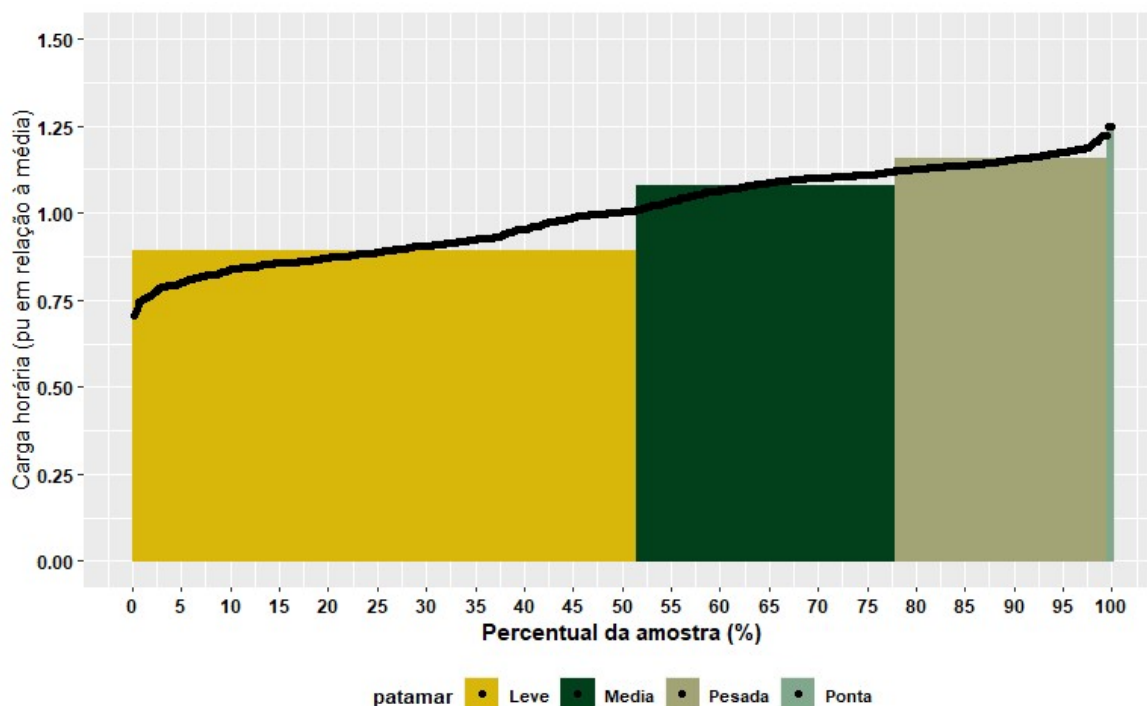


Figura 4 - Permanência da carga horária de novembro de 2019 e representação dos patamares de carga (Leve, Média, Pesada e Ponta 2%). Fonte: Elaboração própria.

Já para a duração do requisito de 50h mensais, total obtido considerando a faixa de intensidade com variação de até 5% do pico mensal, observa-se na Figura 5 que mais horas da permanência seriam consideradas como ponta. E utilizar o valor de carga máxima do mês, importante para indicar o requisito de potência do sistema, pode ser uma aproximação grosseira dos valores de carga contidos nesse patamar, o que resultaria no sobredimensionamento do requisito. Além disso, para uma duração elevada como essa, a avaliação deixa de ser caracterizada como potência (atendimento instantâneo) e torna-se uma avaliação de energia (atendimento acumulado, considerando a média da demanda no intervalo), visto que, dessa forma, aumenta-se a energia a ser alocada nesse bloco. Portanto, a necessária adequação do valor de demanda para um patamar de maior duração afasta a formulação do seu propósito específico, que é a avaliação do sistema no seu momento de maior requisito, quando a intenção é a representação de potência.

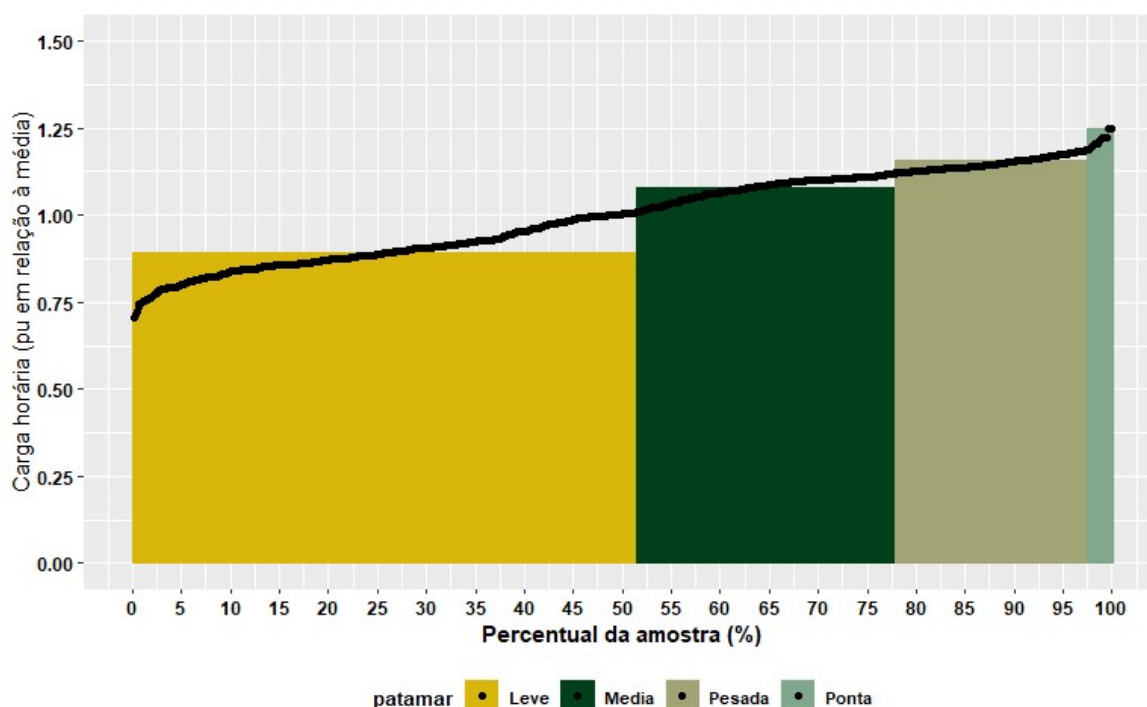


Figura 5 - Permanência da carga horária de novembro de 2019 e representação dos patamares de carga (Leve, Média, Pesada e Ponta 5%). Fonte: Elaboração própria.

Avaliações como essas são realizadas periodicamente e subsidiam a definição de duração de horas de carga máxima por mês utilizada nos estudos de planejamento. Portanto, utiliza-se o valor de 10h como a duração de carga máxima mensal nos estudos de quantificação da necessidade de capacidade de potência. Para os intervalos analisados, essa duração foi a que apresentou maior aderência ao conceito de demanda máxima instantânea e menor impacto na representação dos patamares de carga no modelo energético.

Esse conceito também subsidiará a definição das obrigações de entrega dos contratos do 2º LRCAP, sem que necessariamente exista uma obrigação limitada a 10 horas em cada mês.

2.1.2 Períodos de aferição

Para fins de quantificação do requisito, adota-se a definição de 10h mensais de requisito de potência, parâmetro importante para dimensionar a contribuição das UHE em cada mês. Porém, isso não significa que o período de aferição da disponibilidade nas horas críticas precisa ser mensal. Pode-se avaliar a adoção de um período de aferição maior, com acumulação do número de horas críticas esperado para o período. Por exemplo, se adotado um período de aferição quadrimestral, analisa-se as 40 horas críticas de cada período. Seguindo essa lógica, podem ser avaliadas também as 120 horas críticas em um período anual.

Do ponto de vista da operação do sistema, adotar um período de aferição maior que 1 mês pode ser interessante em anos onde alguns meses variam o número de horas críticas de potência. Por exemplo, quando se concentram mais de 10 horas de necessidade em um mês e outro mês apresenta necessidade de menor duração, a aferição desses dois períodos de forma conjunta aproxima o produto contratado da necessidade do sistema. Considerando as possíveis variações de recursos primários de geração e de fatores que impactam a carga, como a temperatura, por exemplo, períodos de aferição maiores que 1 mês podem trazer maior gestão para o Operador.

Do ponto de vista comercial, é interessante avaliar o tamanho ideal do período de aferição, considerando o impacto de eventuais penalidades de indisponibilidade na receita total do período e o custo administrativo de contabilização e liquidação para a CCEE.

No entanto, mantendo o propósito de transição e preparação que os avanços sugeridos para o 2º LRCAP representam, **adotar uma aferição anual das 120 horas mais críticas**, apesar da possível concentração dessas horas em poucos meses do ano, apresenta-se como um passo inicial adequado.

2.1.3 Obrigações de entrega compatíveis com o serviço de Potência

Diante dos pontos expostos nas seções anteriores, visando aprimorar a caracterização do serviço de atendimento de potência, além de compatibilizar as obrigações de entrega com a quantificação de requisito necessário e a métrica de competitividade do certame, propõe-se que, como aprimoramento, seja exigido dos vencedores a disponibilidade nas horas mais críticas para o atendimento de potência do sistema dentro de um determinado período de aferição. Essas horas mais críticas devem representar os momentos de maior necessidade de potência do sistema e podem ser definidas de diferentes formas, por meio de dados que indiquem as condições do sistema, conforme a experiência do Operador.

É importante que fique transparente ao mercado a diferença entre o atendimento de energia e o atendimento de potência. O produto de atendimento de energia pode envolver longos despachos contínuos, eventualmente de meses, para, por exemplo, recomposição de reservatórios em períodos de estiagem. Já o produto de atendimento de potência foca em momentos específicos, menos frequentes e de menor duração, onde a disponibilidade de recurso suficiente para atender a carga instantânea é escassa. Apesar de existirem tecnologias que atendam ambos os produtos, pelo lado dos requisitos deseja-se separá-los para trazer a sinalização de escassez de cada serviço e para trazer maior competição ao atendimento de ambos.

Com essa diferenciação na obrigação de entrega espera-se que fique claro ao mercado a finalidade da contratação específica deste LRCAP, deixando de ser um recurso que será obrigado a estar disponível a todo momento para um recurso que será obrigado a estar disponível para as necessidades de potência. Essa separação de finalidade, além de trazer clareza ao mercado, faz com que os projetos concorrentes, das diferentes tecnologias, sejam mais bem especificados, em linha com a aplicação em diversos mercados de adequabilidade implementados em sistemas de potência de outras jurisdições.

É importante ressaltar que, essa diferenciação de finalidade de contratação não impede que empreendimentos que venham a comercializar sua disponibilidade no LRCAP em formato de potência possam, posteriormente, firmar contratos de energia⁴ através do montante de Garantia Física que lhes será atribuído. Portanto, as obrigações com o sistema decorrentes dos eventuais diferentes contratos (de energia e potência) serão independentes e adicionais, e, em nenhuma hipótese, substitutivas.

Conforme avaliações de duração detalhadas nas seções anteriores, atualmente, a quantificação do requisito a ser contratado, conforme nota técnica EPE-DEE-NT-037/2021-r0⁵, considera 10h de necessidade de atendimento de potência por mês. Adicionalmente, para fins de aferição de entrega, as 120h mais críticas de cada ano serão consideradas, sem delimitação de horas críticas em cada mês. Dessa forma, ao acumular os valores mensais utilizados no cálculo de requisito em períodos anuais para fins de entrega do produto contratado, espera-se prover o sistema de maior capacidade de gestão, tornando esse parâmetro compatível com a métrica de competitividade utilizada no 1º LRCAP.

Apesar de não ser o foco desta publicação, é importante ressaltar que, aliada à alteração na obrigação de entrega, as penalidades por indisponibilidade nas horas críticas devem ser mais elevadas que as aplicadas para a indisponibilidade nos contratos usuais de disponibilidade (de energia) e do 1º LRCAP, tendo em vista a criticidade e pontualidade do requisito. O não atendimento à potência pode implicar em interrupções no suprimento de eletricidade. Assim, o correto dimensionamento dessas penalidades, considerando métricas e experiências internacionais de mercados de capacidade⁶, é peça fundamental na qualidade da contratação. As penalidades são responsáveis pela ponderação da relação de compromisso entre preço e qualidade da entrega, sendo essenciais para os agentes precisarem adequadamente o risco de não entrega e, caso subdimensionadas, fazem com que o produto não entregue ao sistema a adequabilidade desejada.

⁴ A consideração ou não da receita de um eventual contrato de energia para formação da oferta no LRCAP para eventual ganho de competitividade é de total responsabilidade e risco do agente participante.

⁵ Metodologia de Análise para o Atendimento à Demanda Máxima de Potência e Requisito de Capacidade (http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=f86f01bd-dbb6-68c5-c4b6-77010b59f38a&groupId=36189)

⁶ Usualmente as penalidades de não entrega em mercados de capacidade são dimensionadas considerando o CONE (*Cost of New Entry*) da tecnologia de referência para atendimento de potência.

Portanto, o principal aprimoramento proposto para o 2º LRCAP é a compatibilização das obrigações de entrega dos agentes vendedores com as premissas de necessidade de potência do sistema e de avaliação de competitividade. Diferentemente do que foi exigido no 1º LRCAP, **essa compatibilização se dará considerando como obrigação contratual a disponibilidade de potência nas 120 horas mais críticas de cada ano, conforme discutido na seção 2.1.2.**

2.2 Alocação de responsabilidade e risco

Outra característica de importante definição para as obrigações de entrega do produto reside na alocação de responsabilidade e risco na definição das horas críticas. Basicamente, essa definição pode ser realizada de duas formas: *ex-ante* e *ex-post*.

Na modalidade *ex-ante*, ilustrada na Figura 6, as horas críticas nas quais serão aferidas as disponibilidades dos agentes são definidas pelo Operador do sistema antes de ocorrerem. O Operador informa ao mercado, por exemplo no dia anterior (*day ahead*), que determinadas horas futuras serão caracterizadas como críticas e os agentes vencedores deverão estar disponíveis para aferição.



Figura 6 – Definição de horas críticas *ex-ante* pelo Operador. Fonte: Elaboração própria.

Na modalidade *ex-post*, ilustrada na Figura 7, as horas críticas nas quais serão aferidas as disponibilidades dos agentes são definidas após todo o período de aferição, seguindo um critério pré-definido pelo Operador (de preferência junto com as diretrizes da contratação) de classificação de horas críticas, baseado em condições do sistema que estejam transparentes ao mercado.

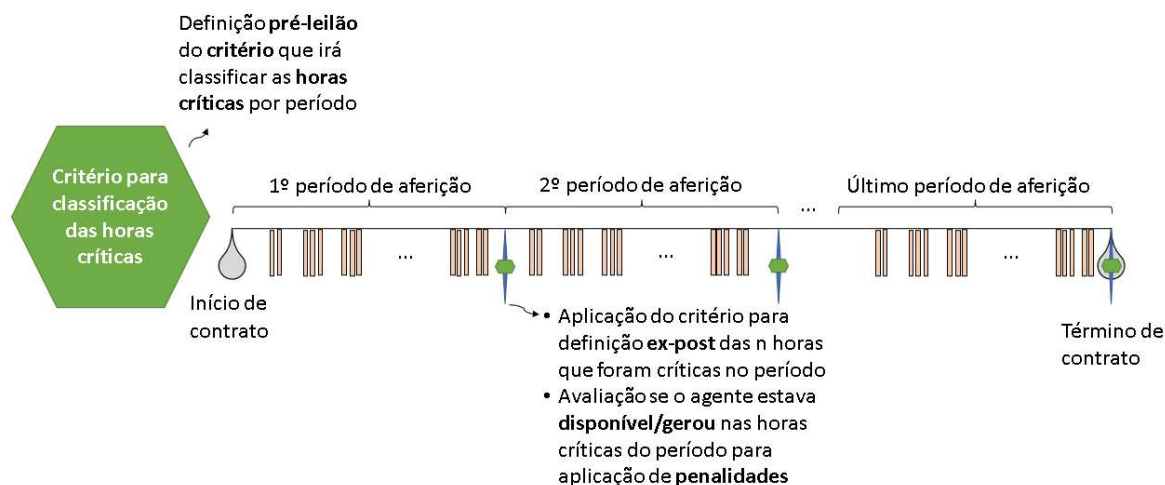


Figura 7 - Definição de horas críticas *ex-post* por critério pré-determinado. Fonte: Elaboração própria.

Um aspecto importante da modalidade *ex-ante* é que o risco de definição das horas críticas está mais concentrado na decisão do Operador. Caso ele defina as horas críticas e esgote o total máximo de horas críticas que serão aferidas no período, na ocorrência de novos momentos críticos no sistema os agentes vencedores não precisarão estar disponíveis. Portanto, no caso do esgotamento das horas críticas indicadas pelo Operador antes do término do período de aferição, os agentes vencedores podem ou não estar disponíveis ao sistema em novos momentos críticos, com uma eventual indisponibilidade não sujeita à penalidade. Diante das crescentes incertezas na matriz de geração, tais eventos podem expor involuntariamente a operação do sistema.

Além disso, entende-se que apesar de não ser mandatório é desejável que, assim como para a modalidade *ex-post*, haja transparência prévia nos critérios utilizados pelo Operador para a caracterização de uma hora crítica *ex-ante*. Isso tende a aumentar a previsibilidade sobre os momentos em que o produto contratado deverá ser entregue e traz mais informações para todos os agentes que atuam no setor. Afinal, a disponibilidade e utilização dos recursos para atendimento de potência impactam também no preço do mercado de curto prazo e no balanço de recursos disponíveis do sistema para a operação futura. Esse fato acaba aproximando a modalidade *ex-ante* com a modalidade *ex-post* em relação a importância da definição de um critério claro de classificação das horas críticas dos períodos de aferição.

Por fim, em relação à modalidade *ex-ante* o Operador pode ficar mais exposto às pressões externas de determinados agentes de mercado em relação ao momento de definição das horas críticas. Visando otimizar seus recursos e aumentar sua renda, o Operador pode ser pressionado a definir as horas críticas em momentos mais propícios para a operação individual de um empreendimento específico, ao invés de uma definição que privilegie o sistema.

Já na modalidade *ex-post* o risco de previsão de ocorrência das horas críticas é compartilhado entre o operador, na sugestão antes do leilão de um critério adequado que classifique as horas críticas futuras durante o período de contrato, e entre os agentes que, considerando o critério, vão otimizar seus ativos e sua disponibilidade para as horas que possuem maior probabilidade de serem classificadas como críticas ao final do período de aferição.

Por construção, trata-se de uma modalidade onde os agentes vencedores estarão disponíveis por mais tempo ao sistema, visando garantir disponibilidade nos momentos que serão classificados como críticos. Essa característica faz com que a disponibilidade dos vencedores no modelo de definição das horas críticas *ex-post* seja maior, levando a uma transição mais suave do modelo de contratação utilizado no 1º LRCAP do ponto de vista da operação do sistema.

A pré-definição de um critério para determinação *ex-post* das horas críticas é um aspecto que traz transparência aos agentes de mercado. No entanto, por mais que a necessidade de potência já seja uma condição estabelecida no setor elétrico brasileiro, a definição de um critério prévio com validade durante todo o período de contrato dos empreendimentos pode se demonstrar desafiadora diante das incertezas futuras de formação da matriz elétrica.

Por todos esses motivos, **entende-se que a modalidade de definição de horas críticas *ex-post* seja mais vantajosa para o sistema e para aplicação no 2º LRCAP.**

2.3 Considerações em relação aos prazos contratuais

Apesar de no 1º LRCAP ter sido adotado um prazo uniforme de 15 anos de contratação, entende-se que há espaço para aprimoramento em relação a essa característica do leilão. Do ponto de vista do consumidor, contraparte contratante do certame, a adoção de um prazo menos extenso de contrato pode ser vantajosa, visando reduzir a exposição a incertezas de diversas naturezas, como, por exemplo, dos preços no longo prazo, inovações tecnológicas, índices econômicos e características do consumo. Por outro lado, do ponto de vista dos agentes vendedores, prazos contratuais mais longos podem significar a garantia de um retorno estável em um determinado horizonte, abrangendo boa parte da vida útil do ativo, sem necessidade de recontração significativa após o término do contrato, além de facilitar as características de financiamento do ativo.

Conforme analisado em detalhes na seção 2 da nota técnica EPE-DEE-NT-083/2020⁷, uma eventual redução no prazo de contrato ofertado tem como um dos principais aspectos positivos a substituição, em um horizonte de tempo menor, dos empreendimentos de geração existentes por tecnologias mais modernas e com custos menores. Diante da atual velocidade de inovação no setor de geração, as características técnicas e preços das soluções tecnológicas têm evoluído rapidamente.

Do ponto de vista do mercado e do preço de energia, conforme abordado na referida nota técnica, cabe destacar que, mesmo sendo esperada uma pequena elevação dos preços iniciais ofertados pelos geradores em razão da redução dos prazos contratuais⁸, a entrada de uma nova tecnologia mais eficiente ao fim desse período pode resultar em ganhos para o consumidor. Um exemplo claro da preocupação com a evolução tecnológica pode ser observado nos contratos celebrados com os geradores a óleo, vencedores dos primeiros leilões de energia do modelo comercial atual. A adoção de um prazo menor que os praticados usualmente para projetos termelétricos na ocasião, permitiu a redução do arrependimento dessa contratação, uma vez que já se vislumbrava a entrada de novas tecnologias que poderiam substituir as usinas a óleo com custos e impactos ambientais menores.

Por outro lado, é importante ponderar os aspectos positivos da redução do prazo contratual com a busca por maior oferta e competitividade no certame, que tende a acarretar reduções no preço para o atendimento ao requisito de capacidade. Além disso, conforme mencionado anteriormente, pretende-se reduzir as barreiras de entrada para soluções inovadoras, que podem aumentar o custo de investimento inicial (CAPEX) dos projetos, o que naturalmente levaria a preços mais elevados em prazos contratuais menores. Este ponto é ainda mais importante quando se considera eventuais riscos de mercados menos maduros (como é o caso do mercado de capacidade, diferentemente do mercado de energia).

Com relação às possíveis consequências relativas a financiamento, destaca-se que o BNDES e outros bancos já praticam prazos de financiamento distintos dos contratuais, bem como consideram receitas de diferentes contratos, principalmente de energia. Considerando que os agentes contratados no LRCAP também poderão comercializar sua garantia física, as eventuais receitas dessa possibilidade também poderiam ser consideradas. Um importante exemplo destas medidas de consideração de receitas do modelo comercial atual foi o lançamento do “preço suporte” em 2019, que demonstra que as instituições financeiras

⁷ “Propostas de aprimoramentos para os leilões de geração de 2021”, disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-592/Aprimoramentos%20Leil%C3%B5es%202021%20-%20EPE-DEE-NT-083-2020-r0.pdf>

⁸ Em exercício numérico apresentado da nota técnica EPE-DEE-NT-083/2020, observou-se um impacto de entre 10-16% no ICB (conforme metodologia usualmente aplicada para leilões de energia nova).

estão em um processo de aperfeiçoamento contínuo em suas atividades, acompanhando assim a realidade do mercado.

Conforme já mencionado anteriormente, considerando a busca por maior competição neste leilão, um número maior de diferentes empreendimentos e de modelos de negócio podem ser desenvolvidos para tal, o que inclui a participação de diversas fontes energéticas e de empreendimentos novos ou existentes. Os aspectos relacionados a valores de investimento (incluindo para empreendimentos existentes), de combustível e de operação e manutenção ou novos, tendem a ser mais distintos entre si e dependem de cada projeto.

Por fim, considerando os elementos apresentados acima, não obstante os diversos benefícios em uma eventual redução de contrato, há que se avaliar de forma holística a definição dos prazos contratuais para o 2º LRCAP.

2.4 Critérios para habilitação técnica

Um dos principais objetivos que se deseja para os leilões de reserva de capacidade é a participação de soluções tecnológicas para além das termelétricas, no que se refere aos empreendimentos passíveis de habilitação/contratação no certame. Para que isso ocorra de maneira mais eficiente, tanto do ponto de vista técnico como econômico, o estabelecimento de critérios adicionais de habilitação técnica, para além dos comumente utilizados nos leilões anteriores, são fundamentais para permitir uma maior competitividade nos próximos Leilões de Reserva de Capacidade e garantir uma contratação que atenda aos requisitos sistêmicos com a confiabilidade desejada.

Conforme mencionado anteriormente, propõem-se que a obrigação de entrega da capacidade de potência, contratada neste LRCAP, ao SIN considere as 120h mais críticas de cada ano. Por outro lado, é importante que se avalie quantas dessas horas críticas podem ocorrer no mesmo dia, em um intervalo inferior a 24h. Dessa forma, foram realizadas análises sobre os dados projetados de carga líquida de forma a identificar o comportamento e concentração dessas horas críticas ao longo dos dias de cada mês.

A Figura 8 ilustra a expectativa de horas de ocorrência, em um mesmo dia, de demanda maior ou igual a 98% da máxima demanda líquida mensal, para cada mês e ano do horizonte de planejamento da expansão⁹. Os resultados mostram que o requisito de

⁹ Esta avaliação utilizou premissas similares as adotadas no Cenário de Referência PDE 2031 e atualização de parâmetros utilizados nos modelos de expansão. Obteve-se assim um conjunto de séries de geração não controlável compatíveis com uma expansão crescente das fontes renováveis variáveis, que impactam diretamente nos perfis dos cenários de carga líquida obtidos.

potência apresenta duração menor ou igual a 4 horas por dia durante todo horizonte projetado.

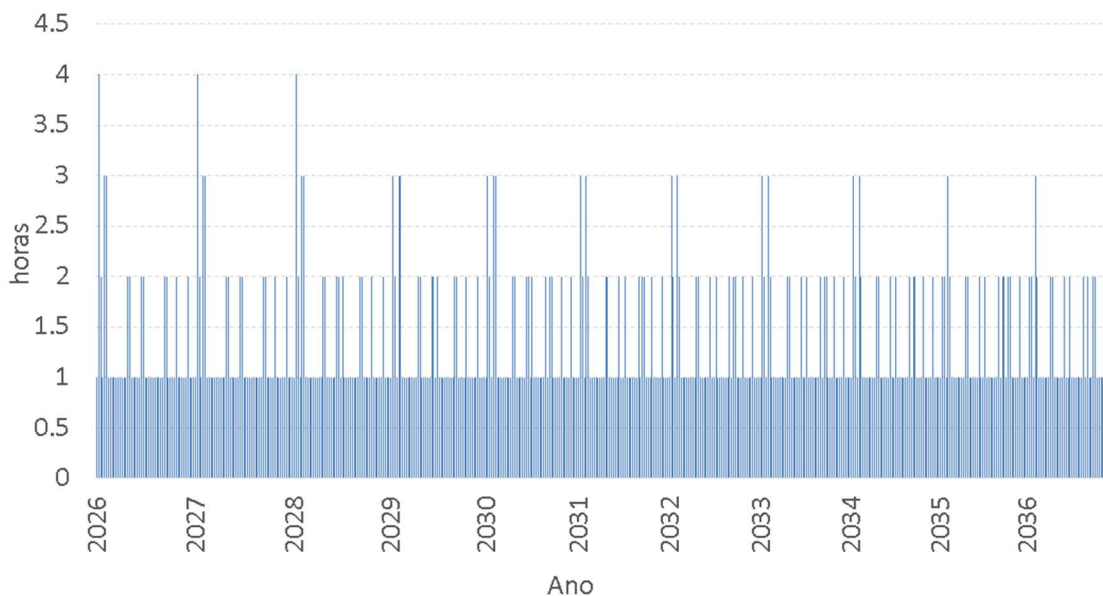


Figura 8 – N° de horas de ponta (maior ou igual a 98% da demanda líquida máxima mensal) no mesmo dia, para cada mês e ano do horizonte de planejamento da expansão. Fonte: Elaboração própria.

Adicionalmente, foram analisadas as curvas de permanência do número de horas críticas concentradas no mesmo dia a qualquer instante e as horas críticas sequenciais, ou seja, que ocorrem em horas subsequentes no mesmo dia. Essas perspectivas distintas de avaliação do requisito diário de horas críticas resultam em diferentes formas de operação do empreendimento contratado, tornando sua análise fundamental para estabelecer um critério de habilitação técnica mais assertivo.

O que se pode observar nos resultados apresentados na Figura 9 é que o limite superior de ocorrência de horas críticas diárias é de 4 horas, com probabilidade inferior a 3% em relação a todos os cenários avaliados. Entretanto, quando considerada apenas a ocorrência de horas críticas subsequentes no mesmo dia, esse valor fica limitado a 3 horas diárias, em 5% dos cenários.

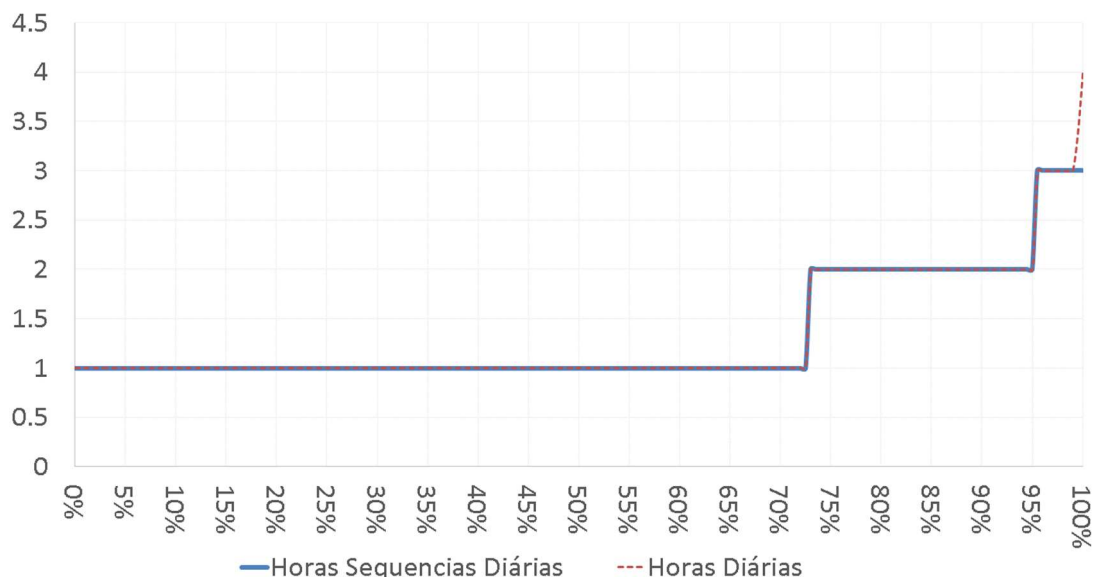


Figura 9 - Curvas de permanência do número de horas críticas concentradas no mesmo dia a qualquer instante e as horas críticas sequenciais. Fonte: Elaboração própria.

Apesar dessa constatação, a definição de um limite máximo de horas de operação diária para os empreendimentos contratados nos próximos leilões de capacidade pode levar o sistema a condições de risco, especialmente no caso de mudanças no comportamento da carga, por exemplo devido à instalação de recursos energéticos distribuídos (REDs), evoluções tecnológicas, mudanças de hábitos de consumo, mudanças climáticas, dentre outras.

Por outro lado, cabe reforçar que o estabelecimento desses limites diários de operação, para fins de obrigações contratuais de entrega de capacidade, permitiria a participação mais eficiente de diversas tecnologias para atendimento ao produto, levando a maior competitividade no certame. Além disso, pode garantir maior previsibilidade para o ofertante, o que reduziria o risco e facilitaria as condições de financiamento dos empreendimentos candidatos.

Portanto, do ponto de vista da aferição de entrega do contrato e penalidades pelo não cumprimento, sugere-se que os empreendimentos contratados devam estar disponíveis nas 120 horas mais críticas de cada ano, limitadas ao teto de 4 horas críticas por dia.

Por exemplo, caso um dia tenha 5 horas classificadas dentre as 120 horas mais críticas do ano, os agentes contratados terão obrigação de entrega da disponibilidade limitada ao teto de 4 horas diárias. Portanto ao estarem disponíveis em 4 horas críticas desse dia, não estarão sujeitos a penalidades por não entrega caso não estejam disponíveis nas horas excedentes à essas 4.

Como consequência, entende-se que a capacidade de operação contínua por 4 horas diárias, de forma controlável, se configura como característica necessária das tecnologias candidatas para o próximo LRCAP.

Como exemplo prático, entende-se que, caso uma tecnologia de armazenamento se cadastre para participar do certame, ela deverá possuir uma capacidade de descarga da potência ofertada de no mínimo 4 horas consecutivas por dia.

2.5 Consideração dos projetos contratados nos modelos operativos e na formação de preço

Conforme explorado na seção 2.1, entende-se que as horas críticas para o atendimento de potência sejam pouco frequentes, com uma expectativa de aproximadamente 120 horas por ano. Portanto, considerando que o atendimento das horas críticas pode ser feito com um baixo número de horas de disponibilidade, discute-se a melhor forma para considerar os empreendimentos contratados no 2º LRCAP na cadeia de modelos que apoiam o planejamento da operação e formam o preço do mercado de curto prazo.

Atualmente, a cadeia é formada, principalmente, pelos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM. Cada modelo busca avaliar um horizonte da operação, com um diferente nível de detalhamento, visando prover ao modelo seguinte informações sobre a função de custo futuro.

Visando evitar efeitos indesejados na decisão da operação e na formação de preço, é importante representar os empreendimentos vencedores conforme suas características técnicas, principalmente em relação à disponibilidade. Deve-se avaliar a governança de declaração de disponibilidade para os modelos de operação e garantir que a representação nos modelos esteja aderente com a real disponibilidade dos ativos.

Dessa forma, sugere-se que a disponibilidade desses empreendimentos seja representada considerando apenas o montante de horas críticas que o agente deverá atender. Para tal, é provável que sejam necessárias pequenas alterações na representação da disponibilidade das usinas nos modelos computacionais, seja por recurso primário disponível dentro do período de simulação (por exemplo, combustível) ou por disponibilidade dentro de uma janela de tempo (por exemplo, a criação da declaração de disponibilidade apenas para um patamar ou duração específica).

3 Operacionalização dos contratos do 2º LRCAP: impactos sobre diferentes soluções tecnológicas de suprimento

Entre as premissas estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia para contratação de capacidade no 2º LRCAP, destaca-se o objetivo de incorporar avanços que contribuam para a diversificação tecnológica e reduzam a barreira de entrada de novas tecnologias no SIN. Dentre os potenciais candidatos podem-se citar as diversas soluções e tecnologias de armazenamento de energia, ampliação de hidrelétricas existentes, além das termelétricas e seus diversos combustíveis. Aumentar e diversificar a competitividade na oferta tende a reduzir o preço final pago pelos consumidores, além de promover a liberdade de participação de diferentes soluções tecnológicas de suprimento, incluindo alternativas inovadoras.

Também é necessário frisar que a remuneração para os empreendedores vencedores no 2º LRCAP, relativas aos compromissos firmados em contratos para esse certame, referem-se exclusivamente à prestação de serviços para atendimento ao requisito de capacidade de potência do SIN. Em outras palavras, caso seja de interesse de algum agente vencedor prestar algum outro serviço para o sistema, tais como, firmar contrato de venda de energia ou prestação de serviço ancilar, ou obter receita através de arbitragem de preço, os compromissos assumidos além daqueles dispostos no Contrato de Reserva de Capacidade para Potência (CRCAP) serão de inteira responsabilidade do empreendedor, tanto no que diz respeito aos riscos quanto as receitas relacionadas a esses serviços. Todo e qualquer compromisso além daqueles estabelecidos nas obrigações do CRCAP serão adicionais ao que for contratado neste certame e poderão caracterizar outras fontes de receita para os agentes.

Contudo, os agentes geradores estão sujeitos a riscos operacionais, sendo alguns deles comuns a todas as fontes e outros específicos, inerentes a cada tecnologia, que podem afetar também aos consumidores. Neste sentido, este tópico apresenta algumas análises de impacto dos compromissos contratuais sobre as soluções de suprimento potencialmente candidatas para o 2º LRCAP, a saber: termelétricas, hidrelétricas (com foco em repotenciação das usinas) e soluções de armazenamento.

3.1 Declaração de disponibilidade

No modelo contratual de reserva de capacidade na forma de potência, os agentes contratados terão liberdade de se declarar disponíveis (ou indisponíveis) para operação, em etapa de programação a ser detalhada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS),

como por exemplo na programação diária (para o dia seguinte). No entanto, para que façam jus à receita de venda e evitem a aplicação de penalidades contratuais, deverá ser comprovada a disponibilidade em todas as 120 horas por ano classificadas como críticas, conforme critério¹⁰ pré-estabelecido no contrato. Caso não seja verificada a disponibilidade para atendimento a uma hora crítica ou caso o empreendimento tenha sido chamado a operar mas não ocorra a efetiva operação nesses momentos, o empreendimento contratado ficará sujeito a penalidades. Fora das horas críticas, não existe obrigação de disponibilidade ou de entrega de capacidade.

Conforme abordado na seção 2.2, a principal diferença entre as modalidades *ex-ante* e *ex-post* diz respeito a quem assumirá parte do risco de quais são os momentos de maior necessidade de potência para o sistema. Na modalidade *ex-ante* esse risco concentra-se no Operador, que definirá antes de o fato ocorrer (com antecedência mínima a ser definida) em quais momentos os empreendimentos contratados precisarão estar disponíveis. Na modalidade *ex-post* o risco é compartilhado entre o Operador e os agentes contratados, que deverão declarar disponibilidade para operação nos momentos que julgarem mais provável a ocorrência de horas críticas, as quais, conforme critério estabelecido antes da contratação, serão classificadas e verificadas ao término do período de aferição.

3.2 Taxas de indisponibilidade

As taxas de indisponibilidade forçada (TEIF) e de indisponibilidade programada (IP) são parâmetros que refletem a estimativa média temporal em que as usinas poderão ficar indisponíveis ao Sistema Interligado Nacional (SIN) ao longo do ano, para fins de manutenções forçadas ou programadas dos empreendimentos.

Estes parâmetros são importantes para o planejamento da operação e expansão do setor elétrico, pois compõem os cálculos de contribuição energética sistêmica através das garantias físicas. São importantes também para formação de lastro em contratos de energia, protegendo os agentes geradores de penalidades por indisponibilidade, desde que ocorram dentro do previsto, sem prejuízo de suas receitas de venda de energia.

Por se tratar de médias em horizontes temporais relativamente longos, os parâmetros de TEIF e IP não se mostram adequados para compor estimativas de contribuição de potência, especialmente, considerando o curto período de obrigação anual requerido para atendimento à capacidade, de 120 horas por ano. Além disso, dada a criticidade da

¹⁰ O critério de definição das horas críticas será objeto de publicação específica para Consulta Pública.

demanda quando se materializa a existência do requisito de potência e o maior custo de substituição por outro recurso do sistema (ou eventualmente a inexistência de recurso alternativo), a eventual indisponibilidade do ativo contratado deve ser considerada como não entrega, sujeita a penalidades.

Neste sentido, entende-se que as estimativas de TEIF e IP serão úteis aos empreendimentos que participarão no 2º LRCAP para que eles tenham condições de atuar no mercado de energia, a livre critério, mas não deverão ser adotados como margens para não entrega nos contratos de capacidade. Isso significa que os empreendimentos contratados no 2º LRCAP deverão estar disponíveis, com a totalidade da potência contratada, sempre que houver a necessidade de atendimento à capacidade, limitada às 120 horas mais críticas por ano.

3.3 Termelétricas: restrições operativas de *unit commitment*

Em função das características técnicas dos equipamentos componentes das usinas termelétricas, quando esses empreendimentos são despachados por ordem de mérito ou em momentos classificados como críticos, podem ser necessários períodos de despacho superiores àqueles identificados como necessários para o sistema. As considerações adicionais de despacho para atender a estas características específicas das usinas são classificados como “despachos por *unit commitment*”, os quais observam os seguintes parâmetros:

- Tempo mínimo de acionamento após a partida (T_{ON}).
- Tempo mínimo de permanência desligada antes de um novo acionamento (T_{OFF}).
- Rampa de elevação.
- Rampa de redução/desligamento.

Pela regulamentação vigente, a remuneração percebida pelo agente termelétrico existente por esse despacho fora da ordem de mérito por *unit commitment* (GFOM_UC) é a soma do preço de liquidação de diferenças (PLD) e o Encargo por Restrição de Operação *Unit Commitment* (ENC_UC), sendo este último rateado entre todos os consumidores de energia elétrica por meio dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS). O ENC_UC é calculado a partir da geração de energia classificada por esse fim, valorado pela diferença entre o Preço de

Liquidação das Diferenças (PLD) e o Custo associado à produção da energia (CVU), conforme a seguinte expressão:

$$\text{Se } \text{CVU} > \text{PLD}$$

então:

$$\text{ENC}_{\text{UC}} = \text{GFOM}_{\text{UC}} \times (\text{CVU} - \text{PLD})$$

As Figura 10 e Figura 11 apresentam, para o ano de 2021, os custos associados às restrições de *Unit Commitment* por mês e por usina, respectivamente. Apesar dos custos verificados estarem próximos aos programados na Programação Diária, esses valores ainda se mostram expressivos, podendo atingir a ordem de R\$ 180 milhões em apenas um mês. Além disso, observa-se na Figura 11 que as usinas a gás à ciclo combinado e algumas usinas a carvão possuem os maiores custos anuais acumulados, justificados em parte pelos seus parâmetros elevados de UC relacionados ao tempo de permanência ligado (T_{ON}).

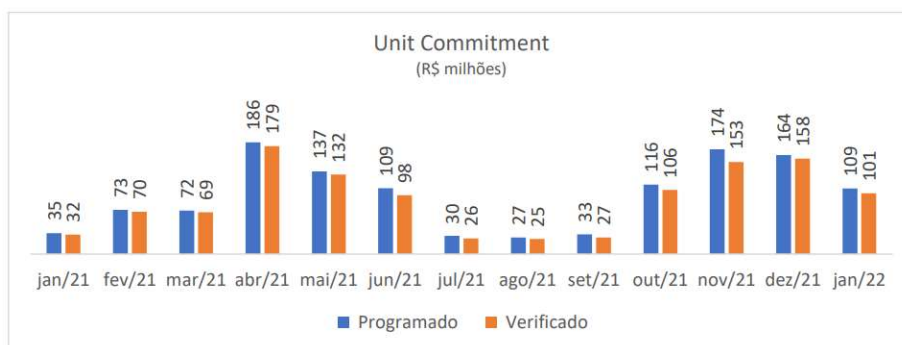


Figura 10 - Acompanhamento da valoração da segurança da operação associada ao despacho por *unit commitment* no ano. Fonte: ONS, 2022 [4].

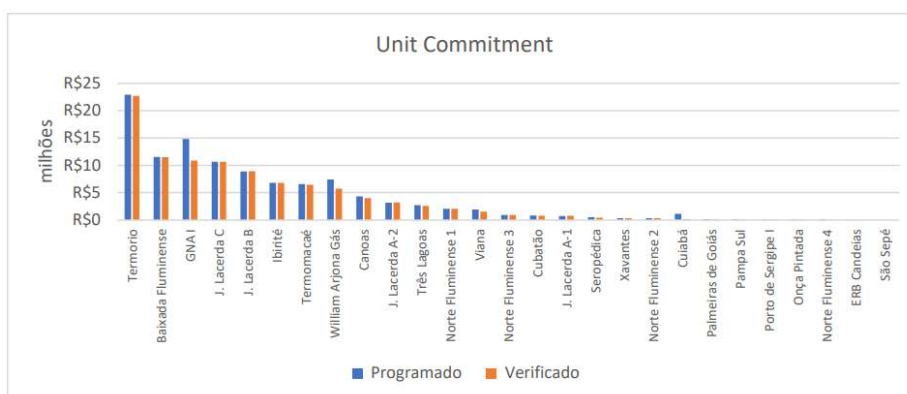


Figura 11 - Valoração da segurança da operação programada e verificada por usina, associada ao despacho por *Unit Commitment*. Fonte: ONS, 2022 [4].

No contexto do atual desenho de mercado, os custos por *unit commitment* ficam integralmente alocados nos consumidores de energia por meio de encargo. Embora a

programação diária da operação considere estes custos na otimização econômica, as usinas termelétricas não têm incentivo financeiro suficiente para maximizar sua flexibilidade operacional declarada além dos limites estabelecidos.

Desta forma, um dos principais aprimoramentos vislumbrados para os próximos leilões de reserva de capacidade é que os riscos de *unit commitment* fiquem alocados nos geradores. A operacionalização deste desenho visa garantir a receita variável aos geradores nos períodos em que são chamados ao despacho por mérito, segurança elétrica ou segurança energética (despachos fora da ordem de mérito) e permitir que eles sejam remunerados ao preço *spot* (atualmente, o PLD horário) durante os momentos de geração pelas restrições técnicas mencionadas anteriormente. Entende-se que esta medida beneficia o consumidor, o sistema e a isonomia de contratação do LRCAP, além de trazer maior eficiência à contratação e operação. O consumidor será beneficiado porque pagará somente pela geração motivada pela contratação de potência. O sistema também deve ser beneficiado¹¹ porque os projetos com maior flexibilidade operacional e menos restrições técnicas serão corretamente valorizados, sem a imposição de restrições no processo de habilitação técnica, uma vez que os riscos de *unit commitment* deverão ser precificados pelos geradores. Por fim, entende-se que o LRCAP poderá ter uma competição mais isonômica e robusta, mesmo entre empreendimentos termelétricos, com a consideração dos eventuais custos de flexibilidade operacional das soluções tecnológicas (que não é o objeto dessa contratação mas impacta diretamente a operação futura do sistema) na formação de lances dos agentes no certame.

A Figura 12 ilustra um exemplo de operação de uma usina com determinadas características técnicas, seguindo a lógica de remuneração citada anteriormente. Neste caso, observa-se que a usina seria remunerada pelo PLD Horário durante todas as horas fora do período crítico (duração de 4h, no exemplo), enquanto no momento de ponta (hora crítica) o agente receberia o maior valor entre CVU e PLD Horário.

¹¹ Outro benefício sistêmico é o fato de que um ativo mais flexível poderá reduzir o risco de restrições de *constrained-off* de outros geradores, evitando assim outros encargos de ressarcimento dessa natureza.

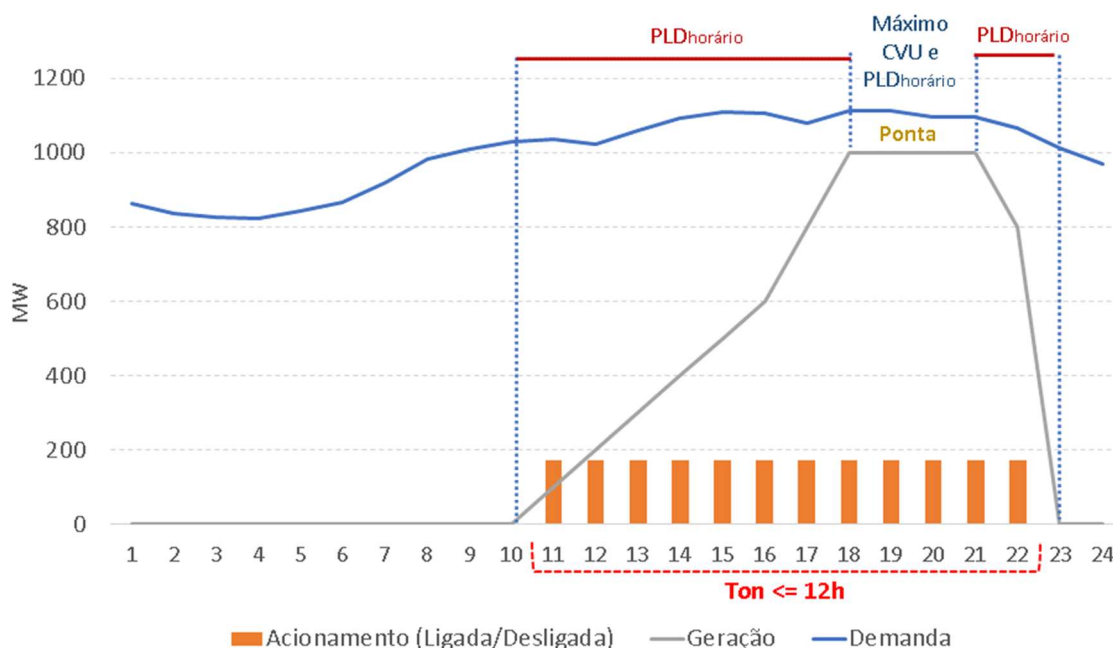


Figura 12 - Exemplo de operação para atendimento às horas críticas (ponta) de uma UTE com restrições associadas aos parâmetros de *unit commitment*. Fonte: Elaboração própria.

Para compreender melhor como algumas características técnicas das usinas termelétricas poderiam alterar a remuneração desses empreendimentos e, conseqüentemente, sua competitividade nos leilões, realizou-se um exercício quantitativo para avaliar qual seria a estimativa de encargos com UC (% em relação à Receita Fixa anual do empreendimento) resultantes de diferentes declarações de restrições de tempo mínimo de acionamento após a partida (T_{ON}), utilizando ainda as premissas estabelecidas na Tabela 1. Os resultados desse exercício podem ser visualizados na Figura 13.

Tabela 1 - Premissas para exercício de avaliação de competitividade das UTE

Receita Anual	800.000	R\$/MW.ano
Potência	1.000	MW
CVU declarado	600	R\$/MWh
Ponta	4	h/dia
Franquia	10	h/mês
Nº de Partidas	3	por mês

Caso o empreendedor arque com os custos de despacho e receba apenas PLD nos momentos de geração além dos momentos que o sistema realmente requer (inclusive os períodos de rampa), como está sendo proposto para este LRCAP, identifica-se clara tendência de impacto positivo na competitividade dos empreendimentos mais flexíveis. À medida que se aumenta a declaração do T_{ON} , e as diferenças entre o CVU da usina e o PLD Horário ficam mais elevadas, o custo que não será pago pelo sistema aumenta em relação a receita fixa do empreendimento. Dessa forma, através de sinais econômicos é possível

induzir a contratação de tecnologias mais flexíveis de forma natural, sem a necessidade de imposição de restrições de flexibilidade como pré-requisitos da contratação, o que poderia restringir soluções tecnológicas competitivas, sem a correta precificação dessa característica. Cabe destacar que mesmo que as opções vencedoras não possuam flexibilidade operativa, o seu acionamento não irá onerar o sistema para além das horas que compõem o requisito sistêmico de potência.

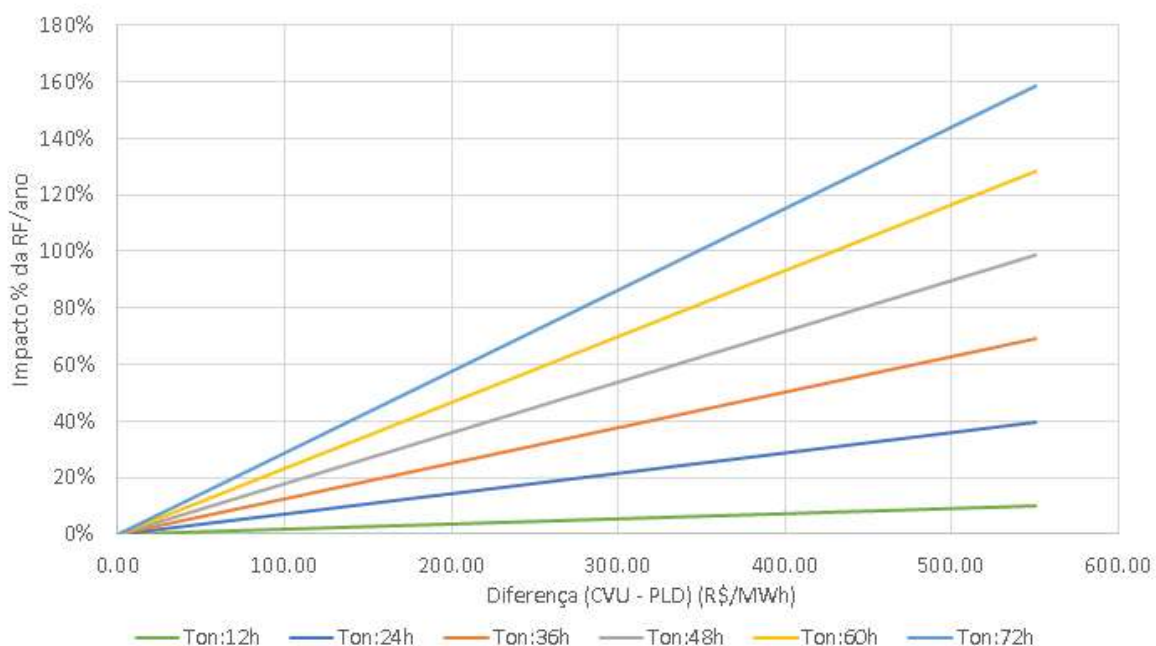


Figura 13 - Estimativa de Encargos com UC (% em relação a RF anual). Fonte: Elaboração própria.

Por fim, importante ressaltar que no último leilão de reserva de capacidade, o 1º LRCAP, o edital previa algumas restrições de flexibilidade que deveriam ser cumpridas pelos agentes vencedores do certame. Entende-se que, caso a regulamentação vigente não seja alterada para que os custos associados à GFOM_UC sejam arcados pelos agentes geradores, ao invés de encargos pagos pelo consumidor de energia, as restrições de flexibilidade que foram definidas no 1º LRCAP, ou até mesmo mais restritivas, poderiam ser novamente uma alternativa para minimizar o impacto econômico da contratação, ao mesmo tempo que garantiriam um certo grau de flexibilidade operativa para Operador.

Entretanto, se a remuneração pelo despacho for alterada como proposto na Figura 12 julga-se que a contratação do 2º LRCAP seria mais eficiente e resultaria em soluções tecnológicas com restrições de rampa e tempos de permanência ligados (T_{ON}) próximas ou até mais benéficas ao sistema que às estabelecidas no 1º LRCAP, mesmo que não se restrinja a oferta com esse fim.

3.4 Modernização de hidrelétricas

As usinas hidrelétricas (UHE) possuem características técnicas que permitem variar a sua produção de energia de forma rápida, dentro de limites estabelecidos por faixas operativas e de acordo com a disponibilidade do recurso primário. A metodologia de quantificação dos requisitos de potência do SIN, desenvolvida pela EPE e em uso nos estudos do Plano Decenal de Expansão, permitem quantificar a contribuição destes empreendimentos nos momentos de maior necessidade sistêmica. A metodologia em uso contempla também os recentes avanços introduzidos nos estudos de planejamento, como a representação das restrições operativas das UHE com base nos dados verificados e o uso da metodologia de carga líquida, que considera as variações e incertezas horárias dos recursos renováveis e da carga através de cenários probabilísticos.

Historicamente, o desenho de mercado brasileiro buscava remunerar, através de uma única fonte de receita, a totalidade dos ativos de geração. Ou seja, a proposta de criação de novos serviços, como o produto “potência” a ser comercializado no 2º LRCAP não se aplica aos ativos com contratos de fornecimento de energia vigentes no SEB. Entretanto, novos investimentos que reflitam em aumento de potência disponível de ativos hidrelétricos existentes, caracterizam ampliação da oferta de potência e passam a ser potenciais candidatos neste certame.

Nesse sentido, torna-se natural a consideração da ampliação das UHE existentes como candidatas no 2º LRCAP. Sob o ponto de vista técnico, em estudo publicado em 2019, a EPE¹² estimou que ações de recapacitação e ampliação poderiam produzir ganhos de capacidade instalada e rendimento das usinas. O ganho técnico estimado com repotenciação para o conjunto estudado variaria de 2.700 MW a 11.000 MW. Não bastasse a possibilidade de ganho com investimentos nas máquinas existentes, a ampliação da oferta de potência seria possível também com a motorização de poços vazios das usinas em operação. O potencial mapeado, em 2012¹³, contabilizou 7.240 MW possíveis de implantação, cabendo a avaliação da viabilidade técnico-econômica ainda a ser realizada pelos interessados. Assim, o potencial total mapeado, em análise com dados de pré-estudos de viabilidade, estaria na faixa de 10.000 MW a 18.000 MW. Além de aumentar a disponibilidade de potência para atendimento ao requisito de capacidade de potência, a

¹² NT No EPE-DEE-088/2019-r0. EPE - Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas Ganhos de eficiência, energia e capacidade instalada (2019)

¹³ No EPE-DEE-RE-034/2012-r0 - UHE EM OPERAÇÃO Ampliação de Capacidade Instalada

repotenciação do parque hidrelétrico brasileiro pode agregar outros benefícios¹⁴ ao SIN. É possível, por exemplo, otimizar a geração hidráulica, tanto por redução de perdas como pelo aumento de eficiência, e possibilitar aproveitamento da capacidade de geração ociosa.

A oferta hidrelétrica pode ser um abundante estoque de suprimento de potência para o SIN. É importante que o setor, principalmente os agentes proprietários, aprofunde a avaliação de viabilidade técnico-econômica de modernização e ampliação dos ativos existentes e assim identifique as melhores oportunidades.

Sob o aspecto regulatório, desafios estão sendo superados e outros ainda devem ser enfrentados para o pleno aproveitamento deste potencial. O cronograma de descotização das usinas pertencentes a Eletrobras e a previsão de alteração do regime dessas usinas para o Regime de Produção Independente de Energia (PIE), definidos pela Lei nº 14.182 de 2021, facilitam a competição da ampliação de capacidade de tais empreendimentos nos Leilões de Reserva de Capacidade, ampliando significativamente a oferta de empreendimentos hidrelétricos elegíveis a ofertar potência adicional ao SIN. Entretanto, regulamentar a prestação e aferição de entrega do produto potência, considerando as regras vigentes do MRE, por exemplo, é etapa que ainda deverá ser discutida. Também cabe mencionar desafios de natureza ambientais como, por exemplo, a eventual necessidade de revisão de licenças de operação que permitam a maior variação da vazão defluente para modular a produção de energia e entregar maior potência nos momentos necessários. Esses e outros aspectos deverão ser amplamente discutidos até a publicação final das regras do 2º LRCAP.

De todo modo, mesmo ciente de que existem desafios, entende-se que a modernização e ampliação do parque hidrelétrico existente é um ofertante potencial para o 2º LRCAP, capaz de aumentar a oferta de potência do sistema durante as horas críticas, além de promover maior competição e, conseqüente, redução de custos para a contratação. Para quantificar a contribuição desses empreendimentos nos momentos que caracterizam a necessidade de expansão de potência do SIN, recomenda-se o uso da metodologia aplicada nos estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia¹⁵ que além de ser pública, com uso de ferramenta

¹⁴ Como citado anteriormente, a remuneração definida no 2º LRCAP estará associada apenas a prestação do serviço de capacidade de potência. Outros benefícios que venham a se verificar poderão ser comercializados de forma adicional, resultando em novas receitas para os empreendimentos.

¹⁵ A metodologia de atendimento à necessidade de potência do SIN, aplicada aos estudos de planejamento da expansão, vem sendo discutida com os agentes do setor elétrico e aperfeiçoada desde 2009. A Nota Técnica "Metodologia de Análise para o Atendimento à Demanda Máxima de Potência e Requisito de Capacidade" (EPE-DEE-NT-037/2021-r0), reflete a publicação especificamente metodológica mais recente da EPE sobre o tema. Adicionalmente, o procedimento operacional para execução deste método, com referência aos arquivos de entrada e etapas, pode ser visto em detalhes na "Documentação e Ajuda" da ferramenta de balanço de potência, disponível no site da EPE.

em código aberto e já amplamente discutida, é aderente a quantificação dos requisitos do sistema.

3.5 Tecnologias de armazenamento

As diversas tecnologias de armazenamento, como, por exemplo, baterias e usinas hidrelétricas reversíveis, também são potenciais candidatos para o 2º LRCAP. As usinas hidrelétricas reversíveis representam opção com tecnologia já madura. Estudos da EPE¹⁶, apontam a existência de um potencial considerável que pode ser inserido no SEB. Os sistemas de baterias vêm apresentando significativa redução de preço e têm emergido como importante alternativa em diversos países. Apesar de serem utilizadas, majoritariamente, para o provimento de flexibilidade operativa, essas tecnologias são capazes de se recarregar em momentos de excesso de energia para descarga em momentos de maior escassez de recursos, que podem coincidir com as 120 horas mais críticas para o sistema elétrico. Dessa forma, essas tecnologias podem ser capazes de atender as necessidades de capacidade de potência, objeto deste leilão.

Como parte do processo de aprimoramentos do 2º LRCAP, em comparação ao 1º LRCAP, com o intuito de diversificar a participação de empreendimentos de geração, entende-se que as tecnologias de armazenamento têm possibilidade de ofertar potência neste certame, associadas ou não à empreendimentos de geração renovável novos ou existentes.

Assim como foi descrito anteriormente sugere-se que a gestão dos riscos operacionais para cumprimento das obrigações contratuais decorrentes do 2º LRCAP fiquem à cargo dos agentes vencedores do certame. No caso de tecnologias de armazenamento, uma das condições para poderem ofertar disponibilidade de potência é estarem suficientemente “abastecidas” (ou carregadas) de energia armazenada para o suprimento de capacidade de potência nos momentos definidos como críticos, conforme o critério a ser estabelecido antes do leilão. Portanto, para a modalidade contratual do 2º LRCAP, sugere-se que o risco de carregamento da energia e seu respectivo custo seja alocado ao agente ofertante da disponibilidade de capacidade de potência. Nesse sentido, conforme sinalização dos preços no mercado de curto prazo¹⁷ e a eventual alocação de riscos do contrato de energia, propõe-

¹⁶ EPE-DEE-NT-006/2019-r0 Estudos de Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) – Metodologia e Resultados Preliminares para o Estado do Rio de Janeiro e EPE/DEE/SEG/013/2021 Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): Desafios para inserção em mercados de energia elétrica

¹⁷ É importante destacar que, nesse sentido, a indicação dos melhores momentos para recarga dos sistemas de armazenamento depende da qualidade da formação de preços e da sinalização econômica do Mercado de Curto Prazo. Portanto, pequenas diferenças entre preços intradiários, efeitos de preços-tetos reduzidos ou preços-piso

se que caberá aos agentes vencedores que utilizem tecnologias de armazenamento o dimensionamento e gerenciamento da carga do ativo para cumprir adequadamente com a obrigação de disponibilidade de potência junto ao Operador.

Dada a finalidade do 2º LRCAP, cabe reforçar que a receita advinda desse certame se refere exclusivamente ao produto capacidade de potência. Dessa forma, uma vez identificada, futuramente, a necessidade sistêmica de outros serviços que possam ser providos pelas tecnologias de armazenamento, estas poderão fazer jus a receita adicional em caso de fornecimento para o sistema desses novos produtos, mesmo se comercializados ao longo da vigência contratual do 2º LRCAP. É sabido que, a depender da discretização temporal considerada, distintos serviços ancilares podem ser fornecidos ao operador da rede elétrica pelas tecnologias de armazenamento, como regulação de tensão e frequência, inércia sintética, entre outros. Isso reforça a importância da caracterização das necessidades e dos produtos a serem comercializados, como o que está sendo proposto nesta Nota Técnica. Cabe ressaltar, entretanto, que os avanços sugeridos devem ser complementados por critérios de quantificação das necessidades e tratamentos regulatórios, conforme tomada de subsídios para a inserção desses sistemas no SIN publicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – nota técnica Nº 137/2022.

Como o custo da energia para o carregamento será atribuído aos agentes vendedores, entende-se adequado que a receita pela venda da energia também seja do empreendimento. Ou seja, o agente deverá ser responsável pelo seu consumo (recarga) e pela sua geração (descarga) no mercado de curto prazo, podendo inclusive registrar contratos de energia com outros agentes que cubram as eventuais exposições e necessidades de comprovação de lastro, conforme regulação vigente. A eventual receita adicional obtida nesse processo de compra e venda de energia, caracterizada como arbitragem de preço, poderá ser considerada no momento do leilão, de acordo com a estratégia de cada ofertante, sendo mais uma possibilidade que leve a redução da receita fixa exigida.

Para estimar a renda adicional advinda da arbitragem de preço horário é possível avaliar a renda líquida obtida a partir das despesas como demandante de energia e das receitas como ofertante dessa energia. Uma primeira avaliação dessa possibilidade foi feita a partir do histórico de preços de liquidação de diferenças (PLD) horários divulgados no site da

elevados, que não caracterizem corretamente a real escassez ou excesso do sistema, além de causar prejuízos à alocação de todos os recursos operacionais, podem prejudicar a sinalização econômica para os serviços de carga e descarga dos sistemas de armazenamento.

Câmara de Comercialização de Energia (CCEE), conforme a Figura 14 [1], considerando o período de 17 de abril de 2018 até 01 de agosto de 2022.

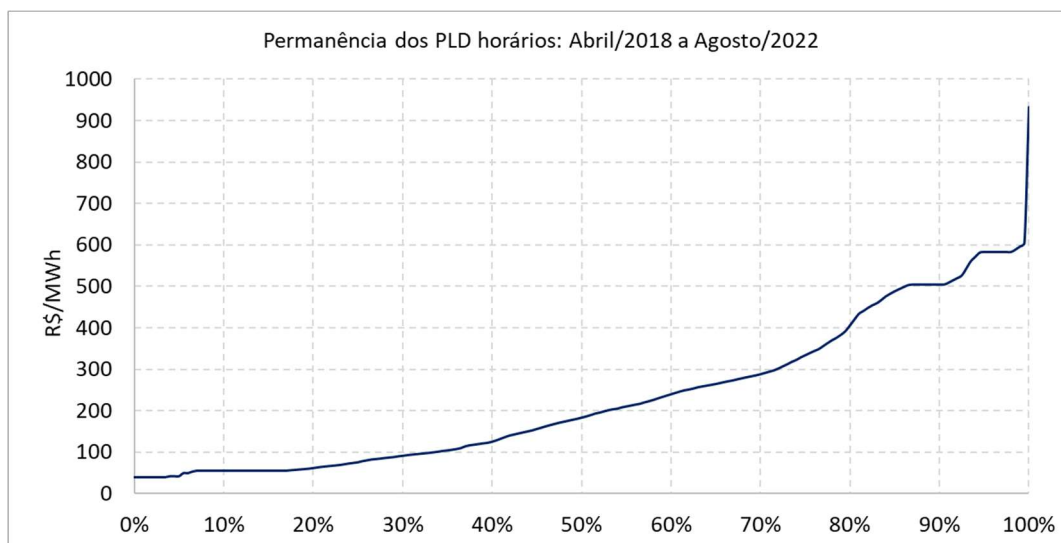


Figura 14 – Permanência do histórico do PLD horário para período selecionado. Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Para cada dia, foi calculada a diferença de preços horários entre a média das quatro horas de maior preço e a média das quatro horas de menor preço. A Figura 15 apresenta a curva de permanência dessas diferenças. Para a distribuição associada a esse grupo de horas, ressalta-se que nessa avaliação as horas não são necessariamente consecutivas, ou seja, as quatro horas de menor ou maior preço podem estar associadas a momentos não consecutivos. Assim, nota-se que para 5% das diferenças calculadas para o histórico considerado, o delta de preço é superior a R\$ 100/MWh (área amarela).

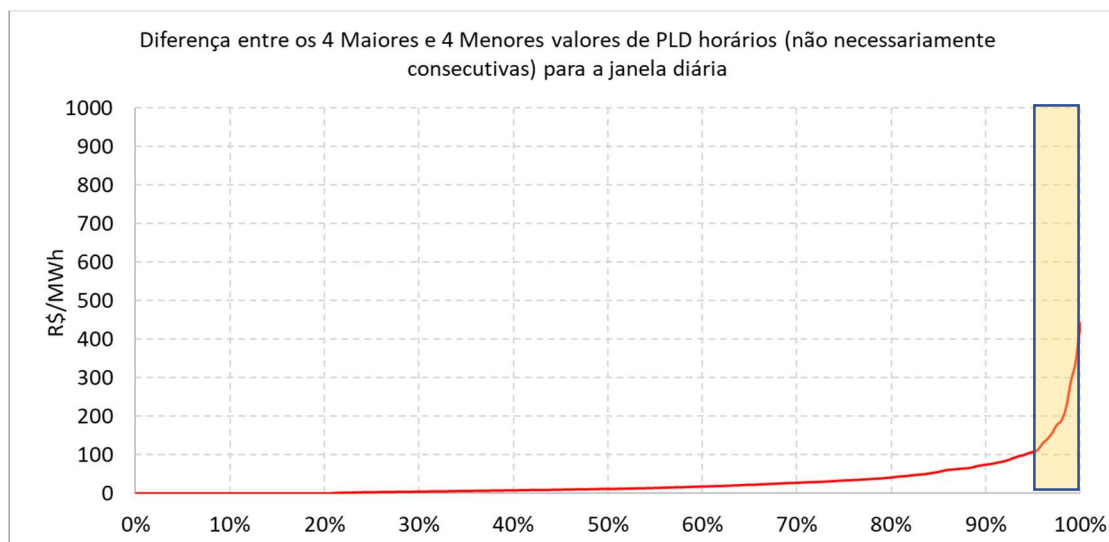


Figura 15 – Diferença da média dos quatro maiores e média dos quatro menores PLDs, considerando janela diária: Abril/2018 a Agosto/2022. Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Para essa análise de sensibilidade, a eficiência média do processo de descarregamento/carregamento do sistema de armazenamento foi assumida como 90%. Isso implica que o delta de preço envolvido na arbitragem, em percentual do preço de carga

do sistema de armazenamento, necessitaria ser superior a 10%. Caso contrário, o processo de carregamento (compra de energia) e descarregamento (venda de energia) apresentaria saldo comercial negativo. A Figura 16 apresenta que, ao considerar o impacto da eficiência do processo, aproximadamente 70% das diferenças de preços calculadas para o histórico analisado foi nula ou negativa.

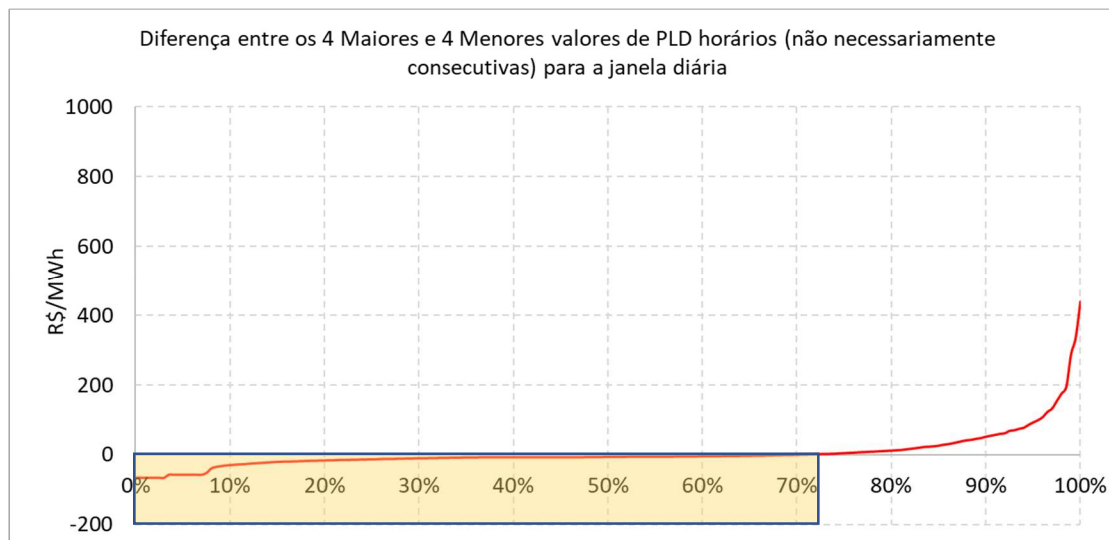


Figura 16 – Diferença da média dos quatro maiores e média dos quatro menores PLDs, considerando janela diária: Abril/2018 a Agosto/2022, incluindo a eficiência do processo. Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Uma vez estimada a renda líquida pela arbitragem, é possível relacioná-la com os custos de implantação de um sistema de armazenamento. A Figura 17 apresenta essa relação, considerando alguns parâmetros baseados nos dados utilizados nos estudos da EPE. Considerando, para fins de exemplo, uma bateria lítio-íon que necessita de receita fixa na ordem de R\$ 80.000/MW.mês para viabilizar o investimento, a renda por arbitragem como sendo o valor médio da distribuição conforme a Figura 16, e tempo de venda da energia equivalente a 10 horas mensais, a renda estimada de arbitragem representa 0,07% da parcela mensal do valor de investimento dessa tecnologia. De modo análogo, agora assumindo como renda pela arbitragem a média das 10% maiores diferenças do histórico de preços horários, em torno de R\$ 53/MWh, a renda estimada de arbitragem ainda é inferior a 1% da parcela mensal do valor do investimento analisado.

R\$/MW.mes	Média Arbitragem ano	Tempo descarga (h)
80000	5.89 R\$/MWh	10
[%] Arbitragem de PLD em relação ao valor da RF mensal		→ 0.07%
P	90%	→ 0.66%

Figura 17 – Quadro resumo da renda estimada por arbitragem de preço horário. Fonte: Elaboração própria.

A mesma avaliação pode ser feita considerando a configuração futura do parque de geração. Nesse caso, foi utilizado o cenário de referência indicado nos estudos do PDE2031 [2]. As análises a seguir são baseadas no ano de 2027, ou seja, compatível com a etapa de cálculo de requisitos de potência realizados a cada ciclo do plano decenal e para o horizonte de indicação de expansão da oferta de capacidade simulada no processo do planejamento.

A Figura 18 traz os valores simulados para o CMO da carga de ponta (considerando as 10 horas mais críticas de cada mês e indicado através da linha vermelha) e da carga leve (aproximadamente 50% das horas de cada mês e indicado através da linha verde), bem como a diferença entre esses valores de ponta e leve. Novamente, essa diferença representa os possíveis ganhos de receita por arbitragem de preço (indicado através da linha pontilhada). Nesse caso, o valor de 90% considerado para a eficiência do processo de descarregamento/carregamento do sistema de armazenamento já está considerado. É possível observar a sazonalidade para o valor médio da arbitragem, de modo que os valores médios superiores a R\$ 200/MWh são obtidos para os meses de janeiro a fevereiro e outubro a dezembro.

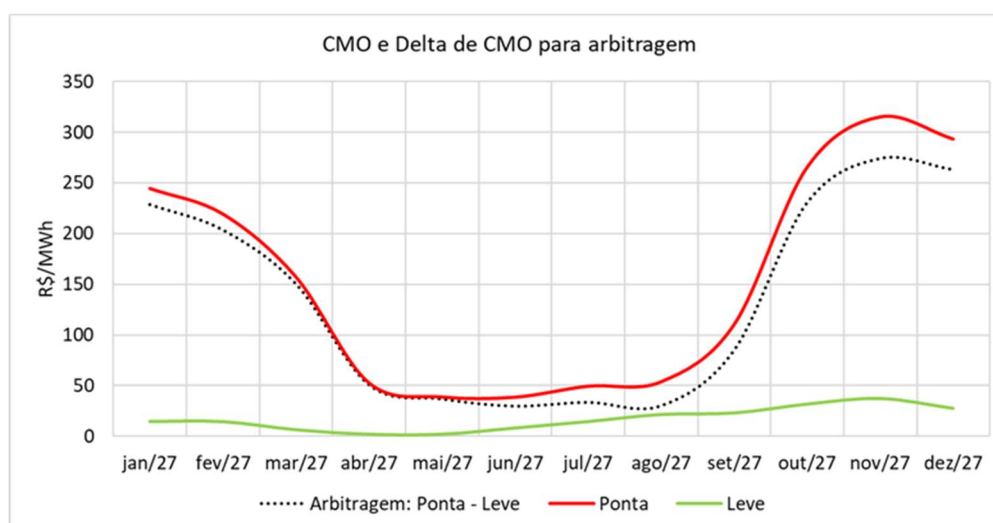


Figura 18 – Valores médios CMO ponta e leve e arbitragem entre esses valores, 2.000 cenários de afluições simuladas no modelo NEWAVE. Fonte: Elaboração própria.

A distribuição de probabilidade acumulada das diferenças de CMO ponta e leve é mostrada na Figura 19. O valor dos 10% maiores valores de diferença de CMO é de cerca de R\$ 341 /MWh (área em amarelo).

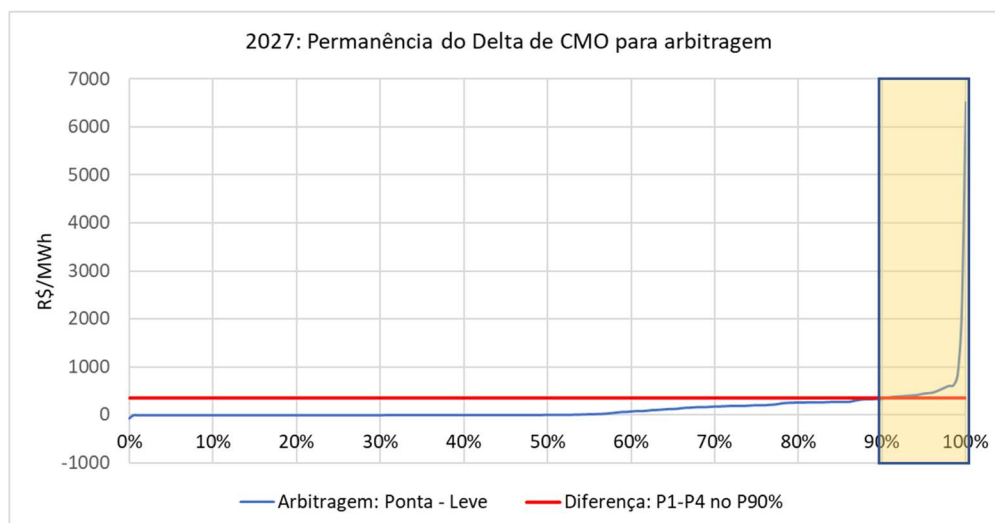


Figura 19 – Ano 2027: Permanência da arbitragem entre esses valores de CMO ponta e leve, 2.000 cenários de afluições simuladas no modelo NEWAVE. Fonte: Elaboração própria.

Adotando os mesmos parâmetros do exercício anterior, a Figura 20 indica o resumo da comparação entre a renda de arbitragem e o investimento. Para a configuração futura, a média de arbitragem simulada conforme a Figura 20 é de R\$ 135/MWh. Nesse caso, a renda estimada de arbitragem representa cerca de 2% da parcela mensal do valor de investimento considerado. De modo análogo e assumindo os 10% dos valores com a maior diferença de CMO entre os patamares, em torno de R\$ 341 /MWh, a renda estimada de arbitragem é de aproximadamente 4% da parcela mensal do valor de receita fixa considerada.

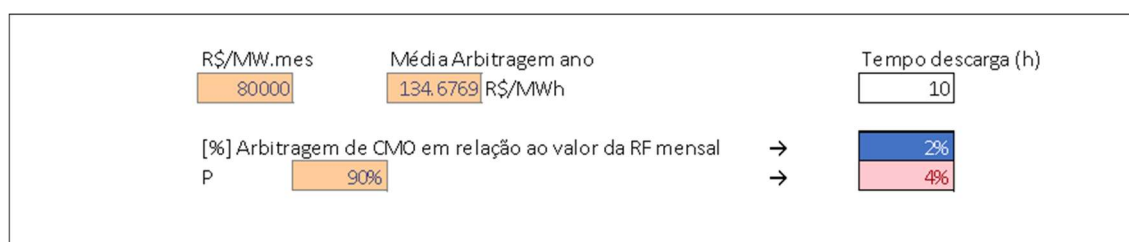


Figura 20 – Quadro resumo da renda simulada por arbitragem de CMO. Fonte: Elaboração própria.

Cabe destacar que o estudo apresentado é uma primeira abordagem com fins de ilustração metodológica da operacionalização desse serviço. Os resultados apresentados não devem ser considerados no processo competitivo como uma indicação de renda adicional. Caberá aos participantes interessados fazerem seus estudos com premissas próprias e parâmetros aderentes aos projetos específicos.

3.6 Outras tecnologias

Além das tecnologias citadas nas seções anteriores, outras tecnologias compõem o SIN e contribuem para o atendimento de potência, conforme considerado na metodologia de quantificação do requisito. No entanto, considerando o processo de evolução do desenho do LRCAP, julga-se prudente, nesse momento, que apenas tecnologias que possam responder de forma controlável aos comandos do Operador, sejam habilitadas a participar do 2º LRCAP.

Entretanto, diante da possibilidade de participação de recursos de armazenamento, as chamadas tecnologias não controláveis, como eólica e fotovoltaica, podem ser importantes para a composição de soluções de suprimento, seja através de plantas híbridas, associadas ou de forma contratual. Em outras palavras, apesar de ainda não ser o momento para tecnologias não controláveis participarem do LRCAP, indiretamente esse importante recurso do SIN também poderá contribuir para soluções de armazenamento participantes do certame.

Outro ponto importante de ressaltar é que, apesar desta Nota Técnica abordar usinas termelétricas, ampliação de UHE e tecnologias de armazenamento, sob o ponto de vista técnico outras tecnologias controláveis poderiam participar deste certame. Reconhece-se, entretanto, que avanços adicionais são necessários para que sejam estabelecidas regras comerciais e operativas que permitam o cumprimento das exigências contratuais que serão estabelecidas na Portaria de Diretrizes deste leilão. Estes avanços adicionais continuam sendo estudados e avaliados com o objetivo de serem considerados em contratações futuras. Visando aumentar a diversidade tecnológica no atendimento de potência, um dos objetivos almejados com os avanços propostos neste documento é de reduzir as barreiras de entrada de novas tecnologias e estimular diferentes soluções de suprimento que prestem o mesmo serviço para o SIN.

4 CONCLUSÕES

O 1º Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência (1º LRCAP), realizado em dezembro de 2021, foi o primeiro certame, desde a implantação do atual marco regulatório do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), com o propósito específico de contratar potência disponível, e não um volume de energia, para o Sistema Interligado Nacional (SIN). Este certame representou importante avanço na contratação de expansão da oferta de energia elétrica atendendo a necessidade apresentada pelos estudos de planejamento da expansão. Como melhorias relevantes destacam-se a formatação de um novo produto a ser comercializado no SEB, como mais um passo na adaptação às mudanças de característica do parque gerador e dos requisitos sistêmicos, e o estabelecimento de uma nova métrica de competição que permitiu a classificação dos concorrentes de modo mais eficiente para o produto a ser contratado.

Como parte de um processo evolutivo em andamento, outros avanços se fazem necessários para que a contratação de disponibilidade de potência do SEB se desenvolva. A presente Nota Técnica consolidou as propostas elaboradas pela EPE, alinhadas com o ONS e seguindo as diretrizes do MME, para serem incorporadas no 2º LRCAP. A caracterização das obrigações de entrega para o produto de potência, propondo uma adequação da escala temporal, busca trazer ainda mais aderência entre as necessidades físicas identificadas no planejamento e as condições contratuais a que os empreendimentos vencedores no certame estarão sujeitos durante sua operação comercial. Essas propostas, aliadas aos critérios para habilitação técnica e a alocação de responsabilidades e riscos, buscam reduzir barreiras de entrada para diferentes soluções e permitem que distintas tecnologias e diferentes modelos de negócios participem desse mesmo leilão com foco no atendimento do requisito de potência do SIN.

Ao deixar claro que a necessidade de potência do sistema é identificada nas 120 horas mais críticas de cada ano, e traduzir em termos contratuais que a obrigação de entrega dos empreendimentos vencedores será exigida apenas nesses períodos, e não mais a todo momento, torna-se possível a participação de tecnologias como o armazenamento ou ampliação de usinas hidrelétricas no certame. Além disso, o modo de definição de horas críticas em formato *ex-post*¹⁸, sendo os empreendimentos contratados responsáveis por garantir a disponibilidade para entrega, nivela o risco entre as diferentes tecnologias, o que promove a diversidade tecnológica e traz mais segurança para o Operador do Sistema.

¹⁸ Conforme um critério definido junto com as diretrizes de contratação.

Além disso, foram propostos aprimoramentos na alocação de custos de restrições operacionais, que tradicionalmente envolvem as termelétricas, tecnologia que já participou do 1º certame. Visando tornar mais eficiente, para o produto desejado, também a contratação desses empreendimentos e, eventualmente, reduzir encargos para os consumidores, propõe-se que os riscos e custos associados às restrições operacionais por limitações técnicas das termelétricas sejam alocados nos próprios agentes, com remuneração valorada à PLD. Esse aprimoramento promoverá os empreendimentos termelétricos com maior flexibilidade operacional, pois os riscos e custos precificados para essa característica deverão ser corretamente considerados pelos agentes em seus lances no certame.

Por fim, o contrato resultante do 2º LRCAP definirá as obrigações e remunerações relacionadas especificamente ao suprimento de potência para o sistema. A eventual prestação de qualquer outro potencial serviço para o sistema, tais como a venda de energia, arbitragem de preço, serviços ancilares ou participação em outro mercado que venha a ser criado futuramente no SEB, serão sob gestão específica dos empreendedores que desejarem prestar esses serviços. Nessas situações, os empreendimentos farão jus a eventuais receitas adicionais, e riscos associados, que venham a assumir, não impactando nas responsabilidades e compromissos assumidos no 2º LRCAP.

REFERÊNCIAS

- [1] – CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica,
<https://www.ccee.org.br/precos/painel-precos>
- [2] – EPE, Empresa de Pesquisa Energética, Plano Decenal de Expansão de Energia,
https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal_v2.pdf
- [3] – EPE, Empresa de Pesquisa Energética, Plano Decenal de Expansão de Energia,
https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/Estudos%20Complementares%20PDE2031_Sensibilidade_s%20what%20if.pdf
- [4] – ONS, Boletim Mensal de Custos da Operação e Valoração da Segurança da Operação Janeiro/2022. Disponível em:
<https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim%20Mensal%20de%20Custos%20e%20Valora%C3%A7%C3%A3o%20da%20Seguran%C3%A7a%20da%20Opera%C3%A7%C3%A3o%202022-01.pdf>