

Como empresa federal de utilidade pública, a Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH apoia o Governo Federal da Alemanha em seus objetivos na área de cooperação internacional.

Publicado por

Projeto Sistemas de Energia do Futuro – Diretor do Projeto – Daniel Almarza

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH Sede social Bonn e Eschborn, Alemanha SCN Quadra 1 Bloco C Sala 1501, 15 andar, Ed. Brasília Trade Center. CEP 70711-902, Brasília-DF, Brasil Telefone: (61) 2101-2170 www.giz.de/brasil	Empresa de Pesquisa Energética Escritório-central (corpo técnico e base operacional) Praça Pio X, n. 54 – 5º andar, Centro Rio de Janeiro – RJ – CEP: 20091-040 Tel.: (21) 3512-3100 www.epe.gov.br
--	--

Coordenação

Gustavo Ponte (EPE)
Roberto Luis Castro Thome (GIZ BR)
Letícia Benso (GIZ BR)
Rafael Kelman (PSR)

Autores:

Jairo Terra (PSR)
Thais Sobrosa (PSR)
Fernanda Thompson (PSR)
Rafael Kelman (PSR)

(As informações podem ser alteradas de acordo com a necessidade do projeto e consulta prévia ao NCPD)

O Projeto Sistemas de Energia do Futuro é fruto da Cooperação Brasil-Alemanha para o Desenvolvimento Sustentável, executado pela Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH em parceria com o Ministério de Minas e Energia (MME) e com recursos do Ministério Federal da Cooperação Econômica e do Desenvolvimento (BMZ) da Alemanha. O projeto tem como objetivo principal apoiar a integração das energias renováveis e eficiência energética no sistema brasileiro de energia.

Rio de Janeiro, 28 de julho de 2025.

1. Mudanças Climáticas e os Desafios para o Setor Elétrico Brasileiro

As mudanças climáticas representam um desafio sem precedentes com impactos diretos no setor elétrico brasileiro, fortemente dependente de recursos naturais renováveis. É essencial compreender como essas mudanças afetam os regimes de vento, irradiação solar e das chuvas e suas consequências na disponibilidade de água nos reservatórios hidrelétricos e de recursos para a geração de energia elétrica. Não menos importante, o aumento de temperatura em regiões do Brasil provoca uma mudança no perfil de consumo e na maioria dos casos, uma maior demanda por energia elétrica.

Nesse contexto, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em parceria com a Cooperação Brasil Alemanha para o Desenvolvimento, por meio da Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, e sob a coordenação do Ministério de Minas e Energia e com recursos do Ministério Alemão para Cooperação Econômica e Desenvolvimento (BMZ) apresenta o estudo: “Impactos das Mudanças Climáticas no Planejamento da Geração de Energia Elétrica”.

O estudo contou com a participação de relevantes instituições do setor elétrico e de pesquisa, como o Instituto de Pesquisas Espaciais (INPE), a Agência Nacional de Águas (ANA) e o Operador Nacional do Sistema (ONS), que aportaram, de forma significativa, conhecimento sobre os impactos das mudanças climáticas na geração de energia elétrica.

O estudo consolida projeções climáticas e modelagens de recursos energéticos para o Brasil, além de simular cenários selecionados de expansão e operação do sistema elétrico brasileiro sob o impacto das mudanças do clima. O objetivo é oferecer um diagnóstico sobre o comportamento da matriz elétrica diante das mudanças do clima, permitindo indicações para um planejamento mais resiliente, justo e adaptado a um futuro incerto.

Além dos aspectos técnicos energéticos, o projeto incorpora dimensões sociais, abordando temas como a pobreza energética e a transição energética justa, com atenção especial às regiões vulneráveis, como o Nordeste.

O estudo utiliza projeções do projeto CMIP6 (Coupled Model Intercomparison Project Phase 6), que embasam os relatórios do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC) e, a partir desses insumos, apresenta três possíveis configurações futuras da matriz elétrica e suas respectivas simulações de geração, avaliando os impactos climáticos sobre a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Os resultados mostram que manter o planejamento baseado no clima do passado poderá gerar maiores custos operacionais, riscos de interrupções no fornecimento de energia e agravamento das desigualdades sociais. Por outro lado, a adaptação antecipada se revela técnica e economicamente viável, além de ser essencial para proteger os mais vulneráveis.

Por fim, o estudo busca se consolidar como referência no aspecto do planejamento energético, oferecendo subsídios técnicos e regulatórios para políticas públicas que tornem o setor elétrico brasileiro mais eficiente, resiliente e preparado para os desafios climáticos. Além de apresentar para o conhecimento coletivo possíveis consequências dessas mudanças, por parte de agentes do setor e da sociedade em geral.

Aspectos Regulatórios e de Governança Setorial

Índice

1. Mudanças Climáticas e os Desafios para o Setor Elétrico Brasileiro	3
2. Introdução	5
3. Impactos dos Eventos Climáticos nos Agentes de Geração	7
4. Estudos de Caso com Viés Regulatório.....	12
5. Proposições Regulatórias.....	22
6. Considerações Finais.....	40
7. Referências	42

2. Introdução

O arcabouço regulatório em qualquer setor da economia idealmente deveria conseguir se antecipar às evoluções tecnológicas e se adequar à constante transformação do mundo. No entanto, a resposta regulatória tende a atuar para que externalidades negativas de um mundo em transformação não impactem a eficiência de mercados. A celeridade desta reação a novos paradigmas é crucial, assim como a formulação de mecanismos adequados aos novos contextos.

Isso se aplica especialmente ao setor elétrico, que vivencia transformações aceleradas, que devem ser consideradas na formulação de atualizações regulatórias. Dentre estas transformações, ressaltam-se: (i) as mudanças climáticas e necessidade de adaptação aos eventos extremos; (ii) a elevada inserção de geradores renováveis não despacháveis e (iii) as mudanças nos padrões de consumo trazidas principalmente pela evolução de tecnologias que permitem maior interação entre consumidores e o sistema.

Com o objetivo de mitigar os efeitos da mudança climática, políticas energéticas devem desincentivar o uso de combustíveis fósseis na matriz. Entretanto, os vultosos investimentos em fontes renováveis variáveis, principalmente eólica e solar, localizados tanto na rede de transmissão quanto na rede de distribuição, tem promovido alterações relevantes nos padrões horários de demanda líquida e, consequentemente, repercutido em novos e crescentes desafios para a operação das redes. O aumento do uso de eletricidade em diversos países também contribui à complexidade operativa, que é exacerbada pelos desafios da mudança climática. Isso pode ser facilmente percebido pela combinação de mais aparelhos de ar-condicionado instalados com mais dias de calor extremo.

Os consumidores também vêm aumentando a complexidade operativa através da inserção de geração distribuída e armazenamento de energia em baterias. Num futuro próximo, a integração de veículos elétricos também para descarga de energia em suporte às redes elétricas (*Vehicle to Grid*) e a ação de empresas agregadoras de flexibilidade (resposta da demanda) também contribuirão para o aumento da complexidade pelo lado da demanda.

A despeito dos esforços de mitigação de emissões, globalmente fortemente conectadas aos usos de energia, nos últimos anos, vêm se registrando globalmente cada vez mais casos de ondas de calor e de frio duradouras, incêndios florestais, chuvas intensas e enchentes, secas prolongadas, entre outros eventos climáticos extremos. Os impactos desses eventos percorrem os mais diversos setores da economia, gerando prejuízos significativos à produção, logística, saúde e bem-estar, afetando cada vez mais pessoas e comunidades. O impacto sobre o setor elétrico merece atenção especial, dado seu papel central como infraestrutura crítica e serviço essencial. A interrupção no fornecimento de energia elétrica pode desencadear efeitos em cascata, afetando o funcionamento de hospitais, sistemas de abastecimento de água, transporte, telecomunicações e serviços de emergência.

Diante da intensificação das mudanças climáticas, que tornam mais frequentes e severos os eventos extremos, o setor elétrico precisa se adaptar para novos desafios de forma a assegurar confiabilidade e resiliência dos sistemas elétricos ao menor custo possível. Isso só será possível com uma regulamentação adequada continuamente.

Com o aumento desses eventos, é fundamental que o arcabouço regulatório do setor elétrico incorpore mecanismos de gestão de risco climático e promova a modernização dos critérios de

planejamento e operação do sistema elétrico, incentivando tecnologias flexíveis capazes de responder aos extremos climáticos. A resposta ágil às condições climáticas adversas será importante.

O Produto 8 desse estudo promove os aspectos regulatórios e de governança setorial necessários para aprimorar a resiliência do sistema de geração de energia elétrica diante de eventos climáticos extremos. O presente relatório analisa como as alterações climáticas desafiam o funcionamento das regulamentações vigentes e propõe soluções para a operação do sistema elétrico, com exemplos de experiências nacionais e internacionais.

Os próximos capítulos são estruturados da seguinte forma:

- **Capítulo 2** - Impactos dos eventos climáticos nos agentes de geração, com foco no Brasil, como esses eventos vem alterando as demandas do setor, e diagnóstico do arcabouço regulatório e de adequações necessárias para o enfrentamento dessas questões.
- **Capítulo 3** - Apresentação de estudos de caso, nacionais e internacionais, em que eventos climáticos extremos exigiram uma resposta regulatória – emergencial ou estrutural - para adequação do fornecimento de energia elétrica.
- **Capítulo 4** - Considerando o exposto nos capítulos anteriores, apresenta proposições regulatórias adaptadas ao cenário atual para um desenho de mercado capaz de mitigar os impactos dos eventos climáticos extremos, em especial, serão avaliadas mudanças estruturais, em oposição a medidas emergenciais.
- **Capítulo 5** - Apresenta as conclusões, destacando a importância da regulação do setor elétrico ser adequada aos desafios dos eventos climáticos extremos.

3. Impactos dos Eventos Climáticos nos Agentes de Geração

Os eventos climáticos extremos impactam cada vez mais os agentes de geração de energia. Esses efeitos ocorrem, principalmente, em três eixos. O primeiro diz respeito a variabilidade de disponibilidade de recursos, que afeta diretamente a oferta de insumos necessários para a produção de energia. Variações nos padrões de precipitação e vazão, radiação solar e ventos refletem diretamente na geração de fontes renováveis, tanto aquelas despacháveis, como hidrelétricas, quanto naquelas intermitentes, como eólicas e solares.

Outro eixo relevante diz respeito às variações na demanda por eletricidade. Eventos climáticos adversos possuem consequências quanto ao perfil de consumo de energia, muitas vezes relativo a uma busca por maior conforto térmico em resposta a temperaturas extremas. O uso de equipamentos de refrigeração - em especial o ar-condicionado - e aquecedores se torna mais frequente, exigindo que a oferta de energia responda de acordo, adequando o fornecimento.

Por fim, é essencial destacar os riscos associados à infraestrutura do setor. Usinas, redes de transmissão, subestações, barragens e demais componentes do sistema estão frequentemente expostos a eventos extremos, como ventos fortes, enchentes e deslizamentos. Diante disso, a resiliência estrutural desses ativos deve ser prioritária tanto na fase de implantação quanto durante a operação, assegurando o suprimento contínuo de energia mesmo em situações adversas.

No Brasil, a presença de um parque hidrelétrico com grandes reservatórios distribuídos em bacias hidrográficas com diferentes regimes hidrológicos, associada a uma malha de transmissão de abrangência nacional, além da atuação coordenada do Operador Nacional do Sistema (ONS), tem possibilitado, até o momento, a superação de diversos desafios relacionados à segurança do suprimento de energia. Nesse arranjo, cada um desses elementos exerce um papel fundamental na resiliência e flexibilidade operativa do sistema.

Dessa forma, considerando os potenciais impactos descritos na **Figura 1** e o contexto brasileiro, a análise de como as mudanças climáticas afetam o sistema elétrico, terão os seguintes enfoques:

- a relação entre as mudanças climáticas e a operação de usinas hidrelétricas;
- o aumento da incerteza na operação do sistema; e
- o impacto dos eventos extremos na integração dos ativos de geração.

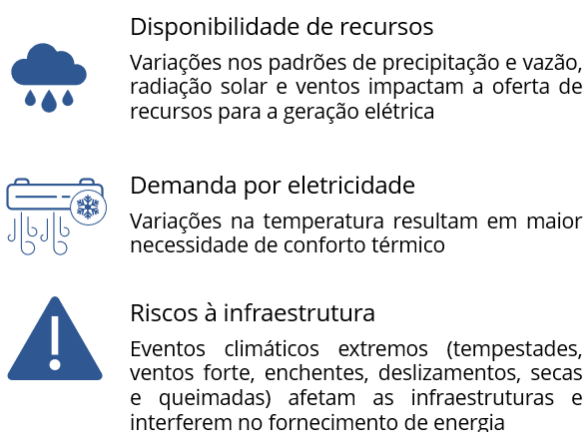


Figura 1 Potenciais impactos das mudanças climáticas nos agentes de geração (Adaptado de IPEA)

3.1 Hidrelétricas como ativo de resiliência

No arranjo operativo do sistema elétrico brasileiro, destaca-se o papel fundamental das usinas hidrelétricas, capazes de armazenar grandes volumes de energia afluyente entre períodos de seca e cheia. Em geral, essas usinas também oferecem recursos de reserva e flexibilidade operativa, essenciais para compensar a variabilidade inerente às fontes renováveis intermitentes.

Além disso, por se tratar de um recurso não poluente, a fonte hidrelétrica se consolida como um ator crucial no enfrentamento dos impactos climáticos, prevenindo o agravamento das condições ambientais ao evitar emissões de gases poluentes durante sua operação — e contribuindo ainda com seus grandes reservatórios para a mitigação de impactos hidrológicos.

Entretanto, se por um lado as hidrelétricas têm desempenhado um papel de mitigação frente aos efeitos elétricos de um mundo em transformação, por outro, elas também estão sujeitas a desafios técnicos e econômicos crescentes, decorrentes da intensificação dos eventos climáticos extremos, diretamente relacionada às mudanças climáticas globais.

Esses efeitos se manifestam de forma crítica em três dimensões centrais:

- Controle de cheias,
- Restrições energéticas, e
- Respostas rápidas a variações no consumo de energia.

O aumento da frequência e da intensidade de chuvas extremas impõe pressões significativas sobre a operação dos reservatórios hidrelétricos, que precisam equilibrar a segurança hídrica e a geração de energia com a proteção de áreas urbanas e rurais contra enchentes. Esses eventos acentuam os riscos à integridade das estruturas dos reservatórios e aumentam a complexidade da sua operação, especialmente diante das responsabilidades associadas aos usos múltiplos da água.

A operação de controle de cheias, embora não esteja diretamente relacionada à geração de energia, é executada pelas hidrelétricas. Com o aumento da probabilidade de ocorrência de eventos extremos, como as inundações recentes em Porto Alegre, torna-se necessário aprimorar a gestão dos recursos hídricos, o papel das hidrelétricas nesse contexto e estabelecer estratégias operacionais mais eficazes para lidar com tais eventos e avaliar. Também é importante avaliar a construção de novos reservatórios, não necessariamente para a produção de energia, mas direcionados ao amortecimento de cheias que assolam as cidades.

Por outro lado, secas prolongadas, como as verificadas durante as crises hídricas de 2001 e 2021, comprometem os níveis dos reservatórios, reduzindo significativamente a capacidade de geração das usinas. Nesses cenários, podem ocorrer restrições energéticas, elétricas e socioambientais, com impactos em escala nacional. Nessas situações, o sistema é forçado a acionar usinas termelétricas mais caras e poluentes, o que aumenta os custos para os consumidores e eleva as emissões de gases de efeito estufa. Além disso, essa dependência acentua a pressão sobre o planejamento energético de curto prazo, reduzindo a previsibilidade de custos e investimentos.

Em 2024, o cenário hidrológico se aproximou daquele registrado nos momentos de maior escassez hídrica do país, reforçando a hipótese de que essas ocorrências tendem a se tornar cada vez mais frequentes. Diante disso, torna-se fundamental o planejamento prévio e a preparação estrutural e institucional para o enfrentamento desses desafios.

Box #1: Hidrelétricas como ativos de resiliência

Apesar dos desafios impostos pela redução de precipitação em muitas bacias hidrográficas, com correspondente redução de vazões, usinas hidrelétricas com reservatórios representam um trunfo para o sistema elétrico por conciliarem:

- Modicidade tarifária e sustentabilidade ambiental, reduzindo a geração térmica em larga escala.
- Segurança energética e resiliência operativa, pelo armazenamento de energia e formação de reservas estratégicas para enfrentar períodos de maior escassez hídrica.

Além de seu papel no setor elétrico, os reservatórios hidrelétricos também prestam serviços relevantes à sociedade, como o controle de cheias, o suporte à captação de água para abastecimento, a viabilização da navegação fluvial e o fomento ao turismo em diversas regiões.

Conclui-se que o fortalecimento das hidrelétricas frente às mudanças climáticas requer a estruturação de um arcabouço regulatório que preserve e valorize suas múltiplas funções, promovendo investimentos em sua modernização e assegurando condições operativas compatíveis com o novo contexto climático. Destacam-se medidas como efficientização do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, aprimoramento da formação de preços para uma sinalização econômica mais eficiente para a operação e expansão das hidrelétricas e o reconhecimento e remuneração de todos os serviços prestados à sociedade.

3.2 Elevação da incerteza na operação do sistema

Às mudanças nos padrões de precipitação somam-se as alterações nos regimes de vento e o aumento das incertezas de curto prazo, que impactam diretamente a geração renovável variável e não despachável, como as fontes eólica e solar, bem como a carga diária do sistema.

Essa crescente incerteza operacional exige a disponibilização de recursos capazes de responder de forma rápida e flexível, garantindo o equilíbrio entre oferta e demanda, especialmente diante de eventos extremos, como ondas de calor ou frio, que provocam variações súbitas no consumo de energia e na geração das fontes renováveis.

Do lado da demanda, essas flutuações decorrem do uso intensificado de equipamentos para mitigar extremos climáticos, como ar-condicionado e aquecedores. Do lado da oferta, a variabilidade na geração depende de insumos ambientais, como vento e radiação solar, cada menos previsíveis.

Para mitigar os efeitos dessas oscilações, o ONS recorre a ativos despacháveis, cuja geração pode ser controlada em tempo real, como hidrelétricas e termelétricas. Nesse contexto, torna-se essencial valorizar os atributos desses recursos, bem como integrar tecnologias de armazenamento de energia, que reforçam a segurança e estabilidade operativa, sobretudo no fornecimento de serviços

ancilares, capacidade e flexibilidade.

Em síntese, os eventos climáticos extremos impactam diretamente a confiabilidade, flexibilidade e sustentabilidade da matriz elétrica brasileira. Adaptar a operação dos agentes de geração a esse novo contexto exige não apenas a incorporação de tecnologias mais resilientes, mas também uma revisão do arcabouço regulatório, de modo a reconhecer os riscos climáticos como elemento estruturante do planejamento e da operação do setor elétrico.

Box #2: Elevação da incerteza na operação do sistema

O planejamento do setor elétrico brasileiro, desde suas origens, foi forçado a lidar com a incerteza hidrológica, o que impulsionou o desenvolvimento de um arcabouço técnico robusto, tanto na operação quanto na expansão do sistema, capaz de considerar múltiplos cenários e otimizar decisões com foco na modicidade tarifária e segurança de suprimento. No entanto, essa estrutura sempre esteve orientada à incerteza de longo prazo, caracterizada por uma volatilidade percebida ao longo dos meses e estações do ano.

Com as mudanças climáticas e a intensificação de eventos extremos, essas incertezas de longo prazo estão sendo reforçadas, ao mesmo tempo em que surgem novas incertezas no curto prazo. Inicialmente, tais incertezas se manifestaram com a rápida adoção de fontes renováveis não despacháveis, motivada por seus baixos custos e pelo papel central na mitigação das mudanças climáticas. No entanto, esse cenário se agravou à medida que os padrões de vento, precipitação, e radiação solar, apresentam maior imprevisibilidade.

Esse novo desafio, porém, pode ser enfrentado com abordagens similares às já utilizadas para lidar com as incertezas de longo prazo, desde que adaptadas ao horizonte intradiário e diário, envolvendo:

- O desenvolvimento de um *framework* de otimização baseado em cenários de geração e consumo de curtíssimo prazo.
- O investimento em metodologias de previsão meteorológica e energética que auxiliem a tomada de decisão pelo operador.
- Novas abordagens para formar as reservas operativas (próxima seção).

Essas iniciativas podem ser incentivadas por um arcabouço regulatório capaz de alocar de forma eficiente o risco do desvio de geração.

3.3 Impacto dos eventos extremos na integração dos ativos de geração

O sistema de transmissão brasileiro interliga as diversas regiões do país, viabilizando a transferência de grandes blocos de energia elétrica entre áreas com excedentes e regiões com maior demanda, promovendo o uso eficiente da diversidade geográfica dos recursos energéticos. O ONS exerce papel estratégico na otimização integrada dos recursos disponíveis, buscando o despacho econômico e confiável das fontes de geração, de forma a garantir o equilíbrio entre oferta e demanda, tanto em tempo real quanto no longo prazo.

Essa integração, no entanto, vem sendo progressivamente desafiada por eventos climáticos, como

ventos intensos que derrubam torres de transmissão, ou o aumento de queimadas e tempestades elétricas, que favorecem o desligamento automático de linhas por atuação dos sistemas de proteção.

Embora este relatório tenha foco nos impactos das mudanças climáticas sobre o segmento de geração, o aumento de falhas na integração entre geração e carga requer ações que extrapolam o reforço físico das linhas de transmissão. Tais desafios exigem, adicionalmente, o aumento da capacidade de resposta do sistema, por meio de:

- Elevação das reservas operativas
- Incremento da inércia dos subsistemas
- Desenvolvimento de mecanismos de proteção mais robustos, capazes de atuar tanto do lado da carga quanto da geração para evitar a propagação de falhas e desligamentos em cascata.

Box #3: Impacto dos eventos extremos na integração dos ativos de geração

Historicamente, as reservas operativas no Brasil foram determinadas com base em dois parâmetros principais: um percentual da carga, para cobrir variações de curto prazo imprevistas; e um percentual da geração renovável de cada subsistema, para compensar oscilações bruscas na produção dessas fontes.

Esse modelo de definição determinística de reservas, no entanto, pode subestimar os riscos associados a falhas na transmissão, especialmente aquelas que desconectam subsistemas inteiros do restante do sistema interligado. Para mitigar esse tipo de situação, recomenda-se:

- A revisão da metodologia de cálculo das reservas, com base em cenários mais realistas e probabilísticos de operação do sistema.
- O investimento em mecanismos complementares, como:
 - Resposta da demanda, para aliviar a carga em situações críticas.
 - Soluções de armazenamento de energia, como baterias.
 - Usinas hidrelétricas reversíveis, capazes de fornecer tanto energia quanto serviços de flexibilidade e estabilidade ao sistema.

Essas medidas são fundamentais para fortalecer a resiliência da integração entre geração e consumo, frente à crescente frequência e severidade dos eventos climáticos. Também pode haver incentivos por uma regulamentação que promova maior participação de recursos energéticos distribuídos.

4. Estudos de Caso com Viés Regulatório

Cada vez mais frequentes, os casos de eventos climáticos extremos frequentemente impactam o setor de energia elétrica, como aprofundado no capítulo anterior. Em muitos casos, as consequências desses impactos revelam fragilidades existentes na regulação que tornam o sistema suscetível a esses impactos. Adicionalmente, em muitos casos, medidas emergenciais se fazem necessárias para conter o impacto desses eventos no fornecimento de eletricidade.

Neste capítulo, serão analisados casos, tanto nacionais quanto internacionais, nos quais diferentes eventos climáticos extremos resultaram em mudanças regulatórias no suprimento de energia elétrica. No Brasil, destacam-se a realização do Procedimento Competitivo Simplificado (PCS), elaborado em resposta a crise hídrica de 2021, e as recentes discussões quanto a mudança no critério de suprimento para operação e planejamento do sistema.

Internacionalmente, destacam-se as mudanças regulatórias realizadas pelo operador do sistema do Texas (ERCOT), depois da tempestade de inverno *Uri* em 2021, e as medidas de resiliência tomadas após as ondas de calor e incêndios florestais na Califórnia.

4.1 Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) – Brasil

Em 2021, o Brasil enfrentou o pior cenário hidrológico em mais de 90 anos, agravando o cenário já presente de baixos níveis de armazenamento nos reservatórios. Dada a predominância hídrica na matriz elétrica do país, tal conjuntura despontou em uma crise no setor de energia elétrica, com riscos significativos ao suprimento no biênio 2021/2022.

A **Figura 2** ilustra a evolução da Energia Natural Afluente (ENA, que é a quantidade de água que chega às usinas hidrelétricas contabilizada na forma de energia), em termos percentuais em relação à Média de Longo Termo – MLT (média dos 91 anos do histórico), para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) e Nordeste (NE), que somam 88% da capacidade máxima de armazenamento do sistema. Percebe-se que o SIN atravessou 9 anos consecutivos com ENA abaixo da média histórica, com piora acentuada no período 2020/2021.

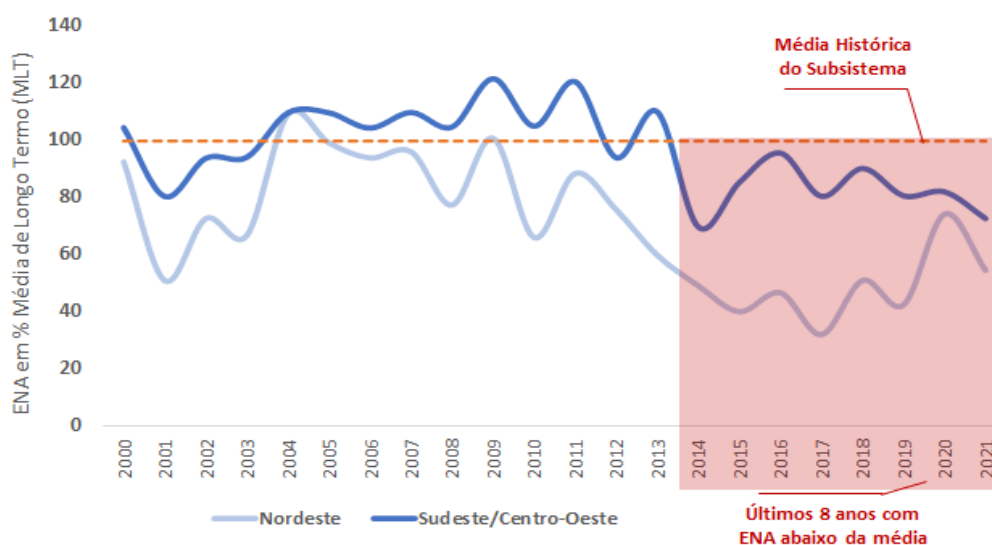


Figura 2 Evolução da energia natural afluente dos subsistemas SE/CO e NE - % da MLT (Fonte: ONS)

Diante deste cenário, em 28 de junho de 2021 foi publicada a Medida Provisória nº1.055/2021, criando a Câmara de Regras Excepcionais para Geração Hidroenergética (CREG). Esse órgão, com duração limitada até 30 de dezembro de 2021, tinha o objetivo de tomar medidas emergenciais para a otimização do recurso hidroelétrico e apoiar o enfrentamento da escassez hídrica.

Diferentes medidas foram adotadas para aumentar a segurança de suprimento, como o despacho de térmicas por segurança energética, importação de energia e flexibilização de limites de confiabilidade e restrições socioambientais. Dentre elas, destaca-se a realização de contratação de reserva de capacidade por meio do Procedimento Competitivo Simplificado (PCS), determinado pela Resolução nº 4 da CREG.

O PCS foi um leilão estabelecido para preservar a segurança de suprimento eletroenergético no país por meio da contratação excepcional de energia de reserva. Foram estabelecidas simplificações de prazos e requisitos para publicação de diretrizes e edital do leilão, assim como para cadastramento e habilitação técnica de projetos, dentre outras. Dois produtos foram contratados: o primeiro na modalidade de quantidade, ofertado a termelétricas a biomassa, eólicas e solares. O segundo, na modalidade por disponibilidade, foi ofertado a termelétricas a gás natural, óleo combustível e diesel. A participação era restrita a empreendimentos que não haviam entrado em operação comercial e localizados nos subsistemas elétricos Sudeste/Centro-Oeste e Sul, cuja perspectiva de atendimento era pior do que nas regiões Norte e Nordeste.

O PCS resultou na contratação de 776 MW_{med}, com preço médio pouco acima de R\$1.500/MWh. O elevado preço do leilão refletiu a necessidade do sistema de assegurar a continuidade de suprimento, bem como a precificação do risco pelos vencedores, considerando o curto prazo para entrega, de aproximadamente seis meses. Os custos da contratação foram rateados entre todos os usuários de energia elétrica, repassados aos consumidores mediante Encargo de Energia de Reserva (EER). Ou seja, a necessidade de contratação emergencial foi onerosa ao consumidor, apesar de considerada necessária para a segurança do suprimento durante a seca.

O PCS se caracterizou como uma medida de caráter emergencial, adotada perante o cenário de seca extrema e a necessidade de contratação rápida para o fornecimento de potência ao sistema. No mesmo ano, outro procedimento significativo também foi realizado, com o objetivo de assegurar o atendimento a potência do sistema, o Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP). Em contrapartida ao PCS, o LRCAP possui um caráter estrutural, e foi desenhado para acontecer periodicamente, remunerando agentes pela sua disponibilidade associada a capacidade firme. Considerou a sobrecontratação de energia das distribuidoras – que, por isso, não tinham interesse nos novos leilões de energia – enquanto as dificuldades para atender a ponta cresciam.

Dessa forma, os custos referentes à contratação do LRCAP também são repartidos entre todos os usuários de energia elétrica por meio de encargo específico, naquilo que todos os consumidores serão beneficiados pelo aumento de segurança de suprimento. O certame contribuiu para a resiliência do sistema a longo prazo, considerando mudanças recentes e constantes no perfil de geração renovável, dependentes das condições climáticas.

Box #4: Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) - Brasil

A solução para enfrentar a seca severa que provocou crise energética no país foi contratar energia emergencial a preços elevados, rateados por todos os consumidores. Ficou patente a demanda por um arcabouço regulatório capaz de enfrentar adversidades climáticas. O PCS pode ser visto como medida de adaptação, necessária para garantir o suprimento de energia.

De aprendizado ficou a importância de planejar medidas preventivas de forma a evitar que situações semelhantes voltem a ocorrer com elevado custo .

4.2 Mudanças no Critério de Suprimento – Brasil

Segundo o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), o sistema tem enfrentado momentos cada vez mais críticos de estresse para atendimento de potência, que requerem cada vez mais resiliência para enfrentamento das situações conjunturais de restrição de geração ou aumento de demanda horária cada vez mais frequentes. Nesse sentido, desde maio de 2023, o CMSE já sinaliza a necessidade de recursos adicionais para garantia de suprimento.

No segundo semestre de 2023, o país começou a sentir os impactos do *El Niño*, um fenômeno climático caracterizado pelo aquecimento anômalo das águas do Pacífico Equatorial, que altera ventos e padrões de chuva em várias regiões do planeta, inclusive no Brasil, como indicado na **Figura 3**. Particularmente, as regiões Sudeste e Centro-Oeste foram impactadas por temperaturas acima da média, enquanto na região Sul houve aumento da precipitação, com chuvas intensas. As regiões Norte e Nordeste usualmente sofrem com secas e estiagem em consequência do *El Niño*.

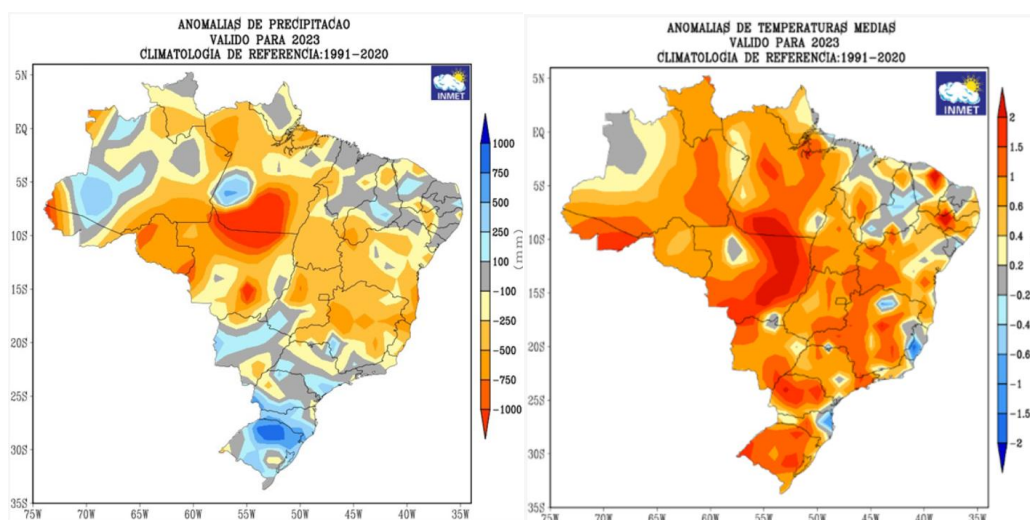


Figura 3 Anomalias de precipitação médias (esquerda) e de temperaturas médias (direita) em 2023

Nesse contexto, os reservatórios da região Norte foram severamente impactados, enquanto recordes de carga ocorreram no Sudeste e Centro-Oeste, em resposta a onda de calor que

perdurou nas regiões. O cenário de temperaturas e carga elevada e condição de oferta reduzida elevou o Custo Marginal da Operação (CMO) nos horários de ponta da carga, e foi necessária a realização de importações emergenciais de energia.

Em agosto de 2024, o ONS indicou que, para os meses seguintes, o complemento ao atendimento à ponta seria realizado com maior geração termelétrica, acionamento do programa de Resposta Voluntária da Demanda (RVD), e importação de energia elétrica da Argentina e Uruguai.

Diante da repetição de eventos de estresse de potência, o MME lançou a Consulta Pública nº 175/2024, propondo alterações nos parâmetros do critério de atendimento à potência por CVaR (*Conditional Value at Risk*) e LOLP (*Loss of Load Probability*), para garantir confiabilidade do SIN.

- O LOLP representa a probabilidade de déficit de potência – ou seja, a chance de o sistema não conseguir atender toda a carga demandada em algum momento ao longo do ano. Historicamente, o critério brasileiro admitia um LOLP de até 5%;
- Já o CVaR é uma métrica que busca capturar o impacto esperado, em termos econômicos, das situações mais severas de déficit. Representa o valor médio do custo do déficit nos piores cenários, geralmente 5% mais críticos.

Esses indicadores são usados como referências para o planejamento da expansão da geração para avaliar se o sistema possui recursos suficientes para atender à carga com segurança, e devem ser respeitados como critérios de atendimento a energia (apesar de não ser o foco da Consulta Pública). Essas métricas de risco traduzem a percepção de risco coletiva de falhas no suprimento de energia elétrica, e devem considerar as evoluções do sistema. Em especial, destacam-se como mudanças recentes e relevantes:

- Menor participação hidroelétrica, devido a estagnação da expansão dessa fonte.
- Aumento da participação de fontes renováveis variáveis, em especial eólica e solar, cuja crescente competitividade trouxe novos desafios a operação.
- Maior participação de Recursos Energéticos Distribuídos (RED) no atendimento à carga.
- Aumento da frequência de eventos climáticos extremos, que impactam a disponibilidade de recursos para fornecimento de energia.

A Consulta Pública propõe redução dos parâmetros de risco para 3%, elevando a antecipação contratual de reserva de potência. Essa redução indica que o sistema estará mais avesso ao risco de falha no suprimento, aumentando a resiliência do sistema. Como uma das principais consequências dessa alteração, tem-se um aumento da demanda por potência nos próximos LRCAP de 5,5 GW em 2028 para 6,71 GW.

Com a antecipação da contratação de capacidade, com o objetivo de reduzir a exposição a riscos relacionados ao suprimento de potência, há também impacto esperado no custo repassado aos consumidores. Segundo estimativas do relatório de Análise de Impactos Regulatórios (AIR) associado a Consulta Pública, a adoção desta medida resultaria em um aumento de 45,9% no Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (ERCAP) – que custeia a contratação do LRCAP.

Em contrapartida, espera-se que a adoção desta revisão de parâmetros auxilie o ONS a atender a demanda crescente por recursos de potência, em especial em momentos de eventos climáticos extremos, como ondas de calor, secas prolongadas e tempestades severas.

Box #5: Mudanças no Critério de Suprimento - Brasil

A proposta de revisão dos critérios de suprimentos no Brasil (por meio da Consulta Pública nº 175/2024) representa uma inflexão importante no planejamento energético nacional, ao incorporar de forma mais explícita os riscos associados ao atendimento de potência. A redução dos parâmetros de risco (LOLP e CVaR) de 5% para 3% reflete maior aversão institucional ao risco de falhas no atendimento à carga, sinalizando a necessidade de reforço na contratação de potência firme, especialmente em um contexto de maior participação de fontes renováveis variáveis e de eventos climáticos extremos mais recorrentes.

Embora a medida implique aumento nos encargos setoriais, ela visa reduzir a exposição a situações emergenciais e melhorar a resiliência do sistema elétrico nacional. A proposta também representa uma atualização relevante da abordagem regulatória frente às transformações estruturais do setor elétrico brasileiro, promovendo maior segurança energética para os próximos ciclos de expansão e operação do SIN.

4.3 Aprimoramentos em resposta a tempestade de inverno “Uri” no Texas, EUA (2021)

Entre os dias 13 e 17 de fevereiro de 2021, o Texas enfrentou a Tempestade de Inverno Uri (“*Winter Storm Uri*”), um evento de frio extremo com temperaturas de até -18°C e recordes históricos em várias cidades. Mais de 4,5 milhões de residências (cerca de 10 milhões de texanos) ficaram sem eletricidade durante o pico do evento, como indica a **Figura 4**, algumas por vários dias.

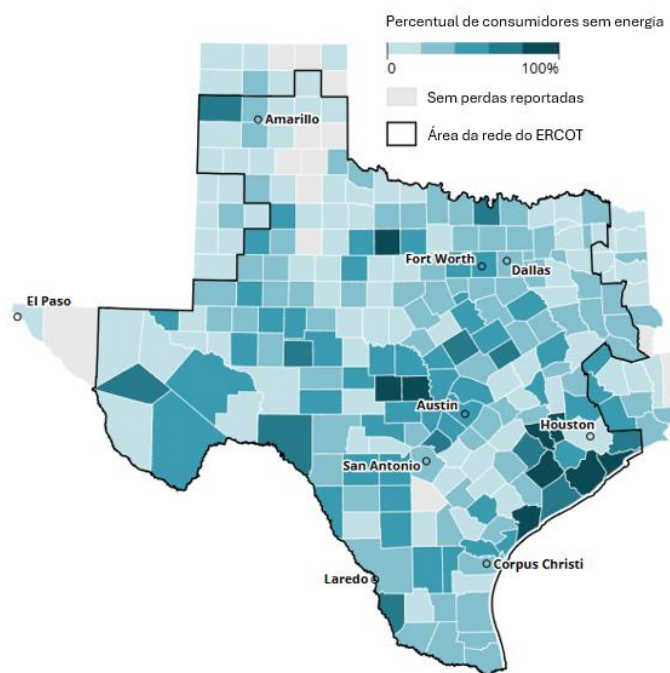


Figura 4 Interrupções no fornecimento de energia no Texas entre 10h e 11h, em 16 de fevereiro de 2021

A crise energética se deu uma vez que o frio incomum aumentou significativamente a demanda por eletricidade para aquecimento de residências e comércios, enquanto o sistema no Texas foi historicamente otimizado considerando o padrão de demandas mais altas durante o verão. Em fevereiro de 2021, o ERCOT (operador do sistema elétrico no Texas) apresentou recorde histórico de demanda de inverno, atingindo mais de 69 GW – um aumento que teria sido ainda maior se não fossem as interrupções forçadas ao fornecimento.

Adicionalmente, o frio e gelo extremos tornaram uma parcela significativa das usinas geradoras do estado incapaz de operar. A extensão do congelamento foi tão grande que isolou gasodutos, geradores e turbinas, preparando terreno para uma crise energética, e foi principal responsável pela maioria das falhas de geração. Outro aspecto relevante diz respeito a problemas no fornecimento de combustível, principalmente em usinas a gás natural. O Texas não realizou preparação adequada para o frio nos seus sistemas de eletricidade e gás e a interdependência entre as falhas nos dois sistemas agravou a crise.

As repercussões financeiras desse evento poderão durar décadas, uma vez que consumidores podem acabar tendo que arcar com cerca de US\$ 50 bilhões em contas de energia, em razão da disparada nos preços, que buscava incentivar o aumento da produção. Adicionalmente, contas inesperadas de gás natural para as distribuidoras de gás também oneram os consumidores e justificaram processos judiciais para proteger os consumidores de preços exorbitantes, enquanto evitam que empresas de energia fiquem sobrecarregadas com dívidas impagáveis.

A onda de frio teve, ainda, efeitos cascata sobre outros serviços dependentes de eletricidade, como tratamento de água potável e serviços médicos. Em entrevista realizada pela *Texas Energy Poverty Research Institute* (TEPRI), 40% dos entrevistados passaram dois ou mais dias sem água limpa, 30% ficaram sem água encanada.

Esses efeitos físicos sobre as famílias afetaram desproporcionalmente famílias de baixa renda – que vivem em situações de infraestrutura de isolamento térmico e encanamento piores, e possuem menos recursos para se realizar e consertar danos. Nesse contexto, muitos tiveram que recorrer a fontes alternativas para recursos necessários, como utilizar o forno, o carro ou queima de madeira para aquecimento (27%, 28% e 20% dos entrevistados, respectivamente), ou reaproveitar a água provinda da neve (20% dos entrevistados).

Desde então, algumas mudanças regulatórias foram implementadas para mitigar a ocorrência de um novo evento como o passado. Primeiramente, o ERCOT, em conjunto com a Comissão de Serviços Públicos do Texas (PUCT) implementaram regras obrigando ativos do mercado a proteger seus componentes críticos contra congelamento e acúmulo de gelo, a ser inspecionado. Essa medida tem como objetivo assegurar a operação desses equipamentos em cenários de clima extremo.

Além disso, o preparo para frio extremo se estende também às infraestruturas críticas de gás natural, para que consigam operar em condições de temperatura adversa. Esse mecanismo busca garantir o suprimento de gás, apontado como uma das principais questões para atendimento a demanda recorde no inverno de 2021. Esse ponto é particularmente relevante ao se considerar que a redução do volume de gás sendo consumido reduz a pressão na malha de transporte, dificultando ainda mais seu acesso, gerando um ciclo vicioso – retroalimentado dificuldades no fornecimento de energia elétrica.

Também endereçando os problemas com fornecimento de gás natural, outra medida tomada foi impedir que essas instalações participem do programa de Serviço de Resposta de Emergência (ERS). Nesse esquema, muitas instalações de gás participavam de cortes voluntários quando preços de energia subiam, com o intuito de reduzir suas contas de luz. Com isso, durante a tempestade, várias instalações que participavam do programa foram obrigadas a reduzir o consumo, agravando a escassez de energia.

O programa de Serviço de Resposta de Emergência sofreu, ainda, outras alterações, passando a poder ser ativado antes da declaração de uma emergência, agilizando o processo de resposta a um evento extremo. Somado a isso, a curva de resposta da demanda em operação foi ajustada para enviar sinais de preço mais cedo, incentivando mais geração e resposta da demanda como recursos essenciais para mitigar efeitos adversos desses eventos.

Nessa linha, o ERCOT passou a adotar uma postura mais conservadora para aumentar a confiabilidade, passando a operar com reservas adicionais e adicionando mais geração preventiva para evitar novas crises. Para reduzir riscos no mercado, o teto de preços foi reduzido de US\$ 9.000/MWh para US\$ 5.000/MWh. Adicionalmente, esse teto passou a contemplar também serviços ancilares, antes sem limites, e cujos preços chegaram a mais de US\$ 25.000/MWh.

Por fim, o ERCOT vem estabelecendo novos produtos no mercado com o objetivo de criar novas oportunidades de receitas para os geradores para ajudar a manter o funcionamento estável da rede elétrica. Esses produtos incluem pagamento por combustível firme, serviço de reserva de contingência contratados por meio de mercado e serviços de suporte de tensão.

A tempestade de inverno Uri está intrinsecamente ligada aos efeitos das mudanças climáticas, e a expectativa é que esses eventos sejam cada vez mais frequentes. É importante destacar que um episódio semelhante já havia ocorrido em 2011, uma década antes, revelando vulnerabilidades significativas no sistema elétrico do Texas. Naquela ocasião, as falhas identificadas indicaram a necessidade de medidas estruturais, mas as ações adotadas após o evento mostraram-se insuficientes para prevenir o colapso de 2021. Esse histórico evidencia que, mais do que elaborar planos de resposta a emergências, é fundamental garantir sua implementação efetiva e a devida fiscalização ao longo do tempo.

Box #6: Aprimoramentos em resposta a tempestade de inverno Uri do Texas

A tempestade de inverno Uri evidenciou fragilidades significativas do sistema elétrico frente a eventos de frio extremo, especialmente devido à forte interdependência entre o fornecimento de energia elétrica e de gás natural. Em resposta aos impactos observados, diversas medidas foram adotadas com o objetivo de mitigar a ocorrência de novos eventos com proporções semelhantes. Dentre as principais ações, destacam-se:

- Reforço na fiscalização das instalações elétricas e de gás, com foco na verificação do preparo para condições climáticas severas, visando garantir sua operação contínua durante eventos extremos;
- Aprimoramentos no programa de Resposta de Emergência, incluindo a exclusão de instalações essenciais da participação no programa e antecipação da sinalização para acionamento do mecanismo;
- Revisão na formação de preços, com a redução do preço-teto, a fim de proteger os consumidores contra tarifas excessivas em situações críticas;
- Criação de novos produtos no mercado de energia, oferecendo oportunidades adicionais de receita para os geradores e incentivando a construção de um sistema elétrico mais resiliente e responsivo a mudanças de temperatura.

De forma geral, este evento demonstrou a necessidade de mecanismos adicionais ao mercado de energia para garantia de confiabilidade e resiliência no suprimento.

4.4 Ondas de calor na Califórnia, EUA (2020)

Durante o verão de 2020, a Califórnia enfrentou uma das ondas de calor mais severas da sua história recente. Entre os meses de agosto e setembro, o estado registrou temperaturas excepcionalmente altas e que perduraram vários dias. A região do Vale da Morte, por exemplo, atingiu 59°C, possivelmente a temperatura mais alta já registrada. A principal causa foi uma combinação de fatores atmosféricos, incluindo a formação de uma cúpula de calor (*heat dome*) que bloqueou a circulação de sistemas de resfriamento, resultando em calor extremo prolongado. Essa onda de calor contribuiu para a ignição de diversos incêndios florestais, pressionando ainda mais a infraestrutura elétrica, limitando a geração em algumas áreas e elevando riscos de segurança operacional. Cabe destacar que esses eventos de calor extremo vêm se tornando cada vez mais frequentes nas últimas décadas, como indica a **Figura 5** a seguir.

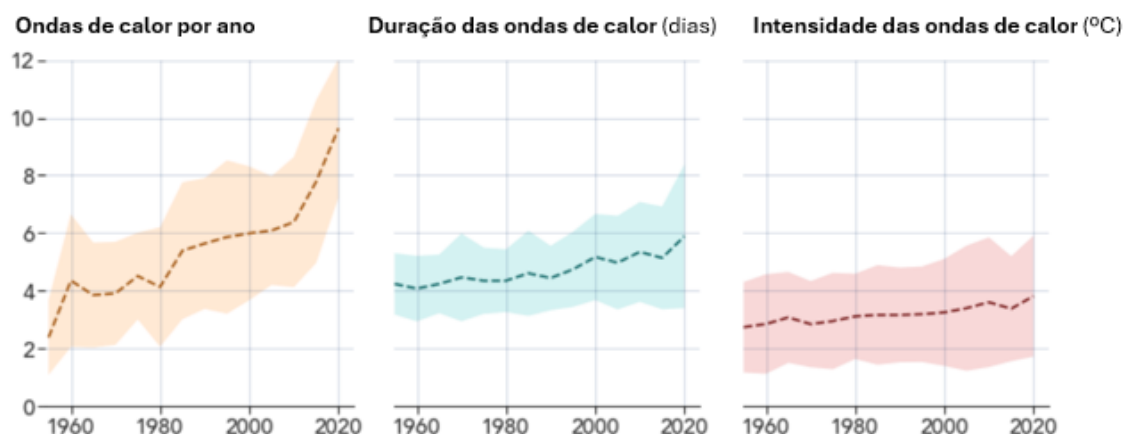


Figura 5 Ondas de calor afetando a Califórnia nas últimas décadas⁸

O calor extremo em 2020 levou a um recorde de demanda elétrica, especialmente no início da noite, quando o uso de ar-condicionado atingia seu pico e a geração solar já começava a cair. Entre os dias 14 e 15 de agosto, o Operador Independente do Sistema da Califórnia (CAISO) foi forçado a implementar apagões rotativos (*rolling blackouts*) para preservar a integridade da rede elétrica⁹. Aproximadamente 800 mil consumidores foram temporariamente afetados, com interrupções durando de 15 minutos a uma hora por ciclo. O evento inflacionou preços no mercado de energia para o dia seguinte. Em agosto, esses preços tiveram uma média de US\$ 77/MWh, mais de três vezes superior à média do primeiro semestre do ano, de US\$ 23/MWh.

Segundo diagnóstico do próprio CAISO, os apagões rotativos ocorreram pela união de três fatores conjunturais:

1. A onda de calor extrema induzida pelas mudanças climáticas em todo o oeste dos estados unidos, que fez com que a demanda por eletricidade superasse os insumos disponíveis para adequação de recursos (RA – *Resource Adequacy*).
2. Durante a transição para uma matriz energética confiável, limpa e acessível, as metas de planejamento de recursos não acompanharam o ritmo necessário para garantir uma quantidade suficiente de recursos que possam ser acionados com segurança nas horas iniciais da noite. Esse fato tornou o equilíbrio entre oferta e demanda ainda mais desafiador durante a onda de calor extrema.
3. Algumas práticas no mercado de energia do dia anterior agravaram os desafios de suprimento sob condições altamente tensionadas.

O CAISO, em conjunto com a Comissão de Serviços Públicos da Califórnia (CPUC) e Comissão de Energia da Califórnia (CEC) tomaram uma série de iniciativas para mitigar ocorrências semelhantes no futuro, com o objetivo de tornar o sistema elétrico da Califórnia mais resiliente a eventos de calor extremo. Em especial, esses esforços miraram a preparação para os verões subsequentes.

Em 2021, a CPUC criou o Programa de Redução de Carga de Emergência (ELRP) para testar uma nova abordagem de Resposta da Demanda com o objetivo de ajudar a evitar apagões rotativos durante os períodos de pico de consumo de eletricidade no verão. Iniciado com a participação apenas de clientes comerciais, o programa foi ampliado para incluir clientes residenciais a partir

do verão de 2022 e nos anos seguintes. Foi concebido para pagar pela redução de consumo ou aumento de fornecimento de eletricidade durante momentos de emergência na rede elétrica.

Adicionalmente, a CPUC direcionou as concessionárias a adquirir mais recursos, alterando a margem de reserva exigida de 15% para 17,5% da carga máxima. Esta mudança fortalece a margem de segurança do sistema. Somado a isso, aprimoramentos regulatórios asseguraram que baterias seguissem requisitos mínimos de carregamento, garantindo que possam devolver energia ao sistema após o pôr do sol em condições críticas. Para isso, um ponto relevante foi tornar mais ágil o processo de conexão à rede de novos agentes, acelerando o fornecimento de novos recursos ao sistema.

Simultaneamente, o CAISO estabeleceu atualizações de modelos analíticos com base nos eventos climáticos do ano anterior, permitindo previsões mais precisas e avisos antecipados a eventos climáticos extremos. Já a CEC trabalhou em melhorar as previsões de demanda de energia, incorporando a maior probabilidade de eventos climáticos extremos, fortalecendo a confiabilidade da oferta e demanda sob diferentes condições climáticas, e avaliação de recursos de energia distribuída, como painéis solares em telhados, para entender melhor seu impacto na confiabilidade do sistema.

Comunicação mais efetiva também foi um grande foco das medidas, buscando a coordenação antecipada em situações de contingência entre CAISO, CPUC e CEC, através de protocolo de comunicação e planos de ação formalizados. As campanhas de comunicação implementadas incluem *Flex Alerts* prolongados (até dez dias antes) e envio de alertas via SMS, maximizando a conservação de energia pelos consumidores do lado da demanda, reduzindo os picos de carga.

Além disso, foram estabelecidos incentivos a sistemas de armazenamento, especialmente por meio de incentivos financeiros e mudanças nas regras de mercado para impulsionar sua viabilidade econômica e operação eficiente. As baterias passaram a ser elegíveis para mecanismos de recuperação de custos operacionais, como o *Bid Cost Recovery* (BCR), que compensa perdas de receita em casos de despacho fora da ordem econômica. O CAISO, por sua vez, revisou as regras de agendamento e despacho para permitir a participação mais ativa das baterias nos mercados de energia.

Box #7: Ondas de calor na Califórnia, EUA (2020)

A experiência dos *rolling blackouts* ocasionados pelas ondas de calor na Califórnia em 2020 mostrou que a dependência excessiva de fontes intermitentes, aliada à defasagem no planejamento de recursos despacháveis, pode comprometer a segurança do fornecimento em momentos críticos. Como resposta, o estado adotou uma abordagem integrada, combinando ações regulatórias, aprimoramento de modelos preditivos, incentivos à flexibilidade do lado da demanda e massivos investimentos em armazenamento de energia. O evento serviu como um marco de inflexão, acelerando reformas estruturais para tornar o sistema mais resiliente, eficiente e adaptado a um clima cada vez mais imprevisível.

5. Proposições Regulatórias

Considerando os impactos de eventos climáticos extremos e os estudos de caso detalhados anteriormente, esta seção tem como objetivo propor aprimoramentos regulatórios que venham a elaborar um arcabouço resiliente, capaz de responder de forma eficiente a ocorrências extremas, que se tornam cada vez mais comuns. Estas melhorias buscam incentivar através de sinais econômicos e normas regulatórias que a atuação de agentes seja diligente e em linha com otimização dos recursos sistêmicos.

Nesse contexto, destaca-se a relevância desses aprimoramentos para estabelecer medidas preventivas que promovam resiliência estrutural do sistema. Em oposição, medidas emergenciais, adotadas pela necessidade de implementar mudanças em um prazo curto, são mais onerosas.

5.1 Aprimoramentos na formação de preços

As distorções na formação de preço de energia comprometem a operação do sistema elétrico, pois enfraquecem os sinais econômicos que orientam a atuação eficiente dos agentes e alocação ótima de recursos. Quando os preços não refletem as reais condições de oferta e demanda, ou os custos associados, o sistema perde eficiência operacional e corre maior risco de desequilíbrios. Esse problema se agrava com as mudanças climáticas, que aumentam a frequência e a intensidade de eventos extremos, como secas prolongadas ou ondas de calor, exigindo respostas mais ágeis e flexíveis do sistema.

Em cenários climáticos cada vez mais voláteis, a ausência de preços bem formados dificulta a antecipação e preparo para essas variações, reduzindo a capacidade do operador de tomar decisões eficientes e aumentando a exposição ao risco de falhas ou custos excessivos. Nesse contexto, destacam-se como potenciais aprimoramentos capazes de endereçar estes pontos, aqueles que venham a aproximar sinais de preço a realidade operacional do sistema.

Um primeiro ponto a ser revisado diz respeito aos modelos computacionais responsáveis por calcular os custos marginais da operação, que resultam nos preços do mercado de curto prazo de energia. Diversas simplificações na representação do sistema nesses modelos, que também são utilizados no planejamento da operação do sistema, são responsáveis por distanciar o cálculo de preços da real operação.

Nesse contexto, é ressaltada a necessidade de incluir representação adequada das restrições de geração ligadas a questões socioambientais. Sua ausência prejudica um processo adequado de formação de preços e de operação dos reservatórios das usinas.

Outro aprimoramento capaz de mitigar as distorções resultantes das simplificações realizadas no modelo é a adoção de modelo de “Despacho por Oferta”, em oposição ao modelo atualmente implementado, que considera um “Despacho por Custos”. No modelo atual, as usinas são despachadas com base nos menores custos operacionais, estimados pelo modelo centralizado do operador do sistema.

Com a adoção do modelo de “Despacho por Oferta”, as usinas passam a poder apresentar lances de quantidade e custos vinculantes para a geração em leilões diários. Dessa forma, o lance reflete a disposição do gerador de ser despachado, utilizada pelo operador para otimização da

operação do sistema para atendimento à carga. Caso haja competição suficiente no mercado, os geradores são incentivados a revelar seu verdadeiro custo de geração, assim como restrições locais e temporais.

Além disso, a implementação de maior granularidade temporal de preços no mercado de curto prazo traz maior dinamicidade aos sinais. Em um contexto de eventos climáticos extremos cada vez mais frequentes, o mercado se beneficia de maior eficiência considerando uma melhoria na representação dos aspectos de restrições operacionais e dos custos reais da operação.

Da mesma maneira, a representação de preços que considere aspectos locacionais mais granulares permitiria resultados melhores para a operação. Para a formação de preços nodais, as restrições de transmissão são consideradas, tornando o resultado mais compatível com a realidade física do sistema.

Por fim, cabe destacar a implementação de um modelo de contabilização dupla como especialmente relevante em um contexto de mudanças climáticas, que aumentam a incerteza e a variabilidade de operação do sistema elétrico. Neste modelo, a contabilização da operação ocorre em dois momentos separados:

- Momento *ex ante*, com base no planejamento da operação, no chamado Mercado de Dia Seguinte.
- Momento *ex post*, com base nos dados reais observados no momento da operação, no chamado Mercado de Balanço.

A adoção deste mecanismo traz incentivo a qualidade de previsão dos geradores, pois esses serão diretamente penalizados por diferenças na operação real. Nesse contexto, o operador recebe informações de maior qualidade para realizar a operação do sistema. Concomitantemente, os agentes são incentivados a aprimorar suas ferramentas de previsão.

Box #8: Aprimoramentos na formação de preços

Distorções na formação de preços de energia comprometem a eficiência e a segurança do sistema, especialmente diante dos desafios crescentes impostos pelas mudanças climáticas. Nesse contexto, destacam-se os seguintes aprimoramentos na formação de preço para aproximar a sinalização de mercado das necessidades reais do sistema:

- **Representação de restrições operacionais** de geradores nos modelos computacionais responsáveis pela formação de preços e planejamento da operação.
- Adoção de modelo de **despacho por oferta**, que incentiva que agentes revelem seu verdadeiro custo operacional, assim como restrições locais e temporais.
- Aumento da **granularidade de preços**, promovendo no mercado de curto prazo, de forma a refletir com maior dinamicidade os custos de operação, assim como suas restrições.
- Formação de **preços nodais**, que considerem a representação de restrições da rede de transmissão.
- Implementação de modelo de **contabilização dupla**, que incentiva o aprimoramento dos modelos de previsão de geração e fornece ao operador informações mais acuradas, ampliando a segurança do fornecimento.

5.2 Novos mecanismos de remuneração

Historicamente, a provisão de serviços associados a geração de energia era majoritariamente realizada por hidrelétricas. Recentemente, com a transformação da matriz elétrica pela inserção em massa de fontes renováveis, a remuneração apenas por energia vem se mostrando ineficiente em incentivar provimento de outros atributos essenciais ao segurança de suprimento. Nesse contexto, é necessário aprimorar a remuneração por serviços cada vez mais requisitados pelo sistema, como capacidade, flexibilidade e serviços ancilares. A definição destes atributos é muitas vezes misturada, demandando uma definição clara que os delimite:

- **Capacidade:** Atendimento a demanda a todo e qualquer instante.
- **Flexibilidade:** Alteração do output para o sistema de forma controlada, em resposta a um sinal externo e com o objetivo de atender aos requisitos do sistema.
- **Serviços Ancilares:** Permitem que o sistema mantenha a segurança de fornecimento corrigindo variações não controláveis de curto prazo.

Estes serviços são diferenciados, principalmente, pelo tempo de acionamento em relação a um dia típico de consumo, como representado pela **Figura 6**. O suprimento de energia representa a área abaixo da curva de carga.

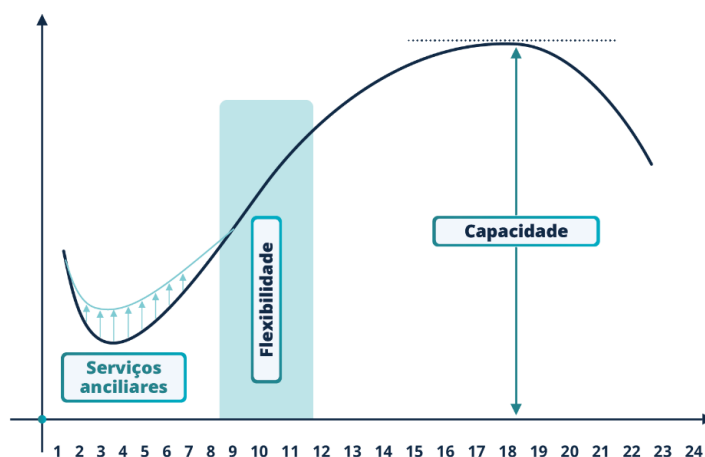


Figura 6 Atributos e tempos de acionamento

Destaca-se que a adequada compensação por esses serviços tende a incentivar a inserção de tecnologias capazes de provê-los, aproximando sinais econômicos à real necessidade do sistema. Mesmo em mercados de energia fortemente desenvolvidos, outros mecanismos são implementados para incentivar e remunerar atributos necessários ao sistema. Isso se dá pois, independentemente do desenho de mercado, não é possível que nenhum modelo reflita exatamente essas necessidades. Quanto pior a sinalização de preços, maior a necessidade de implementação de mecanismos específicos para incentivo a prestação desses serviços.

5.2.1 Capacidade

Com a mudança da matriz elétrica brasileira, o atendimento a demanda por capacidade se tornou um tema mais sensível. Nesse contexto, agentes que contratam no Ambiente de Contratação Livre (ACL) optam por fontes renováveis, que conseguem produzir energia a um custo baixo, enquanto se apoiam na confiabilidade e segurança do suprimento provido pelas termelétricas e hidrelétricas (mais caras) contratadas somente no Ambiente de Contratação Regulado (ACR).

Diante deste paradigma, e da dificuldade para atendimento a ponta, surge em 2021 o primeiro Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP), que buscou contratar termelétricas novas e existentes para o fornecimento de potência firme. Vencedores deste leilão têm direito a uma receita fixa pela disponibilidade do ativo, cujos custos são rateados por todos os consumidores por meio de encargo específico. Assim, essa contratação é arcada por todos os agentes que se beneficiam da segurança de suprimento no sistema, não onerando consumidores regulados desproporcionalmente em relação a consumidores livres.

Apesar da expectativa de que o LRCAP ocorreria anualmente, não houve novo certame desde 2021. Esse atraso se dá, em grande parte, por um esforço do Ministério de Minas e Energia (MME) em incluir a possibilidade de participação de outras fontes – particularmente, as hidrelétricas. Em 2024, uma primeira Consulta Pública (CP MME nº 160/2024) foi lançada para colher contribuições a portaria de realização do leilão, permitindo agora a participação de ampliações de hidrelétricas.

A portaria de diretrizes publicada em dezembro de 2024 (Portaria Normativa GM/MME nº 96/2024), revogada em abril de 2025¹, especificava que a ampliação da capacidade para participação de hidrelétricas existentes no certame deveria ser feita por meio da adição de novas unidades geradoras. Estariam excluídas, portanto, outras modernizações e repotenciações que viessem a aumentar o fornecimento de potências por essas usinas. Nesse sentido, uma primeira proposição de aprimoramento seria a permissão de quaisquer adições de potência de participarem do certame, considerando a necessidade de incentivar o fornecimento de capacidade para adequar suprimento e demanda, agravados pelo acontecimento de eventos climáticos extremos.

Adicionalmente, em 2024, em nova Consulta Pública (CP MME nº 176/2024), o ministério propõe a realização de LRCAP específico para a contratação de armazenamento, por meio de sistemas de bateria. Dessa forma, a relevância desse tipo de tecnologia no combate a crises climáticas é reforçada. Cabe destacar, entretanto, que a limitação da participação a sistemas de baterias se mostra prejudicial a contratação adequada de atributos ao sistema. Propõe-se, portanto, a liberação de participação de quaisquer sistemas de armazenamento, inclusive Usinas Reversíveis – que funcionam como bateiras d’água, bombeando água para um reservatório superior em momentos de baixa demanda, e turbinando essa água para o reservatório inferior em momentos de alta demanda.

A inclusão desses aprimoramentos é essencial ao fornecimento de adequados sinais econômicos para que fontes capazes de prover atendimento a ponta realizem investimentos pertinentes. Num cenário no qual o sistema pode ser tanto restrito em energia quanto em capacidade de potência e dado a importância da fonte hidrelétrica na garantia de suprimento, é importante explorar esse recurso da forma mais eficiente ao sistema. Sistemas de armazenamento, em paralelo, são soluções que se mostram candidatos relevantes no fornecimento de serviços de capacidade.

Apesar do LRCAP ser um instrumento de grande relevância para a remuneração de capacidade, pode ser considerado um mecanismo auxiliar. Soluções transitórias, como o LRCAP, muitas vezes se traduzem em novas distorções ao equilíbrio do mercado de curto prazo, trazendo sobrecontratação e sobrecustos aos agentes de consumo.

Mesmo adotando os aprimoramentos supracitados, entende-se que a maneira mais adequada de compensação deste atributo ocorreria através da separação entre lastro e energia. Nesse contexto, há a criação de dois produtos, um atrelado à contribuição do ativo a um determinado critério de suprimento (lastro) e outro atrelado ao MWh efetivamente produzido por um ativo (energia), como proposto pelo ministério na Consulta Pública MME nº 37/2017, que apresentou esta noção a agenda de modernização o setor.

Enquanto para a contratação de energia não foram apresentadas alterações, a principal mudança diz respeito ao produto lastro, dividido em dois subprodutos: o lastro de produção e o lastro de capacidade. Para o lastro de produção, seria mantido um mecanismo para contratar

¹A portaria de diretrizes foi revogada pela Portaria Normativa MME nº 106, de 3 de abril de 2025, e há incerteza sobre o acontecimento do leilão. O principal motivo para a revogação foi a ocorrência de judicializações referentes às diretrizes estabelecidas, que trouxeram fragilidade ao procedimento.

adequabilidade relacionada a restrição em energia, análogo a garantia física. Ademais, seria criado um outro produto para endereçar a restrição em capacidade, ou potência, denominado lastro de capacidade. Essa contratação ocorreria via leilões multiprodutos centralizados com custo rateado pelos consumidores via encargo específico.

A remuneração do lastro de capacidade de forma separada dos demais produtos e conforme a natureza de sua prestação, também traz incentivos claros a soluções que sejam capazes de fornecer adicional de lastro de capacidade a geradores existentes, aprimorando a resiliência do sistema a eventos climáticos extremos. Essa função visa garantir que haja oferta suficiente de geração elétrica, mesmo em situações de alta demanda, assegurando disponibilidade de usinas com potência firme, contribuindo para a continuidade do fornecimento e evitando apagões e colapsos no sistema.

5.2.2 Flexibilidade

A flexibilidade é um atributo do sistema, que pode ser oferecido por diferentes recursos que apoiem o equilíbrio entre flutuações carga e demanda. Isso pode ser feito através de uma variedade de ferramentas, como geração flexível, capacidade de intercâmbio entre regiões, recursos de armazenamento, controle de rede, resposta da demanda. No Brasil, este serviço é prestado majoritariamente por usinas hidrelétricas, capazes de operar de forma a acompanhar a carga através de rampas “pra cima” ou “pra baixo”.

Em um contexto de matriz predominantemente hídrica, esta qualidade era considerada inerente ao sistema. Entretanto, com a evolução da matriz, considerando a inserção em massa de fontes renováveis e ocorrência de secas severas, manobras de geração flexível são cada vez mais custosas para essas usinas. Adicionalmente, a ocorrência de eventos climáticos extremos intensifica a necessidade por recursos flexíveis, capazes de se adaptar às variações do clima.

No atual cenário, hidrelétricas são acionadas com frequência cada vez maior para atender a necessidade de rampas de geração no sistema, enquanto atendem a uma carga cada vez menor. Esse provimento se dá de forma compulsória ao sistema, sem que haja tipificação ou remuneração associada. Dessa forma, o operador está exposto ao risco de que os geradores que atualmente contribuem para a flexibilidade do sistema deixem de atender aos pedidos de geração flexível.

A perda de oportunidade de geração, aliada ao desgaste de maquinário devido à prestação do serviço com maior frequência, resulta em desincentivos à sua continuidade. Além disso, esse cenário enfraquece ainda mais a operação, visto que não há arcabouço para penalizar aqueles que se declarem indisponíveis para prestar esse serviço.

Nesse contexto, a tipificação adequada dos serviços de flexibilidade desempenha um papel central na criação de incentivos eficientes para sua prestação contínua e confiável. Em um desenho de mercado ideal, o operador pode contar com a segurança de que os agentes designados estarão comprometidos com a entrega da flexibilidade necessária, sob risco de penalidades em caso de não conformidade. A partir disso, incentivos corretos a implementação de tecnologias flexíveis – que não se resumem às hidrelétricas – permitem que o sistema se beneficie de operação mais confiável e segura.

A contratação adequada destes serviços pode ocorrer através de mecanismos específicos ou de mercado. De maneira geral, melhorias na formação e sinalização de preços são ferramentas relevantes no incentivo a recursos flexíveis. Isso se dá pois, conforme os preços refletem de forma mais adequada a realidade do sistema, agentes capazes de responder rapidamente são beneficiados.

Adicionalmente, é importante destacar o papel de mecanismos competitivos específicos na garantia do fornecimento deste atributo, especialmente nos casos em que os sinais de mercado se mostram insuficientes para refletir com precisão a realidade do sistema. A formalização de um procedimento competitivo para contratação de flexibilidade operativa, capaz de atender a rampa do sistema, é essencial para a segurança de suprimento.

Esse mecanismo poderia, por exemplo, se dar na forma de um leilão, em que geradores ofertem uma taxa de rampa mínima associada a um pagamento pela disponibilidade. Dessa forma, o atendimento às necessidades residuais do sistema pode ser feito por esses ativos, que sofrerão penalidades associadas ao não cumprimento do despacho caso se mostrem indisponíveis.

Uma outra alternativa é o estabelecimento de preços administrados, isto é, uma tarifa ou pagamento que tenha como propósito ressarcir os custos decorrentes da operação flexível. Para isso, devem ser estabelecidos mecanismos de aferição e valoração do serviço que poderá ser oferecido, garantindo ressarcimento adequado aos ativos participantes.

5.2.3 Serviços Ancilares

Os serviços ancilares dizem respeito a uma categoria de serviços associados ao controle de parâmetros físicos da rede, que devem ser atendidos para o fornecimento de energia dentro dos padrões de segurança e qualidade previstos. O ONS desempenha o papel de estabelecimento das diretrizes operacionais do SIN, que devem ser aprovados pela ANEEL, que também é responsável por homologar os custos associados à prestação desses serviços e orientar sua remuneração.

Durante eventos climáticos extremos, quando há maior risco de interrupções e flutuações na demanda e oferta de energia, esses serviços se mostram essenciais na garantia da continuidade e qualidade de fornecimento, ajudando a evitar colapsos sistêmicos. Além disso, com o aumento da integração de fontes renováveis intermitentes, o sistema se torna cada vez mais frágil a alterações climáticas, tornando os serviços ancilares ainda mais críticos para manutenção do equilíbrio da rede em cenários de variabilidade e incerteza agravados por mudanças climáticas.

A regulamentação atual, definida pela Resolução Normativa nº 1.030/2022, regulamenta a prestação dos seguintes serviços ancilares:

- (a) Serviços vinculados com regulação de frequência:
 - (i) Controle primário de frequência – conduzido por reguladores automáticos de velocidade instalados nas unidades geradoras;
 - (ii) Controle secundário de frequência – restauração de frequência acionada através do Controle Automático de Geração (CAG) de usinas hidrelétricas participantes, que são compensadas apenas pelos custos adicionais de comunicação necessárias para operar o CAG;

- (iii) Despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa – apenas usinas termelétricas podem fornecer esse serviço, remuneradas a até 130% do Custo Variável Unitário (CVU) mais recente.
- (b) Serviços vinculados com suporte de reativos:
 - (i) Suporte de reativos, mediante o uso de unidades geradores enquanto fornecem potência ativa – custos operacionais e de manutenção já estão incorporados na Tarifa de Energia de Otimização (TEO), utilizada para remunerar energia cedida ao Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), sem haver compensação adicional;
 - (ii) Suporte de reativos, mediante o uso de unidades geradores enquanto operam como compensadores síncronos – remuneração se dá por meio da Tarifa de Serviços Ancilares (TSA), que busca refletir custos adicionais de operação e manutenção do gerador, cuja metodologia tem como base valores históricos de custos operacionais de 2003.
- (c) Serviços de autorrestabelecimento:
 - (i) Autorrestabelecimento integral (black start) – remuneração se dá através de receita anual para agentes aptos a prestar o serviço, calculada com base em custos históricos de mão de obra, combustíveis e materiais consumíveis;
 - (ii) Autorrestabelecimento parcial – serviço obrigatório, porém sem remuneração associada.
- (d) Sistema Especial de Proteção (SEP) – serviço que utiliza sistemas automatizados para proteger o SIN e seus equipamentos ao detectar condições de risco. Sua remuneração se dá através de receita anual para usinas que oferecem o serviço, estimada considerando custos de manutenção dos canais de comunicação essenciais ao SEP.

De acordo com o arcabouço atual, a prestação desses serviços se dá em caráter mandatório, e foi baseado na predominância das usinas hidrelétricas com grandes reservatórios na matriz, capazes de ofertar esses serviços com custos reduzidos. A remuneração, que para a maior parte dos serviços considera apenas ressarcimento pelos custos necessários a implementação de equipamentos para habilitar as usinas a prestação destes serviços, é inadequada a incentivar melhorias em sua prestação, falhando em compensar pelo custo de oportunidade deste fornecimento.

Dessa forma, fica clara a necessidade por implementar aprimoramentos a remuneração desses atributos. Particularmente, é necessário corrigir a defasagem da base de preços, assim como considerar o maior desgaste que gera aumento dos custos de equipamentos das usinas dado o aumento do número de manobras exigidas para fornecimento desses serviços – cada vez mais exigido devido a inserção em massa de renováveis. Além disso, é necessário considerar os custos de oportunidade associados à composição de reserva operativa, necessária para que o gerador seja capaz de atender às demandas do ONS durante operação.

Adicionalmente, alguns serviços relevantes não são tipificados no arcabouço atual, como a resposta inercial. Vinculada a regulação de frequência, este serviço envolver máquinas rotativas sincronizadas que armazenam energia cinética em sua massa em movimento, liberada para amortecer flutuações subidas causadas pelo desequilíbrio entre oferta e demanda. No Brasil, é

majoritariamente fornecido por hidrelétricas, sem compensação associada.

Nesse contexto, há necessidade de realizar aprimoramento para adequar (i) a tipificação destes serviços, incluindo todos os atributos fornecidos pelos agentes dentro da regulação vigente e (ii) a remuneração destes serviços, através de mecanismos competitivos e de mercado. Diversas discussões já se fazem presentes com esse objetivo, como a proposição de *Sandboxes* Regulatórios para a contratação de serviços ancilares.

A Consulta Pública ANEEL nº 44/2023 propõe a criação de *Sandbox* Regulatório para contratação do serviço ancilar de suporte de reativos, considerando a classificação do ONS como serviço de maior necessidade sistêmica no país. A proposta apresentada define a criação de procedimento competitivo para seleção de empreendimentos que atendam ao estado de Minas Gerais, que terão direito a receita associada ao provimento do serviço. Dentre estes ativos, é aventada a participação de sistemas de armazenamento, reforçando seu papel na resiliência do sistema.

O *Sandbox* é exemplo de mecanismo competitivo capaz de contratar a disponibilidade de recursos para proverem serviços específicos, equilibrando custos e flexibilidade operacional no médio prazo. Além da contratação competitiva, para o longo prazo, a adequada compensação pelo provimento desses serviços se dá por meio do desenvolvimento de mercados específicos.

Em mercados elétricos bem desenvolvidos, os serviços ancilares são contratados como parte do mercado de energia, otimizando custos de operação de curto prazo e garantindo aderência às necessidades imediatas do sistema. Para isso, a proposta de aprimoramento deve contemplar a implementação gradual de um mercado de energia horário, viabilizado após a implementação de mercado de energia intradiário e diário.

Box #9: Novos mecanismos de remuneração

A implementação de aprimoramentos e criação de novos mecanismos de remuneração, com o intuito de criar sinais econômicos que incentivem investimentos em tecnologias que forneçam atributos como capacidade, flexibilidade e serviços ancilares são essenciais para aumento da resiliência do sistema elétrico a eventos climáticos extremos. Cabe ressaltar as seguintes recomendações para cada um dos serviços citados:

- **Capacidade:** No curto prazo, aprimoramentos quanto às tecnologias aptas a participar do LRCAP traria maior isonomia tecnológica, incentivando que modernizações de hidrelétricas e sistemas de armazenamento (como Usinas Reversíveis) contribuam para a confiabilidade de suprimento. No longo prazo, a separação entre lastro e energia traria essa confiabilidade, porém sem distorções de preço que o LRCAP pode gerar.
- **Flexibilidade:** A tipificação da flexibilidade e sua contratação por meio de instrumentos competitivos é essencial para compensar custos operacionais e de oportunidade aos geradores que prestam este serviço (que são, em sua maioria, hidrelétricas). A incorporação de incentivos econômicos claros fortalece a confiabilidade do sistema, assegurando que os recursos necessários estejam disponíveis quando

mais forem exigidos.

- **Serviços Ancilares:** Primeiramente, faz-se necessário ampliar os serviços tipificados pela legislação vigente. Além disso, é importante que os ressarcimentos atualmente previstos sejam revisados, considerando custos atuais e o aumento da demanda por esses serviços. Adicionalmente, a implementação de mecanismos competitivos para a contratação destes atributos, e a posterior implementação de mercados capazes de remunerá-los, são soluções que promovem incentivos mais adequados para contribuir para as reais necessidades sistêmicas.

5.3 Eficientização do MRE

Dada a predominância hidrelétrica na matriz de geração brasileira, o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) foi criado para mitigar o risco associado a disponibilidade de água entre as usinas participantes do sistema. Nesse modelo, independentemente do despacho ou da geração efetiva de cada usina, a remuneração é distribuída com base na garantia física de cada ativo, proporcionalmente ao total de energia gerada pelo conjunto.

A garantia física de uma usina é a quantidade que ela pode comprometer-se a entregar de forma contínua e segura ao sistema, considerando suas limitações operacionais e condições históricas de disponibilidade. No caso das hidrelétricas, ela é calculada com base em simulações hidrológicas de longo prazo, refletindo a média sustentável de geração, e serve como referência para a alocação de créditos do MRE.

O mecanismo do MRE permite que usinas com menor afluência em determinado período sejam compensadas por aquelas que geraram acima da média, promovendo o compartilhamento dos riscos hidrológicos e assegurando maior estabilidade financeira aos agentes envolvidos. Entretanto, apesar do papel histórico do MRE na mitigação de riscos hidrológicos, limitações significativas existentes devem ser endereçadas.

Entre os principais problemas estão a defasagem entre a garantia física e a real capacidade de geração das usinas, a falta de incentivo à eficiência operacional e a alocação inadequada dos riscos de mercado. Esses problemas se agravam em um contexto de mudanças climáticas, que elevam a frequência e intensidade de eventos extremos. Em tais cenários, o modelo atual do MRE intensifica a exposição financeira de geradores com desempenho abaixo da média hidrológica, mesmo quando essas condições decorrem de fatores incontroláveis.

Nesse contexto, uma primeira proposta de aprimoramento consiste na revisão extensiva das garantias físicas das usinas hidrelétricas, com o objetivo de alinhar melhor o mundo físico da operação com o mundo financeiro dos contratos. Isso envolve atualizar os parâmetros que definem a garantia física, considerando a capacidade real de geração das usinas, as novas condições operativas, os procedimentos do sistema e os efeitos das mudanças climáticas sobre as vazões e o despacho.

Contudo, a legislação atual limita essas revisões a reduções percentuais restritas ao longo da concessão, o que impede ajustes mais realistas. A superação dessas restrições, seja por meio de

alterações legais ou pela renovação antecipada de concessões, permitiria recalcular as garantias físicas de forma mais aderente à realidade atual. Isso se mostra importante ferramenta para mitigar os impactos de eventos climáticos extremos, reduzindo a exposição dos agentes, melhorando a alocação de receitas e favorecendo uma operação mais eficiente e sustentável.

Cabe ressaltar que a representação da realidade do sistema seria beneficiada pela separação entre a garantia física de rateio do MRE e o lastro comercializável de energia pelos agentes. Atualmente, ambos os conceitos estão concentrados na garantia física, o que gera distorções na alocação de riscos e na liquidação do mercado de curto prazo. A proposta de separação prevê que a liquidação ocorra com base em parâmetros físicos momentâneos, ou seja, a geração verificada, enquanto o lastro – ou seja, o quanto cada agente pode contratar – estaria vinculado a parâmetros estruturais mais estáveis.

Essa separação permite reconhecer a performance real das usinas na operação, premiando a eficiência e punindo ineficiências, sem comprometer a estabilidade contratual. Além disso, permite uma alocação de energia mais aderente à realidade operativa e uma compensação mais justa entre os agentes, tornando o sistema mais robusto frente às incertezas climáticas.

Box #10: Eficientização do MRE

As atuais distorções no MRE, especialmente perante o aumento da variabilidade climática, exigem aprimoramentos para garantir maior eficiência e resiliência ao sistema, tais como:

- **Revisão das garantias físicas:** Atualizar os parâmetros da garantia física para refletir a real capacidade de geração das usinas; e
- **Separação entre garantia física e lastro:** Desvincular os conceitos de rateio do MRE e de contratação de energia, promovendo alocação mais justa e eficiente de riscos e receitas.

5.4 Aprimoramentos na governança dos recursos hídricos

As usinas hidrelétricas, além de sua função principal de geração de energia, exercem um papel fundamental na gestão dos usos múltiplos da água de seus reservatórios, que envolvem também o cumprimento de obrigações ambientais. Esse papel vai além do despacho de energia e envolve decisões complexas sobre o uso dos recursos hídricos, considerando diversos interesses e necessidades sociais, econômicas e ambientais.

Os usos múltiplos da água referem-se às diversas formas de aproveitamento dos recursos hídricos que compartilham o mesmo corpo d'água, podendo ser consuntivos (que consomem água, como irrigação, abastecimento humano e industrial) ou não consuntivos (que não reduzem o volume de água, como navegação, turismo e preservação ambiental). As usinas hidrelétricas precisam operar respeitando essas diferentes demandas, que ganham ainda mais importância diante de cenários de escassez hídrica, nos quais a prioridade de uso da água precisa ser cuidadosamente equilibrada entre os diversos setores.

Além da gestão dos usos múltiplos, as usinas hidrelétricas também estão sujeitas a uma série de obrigações ambientais definidas em licenças e regulamentos, que incluem desde o monitoramento de fauna e flora até a implementação de programas de mitigação e compensação ambiental. Entre essas obrigações estão a manutenção de vazões ecológicas mínimas, recuperação de áreas degradadas, proteção de ecossistemas aquáticos e o cumprimento de condicionantes específicas estabelecidas por órgãos ambientais. Essas atividades geram custos operacionais relevantes e exigem planejamento técnico e atuação coordenada com entidades reguladoras e ambientais.

Eventos de seca prolongada em bacias hidrográficas como a do rio São Francisco têm impactos diretos e crescentes no setor elétrico brasileiro, especialmente em um contexto de aumento da demanda por água para agricultura irrigada e redução da disponibilidade hídrica devido às mudanças climáticas. Conforme projeções dos modelos globais, o Nordeste brasileiro tende a enfrentar cenários de menor precipitação e maior evaporação, reduzindo a vazão dos rios e a capacidade de armazenamento dos reservatórios. Isso pressiona a geração hidrelétrica, que responde por uma parcela significativa da matriz energética nacional, e pode levar a uma maior dependência de termelétricas, elevando custos operacionais e emissões de gases de efeito estufa. Além disso, a competição pelo uso da água para irrigação—como no caso da expansão de fruticultura no Vale do São Francisco—pode agravar conflitos, exigindo um planejamento hídrico-energético mais preciso e integrado.

Para enfrentar esses desafios, é essencial fortalecer a articulação entre órgãos como a Agência Nacional de Águas (ANA), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), além de usuários de água e governos estaduais. Essa coordenação deve priorizar a atualização constante de dados sobre disponibilidade hídrica, demandas concorrentes e eficiência no uso da água. Um exemplo prático é a necessidade de aprimorar as medições de vazões e consumos em tempo real, integrando sistemas de monitoramento hidrometeorológico com cadastros atualizados de outorgas—evitando, assim, sobre-outorgas em períodos de escassez. Além disso, a implementação efetiva do Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos (SNIRH), previsto na Lei das Águas (Lei 9.433/1997), permitiria maior transparência e acesso a informações críticas para o planejamento energético e a gestão de crises.

Outro aspecto crucial é a revisão periódica dos parâmetros técnicos das usinas hidrelétricas, como volumes úteis dos reservatórios, que podem ser alterados por fatores como assoreamento ou mudanças nos padrões de vazão. Por exemplo, se um reservatório perde capacidade devido ao acúmulo de sedimentos, mas seu volume útil não é reavaliado, o ONS pode operar com dados defasados, comprometendo a eficiência do sistema. A articulação entre ANA, ANEEL e ONS poderia estabelecer protocolos para reavaliações sistemáticas, incorporando também projeções climáticas nos modelos de operação. Além disso, mecanismos como a alocação negociada de água em períodos de seca—assegurando vazões mínimas para energia, irrigação e ecossistemas—exigem uma governança mais ágil e baseada em dados confiáveis. A criação de comitês de crise intersetoriais, com participação de todos os atores relevantes, poderia facilitar respostas mais rápidas e equilibradas, mitigando os riscos de colapso hídrico-energético.

O fortalecimento dessa governança integrada não só melhora a resiliência do setor elétrico, mas também assegura a segurança hídrica e alimentar em um cenário de mudanças climáticas. A

experiência internacional—como a gestão da bacia do rio Colorado (EUA/México)—mostra que sistemas robustos de monitoramento, alocação adaptativa e cooperação institucional são fundamentais para equilibrar usos múltiplos. No Brasil, avançar nessa direção exigirá não apenas melhorias técnicas, mas também vontade política para priorizar a gestão sustentável da água como um recurso estratégico para o desenvolvimento nacional.

Dentre as funções realizadas pelas usinas hidrelétricas que carecem de aprimoramentos, cabe destacar as operações de controle das cheias como ferramenta essencial na gestão dos impactos de eventos extremos. Medidas voltadas para as obrigações regulatórias e ambientais, como monitoramento de manobras, o plano de recuperação de reservatórios e a segurança de barragens, também necessitam de melhorias.

5.4.1 Controle das cheias

O controle das cheias é uma estratégia essencial para reduzir os riscos associados às inundações, principalmente durante o período chuvoso em grandes bacias hidrográficas. Esse processo é viabilizado por meio da operação coordenada de reservatórios de usinas hidrelétricas, que atuam como reguladores do fluxo dos rios. Ao armazenar parte das águas das chuvas e liberar vazões de forma controlada, os reservatórios ajudam a evitar picos bruscos de vazão que poderiam causar danos significativos a populações, infraestruturas e ecossistemas a jusante.

Esse tipo de operação ganha ainda mais relevância em um cenário de intensificação das mudanças climáticas, que tem ampliado a frequência e a severidade dos eventos extremos, como chuvas intensas e prolongadas. Dessa forma, o controle de cheias passa a ser não apenas um instrumento de mitigação de desastres, mas também uma medida de adaptação climática.

Apesar dos benefícios evidentes à sociedade, esse serviço nem sempre é plenamente reconhecido ou valorizado no contexto da operação do sistema. Frequentemente, ele exige o esvaziamento antecipado de reservatórios, o que implica perda de oportunidade de geração de energia e, conseqüentemente, prejuízos econômicos para os agentes do setor.

Para que o controle de cheias seja mais eficaz e sustentável, é necessário rever a forma como ele é tratado dentro do planejamento e da operação do sistema. Um dos pontos centrais é a criação de mecanismos que permitam a remuneração adequada das usinas que prestam esse serviço, compensando pela geração perdida e estimulando investimento em infraestrutura e tecnologias associadas à melhoria dessa função.

Além disso, o fortalecimento da rede de monitoramento hidrometeorológico é fundamental. A precisão das previsões de vazão e chuva ainda enfrenta limitações em muitas regiões, dificultando a tomada de decisão. Investir em modelos hidrológicos mais robustos e em sistemas de previsão de curto e médio prazo pode melhorar a previsibilidade e aumentar a eficiência do controle de cheias.

Outro ponto é a valorização da chamada “sobrecarga induzida”, uma prática que permite operar reservatórios em níveis ligeiramente acima dos limites normais de operação, sem comprometer a segurança da barragem. Essa medida, quando tecnicamente viável, amplia a capacidade de contenção de cheias e pode ser um diferencial importante em bacias com maior risco.

5.4.2 Monitoramento de manobras

O monitoramento de manobras em usinas hidrelétricas refere-se ao acompanhamento dos efeitos que as variações de vazão causadas pelas operações exercem sobre os ecossistemas aquáticos. Trata-se de uma atividade essencial para preservar a fauna local, em especial os peixes nativos, que são altamente sensíveis a mudanças abruptas nos fluxos dos rios. Em um contexto de mudanças climáticas, esse cuidado se torna ainda mais relevante, pois a irregularidade dos regimes de chuva agrava os desafios para garantir a sobrevivência das espécies aquáticas e o equilíbrio dos ecossistemas.

A criação de reservatórios modifica profundamente a dinâmica natural dos rios, criando ambientes distintos que exigem estratégias específicas para a conservação da biodiversidade. Quando associadas a medidas estruturais, como estações de piscicultura e programas de monitoramento contínuo, mas manobras podem ser realizadas de forma menos impactante, contribuindo para a sustentabilidade da operação hidrelétrica em longo prazo.

Além disso, os conceitos de vazão ecológica, referentes a quantidade mínima de água que deve ser mantida a jusante para garantir o funcionamento adequado do ecossistema, têm ganhado importância nas decisões operacionais. Essa preocupação torna-se ainda mais crítica durante períodos de escassez hídrica, quando manter o equilíbrio entre geração de energia e preservação ambiental é um desafio crescente.

Para que o monitoramento de manobras seja mais eficiente e se consolide como uma prática de sustentabilidade no setor elétrico, alguns aprimoramentos são fundamentais. Em primeiro lugar, é necessário integrar essas ações ao planejamento das usinas desde a fase de projeto, e não apenas como medidas corretivas após a entrada em operação. Isso permite o desenvolvimento de soluções mais adequadas às espécies e condições ambientais locais, especialmente considerando os impactos potencialmente agravados pelas mudanças climáticas.

Outro ponto central é o fortalecimento dos programas ambientais e de monitoramento biológico, como investimentos constantes em pesquisa, tecnologia e capacitação técnica. A implementação de iniciativas que conciliem geração de energia com conservação da biodiversidade deve ser reconhecida como um serviço ambiental relevante, passível de remuneração ou incentivo regulatório.

Também é essencial revisar os mecanismos de penalização associados à redução de geração em função de restrições ambientais. Em cenários de crise hídrica, onde a diminuição de vazões visa proteger o meio ambiente ou garantir a segurança hídrica regional, as usinas devem ter respaldo institucional que evite penalizações indevidas. A adoção de regras mais flexíveis para casos excepcionais garantiria uma operação mais resiliente e alinhada com os princípios de adaptação climática.

Por fim, o reforço da governança interinstitucional, envolvendo operadores do sistema, agências ambientais e gestores de recursos hídricos, é fundamental para o alinhamento de decisões técnicas e ambientais. A atuação coordenada entre essas instituições permite uma abordagem mais integrada e eficaz na gestão das manobras, garantindo que os objetivos de geração, preservação ambiental e segurança hídrica sejam atendidos de forma equilibrada, especialmente frente aos desafios impostos pelas mudanças climáticas.

5.4.3 Segurança de barragens

A segurança de barragens envolve um conjunto de medidas legais, operacionais e regulatórias voltadas à integridade estrutural das barragens e à proteção das populações e ecossistemas a jusante. No Brasil, esse tema é regido pela Política Nacional de Segurança de Barragens (PNSB), estabelecida pela Lei nº 12.334/2010 e atualizada em 2020. Um dos instrumentos centrais é o Relatório de Segurança de Barragens (RSB), elaborado pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), com base em dados do Sistema Nacional de Informações sobre Segurança de Barragens (SNISB) e informações complementares dos órgãos fiscalizadores.

Esse sistema de cadastro e monitoramento permite um diagnóstico abrangente da situação das barragens no país, incluindo localização, categoria de risco, condições de conservação e potenciais risco associados. Essas informações são essenciais para orientar ações de manutenção, fiscalização e melhorias estruturais. Em especial, diante das mudanças climáticas, que têm intensificado eventos hidrológicos extremos, esse monitoramento é crucial para avaliar a segurança dos vertedores e garantir que as estruturas suportem cenários de cheia cada vez mais frequentes.

Nesse contexto, diante da relevância desta operação, cabem aprimoramentos que visem a revisão dos requisitos considerados, incluindo cenários de eventos hidrológicos extremos. Adicionalmente, o fortalecimento da fiscalização e do monitoramento contínuo se mostra de grande importância para adequada manutenção destas estruturas.

Para tal destaca-se a necessidade de coordenação institucional eficaz entre os agentes envolvidos, que incluem a ANA, a ANEEL, a Defesa Civil, agências ambientais, autoridades municipais e comitês de bacia. Esse alinhamento institucional possibilita uma atuação integrada que assegure que os planos de segurança, ações emergenciais e manutenção das barragens estejam articulados com os objetivos de proteção da vida humana, dos serviços ecossistêmicos e da adaptação climática.

5.4.4 Plano de recuperação de reservatórios

O Plano de Recuperação de Reservatórios (PRR) foi instituído com o objetivo de promover, ao longo de uma década, a recuperação gradual da capacidade de armazenamento dos reservatórios de regularização das usinas hidrelétricas brasileiras. Essa iniciativa, coordenada pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), é resultado da determinação expressa na Lei nº 14.182/2021 e busca garantir maior segurança hídrica, confiabilidade energética e equilíbrio entre os diversos usos da água.

Frente ao avanço das mudanças climáticas, que tornam mais frequentes os extremos de seca e cheia, o PRR adquire papel estratégico. Ao atuar na manutenção e reabilitação dos reservatórios existentes, ele permite que o SIN responda de forma mais resiliente às variações hidrológicas, evitando colapsos na oferta de energia ou em outros serviços hídricos. As frentes de atuação previstas incluem o monitoramento físico dos reservatórios, o aprimoramento da operação e da modelagem matemática, e a definição de indicadores que orientem as decisões sobre uso ou retenção da água. Dentre os desafios enfrentados, destaca-se o assoreamento dos reservatórios, que reduz progressivamente o volume útil e compromete a capacidade de regulação hídrica e geração de energia. Sem ações efetivas para lidar com esse processo, os

reservatórios perdem sua função estratégica de adaptação climática.

A adoção dos indicadores propostos pelo PRR poderá, em determinados contextos operacionais, resultar na redução da capacidade de geração das usinas hidrelétricas, impactando sua rentabilidade. Diante disso, é necessário estabelecer mecanismos de compensação que reconheçam e remunerem outros atributos fornecidos por essas usinas, além da geração. Atributos como flexibilidade serviços ancilares e capacidade assumem papel cada vez mais estratégico em um sistema elétrico que avança na incorporação de fontes intermitentes, como a solar e a eólica. Ao valorizá-los adequadamente, é possível garantir a viabilidade econômica das hidrelétricas enquanto se fortalece a resiliência e a confiabilidade do sistema.

A viabilização da ampliação, modernização ou revitalização dos reservatórios de regularização depende também de uma revisão cuidadosa dos entraves regulatórios, legislativos e ambientais que hoje limitam esse avanço. A complexidade e morosidade dos processos atuais acabam desestimulando iniciativas que poderiam aumentar a capacidade de armazenamento do sistema e ampliar sua adaptabilidade frente às mudanças climáticas. Nesse sentido, a adoção de incentivos diretos, como a extensão de outorgas para empreendimentos que se proponham a modernizar suas estruturas ou ampliar seus reservatórios, surge como uma alternativa viável e alinhada às boas práticas internacionais.

Box #11: Aprimoramentos na governança dos recursos hídricos

Em um cenário de intensificações dos eventos climáticos extremos, como cheias intensas e secas prolongadas, torna-se urgente fortalecer a governança dos recursos hídricos no contexto das usinas hidrelétricas. Essas infraestruturas exercem funções que vão muito além da geração de energia, assumindo um papel estratégico na regulação hídrica, na preservação ambiental e na segurança das populações a jusante. Para mitigar os impactos desses eventos sobre a sociedade e os ecossistemas, é necessário aprimorar os instrumentos institucionais, regulatórios e operacionais que orientam a gestão integrada da água no país, em especial referentes às atividades a seguir:

- Mecanismos de remuneração para usinas que operam na contenção de cheias e investimentos em previsões hidrológicas mais precisas
- Integração de critérios ambientais desde o projeto das usinas, fortalecimento de programas de monitoramento contínuo e aumento da coordenação entre instituições;
- Atualização de parâmetros de risco frente a eventos extremos mais frequentes e ampliação da fiscalização e articulação entre agentes; e
- **Plano de Recuperação de Reservatórios (PRR):** Remoção de entraves regulatórios e aumento da governança interinstitucional para incentivar investimentos.

Por fim, a efetividade do PRR está diretamente condicionada a uma governança interinstitucional robusta, capaz de articular os diferentes agentes envolvidos e garantir a

coerência entre as ações planejadas e sua execução. A participação coordenada de instituições como MME, ONS, ANA, ANEEL, EPE, CNPE e os concessionários é fundamental para o avanço das medidas previstas no plano. A publicação periódica de relatórios de acompanhamento com indicadores atualizados, metas cumpridas e ações em andamento representa um instrumento essencial para assegurar a transparência, promover a prestação de contas e permitir eventuais ajustes de rota ao longo do processo. Esse acompanhamento contínuo é particularmente relevante em um cenário de transformações climáticas e energéticas, no qual a agilidade e a adaptabilidade das políticas públicas são determinantes para o sucesso das estratégias de longo prazo.

5.5 Incentivos ao uso de recursos distribuídos

Recursos energéticos distribuídos (REDs), como painéis solares em telhados, programas de resposta da demanda e o uso de veículos elétricos, representam uma mudança estrutural na forma como a energia é produzida, consumida e gerenciada. Ao se situarem próximos aos centros de carga, esses recursos contribuem para a descentralização do sistema elétrico. Em um contexto de mudanças climáticas, no qual se espera maior variabilidade na geração de energia e maior incidência de eventos extremos, os REDs ganham importância estratégica por sua capacidade de reduzir a pressão sobre a rede, mitigar riscos de abastecimento e acelerar a descarbonização do setor elétrico.

A integração crescente desses recursos amplia a participação ativa dos consumidores e permite novas formas de uso da rede elétrica, tornando possível, por exemplo, que consumidores residenciais atuem como pequenos geradores ou que cargas industriais flexibilizem seu consumo em resposta a sinais de preço ou necessidade do sistema. Nesse contexto, torna-se relevante ressaltar aprimoramentos que incentivem a adoção de REDs que contribuam de maneira positiva com a estabilidade da operação em coordenação com as necessidades da operação do sistema.

O programa de resposta da demanda, conduzido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), permite a participação voluntária de grandes consumidores no mercado livre de energia por meio da oferta de redução ou deslocamento de sua demanda em horários específicos. Em troca, estes agentes recebem uma remuneração, por meio do Encargo de Serviços do Sistema (ESS), com base no preço do mercado de curto prazo.

Um dos aprimoramentos mais relevantes para este programa já está em discussão, e diz respeito à implementação do pagamento por disponibilidade. Esse modelo remunera os consumidores não apenas quando são efetivamente acionados para reduzir seu consumo, mas também por estarem tecnicamente prontos e disponíveis para responder à chamada do operador. Essa abordagem aumenta a previsibilidade da receita para os participantes e incentiva maior adesão ao programa, ao reconhecer o valor da flexibilidade oferecida mesmo nos momentos em que não há necessidade imediata de acionamento. A adoção desse mecanismo pode tornar a resposta da demanda uma alternativa mais confiável para compor a matriz de recursos do sistema, especialmente em um contexto de maior intermitência e volatilidade na geração.

Além disso, é fundamental que o programa deixe de ser tratado apenas como uma medida emergencial e passe a ser plenamente integrado ao planejamento energético e à operação rotineira do SIN. Isso significa incorporar o potencial de redução de carga nos modelos de

expansão, operação e despacho, permitindo que a resposta da demanda seja considerada de forma estruturante, ao lado de outras fontes convencionais de oferta. Tal integração é especialmente relevante frente à crescente complexidade do sistema, impulsionada pela maior penetração de fontes intermitentes e pelos efeitos das mudanças climáticas sobre a hidrologia.

Outro aprimoramento relevante diz respeito ao incentivo do uso de baterias como recurso distribuído. Essa estratégia visa aumentar a resiliência do sistema elétrico diante de eventos climáticos extremos, como ondas de calor, secas prolongadas ou tempestades severas. Esses sistemas se tornam especialmente relevantes em um cenário de crescimento em massa de geração solar distribuída, contribuindo para a intermitência do sistema.

Para reversão desse cenário, uma medida a ser implementada é a revisão do esquema de *net metering*, em que o excedente de energia gerada por painéis solares distribuídos é injetado na rede elétrica e convertida em créditos que podem ser usados para abater o consumo futuro de energia da mesma unidade. Sem esta medida, consumidores teriam maiores incentivos em implementar baterias para armazenar este excedente, contribuindo para a estabilidade do sistema.

Além disso, é essencial ampliar os investimentos em digitalização, automação e medição inteligente, que são pré-requisitos para que os operadores possam monitorar, prever e despachar recursos distribuídos de forma coordenada. O fortalecimento das normas técnicas, a definição de padrões de interoperabilidade e a criação de plataformas de agregação também são passos importantes para viabilizar a atuação de novos agentes no setor, como agregadores de demanda.

Box #12: Incentivos ao uso de recursos distribuídos

A crescente penetração de REDs representa um dos principais vetores de transformação do setor elétrico. Tecnologias como geração solar distribuída, baterias, veículos elétricos e programas de resposta da demanda contribuem diretamente para a descentralização do sistema. Para que esses recursos contribuam de forma positiva para a mitigação dos impactos climáticos, é necessário avançar em incentivos regulatórios e operacionais que estimulem sua adoção coordenada com as necessidades do sistema.

- **Resposta da demanda:** ampliar a atratividade do programa com a adoção do pagamento por disponibilidade e sua plena integração ao planejamento e operação do SIN;
- **Armazenamento:** fomentar a adoção de baterias para reforçar a resiliência do sistema, especialmente em áreas com alta penetração de geração solar;
- **Net metering:** revisar o modelo vigente, incentivando o armazenamento do excedente; e
- **Digitalização e agregação:** investir em infraestrutura de medição inteligente, automação e normas técnicas para viabilizar a participação coordenada de pequenos recursos por meio de agregadores.

6. Considerações Finais

A intensificação dos eventos climáticos extremos impõe desafios crescente ao setor elétrico, exigindo respostas estruturais e coordenadas. Nesse contexto, torna-se cada vez mais necessário consolidar um arcabouço regulatório que seja resiliente, adaptável e capaz de antecipar os impactos dessas transformações. A construção de um sistema elétrico robusto, que mantenha a segurança do suprimento e a sustentabilidade ambiental mesmo diante de maiores incertezas climáticas, depende da implementação de medidas que integrem planejamento, operação e regulação com uma visão de longo prazo e foco na adaptação climática.

A geração de energia, principalmente, é diretamente afetada pelos eventos extremos, cada vez mais frequentes. Em especial, a maior variabilidade nos recursos naturais utilizados como insumos para geração, alterações nos padrões de demanda e riscos físicos à infraestrutura do setor se destacam como pontos de atenção a serem tratados.

No Brasil, as usinas hidrelétricas desempenham papel estratégico na manutenção da resiliência do sistema, fornecendo flexibilidade operativa e outros serviços de grande relevância. Entretanto, esses agentes enfrentam desafios crescentes, impactados por secas prolongadas, maiores necessidades de rampa e de controle de cheias. Com isso, torna-se evidente a necessidade de aprimoramentos regulatórios que proporcionem os incentivos corretos às tecnologias capazes de fornecer atributos que corroborem para a confiabilidade e resiliência do sistema.

A partir dos estudos de caso realizados, percebe-se que estes novos desafios são uma realidade enfrentada também por outros mercados de energia além do brasileiro. Cabe destacar que, para o enfrentamento aos deságios da mudança climática no setor elétrico, mudanças estruturais possuem potencial de serem mais eficientes e econômicas do que respostas pontuais a crises. Fica clara, portanto, a importância de um arcabouço regulatório capaz de antever as necessidades futuras dado o atual cenário de mudanças.

Aprimoramentos na formação de preços é um dos pilares centrais para garantir um setor elétrico eficiente, seguro e adaptado às novas dinâmicas climáticas. A aproximação dos sinais de mercado da real necessidade do sistema permite que agentes recebam incentivos corretos para prover requisitos essenciais a operação. Nesse contexto, a criação de novos mecanismos de remuneração ganha destaque como estratégia complementar, garantindo suprimento de serviços necessários mesmo que o mercado não seja eficiente em incentivá-los.

Outro ponto fundamental é a eficientização do MRE, que, embora tenha cumprido papel importante ao longo das últimas décadas, hoje precisa ser reformulado para refletir com mais fidelidade a contribuição individual das usinas ao sistema.

Fica evidenciada a necessidade de fortalecer a governança sobre os recursos hídricos, geridos pelas hidrelétricas. A atuação desses agentes em funções como controle de cheias e segurança hídrica exige uma melhor articulação institucional entre os órgãos setoriais e ambientais, com definição clara de responsabilidades e mecanismos operacionais alinhados aos usos múltiplos da água.

Por fim, o incentivo à adoção de recursos energéticos distribuídos deve ser tratado como uma estratégia estrutural de adaptação. Para que esses recursos contribuam de forma coordenada com a operação do sistema, são necessárias medidas como a revisão do modelo de *net metering*, o

fortalecimento do programa de resposta da demanda e a criação de plataformas que viabilizem a atuação de agregadores. Com isso, os REDs deixam de ser elementos marginais e passam a integrar, de fato, o planejamento e a operação do setor elétrico brasileiro.

7. Referências

1. https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/16277/13/BRUA_33_Artigo_9_Mudancas_climaticas_impacto_energia.pdf
2. <https://portal.inmet.gov.br/noticias/el-ni%C3%B1o-saiba-como-foi-a-atua%C3%A7%C3%A3o-do-fen%C3%B4meno-no-brasil>
3. <https://simpleenergy.com.br/alteracao-dos-parametros-do-criterio-de-atendimento-a-potencia-do-sin/>
4. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629621001997>
5. <https://www.texastribune.org/2021/02/20/texas-power-grid-winterize/>
6. <https://www.rstreet.org/commentary/after-the-storm-changes-to-texas-electricity-regulation-in-the-wake-of-winter-storm-uri/>
7. <https://www.power-eng.com/business/policy-and-regulation/ercot-whats-changed-since-uri-and-what-weaknesses-remain/#:~:text=Major%20changes%20implemented%20following%20Winter%20Storm%20Uri&text=As%20such%2C%20weatherization%20was%20a,susceptible%20to%20freezing%20and%20icing.>
8. <https://earthobservatory.nasa.gov/images/147256/california-heatwave-fits-a-trend>
9. <https://www.caiso.com/Documents/Final-Root-Cause-Analysis-Mid-August-2020-Extreme-Heat-Wave.pdf>
10. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=46396#:~:text=As%20a%20result%20of%20these,first%20half%20of%20the%20year.>
11. https://www.caiso.com/about/news/energy-matters-blog/improved-grid-conditions-for-summer-but-extended-heat-wave-could-still-pose-risk?utm_source=chatgpt.com

Projeto: Sistemas de Energia do Futuro III
Estudo: Impactos das Mudanças Climáticas no Planejamento da Geração de Energia Elétrica
Cliente: GIZ
Documento: Plano de Trabalho