



Rio de Janeiro, 24 de abril de 2024

Ao

**Ministério de Minas e Energia**

**Assunto:** Consulta Pública MME Nº 160/2024.

A Wärtsilä do Brasil LTDA, inscrita no CNPJ sob o número 36.176.600/0003-14, com sede na Rua Visconde de Inhaúma, 83, município do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, apresenta a esse Ministério de Minas e Energia (MME) sua contribuição à Consulta Pública MME Nº 160/2024, nos termos da Portaria Nº 774/GM/MME, de 7 de março de 2024, cujo objeto é a elaboração de Portaria contendo as Diretrizes para a realização do Leilão para Contratação de Potência Elétrica, a partir de empreendimentos de geração, novos e existentes, denominado “Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024”.

Com sede na Finlândia e 190 anos de história, a Wärtsilä é uma empresa líder global em tecnologias inovadoras e soluções de ciclo de vida para os mercados de transporte marítimo e de energia. A Wärtsilä Energy ajuda clientes na descarbonização, desenvolvendo tecnologias líderes de mercado, abrangendo usinas termelétricas balanceadoras (que provêem confiabilidade por meio de atributos de capacidade e flexibilidade) habilitadas a uso de combustíveis do futuro; soluções híbridas; armazenamento de energia e tecnologia de otimização, incluindo a plataforma de gestão de energia GEMS. No mundo, a Wärtsilä Energy conta com 79 GW de capacidade instalada de motogeradores, e com cerca de 3,5 GW/7 GWh de baterias instaladas ou em fase de instalação. Está presente no Brasil desde 1990 e tem 2,7 GW de potência instalada em 31 usinas termelétricas.

A Wärtsilä parabeniza o MME pelos avanços normativos em curso para contratação de capacidade no próximo Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência, de 2024, LRCAP/2024. Com base em experiências em mercados internacionais e em estudos internos sobre o mercado brasileiro, a Wärtsilä reconhece a importância da contratação de capacidade para garantir a confiabilidade da operação do sistema no médio e longo prazos, especialmente, com o aumento da participação das renováveis não controláveis e redução da participação percentual das hidrelétricas.

Destaca-se que as soluções de geração da Wärtsilä têm plenas condições de atender aos prazos de início de suprimento estabelecidos para os produtos potência Termelétrica 2027 e 2028, estabelecidos na Portaria MME Nº774/GM/MME/2024, bem como atender com folga os requisitos mínimos de flexibilidade. Efetivamente, os tempos de *unit commitment* dos motores Wärtsilä estão na escala de poucos minutos, enquanto que as exigências estabelecidas na referida Portaria estão em escala horária. O nível de flexibilidade dos nossos motogeradores têm

aberto oportunidades de geração em mercados com elevada participação de renováveis e despachos em intervalos de 5 minutos, cumprindo importante papel de balanceamento de sistemas elétricos com elevada incerteza sobre o despacho, complementando a variabilidade das renováveis, atendendo a demandas de pico e operando na base, quando necessário.

Sumarizando as principais contribuições para aprimoramentos ao LRCAP/2024, que serão detalhadas a seguir, entendemos que o sistema elétrico brasileiro se beneficiará economicamente caso não haja restrições à participação de combustíveis. Entendemos ainda que as soluções a biocombustíveis podem ser uma alternativa competitiva, com baixa pegada de carbono em relação ao gás natural e demais combustíveis fósseis. Por exemplo, a geração a etanol anidro em motogeradores de combustão interna de média rotação pode apresentar 68% menos emissões de gases de efeito estufa que o gás natural e 76% menos emissões que o óleo combustível, segundo resultados recentes de testes realizados pela Wärtsilä em um modelo de motogerador. Estas soluções podem ser uma alternativa de conversão de usinas existentes a combustíveis fósseis, especialmente, aquelas distantes da infraestrutura de gás natural.

Contudo, para que estas soluções tenham condições de competição equiparadas aos fósseis, os reajustes dos custos com combustíveis, em termos de indexadores e periodicidade, necessitarão de adequações específicas na Portaria MME Nº 42/2007. Além disso, para que os diferentes combustíveis tenham condições adequadas de participar do leilão, o estabelecimento do CVU teto deverá considerar os diferentes modelos de negócio, com suas distintas estruturas de custos de molécula e logística de suprimento dos combustíveis.

A competitividade no leilão poderá ser ampliada caso os agentes proponentes tenham a possibilidade de obter resposta sobre antecipação do início de suprimento estabelecido no contrato de reserva de capacidade (CRCAP), no que diz respeito à data de antecipação e o consentimento do CMSE, antes da data de realização do leilão. Naturalmente, condicionada à vitória no leilão e celebração do CRPCAP. Esta antecipação de informação mitigará o risco da incerteza por parte dos agentes geradores na fase do leilão, permitindo ofertas mais competitivas.

Com relação aos custos e riscos associados à incerteza de despacho, incluindo as incertezas de partidas e paradas, tempo de operação, energia produzida e *unit commitment*, reconhecemos os avanços ocorridos desde o LRCAP/2021 até a presente minuta da Portaria de Diretrizes. Concordamos que o agente com melhores condições de gerir tais custos e riscos é o próprio gerador termelétrico, cabendo a ele a alocação destas responsabilidades.

Contudo, entendemos que não existem incentivos suficientes para os agentes geradores procurarem soluções de confiabilidade flexíveis, nem declararem ao operador do sistema sua real flexibilidade para além dos requisitos mínimos da Portaria no que se refere aos parâmetros “Toff” e “Gmin/Gmax”. Entendemos que uma tendência de declaração dos geradores para estes parâmetros será exatamente os valores mínimos estabelecidos na Portaria, ainda que suas usinas tenham maior flexibilidade na realidade.

Isto porque “Toff” mais elevado permite que as máquinas fiquem desligadas por mais tempo após cada despacho, sem perda de competitividade na fase do leilão, sem risco de exposições ao mercado *spot* e sem prejuízo da receita fixa, caso se sagre vencedor do certame. Se não houver diferenciação de competitividade entre um gerador que pode operar com “Toff” de poucos minutos e outro que precisará permanecer 8 horas desligado após cada despacho, não existe motivação para declaração de Toff inferior a 8 horas.

Situação semelhante se aplica ao caso de geração mínima estável. “Gmin/Gmax” mais elevado permite a otimização da operação para uma pequena faixa de potência, o que tende a ampliar a previsibilidade de custos variáveis, especialmente, quando o nível de eficiência da geração se degrada com a operação parcial. Mesmo para aqueles empreendimentos que podem operar em faixas maiores de geração parcial, não haveria incentivos suficientes para declarem Gmin/Gmax menor que o mínimo estabelecido na Portaria.

Embora os requisitos mínimos de flexibilidade pouco restritivos da Portaria possam favorecer alguns geradores, elas podem ocorrer em detrimento da operação do sistema elétrico, que perde oportunidade de contar com soluções mais flexíveis, sem necessariamente impactar em maiores custos operativos. Caso haja incentivos suficientes, seja através de aumento das restrições dos requisitos mínimos de flexibilidade, seja no reconhecimento dos parâmetros de flexibilidade na competitividade do leilão, os agentes considerarão soluções de confiabilidade com maior flexibilidade, ao menor custo ao sistema elétrico, e terão motivos para revelar sua real flexibilidade ao operador.

Entendemos oportuno antecipar a discussão sobre o número de horas de operação (fator  $f$ ) a ser estabelecido como critério de competitividade no preço da potência do leilão. Entendemos que este assunto guarda relação direta com questões-chave que estão sendo estabelecidas na Portaria de Diretrizes, especialmente as obrigações de entrega para o produto potência termelétrica e o CVU teto. Tendo em vista a alocação de risco aos geradores da incerteza de geração e de flexibilidade, podendo o ONS despachar estas usinas não somente para o atendimento ao requisito de potência, mas também por ordem de mérito, segurança energética, restrições elétricas, entre outras; entende-se que o fator  $f$  que otimizará a contratação deverá ter valor superior às 120 horas por ano adotadas no LRCAP/2021.

Isto porque as 120 horas por ano, se referem apenas ao atendimento do requisito de potência calculado pela EPE, não contemplando as demais necessidades do sistema que poderão ser atendidas pelas termelétricas a serem contratadas no LRCAP/2024.

A estratégia de adotar um valor único de fator  $f$  para todos os empreendimentos, contribui para a simplicidade e transparência do certame, bem como para direcionar o mecanismo competitivo do leilão para a contratação mais eficiente, desde que o fator  $f$  estabelecido na competitividade seja aderente à realidade da operação das usinas, em termos médios, quando elas estiverem em operação comercial.

Portanto, com base em resultados históricos da operação de termelétricas flexíveis no SIN durante os últimos 14 anos e com base em simulações da operação da matriz elétrica no ano de 2031, obtida do PDE 2031, identifica-se que o valor do fator  $f$  que otimizará os custos da contratação do LRCAP/2024 ao sistema elétrico será entre 1.200 e 1.500 horas por ano.

Por fim, entendemos que o LRCAP/2024 pode ser um instrumento adequado para a contratação de recursos que poderão atender à segurança energética e resiliência do setor elétrico a eventos climáticos extremos. Caso o desenho do leilão considere de forma adequada os aspectos de flexibilidade, em termos de requisitos mínimos e de competitividade, além do adequado fator  $f$ , alinhados às obrigações de entrega nos contratos de geração, o sistema se beneficiará, estando preparado para operar com confiabilidade sob condições de estresse no futuro, ao menor custo aos consumidores.

A seguir, são apresentadas em tópicos as contribuições para aprimoramentos às diretrizes do LRCAP/2024.

# 1. Combustíveis nos Produtos Potência Termelétrica

Solicita-se que seja permitida a participação de todos os combustíveis nos produtos Potência Termelétrica 2027 e 2028, incluindo os biocombustíveis.

Com relação aos biocombustíveis, para que possam competir em condições equivalentes aos energéticos fósseis, solicita-se a possibilidade de indexação de uma parcela do custo variável unitário (CVU) aos preços de mercado dos biocombustíveis, bem como reajustes em base mensal dos custos com combustível.

## Motivação e Benefícios

A imprevisibilidade de despacho e a exigência de elevada flexibilidade de geração das termelétricas a serem contratadas no Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência, de 2024, exigirá soluções flexíveis de suprimento de combustível. Tal característica poderá ser desafiadora em termos técnicos e econômicos para suprimento a gás natural, a depender do modelo de negócio, especialmente, considerando a infraestrutura de gás natural ainda em desenvolvimento no Brasil.

Neste sentido, a permissão da participação de outros combustíveis tende a ampliar as alternativas de solução flexível de suprimento, aumentando, conseqüentemente, a competitividade no certame, com maior diversidade de modelos de negócio. Destaca-se potencial para biocombustíveis, tais como biodiesel, o etanol, ou a mistura de ambos.

Os biocombustíveis apresentam benefícios ambientais em relação aos combustíveis fósseis em termos de emissões de gases de efeito estufa. Na realização de testes recentes de desempenho de motores de combustão interna de média rotação da Wäertsilä para geração de eletricidade, identificou-se que motogeradores operando a etanol anidro apresentaram 68% menos emissões de gases de efeito estufa que o gás natural e 76% menos emissões que o óleo combustível<sup>1</sup>. Além do benefício ambiental, os biocombustíveis estão menos susceptíveis aos riscos de mercados internacionais, devido à sua produção doméstica e indexação a moeda nacional.

Contudo, a indexação dos custos com combustíveis ao Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), adotada para os combustíveis a base de biomassa e demais combustíveis não contemplados na Portaria MME Nº42/2007 nos contratos PPAs (*Power Purchase Agreements*) no Brasil, não reflete a volatilidade de preços do etanol nem do biodiesel praticados no mercado brasileiro.

A Figura 1 apresenta as variações dos preços médios mensais do etanol e do biodiesel praticados no Brasil, de janeiro de 2013 a dezembro de 2023. No caso do etanol, considera-se o preço médio de revenda, enquanto que no biodiesel, os preços médios dos leilões, de 2013 a 2021, e os preços praticados pelos produtores e importadores, a partir de 2022. Os dados foram obtidos da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Adicionalmente, considera-se a variação do IPCA no mesmo período, com dados obtidos do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

---

<sup>1</sup> Resultados a partir de cálculos considerando o método de emissões diretas de gases de efeito estufa GWP100, de acordo com o IPCC AR04, e com o Programa Brasileiro GHG Protocol.

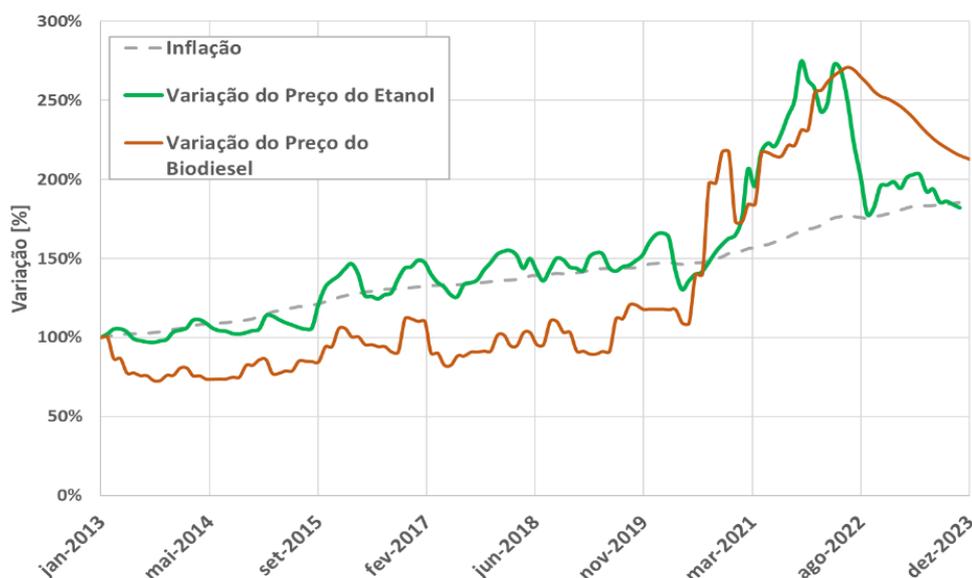


Figura 1 – Variação dos preços médios mensais do etanol e do biodiesel no Brasil, bem como do índice de inflação IPCA, de janeiro de 2013 a dezembro de 2023. FONTES: ANP e IBGE.

Nota-se a partir da Figura 1 que os preços do etanol e do biodiesel apresentam dinâmica própria, distinta do IPCA. A defasagem da inflação em relação aos preços dos biocombustíveis chegou a valores da ordem de 100%, entre os anos de 2021 e 2022, assumindo janeiro de 2013 como data-base. Caso a indexação dos biocombustíveis nos Contratos de Reserva de Capacidade CRCAP/2024 seja via IPCA, o risco financeiro dos agentes geradores poderá ser elevado, tirando a competitividade dos biocombustíveis frente aos combustíveis fósseis. Porém, caso seja permitido reajuste em base mensal dos custos com combustível, a preços de mercado, assim como já é praticado no caso dos fósseis, os biocombustíveis teriam condições de competição mais adequadas em termos de alocação de risco de volatilidade de preços. Entende-se que esta equiparação na competição poderá trazer mais competitividade ao leilão, com maior número de soluções de geração, incluindo biocombustíveis de origem nacional, com baixa pegada de carbono.

Caso a solicitação referente à indexação dos biocombustíveis seja acolhida, no sentido de se garantir participação de maior número de empreendimentos no leilão LRCAP/2024, solicita-se adicionalmente que os empreendimentos termelétricos a biocombustíveis possam apresentar no ato do cadastramento junto à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) o protocolo da licença ambiental, tendo prazo adicional de até um ano para apresentação da licença.

O motivo desta solicitação é que a nova regra de indexação dos biocombustíveis, caso vigore, abrirá novas possibilidades a diversos projetos, especialmente, àqueles com restrições de acesso ao suprimento de gás natural. Contudo, é possível que necessitem de adequação da licença ambiental para poderem operar com o biocombustível.

### Normativo Atinente e Alterações

O normativo atinente à indexação e reajustes de combustíveis mencionado no Art 8º, §4º da Portaria Nº 774/GM/MME/2024, é a Portaria MME Nº 42/2007. A inclusão da indexação dos

biocombustíveis ao CVU está relacionada ao custo do combustível ( $C_{comb}$ ), definido no Art. 3º, onde:

$$CVU = C_{comb} + C_{O\&M}$$

Neste caso,

$CVU$  é o custo variável unitário, em R\$/MWh;

$C_{O\&M}$  são os demais custos variáveis de geração, incorridos na geração de energia flexível, em R\$/MWh;

$C_{comb}$  é o custo do combustível, destinado à geração flexível em R\$/MWh;

No Art. 3º, §1º da Portaria MME Nº42/2007,  $C_{comb}$  é definido da seguinte forma:

$$C_{comb,M} = i \cdot P_v \cdot e_v$$

Onde:

$M$  é o mês em que ocorrer o despacho da usina;

$i$  Fator de Conversão, informado pelo agente, que constará do CCEAR e permanecerá invariável por toda a vigência do contrato, usado na transformação do preço do combustível em R\$/MWh.

$P_v$  Preço médio de referência do combustível vinculado ao CVU para o mês  $M$ .

No art 3º, §1º, da Portaria MME Nº 42/2007, solicita-se a inclusão do inciso VII, conforme sugestão a seguir:

*VII- para empreendimentos termelétricos acionados a biocombustíveis, o  $P_v$  será, para cada mês "M", dado conforme a seguinte expressão:*

$$P_v = \frac{a \cdot P_{B100} + b \cdot P_{et,hidr} + c \cdot P_{et,anidr} + d}{e_v}$$

Onde:

$a, b, c$  = parâmetros estabelecidos pelo empreendedor quando do cadastramento do empreendimento para a Habilitação Técnica junto à EPE.

$d$  = parâmetro estabelecido pelo empreendedor quando do cadastramento do empreendimento para a Habilitação Técnica junto à EPE, atualizado anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA.

$P_{B100}$  = Preço médio ponderado do biodiesel (B-100) no Brasil, no mês “M-1”, publicado pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

$P_{et,hydr}$  = Preço médio ponderado do etanol hidratado no Brasil, no mês “M-1”, publicado pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

$P_{et,anidr}$  = Preço médio ponderado do etanol anidro no Brasil, no mês “M-1”, publicado pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

$e_v$  = Taxa de Câmbio Média da venda do dólar dos Estados Unidos da América divulgada pelo BACEN do mês “M-1”, em R\$/US\$.

O normativo atinente à licença ambiental é o Art. 8º da Portaria Nº 774/GM/MME/2024. Solicita-se a adição de dois parágrafos, §6º e § 7º, conforme sugestão abaixo:

*Art. 8º Os empreendedores que pretenderem propor a inclusão de projetos de empreendimentos de geração no LRCAP de 2024 deverão requerer o Cadastramento e a Habilitação Técnica dos respectivos projetos à Empresa de Pesquisa Energética - EPE, encaminhando a Ficha de Dados constante do Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos de Geração de Energia - AEGE e demais documentos, conforme instruções disponíveis na internet, no sítio eletrônico - [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br), bem como a documentação referida na Portaria Nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016.*

...

§ 6º Excepcionalmente para empreendimentos termelétricos a biocombustíveis, para o LRCAP de 2024, não se aplica o prazo previsto no inciso VIII do § 3º do art. 4º da Portaria Nº 102/GM/MME, de 2016, devendo ser apresentado no ato do cadastramento o protocolo da licença ambiental do empreendimento e a licença poderá ser apresentada em até um ano após a data limite para cadastramento dos empreendimentos, em caso de vitória no leilão.

§ 7º A não apresentação da licença ambiental perante a Aneel, nos prazos e condições estabelecidos no § 6º, ensejará a rescisão imediata do CRCAP no caso dos empreendimentos que se sagrarem vencedores do leilão.

## 2. CVU Teto

Solicita-se que o CVU teto tenha condições de acomodar os diferentes tipos de combustíveis nos produtos Potência Termelétrica 2027 e 2028, seja através de um único CVU teto suficiente para todos os combustíveis, seja adotando CVU teto específico para cada combustível.

### Motivação e Benefícios

Na sequência da solicitação anterior, para que haja maior competitividade no leilão, com soluções de suprimento e modelos de negócio diversificados, é necessário que o CVU teto a ser estabelecido leve em conta os níveis de preços dos diferentes combustíveis (molécula), inclusive dos biocombustíveis, bem como as diferentes estruturas de custos logísticos associados ao suprimento do combustível.

## Normativo Atinente

Art. 9º, inciso II, da Portaria Nº 774/GM/MME/2024, onde constará o CVU teto para participação no leilão, ainda não definido.

### 3. Antecipação de Início da Vigência Contratual

Solicita-se que os agentes com usinas termelétricas existentes ou novas possam acordar com o poder concedente, antes da data de realização do leilão, a antecipação da entrada em operação comercial, com consequente antecipação do início de suprimento do CRCAP junto à Aneel. Naturalmente, a execução da antecipação será condicionada à vitória do empreendimento no leilão.

#### Motivação e Benefícios

A possibilidade de antecipação de início da vigência contratual poderá melhorar a competitividade dos empreendimentos candidatos no leilão. Porém, se a informação da antecipação ocorrer após a data do leilão, a incerteza associada à antecipação insere riscos aos proponentes, que tenderão a ser mais conservadores em seus lances, não aproveitando o potencial de competitividade destes empreendimentos no leilão. Caso a informação ocorra antes do leilão, em comum acordo entre o agente gerador e o poder concedente, condicionada à vitória do empreendimento no certame, o risco associado a esta incerteza é mitigado, permitindo que os agentes sejam mais competitivos.

#### Normativo Atinente e Alterações

No Art. 12, §7º da Portaria Nº774/GM/MME, de 7 de março de 2024, solicita-se a inclusão de um novo parágrafo (§8º), conforme sugestão a seguir:

*§ 7º Os CRCAPs deverão prever a possibilidade de solicitação de antecipação da entrada em operação comercial, com consequente antecipação do início de suprimento do CRCAP junto à Aneel, condicionada à concordância do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE para a nova data de início de suprimento, desde que sejam atendidas as seguintes condições:*

*I - a existência de benefícios técnicos e/ou financeiros para o SIN da antecipação solicitada; e*

*II - o atendimento aos requisitos sistêmicos para a entrada em operação comercial, inclusive a disponibilidade de conexão na nova data de suprimento.*

*§ 8º Os proponentes poderão solicitar antecipação da entrada em operação comercial, que consta no § 7º, antes da data de realização do leilão, condicionada à vitória no certame, até 15 de julho de 2024, devendo ter a resposta de concordância do CMSE até 15 de agosto de 2024 (ou outra data anterior à data de realização do leilão).*

## 4. Requisitos Mínimos de Flexibilidade Operativa

Solicita-se a redução do tempo mínimo de permanência na condição desligado (Toff), de 8 para 4 horas ou menos, para que mantenha coerência com o estabelecido no Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Energia, LRCE, de 2022 e com estudos de planejamento do ONS.

### Motivação e Benefícios

No Sumário Executivo do Plano da Operação Energética (PEN) 2023, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) “*não recomenda a inclusão de geração térmica com alto nível de inflexibilidade ou com longo tempo de acionamento nos próximos cinco anos*”. Importante destacar que, o horizonte de análise do ONS é de apenas 5 anos à frente. Em horizontes de mais longo prazo, incluindo aquele a ser contemplado nos contratos de reserva de capacidade CRCAP, do LRCAP/2024, que poderão se encerrar até o ano de 2042, as necessidades da operação tenderão a requerer critérios ainda mais restritivos de flexibilidade (*unit commitment*) da geração despachável, em função do aumento da participação das fontes eólica e solar na matriz elétrica.

Esta tendência se observa atualmente em mercados internacionais mais avançados em termos de penetração de renováveis intermitentes, onde a Wärtsilä está presente. As soluções de geração Wärtsilä estão operando com sucesso em sistemas elétricos com despachos em intervalos de 5 minutos, garantindo a confiabilidade com flexibilidade da operação ao menor custo.

A

Tabela 1 apresenta os requisitos mínimos de flexibilidade estabelecidos para os leilões de reserva de capacidade LRCE/2022, LRCAP/2024 (em fase de contribuições) e os níveis de flexibilidade de motogeradores da Wärtsilä, no caso, máquinas alternativas de combustão interna de média rotação.

*Tabela 1 – Requisitos mínimos de flexibilidade operativa nos Leilões LRCE/2022, LRCAP/2024 (em fase de consulta pública) e atributos de flexibilidade típicos de motogeradores de média rotação Wärtsilä. FONTE: elaboração própria.*

	Motogeradores		
	LRCE 2022	LRCAP 2024	Wärtsilä
Tempo mínimo de permanência na condição ligado (Ton)	12 h	8 h	< 1 min
<b>Tempo mínimo de permanência na condição desligado (Toff)</b>	<b>4 h</b>	<b>8 h</b>	<b>5 min</b>
Tempo total de rampa de acionamento (R-up)	7 h	1,5 h	2-5 min
Tempo total de rampa de desligamento (R-dn)	1 h	1 h	< 1 min
Carga parcial mínima (Gmin/Gmax)	80%	70%	≤ 10%

Um detalhe a ser destacado é que, na comparação dos requisitos de mínimos de flexibilidade entre os Leilões de Reserva de Capacidade na Forma de Energia LRCE/2022 e de Reserva de Capacidade na Forma de Potência LRCAP/2024 (na minuta submetida à consulta pública), existe um aumento no valor do tempo mínimo na condição desligado (Toff), de 4 para 8 horas. O que chama a atenção é que no LRCE/2022, o intuito da contratação era de capacidade com energia associada, com inflexibilidade de 70%, divergindo do propósito do LRCAP/2024, cujo objetivo é de contratação apenas da capacidade, sem energia associada, de soluções de geração termelétricas totalmente flexíveis.

No atual contexto, os critérios de flexibilidade operativa são mais relevantes que no leilão anterior, ao contrário do que se observa no requisito mínimo “Toff”, que teve um aumento percentual de 100% do LRCE/2022 para o LRCAP/2024. Isto levanta a seguinte dúvida: se no leilão anterior, em que as soluções de geração seriam mais eficientes e menos flexíveis e podiam lidar com “Toff” de 4 horas, qual o motivo de as soluções flexíveis terem requisito mínimo de 8 horas?

Embora a solicitação em relação a este tema esteja específica ao tempo mínimo de permanência na condição desligado, entendemos que todos os requisitos mínimos de flexibilidade operativa deveriam ser mais restritivos para garantir que as contratações neste leilão tenham condições de fazer frente aos desafios futuros nos próximos 20 anos (quando se encerrarão os contratos do produto Potência Termelétrica 2028). As tendências de aumento da participação de renováveis centralizadas e na geração distribuída, e redução percentual da participação das hidrelétricas apresentadas nos mais recentes estudos oficiais de planejamento energético no Brasil<sup>2</sup>, deverão impor desafios crescentes à operação do sistema interligado, tendo em vista aumento da geração não despachável e intermitente. Esta situação tenderá a se agravar em períodos secos, quando as hidrelétricas terão menos potência para responder aos despachos e promover capacidade e flexibilidade operativa ao sistema.

Importante destacar que soluções de geração flexíveis conseguem atender a requisitos mínimos de flexibilidade operativa bem mais restritivos que aqueles propostos na Portaria Nº 774/GM/MME/2024, a exemplo do apresentado na Tabela 1. Além disso, tal flexibilidade não necessariamente vem acompanhada de aumento de custos totais de implantação e operação de usinas na expansão da matriz elétrica. Isto é o que aponta o PDE 2031 na otimização da expansão, no cenário de referência e, principalmente, no cenário de expansão livre, onde há preferência por termelétricas flexíveis para contribuir com potência, complementando a geração renovável.

## Normativo Atinente e Alterações

No Art. 9º, inciso V, da Portaria Nº774/GM/MME, de 7 de março de 2024, onde consta:

- a) ...
- b) *tempo mínimo de permanência na condição desligado ("T-off") menor ou igual a oito horas;*

Substituir por:

- a) ...
- b) *tempo mínimo de permanência na condição desligado ("T-off") menor ou igual a quatro horas;*

---

<sup>2</sup> MME/EPE, 2022. Plano Decenal de Expansão de Energia 2031.  
ONS, 2023. Plano da Operação Energética 2023/2027  
ONS, 2024. Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN.

## 5. Parâmetros de Flexibilidade na Competitividade do Leilão

Solicita-se que os parâmetros de flexibilidade dos empreendimentos de geração sejam valorados na competitividade do leilão nos Produtos Potência Termelétrica 2027 e 2028, especialmente o tempo mínimo de permanência na condição desligado (Toff) e a geração mínima estável (Gmin/Gmax).

### Motivação e Benefícios

Estudos recentes do ONS têm apresentado a necessidade crescente de recursos flexíveis que permitam a gestão da operação num contexto de aumento da participação de renováveis intermitentes e não despacháveis, a exemplo das eólicas, das fotovoltaicas centralizadas e da geração distribuída fotovoltaica.

Embora o LRCAP/2024 seja para a contratação de capacidade, faz-se necessário que os recursos tenham também atributos de flexibilidade para que o atendimento ao requisito de potência ocorra com adequada gestão da geração no sistema.

A Portaria Nº 774/GM/MME/2024 insere um conjunto de dispositivos que induz os agentes geradores à oferta de soluções flexíveis, tais como, os requisitos mínimos de flexibilidade, previstos no Art. 9º, inciso V; a alocação dos riscos associados à incerteza de despacho e dos custos com *unit commitment* aos geradores, previstos no Art. 5º, § 2º, e Art. 12º, § 5º, da referida Portaria, respectivamente. Estes aprimoramentos representam avanços importantes na contratação de capacidade. Contudo, não há incentivo suficiente para que os agentes declarem tempo mínimo de permanência na condição desligado (Toff) e geração mínima estável (Gmin/Gmax) em valores inferiores ao mínimo estabelecido na Portaria.

Coloca-se como exemplo um caso de dois competidores no leilão com mesma potência, mesmo CVU e mesmas características técnicas de *unit commitment*, porém, um com “Toff” de 5 minutos e Gmin/Gmax de 10%, e outro com “Toff” de 8 horas e Gmin/Gmax de 70%, conforme apresentado na Tabela 2.

*Tabela 2 – Caso hipotético de dois competidores no LRCAP/2024 com usinas termelétricas participando no produto Potência Termelétrica 2028.*

<b>Agente</b>	<b>A</b>	<b>B</b>
Potência	100 MW	100 MW
Ton	1 h	1 h
R-up	5 min	5 min
R-dn	1 min	1 min
<b>Toff</b>	<b>5 min</b>	<b>8 h</b>
Gmin/Gmax	10%	70%
CVU	R\$600/MWh	R\$600/MWh

Neste exemplo, ambos os agentes optaram por minimizar suas rampas de acionamento e desligamento para mitigar risco de exposição aos preços do mercado *spot* fora dos momentos de despacho pelo ONS. Além disso, os valores de Ton foram minimizados à granularidade de despacho em base horária. Com relação a Toff, caso se saírem vencedores do leilão, o agente A

teria disponibilidade para despachar diversas vezes ao dia, enquanto o agente B, na melhor das hipóteses, despacharia durante 3 vezes.

Apesar de o agente A agregar mais valor ao sistema, estando mais tempo disponível para a operação, o benefício de sua maior disponibilidade em termos de Toff não é capturado nem na alocação de riscos nem na competitividade do leilão. A configuração de *unit commitment* do agente B permitiria que sua usina permanecesse mais tempo desligada, sem prejuízo de receita fixa oriunda do CRCAP/2024, nem risco de exposições financeiras. Por esta razão, entende-se que a tendência dos agentes será de declarar Toff em 8 horas, ainda que a usina tenha maior flexibilidade que isto, a menos que haja incentivo ou reconhecimento para os agentes que consigam ser mais flexíveis.

De modo semelhante, entende-se que não haverá incentivos suficientes no leilão para que os agentes declarem Gmin/Gmax inferior ao mínimo estipulado na Portaria, pelo fato de que a operação em carga parcial pode aumentar os custos operacionais por MWh em alguns casos (embora haja exceções) e que é mais conveniente aos geradores operarem dentro de uma faixa restrita de capacidade, para otimizar a operação.

Embora os requisitos mínimos de flexibilidade pouco restritivos estabelecidos na Portaria possam favorecer a alguns geradores, isto ocorrerá em detrimento da operação do sistema elétrico, que perde oportunidade de contar com soluções mais flexíveis, sem necessariamente impactar em maiores custos operativos ao sistema.

A consideração dos parâmetros Toff e Gmin/Gmax na competitividade do leilão, poderia ser o incentivo para os agentes procurarem soluções mais flexíveis, sem comprometer sua competitividade. Assim, os objetivos do aprimoramento aqui proposto são: por meio da inclusão destes parâmetros de flexibilidade na competitividade do leilão, (i) incentivar os proponentes a procurar soluções mais flexíveis do que os requisitos mínimos estabelecidos na Portaria de Diretrizes; e (ii) revelar sua real flexibilidade ao operador do sistema.

## Normativo Atinente e Alterações

Baseado no LRCAP/2021, o normativo atinente à competitividade dos empreendimentos no LRCAP é a Portaria de Sistemática do Leilão, que ainda será divulgada pelo MME.

Os atributos de flexibilidade a serem considerados na etapa de competitividade do leilão são:

- 1) tempo mínimo de permanência na condição desligado ("T-off")
- 2) razão entre a geração mínima e a geração máxima de cada unidade geradora ("Gmin/Gmax")

Adicionalmente, poderão ser considerados:

- 3) tempo mínimo de permanência na condição ligado ("T-on")
- 4) tempo total de rampa de acionamento ("R-up")
- 5) tempo total de rampa de desligamento ("R-dn")

Sugere-se que todos estes parâmetros sejam declarados na etapa de cadastramento para habilitação técnica e que sejam atendidos na fase de operação dos empreendimentos, àqueles que se sagarem vencedores do leilão.

## 6. Penalidade pela não Entrega da Potência Requerida

Solicita-se que a penalidade sobre “a não entrega da potência requerida”, prevista no Art. 5º, §3º, inciso I, da Portaria Nº774/GM/MME, de 7 de março de 2024, seja proporcional à potência não entregue.

### Motivação

A redação sobre a penalidade pela não entrega de potência no Art. 5º, §3º, inciso I, da Portaria Nº774/GM/MME, de 7 de março de 2024 diz o seguinte:

*I - a não entrega da potência requerida por empreendimento termelétrico implicará a redução mínima de cinco por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora de potência não entregue, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração;*

Pela redação acima, não é evidente a relação de proporcionalidade entre a potência não entregue e a penalidade, aplicável para casos em que há entrega parcial da potência requerida.

Nestas situações, entende-se que a correta aplicação da penalidade deveria ser proporcional à potência não entregue e não à potência requerida, sendo o valor de 5% da parcela mensal da receita fixa aplicável apenas em casos de indisponibilidade total da usina nas horas de potência requerida.

### Normativo Atinente e Alterações

No Art. 5º, §3º, inciso I, da Portaria Nº774/GM/MME, de 7 de março de 2024, onde consta:

*I - a não entrega da potência requerida por empreendimento termelétrico implicará a redução mínima de cinco por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora de potência não entregue, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração;*

Sugere-se incluir o inciso II, da seguinte forma:

*I - a não entrega da potência requerida por empreendimento termelétrico implicará a redução mínima de cinco por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora de potência não entregue, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração;*

*II - caso haja a entrega parcial da potência requerida, a penalidade aplicável, prevista no inciso I, será proporcional à parcela de potência não suprida;*

## 7. Tempo de Operação Anual na Competitividade do Leilão

Solicita-se que o parâmetro " f", referente ao número de horas de operação das usinas, adotado exclusivamente para fins de competitividade no leilão, tenha valor entre 1.200 e 1.500 horas por

ano, com o objetivo de otimizar os custos totais da contratação e operação das usinas do LRCAP/2024 ao setor elétrico.

## Contextualização e Motivação

No Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência de 2021 (LRCAP/2021), a classificação dos empreendimentos termelétricos foi baseada em ordenação crescente do preço da potência, denominado  $P_{pot}$ . De acordo com o Art. 3º, § 12, da Portaria Nº29/GM/MME/2021, o preço da potência foi calculado conforme a seguinte relação:

$$P_{pot} = \frac{RF_{pot}}{Disp_{pot}} + f \cdot CVU$$

Em que:

$P_{pot}$  – Preço da Potência, índice aplicado como critério de seleção dos empreendimentos, em R\$/MW-ano;

$RF_{pot}$  – Receita fixa do produto potência, expressa em Reais por ano (R\$/ano);

$Disp_{pot}$  – Disponibilidade de potência do empreendimento, em MW;

$CVU$  – Custo Variável Unitário, necessário para cobrir todos os custos operacionais do empreendimento, expresso em Reais por Megawatt-hora (R\$/MWh); e

**$f$  – Parâmetro igual a 120 horas por ano, para fins exclusivos de competitividade no Leilão de Reserva de Capacidade de 2021.**

Naquela ocasião, o valor de 120 horas por ano foi baseado em recomendação da EPE<sup>3</sup>, “para fins exclusivos de competitividade no Leilão de Reserva de Capacidade de 2021”, não guardando relação com as obrigações contratuais.

Efetivamente, a EPE faz o seguinte comentário em seu informe técnico (NºEPE-DEE-IT-111/2021-r0):

*“É importante destacar que a duração de 120 horas anuais a ser adotada no fator  $f$  não deverá ser entendida como parâmetro de restrição de despacho das tecnologias que vierem a ser contratadas para atender ao requisito de capacidade de potência. Ele apenas valora a parcela associada à necessidade de capacidade de potência (objetivo de contratação deste produto). Em situações energéticas críticas, em momentos de contingências no sistema elétrico, ou em qualquer outro momento em que o Operador Nacional do Sistema -ONS entenda necessário, os recursos contratados para a Reserva de Capacidade poderão ser utilizados por intervalos de maior ou menor duração, conforme definido nos contratos. Porém, de modo a levar a contratação de tecnologias e modelos de negócio da forma mais alinhada possível às necessidades sistêmicas, e mitigar eventuais distorções causadas pela interseção entre os requisitos de energia e*

---

<sup>3</sup> EPE, 2021. Informe Técnico. *Definição do parâmetro  $f$  do Produto Potência – Leilão de Reserva de Capacidade de 2021*. EPE-DEE-IT-111/2021-r0.

*potência, é importante que a caracterização desse produto seja feita de forma única para todos os empreendimentos, direcionando o mecanismo competitivo do leilão para a contratação mais eficiente dentro da necessidade apontada no planejamento energético”.*

Em relação à redação da EPE, a estratégia de adotar um valor único de fator  $f$  para todos os empreendimentos, contribui para a simplicidade e transparência do certame, bem como para direcionar o mecanismo competitivo do leilão para a contratação mais eficiente, desde que o fator  $f$  estabelecido na competitividade seja aderente à realidade da operação das usinas, em termos médios, quando elas estiverem em operação comercial.

Porém, o número de horas para a competitividade considerava no LRCAP/2021 apenas a otimização do requisito de potência (estimado em 120 horas por ano), negligenciando as contribuições adicionais que as usinas poderão oferecer ao sistema, como operação em situações energéticas críticas, em momentos de contingência no sistema elétrico, ou em outros momentos que o ONS entenda necessário. Efetivamente, o tipo de contrato do LRCAP/2021 se aproxima dos contratos por disponibilidade, alocando responsabilidade de disponibilidade contínua às termelétricas, para operação em função dos comandos de despacho do operador do sistema, que poderá contar com elas não apenas para o atendimento ao requisito de potência, mas também para outras necessidades do sistema, acima mencionadas.

Ora, se o critério de classificação do fator  $f$  visa a otimizar apenas o atendimento ao requisito de potência, mas na prática, os empreendimentos tiverem que atender a diversas necessidades adicionais do ONS, resultando em tempo de operação anual muito superior ao valor estabelecido na competição, é muito provável que a seleção dos empreendimentos terá sido adversa.

Isto porque os empreendimentos mais competitivos para um fator  $f$  de 120 horas por ano, em geral, são aqueles com menor receita fixa na fórmula do preço da potência apresentado acima, tendo o CVU relevância secundária. A título de exemplo, com base na média dos valores de receita fixa (em R\$/MW-ano) e CVU dos empreendimentos vencedores do LRCAP/2021, com informações obtidas na CCEE<sup>4</sup>, verifica-se que o peso da receita fixa no preço da potência (parcela à esquerda da equação acima apresentada) correspondeu a 90% do total do preço da potência, enquanto o peso dos custos variáveis (parcela à direita da equação) correspondeu a apenas 10% do total do preço da potência.

Apesar de os empreendimentos vencedores serem, possivelmente, aqueles mais competitivos para operarem por 120 horas por ano, caso a realidade operativa requiera que eles gerem energia em tempo acima do parâmetro estabelecido na contratação, os custos totais poderão se apresentar bastante elevados, se comparados com empreendimentos menos competitivos para 120 horas por ano, mas com menores custos variáveis.

A título de exemplo, realiza-se a seguir uma comparação entre dois empreendimentos vencedores do LRCAP/2021, com dados disponíveis na CCEE, considerando os valores de receita fixa, disponibilidade de potência e CVU no leilão. O empreendimento que ficou em 5º lugar, aqui nomeado Usina I, apresentou preço de potência de cerca de R\$874 mil/MW-ano, e o empreendimento que ficou em 17º, aqui nomeado por Usina II, apresentou preço de potência de R\$881 mil/MW-ano.

Os resultados dos parâmetros destas usinas são apresentados na Tabela 3.

---

<sup>4</sup> <https://www.ccee.org.br/en/web/guest/mercado/leilao-mercado>

Tabela 3 – Parâmetros técnico-financeiros de dois empreendimentos vencedores do LRCAP/2021. FONTE: CCEE.

Empreendimento	Disponibilidade de Potência [MW]	Receita Fixa [R\$/MW-ano]	CVU [R\$/MWh]	Preço da Potência [R\$ mil/MW-ano]
Usina I	45,5	627.707	2.050	874
Usina II	39,3	815.720	544	881

Com base nas informações de receita fixa (em R\$/MW-ano) e CVU, apresentados na Tabela 3, estima-se o custo total de cada uma das duas usinas em termos de preço de potência, em função do tempo de operação anual. Os resultados da estimativa são apresentados na Figura 2.

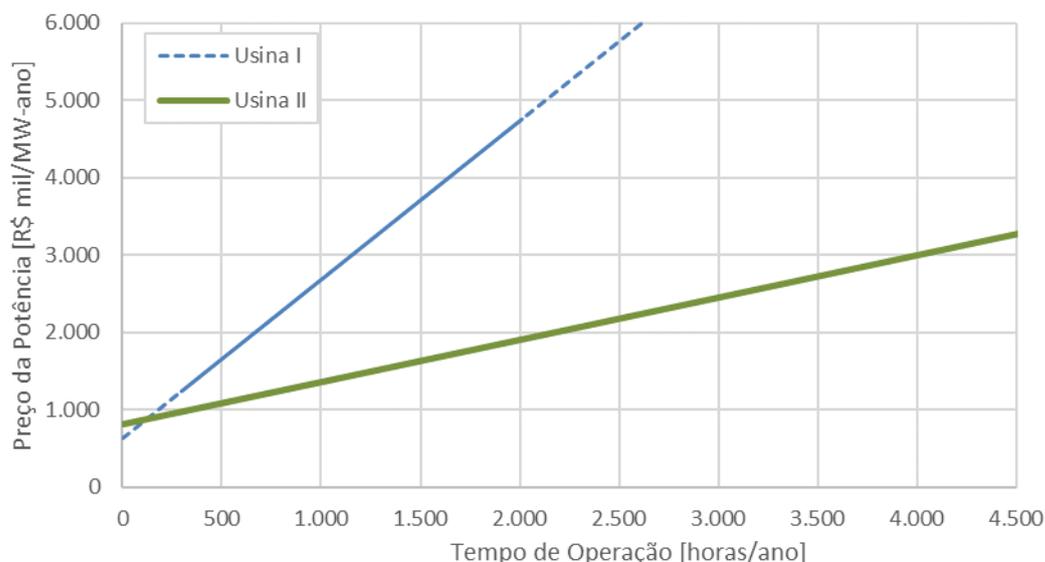


Figura 2 – Preço da potência em função do número de horas de operação anual para duas usinas vencedoras do LRCAP/2021. FONTE: Elaboração própria, a partir de dados da CCEE.

Pela Figura 2, a Usina I apresenta vantagem competitiva em relação à Usina II para até 125 horas por ano. A partir disso, a competitividade da Usina I fica bastante comprometida. Caso ambas tenham que operar por 1.000 horas ao longo de um ano, o custo total da Usina I será duas vezes superior ao custo da Usina II naquele ano. Se a operação anual for maior que isto, a discrepância de custos entre ambas aumenta ainda mais.

Caso na etapa de competição, o fator  $f$  fosse de 1.000 horas por ano, ao invés de 120, a Usina I teria sua competitividade bastante comprometida se mantivesse os parâmetros de receita fixa e CVU, abrindo oportunidade para soluções de suprimento com relação mais equilibrada entre receita fixa e custos variáveis, entre CAPEX e eficiência operativa, que minimizam custos para tempos de operação mais elevados (1.000-1.500 horas por ano), sem risco de arrependimento significativo caso a realidade operativa seja de poucas horas por ano (120 horas ou menos).

Neste sentido, com um fator  $f$  mais aderente à realidade operativa, a necessidade de restrição de CVU teto no leilão fica menos relevante, sendo possível permitir tetos de CVU mais elevados, com o benefício de maior número de modelos de negócio de soluções de geração na competição.

Dado o papel fundamental do fator  $f$  como critério de seleção de empreendimentos no leilão de capacidade, evidencia-se o desafio de se estabelecer o valor adequado deste parâmetro. Com base em dados históricos de operação das termelétricas, foi realizado um levantamento do fator de capacidade médio anual das usinas flexíveis no SIN, a óleo diesel e a óleo combustível, conforme apresentado na Figura 3. Estas usinas seriam aquelas com menor probabilidade de

despacho, pelos valores relativamente elevados de custos variáveis, tendo um papel semelhante àquele a ser desempenhado pelas usinas contratadas no LRCAP/2021 e, provavelmente, próximo das que serão contratadas no LRCAP/2024 para atendimento à capacidade (a depender da versão definitiva da Portaria de Diretrizes). O horizonte de análise do estudo é desde 2010 até 2023. Os dados foram obtidos do ONS e da EPE.

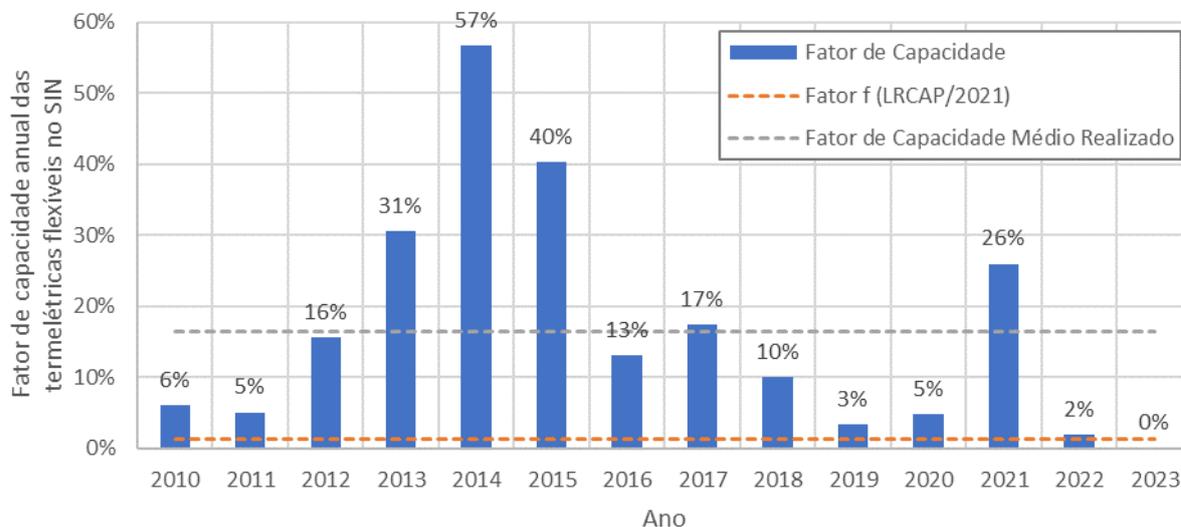


Figura 3 – Fator de capacidade médio anual das usinas flexíveis no SIN, a óleo diesel e óleo combustível, de 2010 a 2023. FONTES: ONS<sup>5</sup> e EPE<sup>6</sup>.

Pelos resultados apresentados na Figura 3, verifica-se que o fator de capacidade médio anual das usinas flexíveis ao longo dos últimos 14 anos foi de 17%, o que corresponde a cerca de 1.500 horas por ano de operação. Durante a crise do setor elétrico de 2014, estas usinas apresentaram fator de capacidade médio anual de 57%, indicando operação de cerca de 5.000 horas. A realidade histórica operativa ao longo de mais de uma década não guarda relação com o fator  $f$  de 120 horas por ano do LRCAP/2021.

Ciente do problema da incompatibilidade entre as obrigações contratuais, o critério de suprimento de potência e a competitividade no leilão em 2021, a EPE, em Nota Técnica N°EPE-DEE-NT-050/2023-R0, disponibilizada na Consulta Pública N°160/2024, propõe que as obrigações contratuais sejam aderentes ao atendimento ao requisito de potência. Neste sentido, a EPE sugere que as obrigações de entrega dos empreendimentos sejam de 120 horas mais críticas por ano.

Contudo, na redação da Portaria N°774/GM/MME/2024, não há menção à obrigação de entrega nos termos sugeridos pela EPE, mas sim, de disponibilidade máxima, com flexibilidade, conforme consta no Art. 4º, Parágrafo Único da referida Portaria:

*Parágrafo único. Os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 deverão apresentar características de flexibilidade operativa que garantam o atendimento dos despachos estabelecidos na programação da operação pelo ONS, bem como aqueles determinados durante a operação em tempo real.*

<sup>5</sup> [https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao\\_energia.aspx](https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx)

<sup>6</sup> Planos Decenais de Expansão de Energia, publicados entre 2010 e 2021.

E no Art. 5º, § 2º:

*§ 2º Fica alocado ao empreendedor o risco relativo à incerteza de despacho do seu empreendimento pelo ONS, inclusive no que se refere à quantidade de partidas e paradas, bem como ao tempo de operação e à quantidade de energia produzida.*

Compreendendo que o tipo da contratação para o LRCAP/2024 se aproxima mais de um contrato por disponibilidade do que aquele proposto pela EPE na Nota Técnica NºEPE-DEE-NT-050/2023-R0, para suprimento apenas das 120 horas mais críticas do ano, entende-se que o fator  $f$  que otimizará a contratação na fase da competição não será o de 120 horas por ano, mas um valor superior, que contemple, adicionalmente, a estimativa de geração por ordem de mérito, por segurança energética, por contingências na rede elétrica, entre outros.

Com relação às horas de operação das termelétricas no futuro, a Wartsilä apresentou em 2023 um estudo desenvolvido internamente à EPE e ao MME sobre resultados da otimização da operação da matriz elétrica brasileira no ano de 2031, oriunda do cenário de referência do PDE 2031. Neste estudo, considerou-se discretização horária para despacho durante todo o ano, simulando a operação com representações hidrológicas contemplando o histórico de vazões entre os anos de 1931 a 2013, agrupados em 3 cenários principais: úmido, médio e seco.

Entre os principais resultados do estudo, é apresentado na Tabela 4 a estimativa de geração para as termelétricas flexíveis, apontadas no PDE 2031. Considerando uma média ponderada do fator de capacidade em função da probabilidade de ocorrência dos cenários úmido, médio e seco, verifica-se o valor de 11% de fator de capacidade da geração termelétrica flexível, correspondente a cerca de mil horas no ano.

*Tabela 4 – Fator de capacidade da geração termelétrica flexível na otimização do despacho da matriz elétrica brasileira do cenário de referência do PDE 2031, no ano de 2031, em função das condições hidrológicas. FONTE: Wartsilä.*

<b>Cenário</b>	<b>Probabilidade de Ocorrência</b>	<b>Fator de Capacidade</b>
Seco	13%	39,40%
Médio	58%	9,50%
Úmido	29%	1,40%

Como o estudo não considerava aspectos de operação por contingência na rede elétricas nem de segurança energética, o valor de 1.000 horas por ano deve ser interpretado como um piso para a estimativa de operação.

Outro resultado relevante deste mesmo estudo diz respeito ao custo total de implantação e operação de duas alternativas de solução de geração termelétrica flexível, para atender à expansão indicativa do PDE 2031, no cenário de referência, no ano de 2031, descritas a seguir:

- i. Empreendimentos de geração termelétrica de ciclo simples, menos eficientes, com menor CAPEX e maior CVU, consideradas as mais competitivas para contratação de potência com fator  $f$  de 120 horas por ano;
- ii. Empreendimentos de geração termelétrica de ciclo simples, mais eficientes, com maior CAPEX e menor CVU, consideradas mais competitivas para contratação de potência com fator  $f$  de 1.200 horas por ano (estabelecido como parâmetro intermediário a 1.000 e 1.500 horas por ano, verificados previamente).

Os custos totais para cada uma das duas configurações acima apresentadas foram avaliados na operação anual do sistema considerando os três cenários hidrológicos acima: úmido, médio e

seco. A capacidade instalada destas usinas equivale à indicação do PDE 2031 para o fim do horizonte, 14,6 GW. A diferença de custos anuais entre as soluções de geração mais eficientes (ii) e menos eficientes (i) é apresentada na Figura 4.

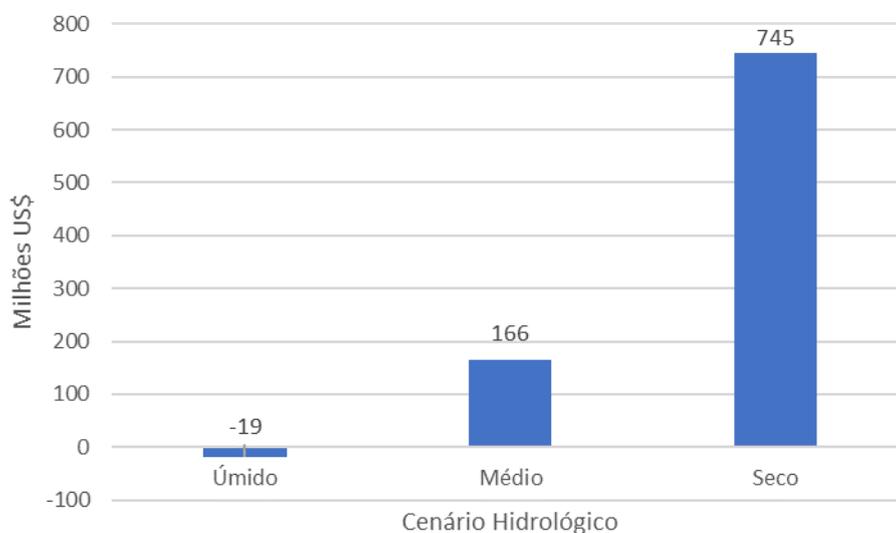


Figura 4 – Diferença de custos totais de implantação e operação, em milhões de dólares, de 14,6 GW de capacidade instalada de duas alternativas de geração termelétrica flexível de ciclo simples (mais eficientes vs menos eficientes), previstas no fim do horizonte de expansão do PDE 2031, no cenário de referência, operando em três cenários hidrológicos distintos: úmido, médio e seco. FONTE: Wärtsilä.

Pela diferença de custos entre soluções termelétricas de ciclo simples mais eficientes contra as menos eficientes apresentada na Figura 4, nota-se que as soluções mais eficientes tendem a ser muito mais econômicas ao sistema do que as menos eficientes e com capex mais competitivo. Apenas no cenário úmido, as usinas menos eficientes são mais vantajosas, contudo, a economia é pouco significativa (US\$19 milhões por ano). Considerando as probabilidades de ocorrência apresentadas na Tabela 4, a economia esperada na contratação das soluções mais eficientes em relação àquelas com menor CAPEX é de US\$188 milhões no ano de 2031. Estes resultados visam a avaliar o potencial impacto da estratégia de fator  $f$  nas contratações dos leilões de capacidade e os consequentes custos totais de implantação e operação das termelétricas na matriz elétrica brasileira no futuro.

Em suma, dentro da métrica do preço de potência  $P_{pot}$ , o fator  $f$  é um parâmetro fundamental para otimizar a contratação das soluções de geração, desde que assuma valor que reflita, em termos médios, a realidade da operação das usinas que vierem a ser contratadas. Dado que o tipo de contrato do LRCAP/2024 aloca riscos da incerteza de despacho e flexibilidade aos geradores, incluindo a quantidade de energia produzida, podendo o ONS despachar tais usinas não somente para o atendimento ao requisito de potência, mas também por ordem de mérito, segurança energética, contingências elétricas, entre outras, entende-se que o fator  $f$  que otimizará a contratação deverá ter valor superior às 120 horas por ano adotadas no LRCAP/2021.

Em avaliações do histórico da operação de termelétricas flexíveis no Sistema Interligado Nacional e em simulações da operação de termelétricas flexíveis na matriz no futuro, verifica-se valores de tempo de operação anual média entre 1.000 e 1.500 horas por ano, porém, o valor de 1.000 horas (das simulações) não considera geração fora da ordem de mérito, como no caso de restrições elétricas ou segurança energética.

Além disso, em simulações realizadas para a operação do sistema em 2031, com base no cenário de referência do PDE 2031, verifica-se que o custo de arrependimento da contratação de termelétricas menos eficientes, competitivas para fator  $f$  de 120 horas por ano é, em média, de US\$188 milhões, comparado aos custos operacionais de usinas mais eficientes, competitivas para fator  $f$  de 1.200 horas. Por outro lado, o custo de arrependimento da contratação de usinas mais eficientes seria negligenciável em relação às usinas menos eficientes no cenário úmido, além de ter probabilidade de ocorrência de apenas 29%.

Neste sentido, sugere-se que para LRCAP/2024 seja adotado um fator  $f$ , exclusivo para fins de competitividade no leilão, entre 1.200 e 1.500 horas por ano, para que a otimização da contratação seja efetivada na realidade operativa das usinas.

### Normativo Atinente e Alterações

Com base no ocorrido no LRCAP/2021, espera-se que o número de horas de operação, fator  $f$ , será definido na publicação da Portaria de Sistemática do LRCAP/2024.

Como este parâmetro guarda relação com assuntos relacionados à Portaria de Diretrizes, como obrigações contratuais dos geradores, incluindo tempo anual de operação, e CVU teto, a Wärtsilä entendeu oportuno antecipar a discussão para a presente consulta pública.

## 8. Segurança Energética e Resiliência a Eventos Climáticos Extremos

Solicita-se que o MME considere aspectos de segurança energética e resiliência do setor elétrico no desenho da contratação do LRCAP/2024 para que o sistema esteja preparado para operar com confiabilidade sob condições climáticas extremas no futuro, ao menor custo aos consumidores.

### Contextualização e Motivação

A segurança energética e resiliência a eventos climáticos extremos têm se mostrado temas de extrema relevância ao setor elétrico brasileiro recentemente, especialmente em função de temporadas de secas, que comprometeram a disponibilidade hidrelétrica, exigindo longos períodos de despacho das termelétricas para complementar a oferta de eletricidade e recuperar níveis dos reservatórios de regularização hidráulica.

Do ponto de vista sistêmico, a segurança energética pode ser entendida como “a capacidade de ... atender à demanda energética atual e futura de forma confiável, resistir e se recuperar rapidamente de choques sistêmicos com mínima interrupção do suprimento”<sup>7</sup>. Por sua vez, resiliência na ótica do planejamento energético pode ser entendida como a “capacidade de absover impacto de eventos extremos com menor perturbação no funcionamento do sistema e do mercado, tanto pela ótica de segurança quanto de custo”<sup>8</sup>.

---

<sup>7</sup> World Energy Council, 2022. *World Energy Trilemma Index 2022*.

<sup>8</sup> EPE, 2023. Nota Técnica Nº EPE/DEE-DEA/001/2023-R0. *Escassez Hídrica em 2021. Diagnóstico e Oportunidades para o Planejamento da Expansão da Oferta de Eletricidade*.

No caso da matriz elétrica brasileira, sua configuração baseada em renováveis, com predominância das hidrelétricas, condiciona parte da oferta de eletricidade ao clima. Assim, um dos principais riscos de choques sistêmicos na oferta está relacionado a condições climáticas extremas, especialmente, a temporadas de secas.

Dados históricos de energia natural afluente nas bacias que englobam o Sistema Interligado Nacional mostram que o Brasil enfrentou uma sequência de anos secos, sistematicamente abaixo da média de longo termo, desde 2012 até 2023. O período crítico é compreendido entre 2014 e 2021, quando ocorreu o ano mais seco da série histórica, desde 1931. Estes eventos impactaram em redução da disponibilidade das hidrelétricas e comprometeram os níveis dos reservatórios de regularização, expondo o setor elétrico a elevados níveis de preços *spot*, ao risco de déficit de potência e energia e a contratações emergenciais com custos extremamente elevados aos consumidores.

A Figura 5 apresenta os valores médios anuais de energia natural afluente (ENA) no Sistema Interligado Nacional (SIN) em relação à média de longo termo (MLT), entre os anos 2000 e 2023. A Figura 6 apresenta os níveis de armazenamento dos reservatórios de regularização do SIN, de janeiro de 2010 a dezembro de 2023 e a correspondente geração termelétrica. A Figura 7 apresenta os valores médios semanais do custo marginal da operação (CMO), valores nominais em R\$/MWh, de janeiro de 2010 a dezembro de 2023.

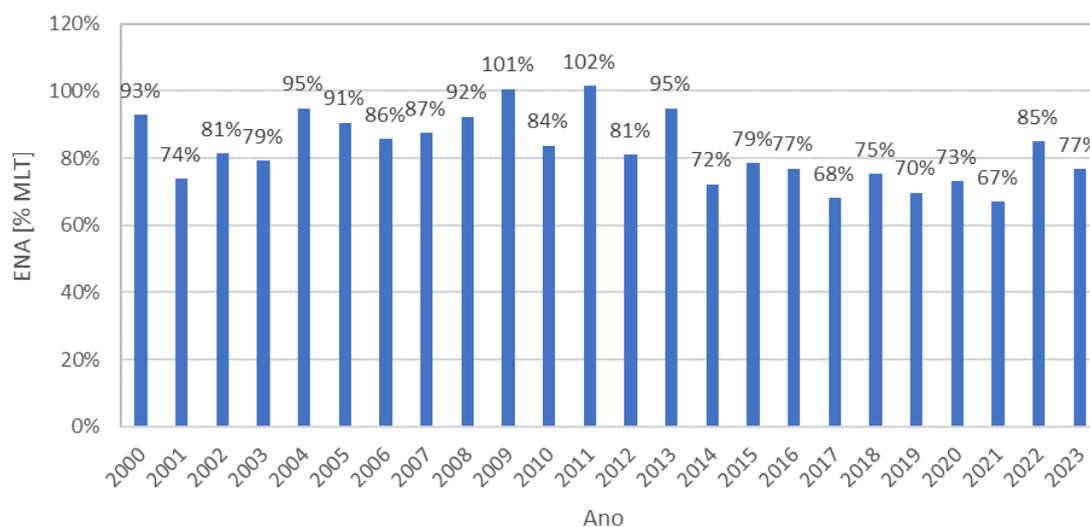


Figura 5 – Médias anuais da energia natural afluente (ENA) armazenável em relação à média de longo termo (MLT).  
FONTE: Elaboração própria a partir de dados do ONS<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> [https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados\\_hidrologicos\\_vazoes.aspx](https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados_hidrologicos_vazoes.aspx)

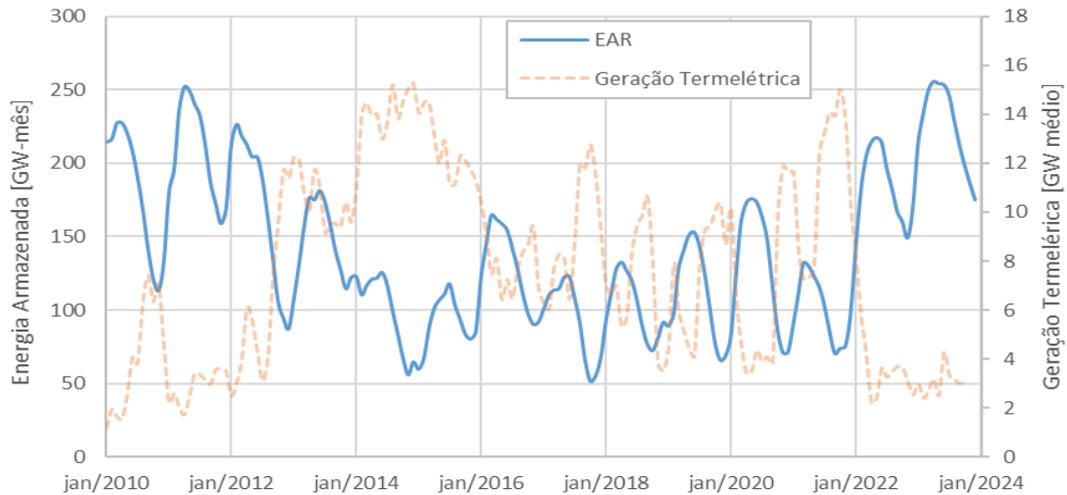


Figura 6 – Energia armazenada, em GW-mês, e geração termelétrica, em GW médio, verificados no SIN, de janeiro de 2010 a dezembro de 2023. FONTE: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

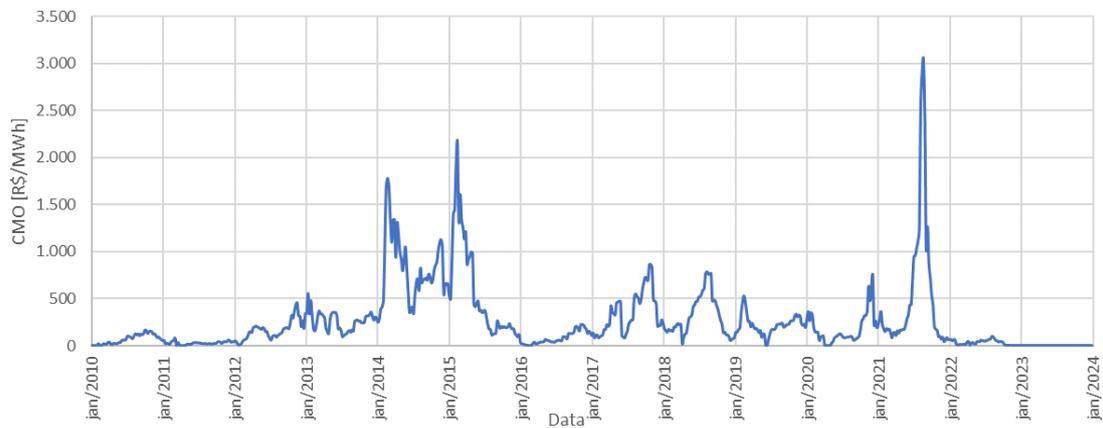


Figura 7 – Valores médios semanais do Custo Marginal de Operação, em R\$/MWh, no submercado Sudeste/Centro-Oeste, de janeiro de 2010 a dezembro de 2023. FONTE: Elaboração própria a partir de dados do ONS<sup>10</sup>.

Além dos impactos sistêmicos das secas, há que se mencionar eventos regionais, como a recente seca na região Amazônica ocorrida em 2023, que culminou na interrupção da operação da Usina Hidrelétrica de Santo Antônio (3,6 GW) por duas semanas<sup>11</sup>, bem como no risco de apagão em diversos sistemas isolados, em função das restrições do suprimento de combustível para geração elétrica, decorrente da inviabilidade de navegação fluvial na região amazônica. Atualmente, vale mencionar a crise hídrica na Colômbia, que, em decorrência do El Niño, está com as hidrelétricas do país à beira do colapso e com as termelétricas operando todos os dias da semana<sup>12</sup>.

Com relação ao futuro, a expectativa é que eventos climáticos extremos se tornarão mais frequentes, conforme estudo da EPE:

*“...existe um consenso na comunidade científica relacionada à meteorologia e recursos hídricos, onde estudos científicos mostram que devemos nos preparar para a ocorrência mais frequente e mais severa de eventos climáticos como a escassez hídrica*

<sup>10</sup> <https://dados.ons.org.br/dataset/cmo-semanal>

<sup>11</sup> EPBR. *Hidrelétrica de Santo Antônio volta a funcionar. Após ser paralisada pela seca no Rio Madeira, usina volta a gerar com três turbinas*. 16/10/2023.

<sup>12</sup> Bnamericas. *Colômbia expande energia térmica e interrompe exportações para o Equador*. 16/04/2024.

de 2021, a exemplo do que consta no Relatório AR6, Sixth Assessment Report, do Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), das Nações Unidas, publicado em outubro de 2021.”<sup>13</sup>

Tal previsão com relação ao futuro é importante, pois permite que o planejamento do setor elétrico se prepare para situações de estresse do sistema, sem ser pego novamente de surpresa, na falsa perspectiva de que os eventos recentes foram pontuais e que não se repetirão. O planejamento adequado para a resiliência a eventos climáticos extremos deverá evitar os custos elevados e riscos de déficit vivenciados no passado, especialmente em 2021.

Dados do Intergovernmental Panel on Climate Change das Nações Unidas (IPCC) mostram, através de resultados de simulações de mudanças no padrão do clima, que o Brasil será impactado, no médio prazo (2021-2040) por aumento de temperatura média (Figura 8), aumento no número de dias por ano com temperatura elevada, acima de 35°C (Figura 9), redução da precipitação, em termos percentuais (Figura 10), e aumento do número consecutivo de dias secos (Figura 11). Todos estes dados tomam como referência a média dos anos 1995 a 2014. Importante destacar que, o aumento da temperatura média é responsável por modificação no fino balanço dos ecossistemas, impactando em aumento de eventos extremos, como períodos secos, enchentes, ondas de calor e de frio<sup>14</sup>. Tais mudanças nos padrões climáticos, caso se concretizem, deverão impactar o setor elétrico, tanto na demanda, com elevação da carga, quanto a oferta, com a redução da disponibilidade hidrelétrica.

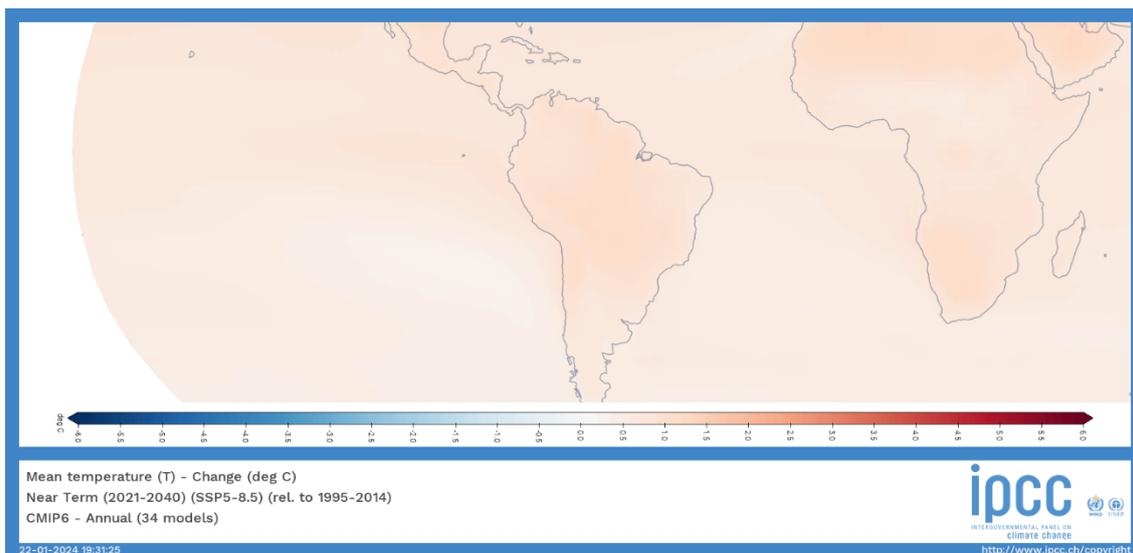


Figura 8 – Variação da temperatura média, em graus Celcius, estimada para o período 2021-2040, com relação ao período 1995-2014. FONTE: IPCC.

<sup>13</sup> EPE, 2023. Nota Técnica Nº EPE/DEE-DEA/001/2023-R0. *Escassez Hídrica em 2021. Diagnóstico e Oportunidades para o Planejamento da Expansão da Oferta de Eletricidade.*

<sup>14</sup> <https://www.bbc.com/portuguese/articles/clmp08dj43vo>

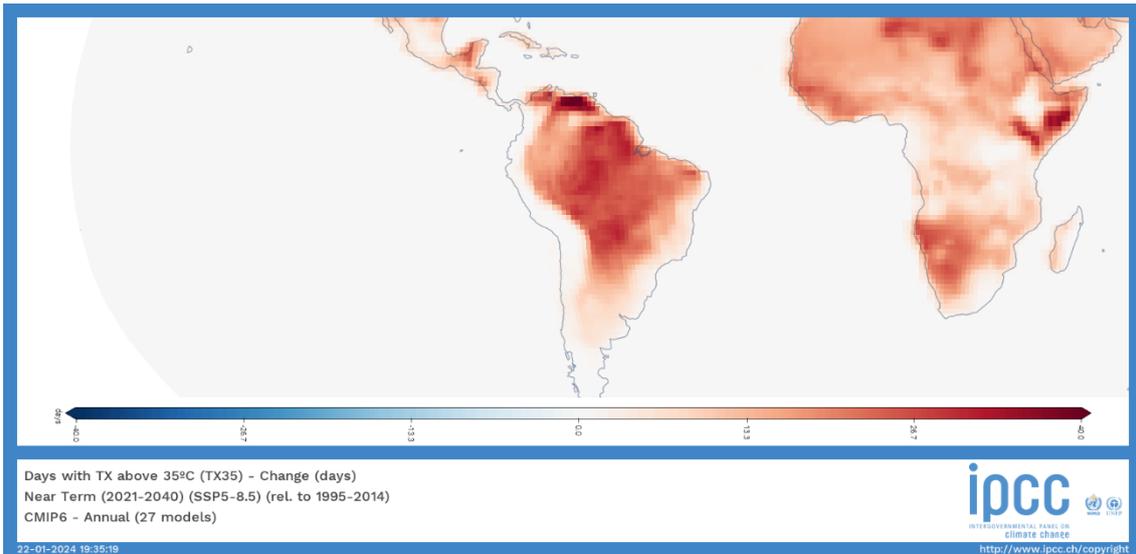


Figura 9 – Variação do número de dias por ano com temperatura acima de 35°C, estimado para o período 2021-2040, com relação ao período 1995-2014. FONTE: IPCC.

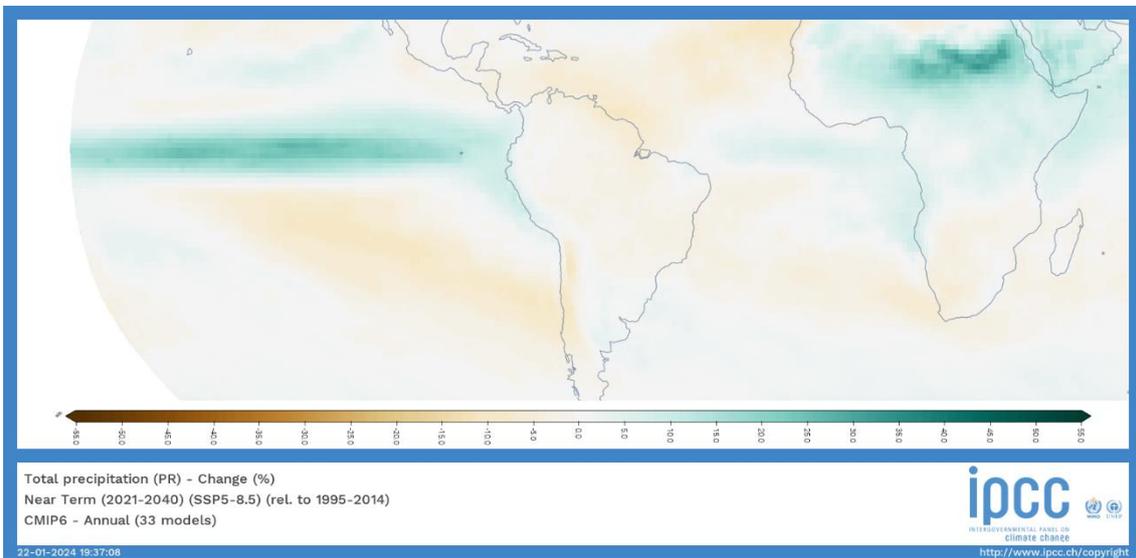


Figura 10 – Variação na precipitação total anual, em termos percentuais, estimado para o período 2021-2040, com relação ao período 1995-2014. FONTE: IPCC.

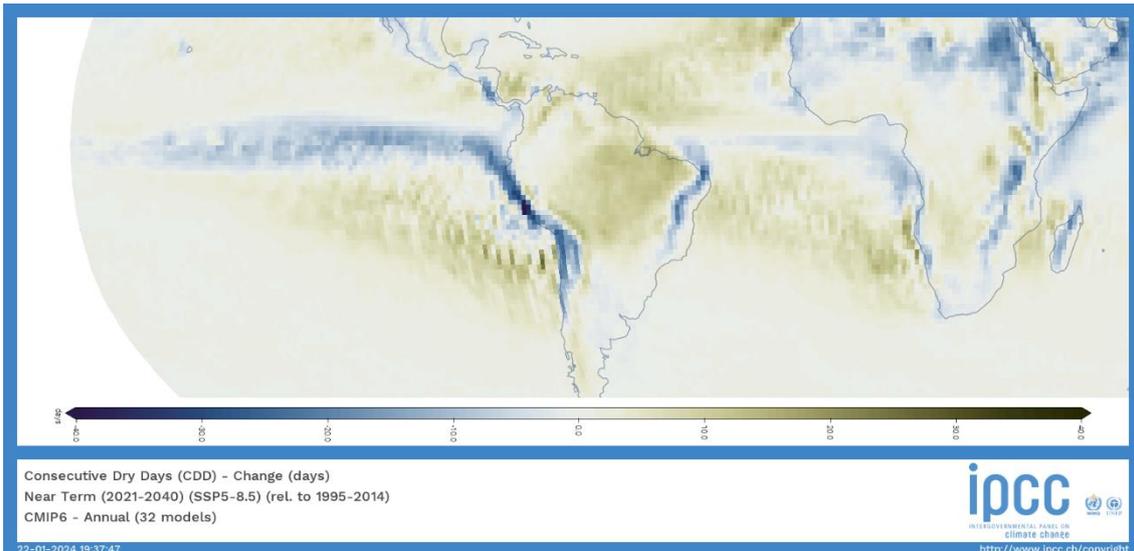


Figura 11 – Variação no número de dias secos consecutivos por ano, estimado para o período 2021-2040, com relação ao período 1995-2014. FONTE: IPCC.

No longo prazo (2040-2060), estima-se que a redução da disponibilidade das hidrelétricas no Brasil se acentuará em função das mudanças climáticas, conforme apontado em estudo da Agência Internacional de Energia, na Figura 12.

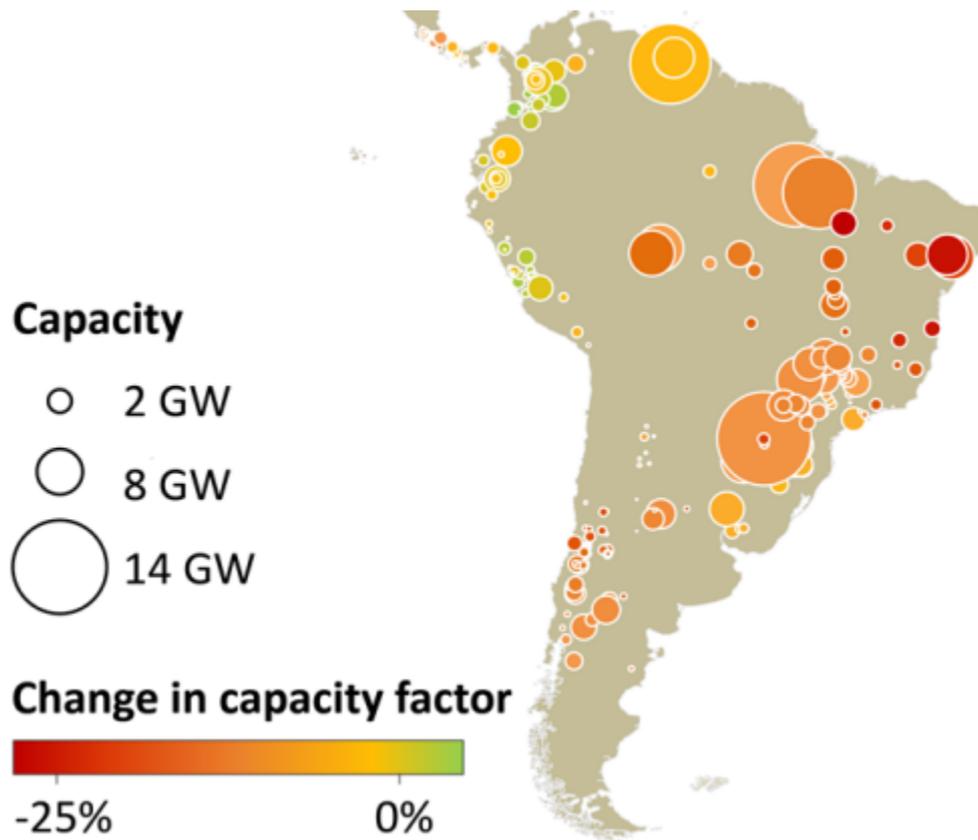


Figura 12 – Impactos de longo prazo (2040-2060) na oferta das hidrelétricas existentes, relativamente ao período 1970-2000. FONTE IEA Latin America Energy Outlook 2023.

Como as termelétricas exercem o papel de complementariedade às hidrelétricas no Brasil, entendemos que a resiliência climática do setor elétrico e a segurança energética serão

garantidas também pela contratação de soluções de geração termelétrica adequadas, capazes de prover energia despachável, com flexibilidade, e eficiência operativa, ao menor custo para o sistema.

Neste sentido, entendemos que a materialização da segurança energética e resiliência da matriz elétrica brasileira a eventos climáticos extremos pode se dar através da contratação no LRCAP/2024, desde que as condições de contratação estejam aderentes às necessidades do sistema elétrico.

Importante destacar que as soluções termelétricas ótimas para atender de forma versátil e às diferentes demandas do setor elétrico (operação na base em períodos críticos, ociosidade em períodos úmidos, flexibilidade para complementação de renováveis no curto prazo) não necessariamente implicará em custos adicionais ao setor elétrico. Ao contrário disso, conforme demonstrado ao longo do item 7, incluindo a Figura 4, a contratação de soluções deste tipo seriam significativamente mais econômicas que as usinas de menor CAPEX, menos eficientes, para mais de 70% dos possíveis cenários hidrológicos, incluindo cenários de secas. Nos demais 30% cenários mais úmidos, os custos incrementais das usinas mais eficientes e versáteis seriam negligenciáveis.

## Normativo Atinente e Alterações

As obrigações contratuais e alocações de riscos de despacho e de flexibilidade aos geradores dá ao ONS a prerrogativa para despachar as termelétricas a serem contratadas no LRCAP/2024 por razões de segurança energética, em períodos de seca, ou para atender a eventos de curto prazo de variações na oferta de renováveis, especialmente eólica e solar.

Contudo, entendemos que para que a contratação selecione as soluções mais adequadas para o atendimento a estes diferentes tipos de despacho, que podem exigir tanto operação na base por determinado período, quanto operação diária flexível de poucas horas, são necessárias adequações na Portaria de Diretrizes, incluindo requisitos mínimos de flexibilidade mais restritivos, Art. 9º, inciso V, da Portaria Nº774/GM/MME/2024.

Além disso, antecipa-se que, na Portaria de Sistemática do Leilão a ser publicada, haja o reconhecimento do valor da flexibilidade operativa das termelétricas para o sistema na competitividade do leilão. Caso MME adote a fórmula de preço da potência equivalente à utilizada no LRCAP/2021, será fundamental que o número de horas de operação para fins de competitividade do leilão (fator  $f$ ) seja aderente ao futuro da realidade operativa das termelétricas, considerando no cálculo do número de horas todos os serviços que as termelétricas deverão realizar, de atendimento à potência, geração por ordem de mérito, geração por segurança energética e por contingências na rede elétricas. Estes assuntos foram tratados detalhadamente nos tópicos 4, 5 e 7 deste documento. Entendemos que o acolhimento dos aprimoramentos aqui sugeridos contribuirá para o incentivo à contratação de soluções de suprimento capazes de atender adequadamente a requisitos de segurança energética e resiliência, além de capacidade.