

3. Geração Centralizada de Energia Elétrica

Os sistemas de energia elétrica em todo o mundo vêm passando por um momento de transição com foco principalmente, na descarbonização das matrizes energéticas. Apesar de o Brasil contar com um parque gerador de energia elétrica predominantemente renovável, de baixa emissão de gases causadores do efeito estufa, a transição energética também se faz presente no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). O principal motivador e que aproxima os desafios vividos no Brasil daqueles enfrentados por outros países é a maior participação das fontes não controláveis. No caso específico do SIN acrescenta-se a menor participação relativa das usinas hidrelétricas, tecnologia que embasou o desenho de mercado vigente por, historicamente, prestar diversos serviços adicionais (além da produção de energia) a baixo custo incremental.

Além do aspecto técnico-operativo, esse processo de transição exige uma modernização do marco regulatório do SEB, que vem sendo amplamente discutida, ao longo do ano de 2019, através do GT Modernização, instituído pela Portaria MME nº187, de abril de 2019.

De forma a seguir com o processo contínuo de inovação que caracteriza o planejamento energético, o PDE 2029 traz novas discussões com a sociedade inseridas nesse contexto de modernização. Seguindo a abordagem apresentada nos últimos ciclos, através da avaliação da expansão da oferta de energia elétrica por distintas visões de futuro, o PDE 2029 aborda em suas análises do cenário de referência e de suas sensibilidades (*what ifs*) temas que ajudem na preparação do SIN para o futuro. Pela primeira vez, será apresentada uma avaliação dos requisitos de flexibilidade operativa, considerando as rampas horárias provenientes de variações da demanda e da produção de recursos não controláveis, como geração eólica e solar fotovoltaica, para a expansão de referência. Outra importante avaliação será feita em relação a alocação espacial da oferta indicativa, avaliando a relação entre oferta e demanda de cada região e as suas respectivas capacidades de

fornecimento e recebimento de energia por meio das interligações regionais.

Diante das incertezas relativas ao crescimento do consumo de energia elétrica nos próximos anos, a expansão da oferta será realizada para duas alternativas distintas, uma de maior e outra de menor crescimento em relação ao caso de referência. Essa avaliação fornecerá melhor entendimento sobre as ações que devem ser priorizadas pelos tomadores de decisão.

Outro aspecto a ser explorado por diferentes cenários é a integração do setor elétrico com as ações estratégicas do País relacionadas a exploração do Gás Natural Nacional, em especial do montante proveniente das bacias do pré-sal. Através da utilização de *what-ifs* foram analisados, em conjunção com a expansão das demais tecnologias de oferta de eletricidade, a atratividade e os impactos para o sistema elétrico de um montante maior de oferta de gás a baixo custo variável e maior nível de inflexibilidade operativa. Nesse contexto é importante avaliar os benefícios fornecidos por tecnologias flexíveis e inflexíveis, relacionando os custos e benefícios de cada um. Esse tema será abordado em diversos momentos ao longo do capítulo e consiste em uma das mais importantes discussões para o horizonte decenal, não estando restrita apenas para este PDE, mas também para os ciclos posteriores.

Por fim, aprofundando-se mais nos temas relativos a modernização do SEB serão apresentados mais dois *what ifs*. O primeiro deles avaliará os impactos que os novos critérios de suprimento para os requisitos de capacidade de potência podem trazer na expansão indicativa. O outro, trará para discussão uma primeira avaliação sobre a resposta da demanda e da modernização das usinas hidrelétricas como alternativas para o suprimento de capacidade de potência. O tema de modernização do parque será explorado também para as usinas termelétricas, tendo em vista o término de contratos e fim de alguns subsídios que permitem a operação com um baixo

custo variável. Com isso, o PDE 2029 traz diversos temas importantes e inovadores, e busca se manter como um indutor de discussões que ajudem a

promover a necessária modernização do setor elétrico brasileiro.

BOX 3.1 – O PAPEL DO PLANO DE EXPANSÃO EM UM CONTEXTO DE INOVAÇÕES

Momentos de grandes e aceleradas mudanças, como as promovidas por diferentes inovações tecnológicas, reforçam uma (única?!) certeza: a impossibilidade que existe ao se tentar prever o futuro. Nesse contexto, o papel que se espera dos instrumentos de planejamento de médio e longo prazo, como o PDE, devem ser constantemente revisitados.

A atual situação do sistema elétrico é de inovações de diversas naturezas, com importantes mudanças de paradigma. Novas tecnologias vêm apresentando custos decrescentes, o que aumenta sua competitividade econômica e maior participação no parque gerador. A menor participação das fontes convencionais, com as quais o sistema convive há décadas, altera a percepção de risco e a forma de garantir a segurança da operação. Aliado a estes fatores, uma maior e mais ativa participação do consumidor, e dos recursos distribuídos faz com que o fluxo de energia deixe de ter um sentido único (das grandes usinas centralizadas para os centros de consumo) e passe a ter múltiplos sentidos, partindo de qualquer ponto da rede para qualquer outro. Discussões sobre o marco regulatório e as formas de comercializar energia trazem desafios para viabilizar, de modo eficiente, as tecnologias que possuam os atributos necessários para atender a diferentes requisitos. Nesse ambiente, qualquer tentativa de previsão será fracassada!

Desta maneira, o Plano Decenal coloca-se como um instrumento fundamental de preparação do sistema e da sociedade para receber e adaptar-se a todas essas mudanças de modo a assegurar o suprimento futuro com sustentabilidade, economicidade e robustez. A abordagem por diferentes alternativas de futuro permite a identificação das dimensões mais sensíveis do problema, sinalizando assim onde devemos ter maior atenção e qual tipo de impacto devemos evitar. Permite também apontar as complexidades que teremos no futuro e como cada tecnologia ajuda na mitigação ou aumento de cada um desses efeitos. Por fim, ajuda o setor a antever os problemas sinalizando onde devemos nos capacitar enquanto formuladores de políticas, participantes dos mercados inclusive consumidores (e prossumidores) de energia elétrica.

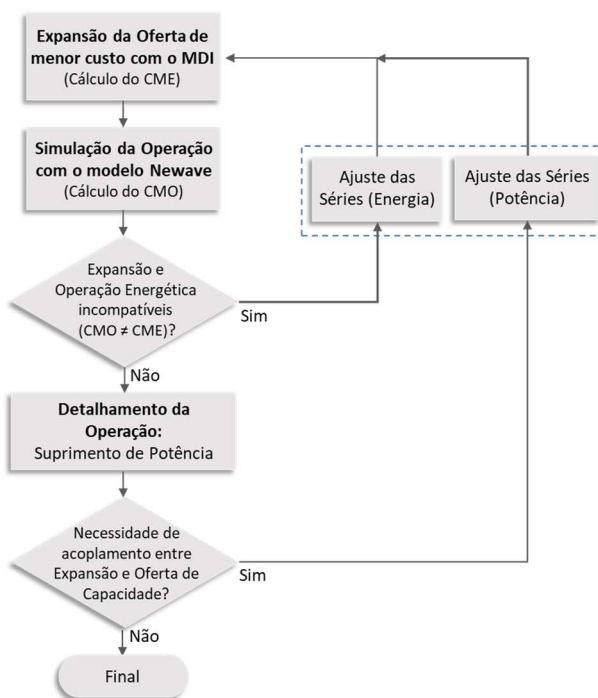
Os cronogramas de expansão de oferta de energia elétrica apresentados neste PDE, no caso de referência e nas análises *what ifs*, são indicativos e, no contexto acima descrito, servem como sinalizadores de futuros possíveis, e não como projeções. Isto significa que a expansão de capacidade de geração resultante não visa determinar diretamente os investimentos, mas ressaltar as sinergias e diferenças existentes nas diferentes possibilidades. Nesse contexto, o Plano deve ser lido como um facilitador de acesso à informações e estudos relevantes para que os diversos agentes possam balizar suas decisões. Permite também que esses agentes contestem as visões apresentadas no Plano, através de suas manifestações e decisões de investimento, contribuindo assim com o processo contínuo de planejamento. Além disso, o Plano também subsidia as decisões executivas sobre execução de leilões, planejamento de setores com interfaces com o sistema de geração, políticas públicas do setor e revisão do marco regulatório.

3.1 Metodologia

O processo de indicação da expansão ótima da oferta de energia elétrica incorporou nos últimos ciclos um importante aperfeiçoamento ao utilizar o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI), desenvolvido pela EPE com base em Gandelman (2015). Devido ao porte e complexidade do sistema elétrico brasileiro, e a dificuldade metodológica de agregar todas as restrições em um único modelo computacional de modo eficiente, o processo de indicação da expansão ótima é feito em etapas, como apresentado na Figura 3-1. O acoplamento dessas diversas etapas é uma tarefa de suma importância para garantir a qualidade dos resultados e assegurar que o plano indicativo atenda às mais diversas restrições operativas, sem que, para isso, ocorram mudanças significativas nos custos e riscos estimados pelos módulos anteriores.

O MDI tem como função objetivo a minimização do custo total de investimento e operação, sujeito às principais restrições operativas para o atendimento à demanda de energia e demanda máxima de potência instantânea. A curva de carga é representada em quatro patamares (ponta,⁶ pesada, média e leve) e mais uma restrição de capacidade, que inclui o requisito de reserva operativa.⁷ A descrição detalhada deste modelo consta na Nota Técnica EPE-DEE-RE-052/2018. O modelo representa detalhadamente o problema de investimentos e estima o custo de operação baseado em cenários de energia, decidindo assim pela melhor alocação dos recursos.

Figura 3-1. Fluxograma do processo de expansão da oferta de energia elétrica



⁶ A duração do patamar de ponta foi estabelecida como 10 horas por mês.

⁷ Para melhor representar a necessidade de expansão para suprir os requisitos de capacidade do sistema, foi utilizada uma penalidade específica para o não atendimento à essa restrição. Esse valor foi ajustado implicitamente, de modo a induzir uma expansão que reduza os riscos de déficit de capacidade. Cabe destacar que não existe uma metodologia oficial para a obtenção de um custo de interrupção. Estabelecer essa metodologia é etapa importante para as análises de adequação da oferta.

A partir da configuração existente e dos projetos já contratados, são oferecidos como entrada para o MDI projetos candidatos à expansão para suprir o crescimento da carga de energia e potência do SIN. São considerados os custos de investimento em novas plantas de geração por tecnologia, incluindo usinas termelétricas a ciclo aberto ou combinado, fontes renováveis, tecnologias de armazenamento e transmissão. Decisões oriundas de diretrizes de política energética podem ser incorporadas representadas e seus custos adicionais avaliados.

Para a obtenção da expansão da oferta no horizonte decenal, o MDI foi executado até o ano de 2033, visando mitigar os efeitos de fim de período. A Nota Técnica EPE-DEE-RE-057/2019 apresenta os parâmetros econômicos e financeiros utilizados neste PDE. Uma importante variável de saída do MDI é o Custo Marginal de Expansão – CME, que vem sendo calculado endogenamente no processo de decisão da expansão ótima.

Após a indicação da expansão, obtida com o MDI, é realizada a simulação da operação com o modelo Newave, incorporando-se mais detalhes operativos do que aqueles representados no MDI (mas que não comprometem a otimização da solução, desde que o processo esteja bem acoplado).

O melhor detalhamento da operação do sistema⁸ é necessário para avaliar as condições futuras de atendimento à carga como, por exemplo, uma melhor avaliação das trocas de energia entre as regiões, a utilização do sistema de transmissão, a expectativa de evolução do nível de armazenamento dos reservatórios e a expectativa de vertimento. Outro importante resultado obtido da simulação com o modelo Newave é o Custo Marginal de Operação (CMO). De acordo com a Resolução CNPE nº 9/2008 o critério de suprimento atualmente utilizado no SIN é a igualdade entre CMO e CME. Essa verificação é realizada no processo de elaboração do PDE até que seja obtida a igualdade desses valores. Caso seja identificada alguma incompatibilidade entre a

operação vista pelo MDI e o Newave, que leve a violação desse critério, são fornecidas novas informações para o modelo de investimentos de modo a adequá-las, aproximando assim a operação simplificada do MDI dos detalhes apresentados pelo Newave.

Tanto no MDI quanto no Newave, o SIN é dividido em subsistemas nas simulações energéticas para a expansão. As interligações elétricas entre cada região são representadas através de limites de fluxos mensais, por patamares de carga, de acordo com critérios de confiabilidade estabelecidos pelos estudos de transmissão. Além da informação referente ao limite de cada interligação, são representados os limites por agrupamentos de intercâmbio. Este dado visa representar algumas restrições sistêmicas, que não poderiam ser estabelecidas apenas pelo limite individual de cada interligação.

Apesar da representação em quatro patamares de carga também no modelo Newave, a representação a subsistemas equivalentes utilizada nesse modelo ainda se mostra simplificada para algumas análises específicas. Por esse motivo se faz necessária uma etapa de detalhamento da operação.

O objetivo da avaliação já incorporada ao processo é verificar as condições de atendimento a demanda máxima instantânea, de forma a identificar ações de planejamento que sejam necessárias. Atualmente o estudo é realizado com todas as séries históricas de vazões⁹ e considera também o requisito de reserva operativa. A descrição detalhada da metodologia pode ser encontrada na Nota Técnica EPE-DEE-NT-035-r2/2017. A metodologia utilizada nessa etapa é a mesma que calcula a disponibilidade de potência fornecida para o MDI, ajudando na integração do processo. A principal diferença é que, no detalhamento, consideram-se todos os cenários hidrológicos, além dos efeitos que a decisão de

⁸ Dentre os detalhamentos encontrados na simulação com o modelo Newave podemos destacar o uso de 2.000 séries sintéticas, a operação dos reservatórios das hidrelétricas, a consideração de restrições operativas associadas à operação dos reservatórios e o mecanismo de aversão a risco (na versão vigente modelado por CVaR).

⁹ Atualmente estão disponíveis as séries históricas de vazões naturais afluentes entre os anos de 1931 e 2017.

expansão tem sobre a operação futura dos reservatórios.

As etapas acima descritas, e ilustradas no fluxograma da Figura 3-1, permitem que o PDE indique e avalie o atendimento aos requisitos de energia média mensal e capacidade de potência, sinalizando a composição ótima da oferta e demonstrando o papel que se espera de cada tecnologia no futuro. Entretanto, o Plano ainda não incorpora no processo de decisão da oferta avaliações relacionadas aos requisitos de flexibilidade operativa. À medida que a oferta hidrelétrica reduz sua participação e fontes não controláveis passam a assumir o protagonismo da expansão, o monitoramento dos requisitos de flexibilidade torna-se cada vez mais importante.

Nesse sentido, o PDE 2029 apresenta, pela primeira vez, uma análise sobre os requisitos de flexibilidade operativa considerando a expansão de referência. Esse é um importante avanço metodológico e que permite a consolidação dos novos conceitos necessários para o planejamento, apresentados na Nota Técnica N° EPE-DEE-NT-067/2018-r0, e traz resultados iniciais que contribuem para as discussões em andamento no setor.

A metodologia proposta e utilizada neste PDE para a estimativa dos requisitos de flexibilidade inicia com a estimativa da carga líquida probabilística, em escala horária, considerando diferentes amostras de curvas de demanda e de geração das fontes não controláveis, como eólica e solar fotovoltaica. Para isso, as projeções de carga e de geração das fontes não controláveis, em valores médios mensais, fornecidas para o modelo Newave, são aplicadas em N amostras de perfis horários de demanda bruta (DB) e M amostras de perfis horários de geração das fontes não controláveis (GNC), respectivamente. Na sequência, podemos calcular a demanda líquida horária (DL), de forma cronológica, através da subtração entre a DB e a GNC, combinando todos os cenários possíveis ($M \times N$), desde que preservadas a sazonalidade (mensal) e as características horárias da demanda de energia e da geração das fontes não controláveis. Neste caso, por exemplo, um cenário de GNC de um determinado dia de janeiro poderá ser associado à uma amostra de

DB de qualquer dia desse mesmo mês, mas não será relacionada a uma amostra de curva de carga do mês de julho, que apresenta outro padrão. Assim, é possível manter o acoplamento temporal entre os dados, na escala horária.

Nessa abordagem, o foco da análise reside no cálculo e na avaliação da variação destas cargas líquidas entre os intervalos de tempo desejados (rampas de carga). No exemplo a ser apresentado neste PDE foi utilizado o intervalo entre horas subsequentes de um mesmo dia onde, calculadas as variações, pode-se definir a distribuição de probabilidade das rampas, utilizando todos os cenários produzidos de demanda líquida. De posse da distribuição das rampas, é possível estimar o montante de oferta com tempo de resposta menor ou igual ao intervalo definido (uma hora, neste caso) que o sistema deve ter para atender aos requisitos de variação, sob um determinado critério de risco. Ao se analisar as rampas em diferentes agrupamentos temporais, por exemplo, dentro de um único mês ou ao longo de todo o ano, podemos identificar padrões de comportamento que ajudem a indicar as soluções tecnológicas para suprir eventual escassez de recursos.

A avaliação do perfil da distribuição de rampa permite ainda que se verifique o quanto a introdução das fontes renováveis altera os requisitos de flexibilidade do sistema, na escala utilizada, à medida que façam parte da expansão. É importante lembrar que as análises de rampa podem ser separadas em dois grandes grupos. O primeiro deles, de que trata o avanço proposto nessa abordagem, se refere a escalas de tempo maiores que o intervalo entre os comandos de despachos praticados pelo Operador. Nesse caso, é possível que ações do operador sejam tomadas para o atendimento do requisito. O segundo grupo diz respeito às rampas em escalas de tempo menores que o intervalo entre comandos de despacho. Nesse caso, mecanismos automáticos devem existir para que o atendimento dos requisitos seja viável. A flexibilidade necessária para esse segundo grupo deve compor os requisitos de reserva operativa do sistema.

BOX 3.2 – MODERNIZAÇÃO DO PARQUE HIDRELÉTRICO BRASILEIRO: UMA OPORTUNIDADE E UM CAMINHO NECESSÁRIO

Estimativas do setor hidrelétrico global indicam que por volta de 2030 mais da metade da capacidade hidrelétrica mundial poderá passar por modernização (ou repotenciação) de suas instalações e que, em 2050, todas as usinas atualmente instaladas deverão ter realizado alguma ação desse tipo. Em maio de 2019 o Brasil tinha mais de 100 GW de usinas hidráulicas em operação. Desse montante, a EPE considera como conjunto de usinas elegíveis à repotenciação aquelas com pelo menos 25 anos de operação e potência instalada superior a 100 MW, desconsiderando aquelas que já sofreram efficientização e tiveram por resultado o recálculo das suas garantias físicas. Estima-se que o potencial brasileiro de repotenciação é de cerca de 50 GW, distribuído em 51 usinas em todos os subsistemas.

O estado da arte permitiria elevar os níveis de eficiência do parque brasileiro e simulações operativas do SIN, incorporando essa configuração, podem ser realizadas para estimar os ganhos de energia que essas ações podem trazer ao SIN. Em estudo a ser publicado, será examinada a viabilidade técnico-econômica das repotenciações de algumas usinas pelos critérios do Índice Custo-Benefício (ICB) e Valor Presente Líquido (VPL) e, a depender do grau de intervenção de recapitação, os ganhos individuais estimados seriam capazes de remunerar tais investimentos. Outros casos merecem uma análise mais criteriosa, cabendo aos concessionários avaliar a conveniência de investimentos em seu período de concessão e ao poder concedente questões relativas a formas de capturar esses ganhos e o upgrade técnico-operativo do parque hidrelétrico brasileiro. Também é possível estimar os benefícios sistêmicos provenientes dessas medidas, como redução do custo de operação e menor participação de tecnologias emissoras de gases causadores do efeito estufa na matriz.

Em ações de recapitação é admissível que se encontrem possibilidades de incrementos técnicos que resultem também em aumento da capacidade nominal instalada. Goldberg (2011) em estudo do Banco Mundial coloca ganho típico de capacidade de 12%. Já EPRI (2000) admite ganhos típicos de 5 a 20% na potência instalada. Considerando esta informação em conjunto com o potencial brasileiro de repotenciação, teríamos cerca de 2,5 GW a 10 GW de estimativa de incremento de potência no País. Caso a intervenção seja somente nos geradores, e também se admitindo como premissa a existência de capacidade ociosa de geração na turbina, o estudo do EPRI (2001) admite que o rebobinamento do estator, com uso de novos materiais e aumento da área condutiva pode proporcionar ganhos de 15 a 25%. O guia de procedimentos de reabilitação do IEEE (2005) admite como razoável o incremento de capacidade de 15%. Em pesquisa aos resultados da engenharia nacional, confirmam-se ganhos percentuais na faixa disposta pelo EPRI (2001). Logicamente, a geração elétrica está limitada à potência mecânica máxima transmitida para os geradores, portanto o exercício de incremento de capacidade deve ser analisado usina a usina.

Considerando o exposto, reforça-se que o aprimoramento de regras e ações que incentivem a modernização do parque hidrelétrico brasileiro pode resultar em ganhos técnicos e econômicos. Conforme o tema se desenvolva a expansão de energia hidrelétrica pode ter nesse caminho mais uma opção de mercado, recapitando o parque existente e aprimorando seus níveis de confiabilidade e eficiência.

3.2 Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta

Para fazer frente ao crescimento da carga, de forma segura, econômica e com respeito à legislação ambiental, o Brasil dispõe de grande potencial energético, com destaque para as fontes renováveis de energia (potenciais hidráulico, eólico, de biomassa e solar). A oferta indicativa leva em consideração a necessidade energética, o custo para implantação e operação de cada fonte e os prazos estimados para entrada em operação das usinas a serem contratadas nos leilões futuros.

O aproveitamento hidrelétrico ainda representa um elemento importante de ampliação de oferta de energia elétrica no SIN. A maior parte do potencial ainda a aproveitar encontra-se na região Norte e traz consigo uma série de desafios, principalmente de caráter ambiental, para sua utilização na expansão da oferta de energia elétrica. O planejamento se propõe a identificar os projetos hidrelétricos cujo desenvolvimento irá resultar, de fato, em benefício líquido para a sociedade — considerando todas as questões socioambientais relevantes — e identificar estratégias de desenvolvimento destes projetos que permitam que este benefício líquido se manifeste.

Nesse panorama não se pode deixar de lado o potencial proporcionado pelo desenvolvimento das usinas de pequeno porte (PCH e Centrais Geradoras Hidráulicas – CGH), com um vasto elenco de empreendimentos ainda não aproveitados e que traz

diversos benefícios para a matriz elétrica brasileira, como as sinergias com outras fontes renováveis (eólica, biomassa e fotovoltaica) e, principalmente, flexibilidade operativa e de armazenamento no horizonte operativo de curto prazo.

Por esse motivo, o Modelo de Decisão de Investimentos incorpora no rol das candidatas para expansão, a possibilidade de contar com projetos padrão típicos de PCH e CGH, disponíveis a partir de 2023. A representação dessa oferta no PDE 2029 mantém os importantes aperfeiçoamentos implementados na última edição deste plano, utilizando três patamares de custos de implantação para PCH.

Em relação às UHE, foram consideradas candidatas para a expansão da oferta aquelas com estudo de viabilidade técnico-econômica (EVTE) em andamento, cujos prazos estimados de todas as etapas de desenvolvimento de projeto, de licenciamento ambiental, de licitação e construção permitissem sua inclusão no horizonte decenal.¹⁰ Para a estimativa da data de entrada em operação das UHE é considerado o estágio e o andamento de cada estudo. A Tabela 3-1 apresenta a cesta de oferta de projetos hidrelétricos colocados à disposição do Modelo de Decisão de Investimentos neste PDE. Os projetos indicados pelo modelo, com base na sua competitividade econômica, serão apresentados na seção 3.5.

¹⁰ Maiores detalhes são apresentados no Capítulo 10 – Análise Socioambiental.

Tabela 3-1 - Cesta de Oferta de UHE do MDI

Data Mais Cedo Entrada Operação	UHE	Potência (MW)	Situação dos Estudos de Viabilidade e Ambientais (EVTE e EIA/Rima)
2025	Apertados	139	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue EIA/Rima entregue. Audiências Públicas realizadas.
2025	Davinópolis	74	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue EIA/Rima entregue. Audiências Públicas realizadas.
2025	Ercilândia	87	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue EIA/Rima entregue. Audiências Públicas realizadas.
2025	Telêmaco Borba	118	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue EIA/Rima entregue. Audiências Públicas realizadas.
2026	Castanheira (ARN-120)	140	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue EIA/Rima entregue.
2026	Comissário	140	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue EIA/Rima entregue.
2027	Tabajara	400	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue EIA/Rima entregue. Necessários ajustes no EIA.
2028	Bem Querer J1A	650	Viabilidade com Registro Ativo - Estudo em Execução EIA/Rima em elaboração.
2028	Formoso	342	Viabilidade com Registro Ativo - Estudo em Execução EIA/Rima em elaboração.
TOTAL		2.090	

Em função das incertezas geradas pela ausência de regulamentação dos dispositivos legais e normativos, e diante da complexidade das tratativas necessárias à implantação de UHE que interfiram diretamente em terras indígenas ou unidades de conservação de proteção integral, estima-se um prazo superior ao horizonte decenal para a viabilização de tais projetos. Com isso, a data mínima para início de operação de todas as UHE que se enquadram nessa situação é superior ao final do horizonte de estudo deste PDE.

A oferta eólica tem se mostrado extremamente competitiva, em termos de preço de energia, frente às demais tecnologias candidatas a expansão. Por esse motivo, este Plano preserva a indicação da importância de se sinalizar para um desenvolvimento dos aproveitamentos eólicos de forma contínua e harmoniosa com o mercado desta fonte no País. Por outro lado, ampliar maciçamente a sua participação na oferta de energia traz desafios como a necessidade de expansão de potência complementar, devido à sua vocação limitada para o atendimento aos requisitos de potência e variabilidade de produção, mesmo considerando o efeito portfólio entre os parques. Na cesta de projetos indicativos do PDE, a contribuição de energia do recurso eólico é estimada com base nas

habilitações técnicas dos leilões, ou seja, a partir do P90 das projeções das certificadoras. Já com relação à contribuição de potência, considera-se o P95 para todas as horas de cada mês com base nas medições anemométricas, registradas no sistema AMA.

Para este ciclo do PDE foi considerada, pela primeira vez, a tecnologia eólica *offshore* como candidatas à expansão, a partir do ano de 2027. Entretanto, os estudos atuais apresentam custos de investimento ainda elevados para essa tecnologia. Dessa forma, considerando as melhores informações disponíveis no momento de elaboração do PDE, ela não se mostrou competitiva frente às demais opções disponíveis para expansão. Cabe destacar, porém, que a evolução da maturidade desta tecnologia a nível mundial, o desenvolvimento de estudos técnico-econômicos e socioambientais, bem como os avanços regulatórios no Brasil, podem alterar a competitividade e permitir o aproveitamento desta tecnologia nos próximos Planos, trazendo importantes benefícios futuros ao sistema elétrico.

A tecnologia solar fotovoltaica vem confirmando a expectativa de queda dos preços no Brasil com uma velocidade surpreendentemente alta, como pôde ser visto nos últimos leilões. Por esse

motivo os preços adotados para o PDE 2029 já se encontram em patamares inferiores aos adotados no PDE 2027. A premissa adotada para o PDE considera a recente evolução dos custos de investimento desta tecnologia, considerando os dados dos leilões de energia no Brasil e diversas referências internacionais, todos devidamente avaliados e criticados. Espera-se que durante o horizonte decenal, os custos possam vir a comprovar uma tendência sustentável de baixa, a exemplo do que já se observa em âmbito internacional, o que ampliará a atratividade econômica da fonte fotovoltaica. Essa possibilidade foi representada a título de sensibilidade, onde foi adotada uma redução de cerca de 30% do CAPEX dessa fonte.

Quanto à representação energética, a contribuição solar fotovoltaica é obtida a partir das informações dos leilões de energia já realizados, capturando a tendência de evolução tecnológica. No que diz respeito ao atendimento à demanda de potência, devido às características do recurso, o P95 para todas as horas de cada mês (mesma premissa adotada para a oferta eólica) resulta em contribuição nula dessa tecnologia para a restrição de capacidade. As incertezas existentes quanto à curva de carga futura exigem que os estudos de planejamento da expansão sejam conservadores nesse aspecto, de modo a assegurar o suprimento futuro em todos os seus requisitos. Cabe lembrar que o PDE 2027 explicitou a importância de aperfeiçoamentos sobre as projeções de curva de carga, de modo a obter maior conhecimento sobre os possíveis comportamentos da demanda no futuro e como cada tecnologia contribui para seu atendimento. Esse trabalho encontra-se em desenvolvimento na EPE e é abordado em Box do capítulo 2 desse PDE.

A bioeletricidade, em especial aquela proveniente do bagaço de cana do setor sucroenergético, continua apresentando potencial competitivo de aproveitamento para produção de energia elétrica no SIN. Embora as projeções no aumento da produção de açúcar e etanol impliquem um maior uso energético do bagaço, dados históricos (BEN, 2018) apontam que os processos estão cada vez

mais eficientes, diminuindo anualmente a demanda deste insumo para cada unidade de produto. Assim, há um excedente gradual de bagaço que pode ser direcionado ao uso no setor elétrico. Por esse motivo o PDE apresenta um montante estimado considerado como limite superior para uso na geração de energia elétrica. Contudo, é possível observar a sinergia entre os produtos sucroenergéticos, pois a bioeletricidade proveniente do bagaço de cana é considerada como mais um ativo deste setor, que envolve a comercialização de quatro produtos: açúcar, etanol, eletricidade e, mais recentemente, créditos de descarbonização (CBIO). Com a promulgação da Política Nacional de Biocombustíveis – RENOVABIO, esta poderá induzir o aumento da eficiência das unidades produtoras sucroenergéticas, elevando a nota de eficiência energética ambiental, e assim incrementando a quantidade CBIO que poderá ser comercializada.¹¹ Neste aspecto, a bioeletricidade se consolida com um grande potencial para a matriz energética nacional.

Além do bagaço, destaque deve ser dado ao potencial do biogás. Este insumo energético é rico em metano, cujo poder calorífico é similar ao do gás natural. Assim, uma das possíveis rotas de sua utilização é em turbinas aeroderivativas ou em motores para geração elétrica. Diversos são os substratos que podem ser utilizados para produção de biogás, sendo os oriundos do setor agroindustrial (sobretudo sucroenergético), os que têm maior potencial no cenário nacional, além dos resíduos animais e urbanos. A fração deste recurso utilizada atualmente corresponde a apenas uma parte de seu potencial, conforme citado no Capítulo 8 - Oferta de Biocombustíveis deste documento, sendo esperado que ao fim do período decenal haja maior inserção deste insumo na matriz para geração elétrica. Por esse motivo, o PDE 2029, continua representando explicitamente essa oferta na cesta de projetos candidatos à expansão centralizada. Dentre as diversas possibilidades de obtenção de biogás, a tecnologia utilizada nas simulações energéticas representa as características típicas dos processos do setor sucroenergético.

¹¹ Para maiores detalhes, vide <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/programas/renovabio/principal>.

O PDE apresenta também empreendimentos termelétricos utilizando biomassa florestal. Diversos empreendedores vêm apresentando projetos com essa tecnologia e com novos desenhos de negócios, diferentes daqueles contratados em leilões anteriores e que tem demonstrado dificuldades para serem viabilizados, por exemplo, por questões de caráter técnico-operacional e dificuldades na obtenção de financiamento. Os projetos recentes expõem o conceito de florestas energéticas utilizando a biomassa de eucalipto, com alto grau de conteúdo nacional na implantação do empreendimento, bem como custos de operação referenciados a índices de preços locais. Além disso, a opção dos empreendedores por usinas com potência instalada reduzida (menores que 100 MW) permitem a aplicação das mesmas próximas aos centros de carga ou de forma distribuída. Essa nova estrutura tem se mostrado mais adequada para consolidar essa alternativa como atrativa ao setor elétrico.

As demais formas de geração a biomassa ainda não são explicitadas na matriz de geração. Entretanto, elas vêm mostrando considerável potencial de crescimento e já são representadas na geração distribuída, citadas no Capítulo 9 -Eficiência Energética e Geração Distribuída.

O gás natural se apresenta como principal combustível para expansão de geração termelétrica neste PDE. O GNL importado representa o combustível padrão para o desenvolvimento de novas usinas no curto e médio prazo. Porém, o desenvolvimento das reservas do pré-sal e as novas descobertas de bacias nacionais no pós-sal, como em Sergipe, podem ampliar significativamente a oferta de gás natural nacional, de baixo custo, e, consequentemente, contribuir na matriz elétrica brasileira já no horizonte decenal. Por esse motivo, na trajetória de referência foram consideradas como candidatas:

- Usinas a ciclo aberto e combinado, com custo variável referenciado ao GNL e com três possibilidades de operação: flexível e com fatores de inflexibilidade de 50% e 100%.
- Usinas a ciclo combinado com aproveitamento de gás nacional, com menor preço de combustível e inflexibilidade de 50%.

Toda a oferta termelétrica candidata foi representada considerando projeções de variação de preço de combustível. Os custos fixos e variáveis foram estimados para cada tecnologia e modalidade operativa.

A discussão a respeito do carvão mineral na oferta de eletricidade, especialmente o extraído nas minas da região sul do Brasil, envolve diversos setores da economia e deve ser tratada com muita atenção. É importante sempre lembrar das externalidades que envolvem as discussões sobre essa fonte. Aspectos positivos, como a geração de emprego e desenvolvimento da economia local na região Sul do Brasil, e aspectos negativos, como as emissões de gases causadores do efeito estufa, devem ser ponderados, junto com os ganhos de segurança elétrica e energética e a viabilidade econômica, para que as decisões a serem tomadas sejam robustas. Contribuindo para essa discussão, do ponto de vista econômico para o setor elétrico, o PDE 2029 coloca o carvão mineral nacional como candidato à expansão de duas maneiras. Para as usinas atualmente em operação, que possuem o benefício da CDE,¹² foi avaliada a sua atratividade econômica, a partir de 2027, considerando a possibilidade de um *retrofit* e CVU incorporando os custos da CDE.¹³ Também são consideradas candidatas a expansão novas plantas, mais modernas e eficientes, porém de maior custo de implantação que o *retrofit*. Há de se destacar, entretanto, que o aproveitamento para novas plantas tem esbarrado nas condições de financiamento, que refletem em seus custos totais, incluindo custos de investimento, financiamento e operação.

¹² Do parque a carvão nacional existente, apenas a UTE Pampa Sul não possui benefício da CDE.

¹³ A premissa adotada considerou o CVU atual das usinas nessa condição somado aos valores gastos pela CDE em 2018, conforme publicação da CCEE.

Tendo em vista a necessidade latente de oferta de energia firme, a expansão nuclear também poderia surgir como opção natural. Porém, o início de desenvolvimento do primeiro projeto após Angra 3 deverá ocorrer após o fim do horizonte decenal, em função dos prazos envolvidos de estudos e obtenção de licenças. Após a concretização do primeiro empreendimento, acredita-se que os seguintes poderão ocorrer em intervalos mais curtos, provavelmente de 5 a 7 anos.

Sobre as tecnologias específicas para o aumento da capacidade do sistema, visando a complementação de potência, além das já citadas termelétricas a gás natural são representadas explicitamente as tecnologias de armazenamento,¹⁴ como usinas hidrelétricas reversíveis e baterias. Apesar de se tratar de uma modelagem simplificada, que ainda não permite a comparação entre os tipos de serviço de cada uma, a representação utilizada já permite identificar possíveis tendências de operação futura, nas quais a existência desses recursos no sistema pode reduzir os custos de operação nos momentos de pico de demanda. A existência dessas duas opções explícitas no modelo (termelétricas e armazenamento) permite discutir o *trade off* existente entre tecnologias que injetam potência no sistema em quaisquer circunstâncias (nesse caso, as

termelétricas) e recursos que para estar disponíveis dependam da existência de excedentes na produção de outros. A escolha é complexa e, para uma abordagem mais adequada, é fundamental conhecer mais detalhes das condições operativas futuras além desenvolver as ferramentas computacionais.

É importante reconhecer que além das tecnologias explicitamente representadas, existem outras aptas a aumentar a oferta de capacidade, como o aumento de potência em hidrelétricas existentes e a resposta da demanda. Essas duas tecnologias são abordadas em um *what if* específico.

Para ampliação dos limites de intercâmbios entre os subsistemas foram consideradas estimativas de custos de investimentos para cada interligação e as datas mínimas para entrada em operação de acordo com as etapas dos estudos necessários para a implantação de cada projeto. Além disso, os orçamentos dos diversos projetos de geração incluem os custos de conexão à rede básica. Desse modo, os resultados obtidos com a utilização do MDI já levam em conta estimativas das necessidades de expansão da transmissão, o que significa que o modelo de decisão de investimento produz uma expansão G + T, ainda que de modo simplificado. A Tabela 3-2 apresenta um resumo sobre os recursos disponíveis para a expansão da oferta no PDE 2029.

¹⁴ Cabe a ressalva de que essa tecnologia ainda carece de instrumentos legais e normativos que estabeleçam a forma de sua contratação, os modelos de negócios e a remuneração dos benefícios gerados decorrentes da sua inserção no SEB.

Tabela 3-2 – Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta

Fonte	Disponível a partir de	Como é definida a contribuição		
		MDI	NEWAVE	Suprimento de Potência
Hidrelétricas	2026*	Séries de energia e potências, obtidas a partir de simulação no modelo SUIISHI, utilizando séries históricas de vazões **	Simulação hidrotérmica do NEWAVE utilizando reservatórios equivalentes de energia e 2.000 séries sintéticas	Cálculo de potência máxima disponível para todas as séries históricas utilizando metodologia da NT EPE-DEE-NT-035-r2/2017
Hidrelétricas Reversíveis	2026	Energia armazenada em momentos de excesso descontadas de perdas decorrentes do processo de armazenamento e descarga	Incremento de carga para representar o carregamento	Incremento da potência disponível para o atendimento
PCH e CGH	2023	Definida com discretização mensal a partir de dados históricos de geração		
Eólica Onshore	2023	Energia: a partir de dados de projetos habilitados em leilão Contribuição nos patamares de carga: construída a partir da base de dados AMA		P95 da geração esperada para todas as horas do mês
Eólica Offshore	2027	Utilização de dados de reanálise para pontos da costa brasileira, aplicando a mesma metodologia utilizada para os patamares do recurso onshore		
Solar Fotovoltaica	2023	A partir de dados de projetos habilitados em leilão		P95 da geração esperada para todas as horas do mês
Termelétricas a Biomassa Sucroenergética	2023	Definida com discretização mensal a partir de dados históricos de geração		
Termelétricas a Biogás	2023	Sazonalização definida a partir dos processos do setor sucroenergético e possibilidade de estocagem do insumo.		
Termelétricas a Biomassa Florestal	2024	Despacho definido pelo modelo de otimização, a partir dos CVUs definidos		Potência Disponível
Termelétricas a Gás Natural	2023			
Termelétricas a Carvão	2026			
Baterias Íon-Lítio	2024	Energia armazenada em momentos de excesso descontadas de perdas decorrentes do processo de armazenamento e descarga	Incremento de carga para representar o carregamento	Incremento da potência disponível para o atendimento

Notas: (*) Cada projeto tem sua data estimada individualmente, conforme Tabela 3-1.

(**) Metodologia da NT EPE-DEE-NT-035-r2/2017.

BOX 3.3 – INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA REGIONAL

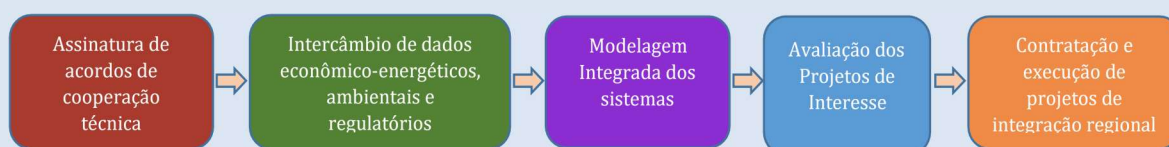
Em que pese o tamanho da América Latina e a diversidade geográfica dos centros de carga e de geração, pode-se destacar as experiências adquiridas com a integração eletro-energética envolvendo os países da região, merecendo menção os arranjos hidrelétricos binacionais na bacia do Prata e as interconexões Brasil-Venezuela, *Sistema de Integración Eléctrica Andina* (SINEA) e Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC). Dentro dos planos decenais, a Integração Regional vem sendo tratada sob o ponto de vista de possibilidades futuras, ainda carecendo de amadurecimento de informações para sua simulação no MDI como opção real de expansão de suprimento. Alguns empecilhos como confiabilidade de dados primários, os desafios geográficos das cordilheiras e florestas dificultam a modelagem e acabam por deslocar suas possibilidades na matriz elétrica sul-americana. Contudo caso o tema tenha novo tratamento, os próximos planos poderão refletir os avanços e seus benefícios.

O que acentua a atratividade da opção de integração energética para investigação no PDE é a existência de imenso potencial de oferta energética nos países fronteiriços ao Brasil – o potencial hidrelétrico binacional estimado é de cerca de 11GW (conforme Nota Técnica de apoio ao PNE 2050), localizados nas bacias do rio da Prata e do Madeira. No leque de oferta existem tanto empreendimentos binacionais com o Brasil, como também empreendimentos em territórios vizinhos que se viabilizam por conta da exportação.

Deve-se avaliar em que medida os países se beneficiariam de uma ampliação da integração regional pois a integração traria benefícios de complementariedade dos recursos e seus regimes (ex.: hidrológicos, eólico e solar); a confiabilidade e a segurança dos sistemas nacionais envolvidos aumentariam e impactos ambientais poderiam ser reduzidos em face de novas fronteiras de suprimento energético disponibilizadas no leque de expansão dos países.

Em documento de apoio do PNE 2050, observou-se a disposição de abertura de mercados de energia e a receptividade à ideia da integração na maioria dos países da América do Sul. Considera-se que ainda há um caminho a se trilhar para que a integração regional seja uma efetiva opção de suprimento, sendo o fator político fundamental para seu desenvolvimento. A estabilidade e confiança nas relações precede a variável econômica. Para alcançar tal estágio elencam-se, de forma não exaustiva, passos que se fazem necessários para que essa possibilidade venha a ser simulada e se constitua como matéria para que negociações internacionais sejam entabuladas. A opção de integração regional não só produz os benefícios energéticos como também econômicos trazidos pelos investimentos transnacionais e a comercialização de energia com efeito real na competitividade dos países envolvidos. A expertise tecnológica para construção, modelagem de usinas e transmissão de energia já são dominadas, contudo o arranjo regulatório, comercial, operacional e financeiro que viabilize esses projetos e assegure o suprimento ainda carece de aperfeiçoamentos.

Figura 3-2. Passos para o desenvolvimento da Integração Regional



3.3 Diretrizes e Premissas

As premissas utilizadas na elaboração deste PDE foram estabelecidas em conjunto com a Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia (SPE/MME) ou diretamente solicitadas por ela.

Com relação aos parâmetros de entrada para os modelos computacionais, destacam-se:

- Simulação da operação utilizando a última versão homologada do modelo Newave,¹⁵ com parâmetros do CVaR¹⁶ definidos pela CPAMP¹⁷ (alfa = 50% e lambda = 40%);
- Suprimento de energia da UHE Itaipu para o mercado paraguaio considerando projeção de crescimento de, aproximadamente, 5,4% a.a.. Essa projeção foi elaborada pela EPE;
- O custo de déficit de energia utilizado foi de R\$ 4.944,89/MWh, conforme divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- A taxa de desconto utilizada nas simulações foi de 8% a.a., em termos reais, estabelecida tendo como referência a metodologia do Custo Médio Ponderado do Capital (também conhecido como *WACC*), adotando-se as seguintes premissas: (i) uma empresa com estrutura de capital de 40% de capital próprio e 60% de capital de terceiros; (ii) custo de capital próprio de 13% a.a. e o custo de capital de terceiros de 7% a.a., em termos reais; e (iii) Impostos (IRPJ e CSLL) de 34%, considerando o regime de tributação no lucro real.

As datas de entrada em operação dos projetos contratados em leilão foram consideradas de acordo com o acompanhamento do Departamento de

Monitoramento do Setor Elétrico (DMSE).¹⁸ Para empreendimentos de grande porte considerados “sem previsão” para a entrada em operação comercial foram adotadas as seguintes premissas:

- UTN Angra 3: início de operação comercial em janeiro de 2026;
- UHE São Roque: início de operação comercial em julho de 2023.

Os limites de intercâmbio entre as regiões foram definidos considerando a evolução do SIN prevista para o horizonte decenal, em conformidade com os critérios de confiabilidade utilizados nos estudos elétricos de expansão da transmissão. Dentre os empreendimentos que iniciarão operação no horizonte decenal, destaca-se o conjunto de linhas de transmissão, em 500 kV, associadas à expansão da interligação Nordeste - Sudeste, cuja previsão de entrada em operação é para o ano de 2023. Mais detalhes são apresentados no capítulo de Transmissão de Energia Elétrica.

Em relação ao parque termelétrico existente, algumas considerações foram feitas com o intuito de evidenciar a necessidade de modernização de parte desse conjunto de usinas, bem como direcionar a atenção necessária ao término de contratos e determinados subsídios que possam levar ao aumento do custo variável unitário (CVU) de algumas plantas.

No caso da modernização de plantas existentes, considerou-se a possibilidade de algumas estenderem a sua vida útil através de um processo de *retrofit*, o qual envolve uma série de ações de modernização e readequação das instalações

¹⁵ Modelo de otimização do despacho hidrotérmico desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel. Neste Plano, as simulações energéticas foram realizadas com a versão 25 desse modelo, última versão homologada pela ANEEL à época da elaboração deste capítulo.

¹⁶ CVaR – *Conditional Value at Risk*, metodologia que calcula uma política operativa considerando, além do valor esperado dos custos, o valor médio dos custos dos cenários hidrológicos mais caros.

¹⁷ CPAMP – Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico.

¹⁸ Foi utilizada como referência a reunião de abril de 2018, que também serviu de referência para o PMO de maio de 2019, elaborado pelo ONS.

existentes, sem a necessidade de se construir uma usina inteiramente nova.

Com relação à existência de subsídios para custeio de combustíveis de algumas termelétricas, buscou-se avaliar o impacto do término do prazo de concessão desses incentivos nos custos de operação dessas plantas, e com isso oferecer ao MDI a decisão relativa à sua competitividade frente às demais usinas postas à disposição para a expansão da oferta.

Desta forma, as usinas termelétricas existentes foram tratadas considerando as seguintes premissas:

- As usinas termelétricas movidas a óleo diesel B e óleo combustível, que têm seus contratos (CCEAR) findados no horizonte da simulação foram retiradas do sistema nas datas de término dos respectivos contratos. No caso das usinas que não possuem CCEAR, as mesmas são removidas após 25 anos em operação
- As termelétricas a Gás Natural integrantes do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) e/ou com contratos no ambiente regulado (CCEAR) são removidas do sistema na maior data entre o término do seu respectivo contrato e o fim do PPT, que possui prazo estabelecido de 20 anos a partir da entrada de operação comercial da UTE, conforme disposto no Decerto nº 3.371/2000. No mês seguinte após serem retiradas, essas usinas tornam-se candidatas à expansão com um custo de investimento definido por um CAPEX de 40% de uma UTE a Ciclo Combinado nova, representando a possibilidade de realização de um *retrofit*. Para essa oferta de expansão, o CVU foi revisado considerando: (i) o preço de referência do GNL utilizado para as termelétricas indicativas totalmente flexíveis, e (ii) o consumo específico de cada uma delas de acordo com o Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural do mês de janeiro de 2019;
- As termelétricas a Gás Natural, sem CCEAR e sem PPT, foram retiradas após 25 anos em operação comercial, representando o fim do período de vida útil considerado e, de forma semelhante ao adotado para as usinas do PPT e/ou com CCEAR, elas tornam-se candidatas a

expansão a partir do mês seguinte à retirada, com as mesmas premissas para composição do CAPEX e de revisão do CVU mencionadas no caso anterior;

- Para as usinas que, desde o início do horizonte de simulação, não agregam potência disponível para o sistema (PDISP=0), não foi considerada a possibilidade de *retrofit* e, consequentemente, retorno da usina após sua retirada;
- As usinas a carvão mineral são retiradas do sistema no final de 2027, em função do término da CDE, tornando-se candidatas a expansão a partir do início de 2028, com CAPEX de 40% de uma nova UTE a Carvão e revisão do CVU considerando estimativa de aumento de custo relativo à perda do benefício da CDE.

Além das premissas sobre empreendimentos já contratados ou em operação, as seguintes restrições foram fornecidas ao Modelo de Decisão de investimentos, considerando as diretrizes de política energética e os potenciais de cada tecnologia:

- Indicação de oferta eólica localizada nas regiões Nordeste e Sul a partir de 2023, limitada a 3.000 MW/ano, sendo 80% alocado no Nordeste e 20% na região Sul;
- Indicação de expansão fotovoltaica de no mínimo 1.000 MW/ano e no máximo de 2.000 MW/ano, a partir de 2023, sendo 80% alocado no Nordeste e 20% na região Sudeste;
- Indicação de uma expansão com limite superior para PCH de 300 MW/ano a partir de 2023;
- Indicação de uma expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de oferta de biomassa de bagaço de cana (CVU nulo) a partir de 2023 limitada a no mínimo 150 MW/ano e máximo respeitando o potencial técnico do recurso.
- Indicação de uma expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de usinas termelétricas a biomassa florestal limitada a no mínimo 50 MW/ano e no máximo 100 MW/ano, a partir de 2024, em consonância com o crescimento proporcional da oferta de matéria prima baseada em planos de manejo florestal;

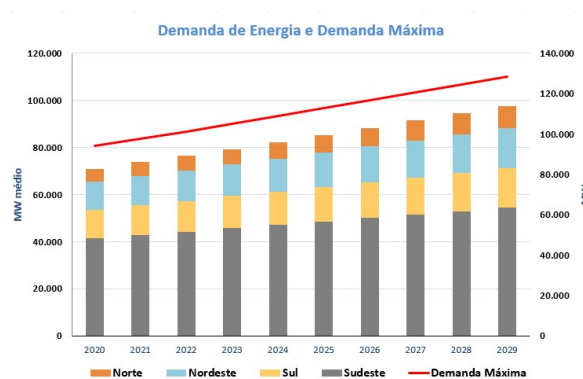
- Indicação de uma expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de oferta de biogás a partir de 2023 limitada a, no máximo, 30 MW/ano, explicitando assim a participação dessas fontes na matriz de geração centralizada. Para fins de execução no MDI foi considerada a utilização de resíduos do setor sucroalcooleiro;
- Limite de 1.000 MW por ano, a partir de 2024, para tecnologias de armazenamento;
- Limite de 1.000 MW por ano, a partir de 2026, para usinas termelétricas movidas a Gás Natural Nacional, com 50% de inflexibilidade;
- Disponibilidade a partir de 2023 de usinas Termelétricas movidas a Gás Natural importado, com diferentes níveis de eficiência e inflexibilidade;
- Limite de 500 MW por ano, a partir de 2026, para usinas termelétricas movidas a Carvão Mineral Nacional, com 50% de inflexibilidade;
- Variação de CVU das usinas termelétricas¹⁹ com base em trajetória de preços futuros dos combustíveis, em moeda constante, considerando as projeções do cenário de referência publicado pela *Energy Information Administration - EIA no Annual Energy Outlook – AEO*.

3.3.1 PROJEÇÃO DE CARGA DE ENERGIA E DEMANDA DE POTÊNCIA

A partir das hipóteses da evolução dos indicadores macroeconômicos, as análises referentes ao sistema de geração consideraram as projeções de carga de energia para todas as regiões do SIN, já incluindo as perdas elétricas na rede transmissora e o abatimento da geração distribuída. As curvas de carga foram representadas no modelo de simulação da operação em quatro patamares. Os patamares de carga pesada, média e leve foram construídos a partir dos estudos da CPAMP para redefinição dos patamares de carga, consolidados na consulta pública nº 51/2018. Já o quarto patamar, com duração de 10 horas/mês foi estabelecido de modo a representar a demanda máxima do sistema.

O crescimento médio anual da carga do SIN (sem abatimento da GD), no horizonte decenal, é de aproximadamente 2.903 MW médios, representando uma taxa média de 3,6% a.a.. O Gráfico 3-1 apresenta a projeção de carga do SIN (energia e ponta) do Mercado de Referência do PDE, sem abater a parcela de geração distribuída. A demanda máxima apresenta a mesma taxa de crescimento da carga de energia, mantendo assim o fator de carga ao longo do horizonte.

Gráfico 3-1 - Projeção de Carga do Mercado de Referência



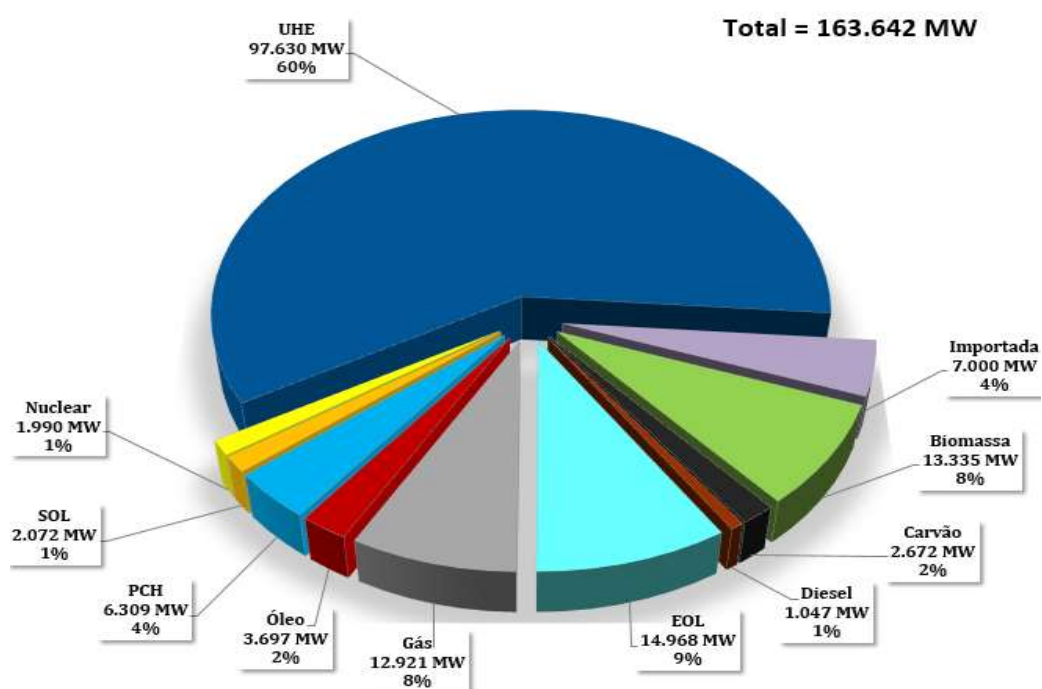
¹⁹ A metodologia de cálculo desses CVU pode ser encontrada na Nota Técnica EPE-DEE-NT-057/2019-r0.

3.4 Configuração inicial para expansão

Os estudos para o planejamento da expansão utilizam como base a configuração do sistema existente e a expansão contratada até abril de 2019. Em maio de 2019, o SIN contava com uma capacidade instalada de cerca de 164 GW,²⁰ com participação das diversas fontes de geração (Gráfico 3-2).

Os leilões realizados até abril de 2019 resultaram na contratação de capacidade instalada com entrada em operação comercial prevista no horizonte decenal, agregando nova oferta ao sistema (Gráfico 3-3). O SIN conta com um acréscimo de 14.000 MW de capacidade instalada já contratada, dos quais aproximadamente 50% será de fontes renováveis.

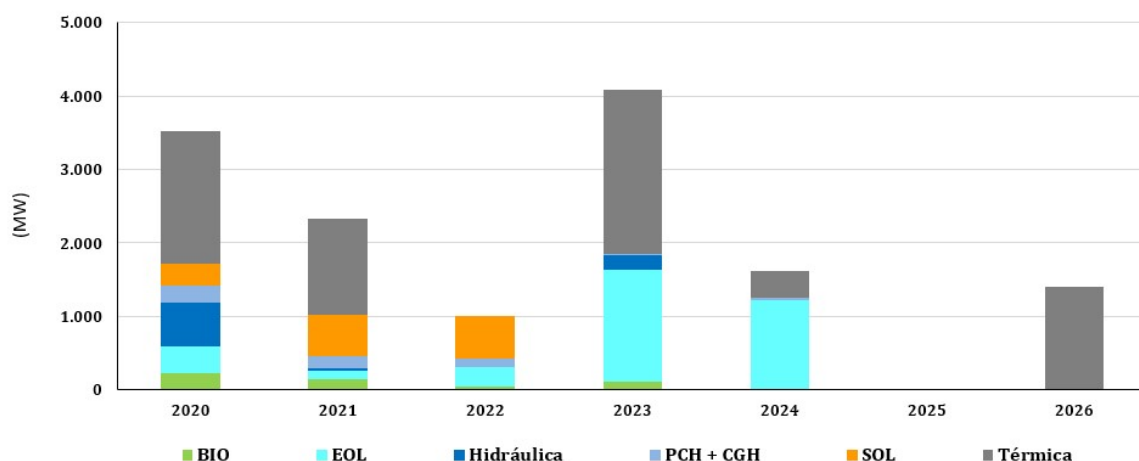
Gráfico 3-2 - Capacidade Instalada no SIN no final de maio de 2019



Nota: O montante apresentado como PCH inclui também as CGH existentes.
A oferta inicial considera 2.975 MW de usinas termelétricas cuja potência disponível é nula

²⁰ Incluindo a parcela paraguaia da UHE Itaipu.

Gráfico 3-3 - Expansão contratada até 2019 – Incremento anual de capacidade



Usinas que iniciam operação comercial, de acordo com o DMSE, a partir do segundo dia do mês são consideradas no incremento do mês seguinte.
As usinas termelétricas a óleo diesel, óleo combustível e gás natural retiradas da expansão nas datas de término de seus contratos não estão contabilizadas nesse gráfico.

Fontes	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Biomassa	231	147	50	115	0	0	0	0	0	0
Eólica	353	107	264	1.521	1.212	0	0	0	0	0
Hidráulica	611	36	0	204	0	0	0	0	0	0
PCH + CGH	225	177	111	10	38	0	0	0	0	0
Fotovoltaica	298	557	585	0	0	0	0	0	0	0
Térmica	1.802	1.305	0	2.238	363	0	1.405	0	0	0

Tabela 3-3 – Retirada de Capacidade Instalada Termelétrica do sistema por fato motivador

Fato Motivador	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Acum. 2029
Término do CCEAR (UTE GN)	0	0	554	0	736	1.475	1.133	500	178	0	4.576
Término do CCEAR (UTE OD/OC)	0	0	0	191	983	1.484	207	381	201	0	3.447
Fim dos subsídios da CDE (UTE CARVÃO)	0	0	0	0	0	0	0	0	1.227	0	1.227
Fim dos subsídios do PPT (UTE GN)	0	249	313	120	1.687	572	0	0	0	0	2.941
Fim da Vida Útil da Usina	0	0	0	0	1.278	640	869	534	0	0	3.321
TOTAL	0	249	867	311	4.684	4.171	2.209	1.415	1.606	0	15.512

O PDE 2029 chama a atenção sobre a oferta termelétrica existente em final de contrato e/ou a necessidade de modernização devido ao longo período em operação. Outro aspecto importante é o final de vigência da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) em 2027, que permite a operação de usinas termelétricas à carvão nacional com um baixo Custo Variável Unitário (CVU), e o final do PPT

ao longo do horizonte decenal. Com isso estima-se que, aproximadamente, 15.500 MW de capacidade instalada encontram-se na situação descrita nas premissas apresentadas na Seção 3.3 e, nas datas indicadas na Tabela 3-3, podem não estar disponíveis para o sistema. O Anexo III detalha as usinas consideradas nessa condição

Para analisar essa questão, o PDE 2029, de acordo com a premissa adotada, avalia a atratividade econômica da manutenção dessa oferta no sistema através de um *retrofit* frente a expansão de novas plantas, de maior custo fixo e com maior eficiência. Nesse sentido, aproximadamente 9.000 MW foram colocados à disposição do modelo a partir do mês seguinte à sua retirada.

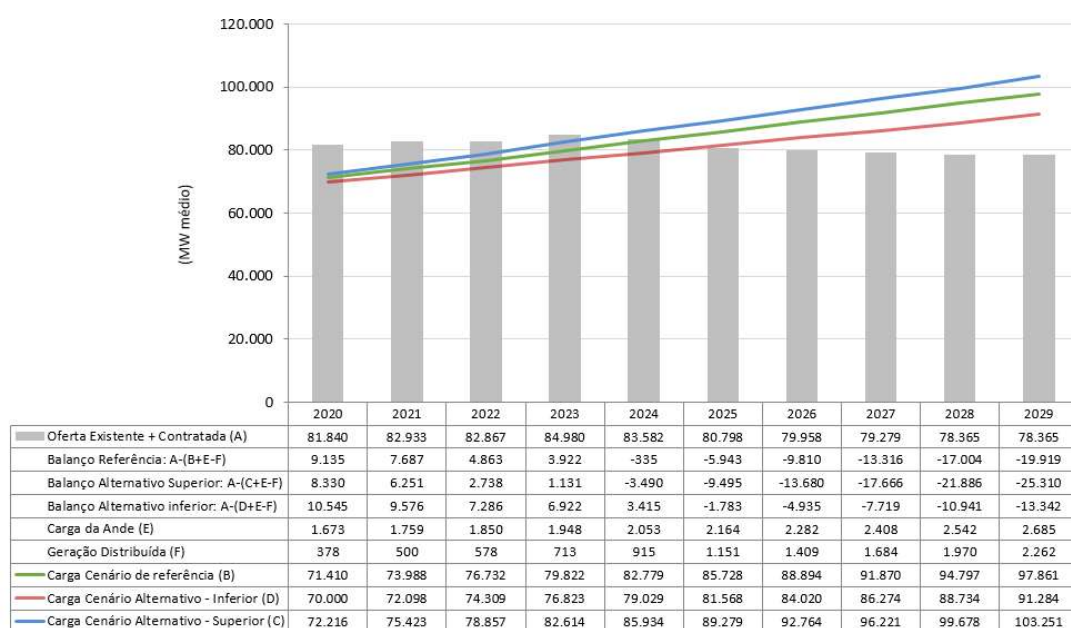
O PDE 2029 utilizou nas simulações da operação a versão 25 do modelo Newave. Essa versão traz importantes aprimoramentos em relação a versão 24, utilizada no PDE 2027. Dentre esses aprimoramentos, destaca-se a consideração de altura de queda variável para as usinas fio d'água, o que resulta em uma redução na disponibilidade de geração dessas hidrelétricas. Vale destacar que esse aprimoramento reduz, em parte, o otimismo intrínseco da representação a subsistemas equivalentes e aproxima os resultados obtidos pelo modelo daqueles vistos na operação real. Esse é um importante passo para o processo de planejamento e contribui para que a oferta indicativa esteja mais adequada para a operação futura.

Considerando a oferta existente e contratada, apresenta-se no Gráfico 3-4 o balanço de garantia física comercial, considerando a retirada das usinas

termelétricas da Tabela 3-3 e sem oferta indicativa. O objetivo é indicar, sob o aspecto comercial, uma estimativa da necessidade de contratação de energia nova para as três projeções de mercado consideradas (Referência e Alternativos).

Dependendo do mercado considerado, o balanço comercial de garantia física sinaliza uma necessidade de contratação de nova oferta, para o atendimento do mercado total de energia de algo entre 13.000 e 25.000 MW médios de contratos lastreados por novos empreendimentos no horizonte decenal. Destaca-se que esse balanço considera a retirada das garantias físicas das termelétricas da Tabela 3-3. É importante ressaltar que esse intervalo é apenas uma estimativa da energia a ser contratada para suprir as necessidades do sistema e pode diferir das reais necessidades sinalizadas pelos agentes de mercado. A razão é que a demanda dos leilões de energia nova, que suprem o mercado regulado, é oriunda das informações das distribuidoras que utilizam projeções econômicas e estratégias de contratações que podem ser distintas daquelas adotadas neste plano. Raciocínio similar vale para a contratação para suprir a expansão do mercado livre.

Gráfico 3-4 - Balanço Comercial de Garantia Física e comparação entre as projeções de demanda



3.5 Visões de futuro para o parque gerador de energia elétrica

Tendo em vista as incertezas inerentes ao processo de planejamento da expansão do sistema elétrico, o PDE 2029 apresenta algumas visões de futuro, construídas através de cenários e análises de suas sensibilidades (*what-if*), visando sinalizar seus efeitos sobre alguns temas relevantes para a expansão. As sensibilidades apresentadas visam promover discussões que permitam o desenvolvimento de ações que devam ser tomadas para cada situação, além de enriquecer o processo de planejamento. São elas:

1. Expansão de Referência: considerando as premissas apresentadas neste relatório e o caso de referência para projeção da carga de energia elétrica;
2. Expansão com diferentes projeções de demanda: neste PDE além da projeção considerando uma situação de maior crescimento econômico do País realizou-se também um exercício com menor taxa de crescimento do consumo de energia elétrica;
3. Expansão com maior oferta de gás natural nacional de baixo custo: considerando-se diversas ações que poderão aumentar a oferta nacional de gás natural, espera-se uma redução no seu custo, o que poderá viabilizar usinas termelétricas de menor CVU;
4. Impactos na expansão da oferta para diferentes critérios de suprimento de potência: cenário para avaliar os possíveis impactos que as discussões do GT Modernização sobre Revisão de Critérios de Suprimento podem causar no PDE;
5. Avaliação sobre tecnologias alternativas para suprimento de capacidade de potência: primeiro exercício considerando a participação de Resposta da Demanda e Modernização de UHE como alternativas para suprimento de curta duração.

O MDI fornece a expansão ótima da oferta para cada visão de futuro, que é apresentada no Anexo II do Capítulo 3. Informações detalhadas para cada caso analisado, como evolução da capacidade instalada,

limites de interligações e valores mensais de demanda, poderão ser obtidas no site da EPE.

CASO 1: EXPANSÃO DE REFERÊNCIA

A partir das premissas estabelecidas, fazendo uso do MDI e ajustando as datas de forma a considerar o tempo de enchimento dos reservatórios e a motorização das unidades geradoras das usinas selecionadas, chega-se à expansão de referência indicativa, apresentada no Gráfico 3-5 acumulada ao longo dos anos. A evolução da capacidade instalada anual do SIN no horizonte decenal, separada por tipo de fonte, é apresentada no Anexo I do Capítulo 3. O Gráfico 3-6 apresenta a variação de capacidade instalada por tecnologia, entre a configuração inicial, de maio de 2019, e a configuração expandida ao final do período decenal. Além da geração centralizada, esse gráfico inclui a variação de geração distribuída, da qual aproximadamente 85% do montante final é de tecnologia fotovoltaica. Considerando essa expansão total percebe-se que a oferta eólica, solar e a gás natural representam os principais indutores do crescimento da oferta de energia elétrica nos próximos dez anos.

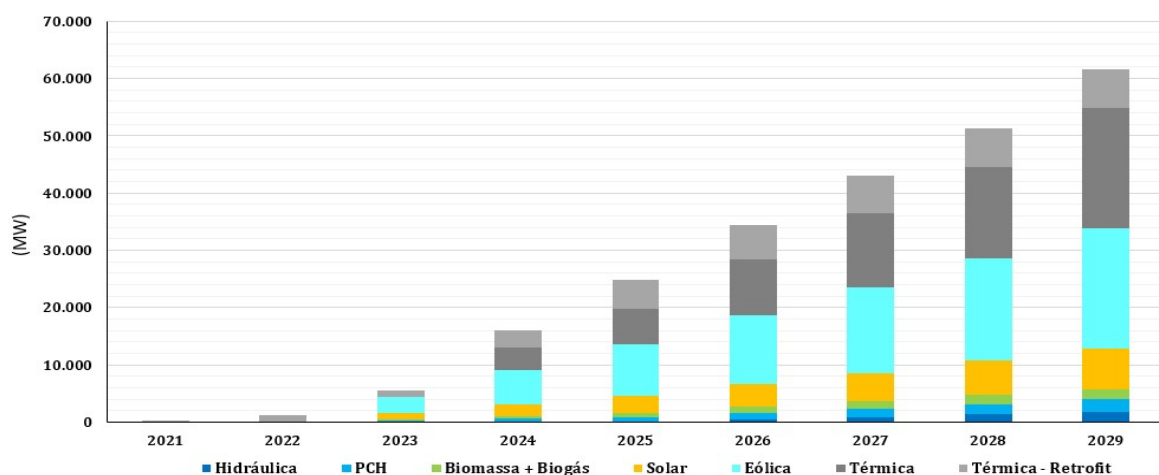
As opções de expansão utilizando gás natural nacional e carvão mineral nacional compartilham o atendimento a uma das parcelas da demanda de energia no final do horizonte decenal. Certamente os preços ofertados na realização dos leilões futuros de energia nova estabelecerão os montantes competitivos de cada uma dessas opções de expansão.

Essa expansão centralizada indicativa requer investimentos estimados em geração da ordem de R\$ 239 bilhões, até 2029, para o suprimento da carga nos ambientes regulado e livre. Destaca-se que, nesse montante, não estão contemplados os investimentos associados à parcela já contratada. Porém, considera-se nesse total uma estimativa de investimentos associados ao *retrofit* de usinas termelétricas existentes, que se mostraram competitivas.

Baseado na Expansão de Referência, o Custo Marginal de Expansão (CME) de geração do sistema, obtido das variáveis duais associadas às equações de atendimento à carga de energia e demanda máxima de potência futuras, resultou no valor de R\$

247/MWh. O Anexo IV do Capítulo 3 demonstra o atendimento dessa Expansão de Referência aos critérios de planejamento estabelecidos na Resolução nº 9 de 2008 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Gráfico 3-5 - Expansão Indicativa de Referência

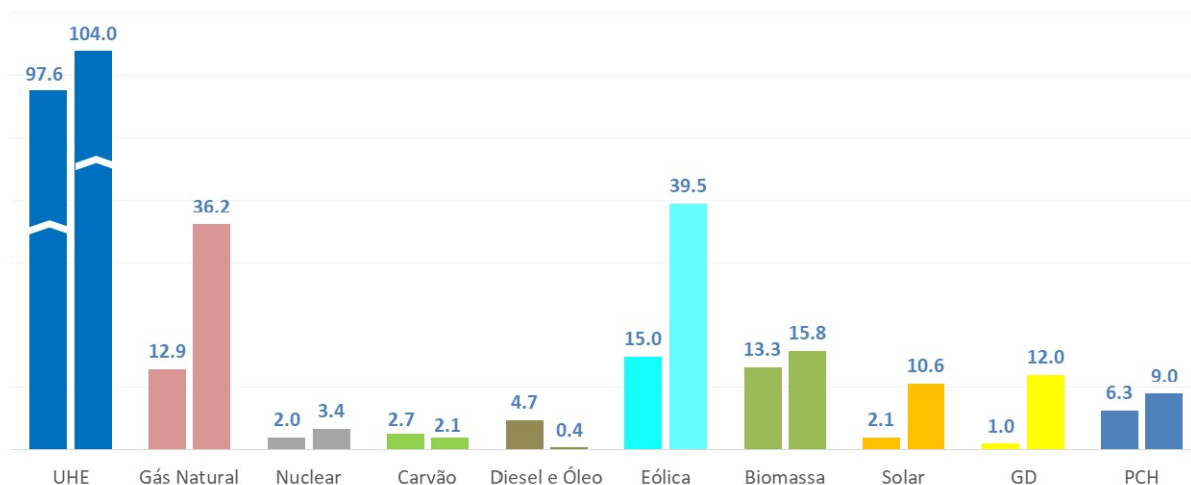


Fontes	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Térmica - Retrofit	249	1.116	1.116	3.153	4.977	6.110	6.610	6.788	6.788
Biomassa + Biogás	0	0	180	460	740	1.020	1.300	1.580	1.860
Eólica	0	0	3.000	6.000	9.000	12.000	15.000	18.000	21.000
Hidráulica (*)	0	0	0	0	0	385	803	1.298	1.819
PCH	0	0	300	600	900	1.200	1.500	1.800	2.100
Fotovoltaica	0	0	1.000	2.000	3.000	4.000	5.000	6.000	7.000
Térmica	0	0	0	3.872	6.164	9.709	12.830	15.854	20.997

(*) O incremento anual de oferta hidrelétrica considera a motorização e o melhor período para enchimento de seus reservatórios, o que pode levar a entrada da primeira máquina antes do início da operação comercial.

Gráfico 3-6 - Variação entre a capacidade instalada inicial e com a expansão do PDE 2029 por tecnologia

Capacidade Instalada em 2019 e 2029 (GW)



(1) Os dados de maio de 2019

(2) Gás natural inclui gás de processo

(3) Para fins de exibição, as barras que representam a UHE tiveram sua escala justada, entretanto os valores mostrados correspondem aos dados de capacidade instalada

(4) UHE não inclui a parte paraguaia da usina de Itaipu

A lista de usinas hidrelétricas resultante da Expansão de Referência é apresentada na Tabela 3-4.

Tabela 3-4 - Usinas Hidrelétricas Indicativas

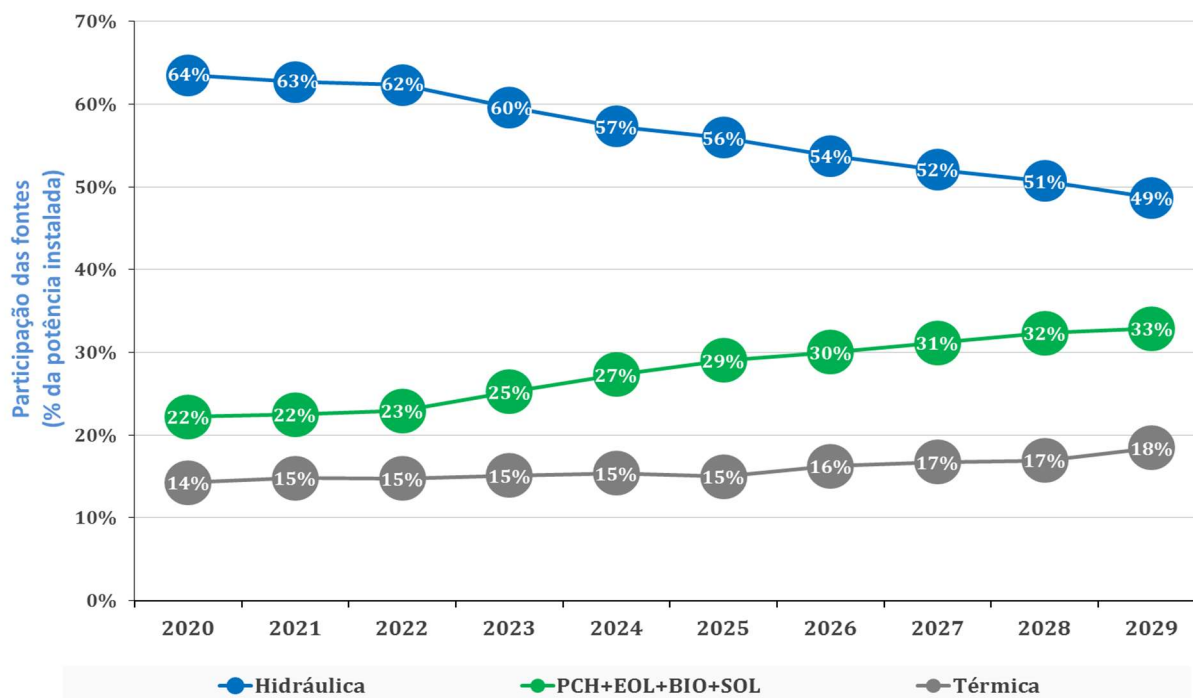
Nome	Potência Instalada Total (MW)	Ano de Entrada
Telêmaco Borba	118	2026
Tabajara	400	2027
Apertados	139	2027
Ercilândia	87	2027
Bem Querer	650	2028
Castanheira	140	2028
Comissário	140	2029

As informações de custos dos projetos hidrelétricos utilizadas neste PDE foram estabelecidas pela equipe de Projetos de Geração da EPE, a partir de estudos públicos. Cabe ressaltar que esses valores poderão ser atualizados no futuro após a conclusão de estudos em andamento pelos diversos

agentes envolvidos na avaliação de viabilidade técnica, econômica e ambiental, sendo a melhor informação atualmente disponível utilizada para a tomada de decisão de planejamento da expansão. Dessa forma, a lista apresentada deve ser vista como uma referência para a expansão, e não uma previsão dos empreendimentos que serão contratados nos próximos leilões. Todas as UHEs cujos prazos processuais permitam a viabilização no horizonte decenal são vistas como candidatas à expansão e, caso sejam técnica e economicamente benéficas, serão incorporadas ao sistema.

O Gráfico 3-7 apresenta a participação por tipo de fonte, em relação à capacidade instalada, na composição da matriz elétrica. Destaca-se que, apesar da redução da participação de usinas hidrelétricas, o sistema mantém a predominância de fontes renováveis e não emissoras de GEE. No caso de referência, a participação dessas fontes varia de 86% a 82% da capacidade instalada total do SIN.

Gráfico 3-7 - Participação das fontes na capacidade instalada da Geração Centralizada



Nota: A participação de PCH inclui também empreendimentos classificados como CGH.

A representação de PCH e CGH utilizada nesse PDE mantém as melhorias apresentadas no PDE 2027. Novamente, considerando as premissas utilizadas no planejamento, esse recurso se mostra economicamente competitivo considerando sua contribuição de energia e potência. Todo o potencial disponibilizado ao modelo foi utilizado, totalizando uma oferta indicativa adicional de 2.100 MW até 2029, distribuídos entre as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Cabe destacar que esse montante pode ser facilmente ampliado, dados os fortes sinais de competitividade econômica apresentados. Além disso, avanços na remuneração dos serviços associados a geração de energia, como por exemplo a valoração dos atributos de capacidade de potência e flexibilidade, permitirá representar nos estudos de planejamento esse benefício que as PCH e CGH podem trazer ao setor, aumentando a competitividade dessas fontes.

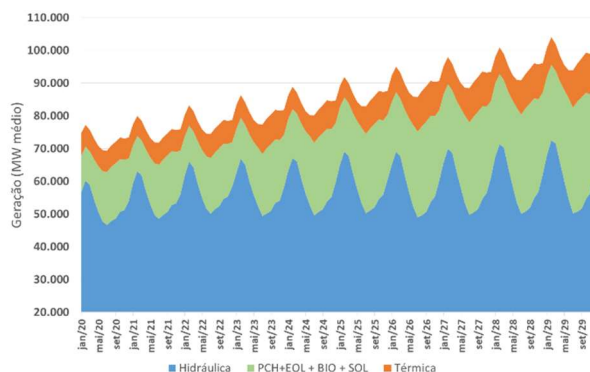
Em relação à biomassa, considerando a oferta proveniente do bagaço de cana, biogás (ambas com CVU nulo) e de resíduos florestais, a expansão total no horizonte decenal foi de 1.860 MW, alocados no subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Novamente, mecanismos que incentivem o investimento em

tecnologias de geração que promovam flexibilidade operativa ou mesmo estendam a disponibilidade dos recursos ao longo do ano, principalmente dos insumos provenientes do setor sucroenergético, tendem a melhorar a competitividade econômica apresentada.

A fonte eólica mantém sua tendência de recurso com maior participação na expansão da matriz para o atendimento à demanda de energia mensal, com 21.000 MW de capacidade instalada adicional, além do montante já contratado que se encontra em processo de implantação. Essa evolução leva sua participação para, aproximadamente, 17% da capacidade instalada do SIN em 2029. Junto com a tecnologia solar fotovoltaica, que apresenta 7.000 MW de oferta centralizada indicativa adicional, essas fontes são responsáveis não só por manter o perfil sustentável do sistema elétrico brasileiro como contribuir para a perspectiva de custos de operação mais baixos no futuro. Nota-se que, ao se adicionar a expectativa de expansão distribuída, como apresentada no Capítulo 2 deste PDE, à expansão solar centralizada, a participação da fonte solar se amplia significativamente no horizonte decenal.

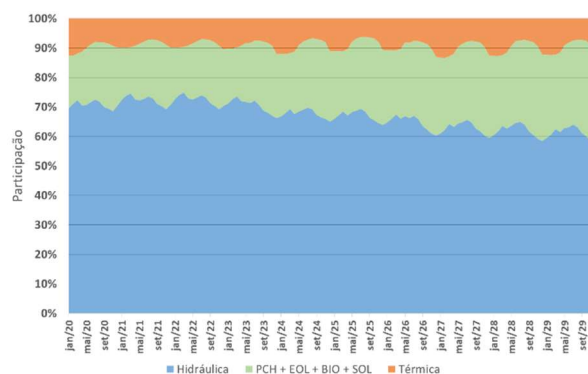
O Gráfico 3-8 apresenta a expectativa de operação média mensal, fruto da simulação das 2.000 séries sintéticas com o modelo Newave. É notória a predominância de fontes renováveis na geração de energia elétrica, complementada com geração termelétrica principalmente nos meses de período seco.

Gráfico 3-8 – Expectativa de geração mensal para suprimento à carga



O Gráfico 3-9 apresenta a participação das fontes em relação ao percentual do mercado. Dessa forma fica evidente que, apesar de ainda ser a fonte predominante, a hidrelétrica reduz sua participação em energia para atendimento a carga, saindo de 71% em 2020 para 61% em 2029. Essa redução é compensada pelo aumento da participação das demais renováveis, que crescem de 19% em 2020 para 29% da carga de 2029. Apesar do aumento da participação termelétrica na capacidade instalada, em termos de valor esperado de geração sua contribuição se mantém praticamente estável ao longo do horizonte, em 10% do mercado.

Gráfico 3-9 – Expectativa de geração mensal para suprimento à carga em percentual da carga

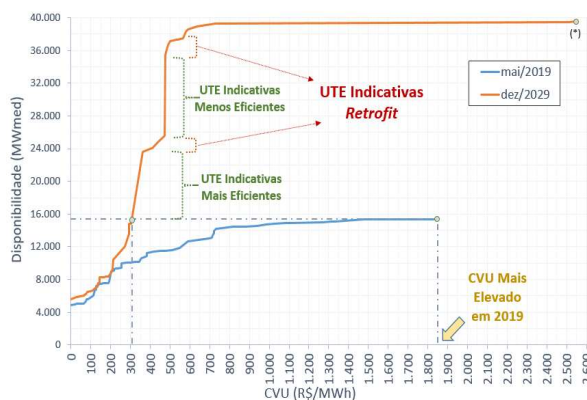


Nesta configuração, as usinas termelétricas exercem, em especial, o papel de fornecer a segurança operativa quando o sistema requisitar. Assim, para compensar uma possível saída do sistema de, aproximadamente, 15.500 MW, apresentada na seção 3.4, o MDI opta pela expansão total de 27.800 MW de termelétricas de diversas tecnologias. Deste montante, 6.800 MW representam o prolongamento de vida útil das usinas candidatas a *retrofit* que se mostraram atrativas economicamente mantido a sua atual eficiência. Entretanto, é possível que condições diferentes das que compuseram essa premissa, contestem esse resultado, e o sistema conte também com parte dos 8.700 MW que se tornaram indisponíveis nesse caso. Em substituição a essa parcela, o MDI optou por instalar novas plantas, que ainda que apresentem um maior custo de investimento, em contrapartida oferecem ganhos de eficiência (que resulta em menor custo variável de operação).

Além disso, para fazer frente ao crescimento da carga e complementar o suprimento a todos os requisitos do sistema, o MDI indica a necessidade de incrementar a oferta termelétrica total do SIN em mais 12.300 MW, totalizando assim o montante de apresentado no Gráfico 3-5. Esse incremento de oferta faz com que a participação termelétrica na capacidade instalada varie de 14% em 2019 para 18% em 2029.

Além de agregar segurança operativa, essa expansão traz como benefício adicional a modernização do parque instalado. Com isso, essa nova oferta representará um ganho de eficiência operativa, que pode ser mensurada pelo custo variável unitário (CVU) dessas usinas. O Gráfico 3-10 apresenta, em azul, a potência termelétrica disponível por CVU da configuração inicial (em 2019) e, em laranja, para o parque expandido, (em 2029) onde percebe-se uma maior oferta de disponibilidade de geração térmica com custos variáveis mais baixos. Pode-se observar que para se obter uma disponibilidade de energia de cerca de 16 GW médios em 2019, seria necessário despachar térmicas que podem custar até R\$ 1.830/MWh. Por outro lado, para se obter a mesma quantidade de oferta no ano de 2029, o custo variável unitário máximo requisitado seria cerca de 80% menor, resultando num valor na ordem de R\$310/MWh, já considerando a projeção de preço dos combustíveis indexados ao mercado internacional (*Henry Hub*).

Gráfico 3-10 – CVU x Disponibilidade de Geração Térmica do SIN



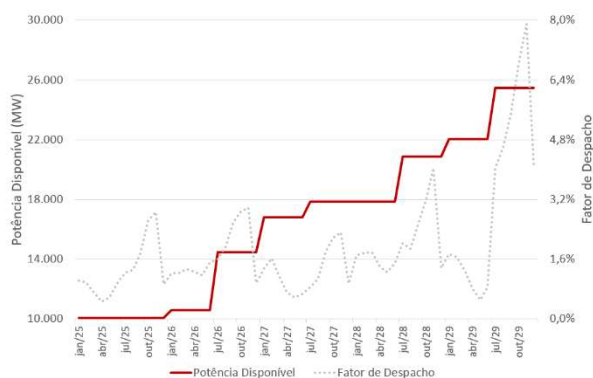
Nota: (*) Corresponde às UTEs movidas à óleo diesel B Pecém II (143,08 MW) e Camaçari Muricy II (143,08 MW), previstas para Novembro/2020.

Dentre o montante total de termelétricas indicativas para expansão do sistema encontram-se usinas de diversas tecnologias e combustíveis, consequentemente, com diferentes papéis para o suprimento à demanda. Usinas movidas a Gás Natural Nacional (com indicação de 1.000 MW no caso de referência), como o suprido pelas bacias do pré-sal, e as usinas a Carvão Mineral (com indicação de 300 MW nesse cenário) apresentam níveis de inflexibilidade

operativa de 50%, além de um CVU baixo. Isso faz com que sua contribuição energética seja alta, além de contribuírem para atender ao requisito de capacidade de potência. Como será avaliado em um *what if* específico, cabe destacar que um menor preço do gás natural nacional, por exemplo como consequência das ações relacionadas ao Novo Mercado de Gás, poderá aumentar a atratividade das usinas com inflexibilidade, levando a uma expansão maior que a indicada nesse cenário de referência.

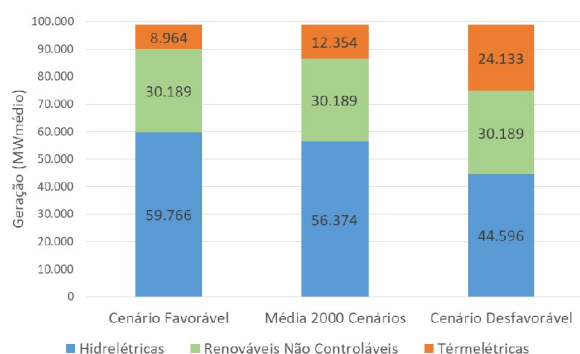
Por outro lado, tanto as usinas candidatas a *retrofit* quanto as indicativas a ciclo aberto e combinado têm como principal característica a flexibilidade operativa, que permite ao Operador fazer uso desse recurso apenas quando o sistema requisitar. Obviamente, dentro das características de cada planta e respeitando suas restrições operativas, elas terão diferentes níveis de despacho. Há de se destacar, entretanto, que a decisão vista como de ótimo econômico (novamente, considerando as premissas adotadas) aponta para a possibilidade de operação com variações entre os meses, de acordo com os cenários hidrológicos e, até mesmo, dentro dos meses, com possibilidade de modulação da produção em escala diária para suprimento aos momentos de maior requisito (chamado de “atendimento à ponta do sistema”). A fim de explorar essa operação futura, o Gráfico 3-11 apresenta o fator de despacho esperado (razão entre a energia produzida e a potência disponível) ao longo dos meses no horizonte de estudo, para as termelétricas indicativas.

Gráfico 3-11 – Fator de Despacho para as UTE indicativas do SIN (Simulação Newave)



Duas importantes características devem ser destacadas neste gráfico. A primeira delas diz respeito ao baixo fator de despacho esperado e a segunda à variação entre os meses, reforçando o papel de “seguro” para o sistema. Considerando o mês de maior despacho esperado, novembro de 2029, o Gráfico 3-12 explicita que, ao considerarmos todos os eventos possíveis, a geração termelétrica apresenta uma grande incerteza, fruto da dispersão existente entre condições operativas futuras, o que valoriza a característica flexível das usinas indicativas.

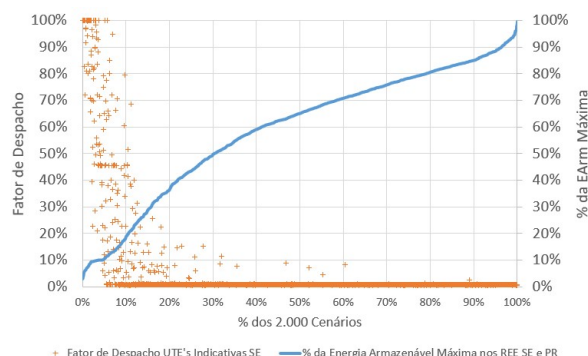
Gráfico 3-12 – Atendimento à Demanda para novembro/29



Considerando o atendimento ao balanço de energia mensal, percebemos que neste mês, o despacho termelétrico esperado é de, aproximadamente, 12.000 MWmédios, mas pode variar de menos de 9.000 MWmédios para mais de 24.000 MWmédios, de acordo com o cenário hidrológico.

Dentre as diversas incertezas que influenciam nesse montante, talvez a principal delas esteja relacionada às aflúências nas usinas hidrelétricas e, consequentemente, aos níveis de armazenamento nos reservatórios das UHE. O Gráfico 3-13 relaciona, para o mesmo período, o despacho das térmicas indicativas com o nível de armazenamento da região Sudeste/Centro-Oeste, fruto da simulação energética com o modelo Newave. Nos cenários hidrológicos de menor armazenamento, o despacho das usinas flexíveis pode chegar a 100% da sua potência disponível.

Gráfico 3-13 – Relação entre despacho termelétrico e armazenamento dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste em novembro/29

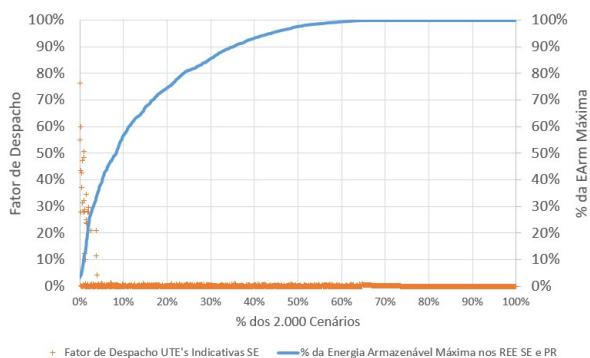


Já para os cenários onde o nível de armazenamento esperado é mais alto, o fator de despacho dessas usinas reduz drasticamente ficando próximo de zero em muitas situações. É importante reparar que, para esse mês de final do período seco, em alguns casos existe algum despacho termelétrico mesmo quando os reservatórios estão acima de 60% do seu volume. Isso se deve a perspectiva de aflúências desfavoráveis no período úmido subsequente, as quais exigem uma estratégia de operação que proporcione maior segurança futura e evite o desestoque.

A mesma análise foi repetida para o período de menor despacho esperado que, neste caso, é o mês de maio de 2029, conforme apresentado no Gráfico 3-11. Esse mês representa o final do período úmido, onde espera-se reservatórios mais cheios. Percebe-se que a distribuição de armazenamento para esse mês, apresentada no Gráfico 3-14, traz, de fato, valores mais elevados que para o mês de novembro, o que explica o despacho termelétrico menor.

Ainda assim, existe a possibilidade de situações onde níveis críticos exigirão o uso de termelétricas para garantir o suprimento daquele instante e trazer segurança futura. Ou seja, com diferentes montantes e probabilidades, o despacho termelétrico pode ocorrer em qualquer mês do ano, fechando o balanço oferta-demanda e permitindo o maior aproveitamento dos recursos naturais.

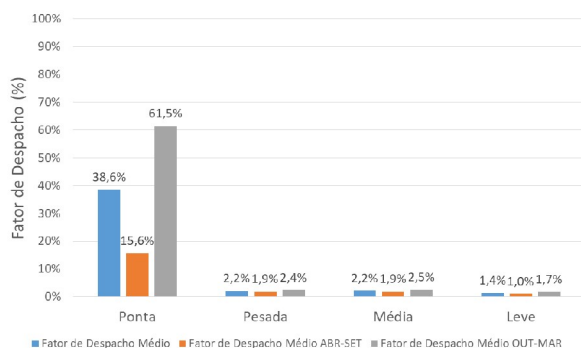
Gráfico 3-14 – Relação entre despacho termelétrico e armazenamento dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste em maio/29



A operação para esses dois meses do final do horizonte, maio e novembro de 2029, são bons exemplos do benefício que a operação flexível das usinas termelétricas traz ao SIN. Níveis de inflexibilidade além dos sinalizados pelo modelo matemático devem apresentar custos operativos unitários mais baixos para compensar o possível aumento de vertimento de recursos renováveis (seja hidrelétrico ou de tecnologias não controláveis).

Além da variação entre os meses, a modulação da produção termelétrica em escala intramensal também está sendo prevista pelos modelos de otimização do investimento e da operação. Não são apresentados os fatores de despacho termelétrico médios para expansão indicativa do subsistema Sudeste para o período de janeiro a dezembro de 2029.

Gráfico 3-15 – Fator de despacho médio por Patamar de carga para as UTE indicativas da Região Sudeste no período em 2029



Percebe-se que o despacho médio para o patamar de ponta atinge valor próximo a 40% enquanto que para os demais patamares este fator médio é inferior a 3%. Também fica clara a distinção entre a operação mensal. Para o período de outubro a março, onde verificam-se níveis mais baixos nos reservatórios (entre outubro e dezembro) e as demandas mais altas (entre janeiro e março), o fator de despacho médio para o patamar de ponta supera os 60%, enquanto que para o período de abril a setembro fica próximo dos 15%.

Como se vê, um importante papel dessas usinas termelétricas indicativas é garantir o suprimento de potência instantânea, agregando capacidade ao sistema. A necessidade de oferta específica para esse fim aparece já a partir de 2024 e exigirá um modelo de contratação específico para se viabilizar de modo eficiente. A indicação do PDE atual representa, em 2024, aproximadamente, o mesmo montante acumulado entre 2022 e 2024 apresentados no PDE passado. Apesar da redução da projeção de demanda entre esses dois ciclos de planejamento, é importante destacar que a necessidade de capacidade de potência do sistema não aumenta apenas com o crescimento da carga, mas também com a relação entre o fator de carga do sistema (relação entre a carga média de energia e a demanda máxima) e a capacidade de modulação da oferta neste mesmo instante.

No caso de referência mantém as usinas termelétricas flexíveis como opção mais viável a atender esse requisito de capacidade de potência no primeiro momento. Entretanto, vale ressaltar que, na medida em que as ações em discussão no GT Modernização se concretizem, outras tecnologias poderão contribuir para esse papel. Além das tecnologias de armazenamento, que foram representadas neste PDE, mas não se mostraram competitivas com os parâmetros utilizados, diversas outras apresentam características técnicas condizentes com esse serviço. A seção 3.5.2 apresenta uma análise *what if* trazendo a discussão sobre modernização do parque hidrelétrico em operação e o desenvolvimento de mecanismos de resposta da demanda, que podem contribuir de modo eficaz para essa necessidade.

Ressalta-se, que a implantação de preços horários de energia é um passo importante para viabilizar essas novas tecnologias. Além disso, ao espelhar os sinais corretos de valorização nos horários de carga máxima, o preço horário pode conduzir a reduções das necessidades até agora visualizadas de alternativas de ponta, principalmente na segunda metade do horizonte decenal. Essa redução pode se dar tanto por uma resposta dos consumidores ao preço, pela propensão dos consumidores ofertarem diminuição de carga frente aos preços de energia ou por uma maior eficiência operativa do parque gerador, ao alocar os recursos nos momentos de maior valor. Nesse último caso, os níveis adotados de potência máxima disponível para modulação de ponta nos empreendimentos de geração poderiam assumir valores mais elevados, contribuindo para menor necessidade futura de expansão para esse serviço específico.

Com o critério de benefício energético, em escala mensal, a Expansão de Referência desse PDE sinaliza para a necessidade de aumento da interligação entre o Nordeste e Sudeste em, aproximadamente, 2.500 MW até 2029, além do montante já contratado. É importante frisar, entretanto, que troncos e reforços adicionais no sistema elétrico podem vir a ser necessários em função de restrições capturadas em estudos de planejamento e da operação do sistema com discretização horária ou por análises puramente elétricas, conforme será apresentado no Capítulo de Transmissão de Energia Elétrica.

O Anexo IV apresenta a permanência dos fluxos nas interligações para as simulações de energia e análise de potência, onde percebe-se que, na discretização analisada, o sistema de transmissão futuro se apresenta suficientemente robusto para não ser limitante às trocas de energia entre os subsistemas do SIN. Isso permite acomodar eventuais alterações na indicação das localidades da expansão da geração apontadas pelo modelo. Entretanto, há de se ressaltar que, em situações onde haja uma grande concentração de oferta em uma mesma região, que não tenha sido prevista nos estudos de planejamento,

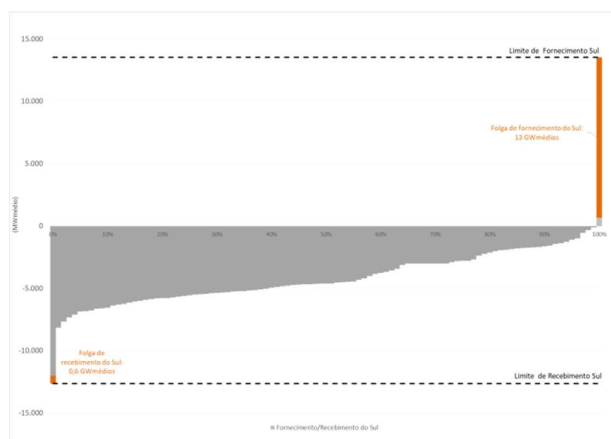
expansões adicionais nas interligações podem se fazer necessárias.

A comparação entre os limites de intercâmbio planejados e a expectativa de operação para suprimento de cada região, possibilita estimar o montante de oferta termelétrica indicativa que poderia de ser realocado sem que se vislumbre necessidade de investimentos adicionais em interligações. É importante frisar que, na presente análise, não são realizadas nenhum tipo de avaliações internas aos subsistemas, as quais dependem de estudos elétricos específicos e fazem parte do escopo dos estudos de transmissão.

A partir da relação entre oferta de potência e demanda máxima instantânea (incluindo o requisito de reserva operativa) de uma região podemos identificar, para todos os cenários hidrológicos simulados, se ela é importadora ou exportadora de potência. Ao comparar a importação/exportação com o limite de intercâmbio disponível naquele período podemos definir a disponibilidade remanescente das interligações. O Gráfico 3-16 apresenta a permanência dessas disponibilidades para a região Sul em 2029, onde percebe-se sua característica predominantemente importadora. Nesse caso, a menor folga para o recebimento identificada foi de, aproximadamente, 600 MW. Isso significa que, se não aceitarmos restrição de intercâmbio em nenhuma alternativa, será necessário ampliar os limites de recebimento do Sul com mais de 600 MW da oferta termelétrica que o MDI indicou para esse subsistema seja alocada em outra região.²¹ Por outro lado, se aceitarmos que em apenas 1% dos cenários hidrológicos o intercâmbio de potência seja restritivo, é possível realocar toda a oferta termelétrica indicativa do Sul (que nesse caso de referência foi de cerca de 2.000 MW) em outra região, pois seu intercâmbio permitiria o recebimento adequado.

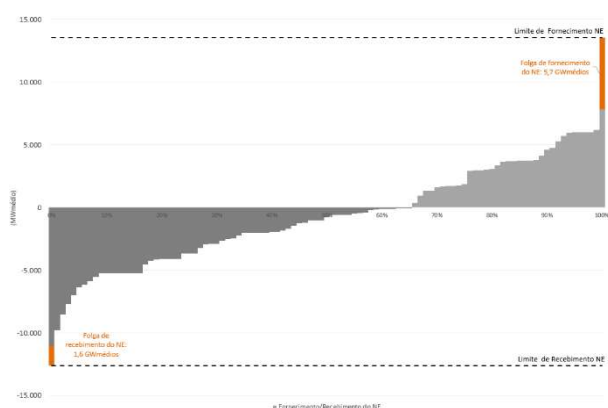
²¹ É importante lembrar que os estudos de planejamento consideram limites de segurança elétrica, fazendo com que os estudos energéticos utilizem limites de intercâmbio calculados para situações. Portanto, o sistema poderia suportar um fluxo maior em algumas situações específicas.

Gráfico 3-16 - Intercâmbio para Atendimento à Ponta: Sul 2029



O Gráfico 3-17 permite a mesma análise envolvendo região Nordeste. A menor folga no recebimento da região, para suprimento de potência, permite que toda a oferta termelétrica indicada pelo MDI nessa região (de 950 MW até 2029) possa vir a ser alocada em outro subsistema, sem comprometer seu atendimento. Pelo lado do fornecimento, existe uma folga de pelo menos 5.700 MW, que sinaliza, para fins de suprimento de curta duração, a possibilidade de alocar uma parcela significativamente maior do que a indicada.

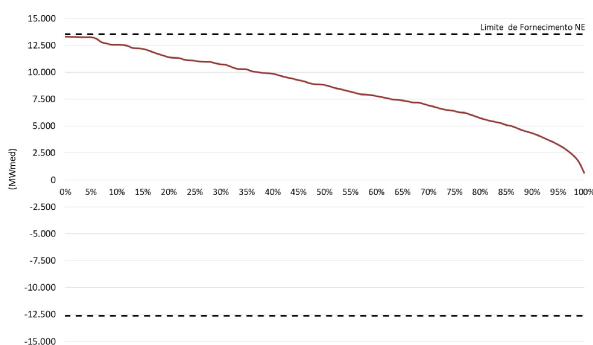
Gráfico 3-17 - Intercâmbio para Atendimento à Ponta: Nordeste: 2029



Por outro lado, o comportamento dos fluxos do Nordeste apresenta grande diferença entre as análises de energia e potência. Enquanto as análises para suprimento de potência indicam a predominância importadora da região, devido à baixa contribuição eólica para esse serviço, para fins energéticos (em termos médios mensais) a situação

se inverte. Como pode ser visto no Gráfico 3-18, principalmente nos meses do período de maior produção eólica o fluxo de fornecimento de energia já atinge os limites de intercâmbio, fazendo com que o eventual aumento de oferta termelétrica local com elevado fator de despacho possa exigir ampliação das interligações para possibilitar o escoamento para outras regiões.

Gráfico 3-18 - Permanência do fornecimento/recebimento de energia do NE entre os meses de julho a dezembro: 2029



Em suma, as possibilidades de alocação de maior ou menor oferta em cada região deve ser sempre relacionada ao tipo de serviço que se espera das tecnologias em questão. A Tabela 3-5 sintetiza os resultados para as menores folgas nas interligações, considerando os atendimentos médios mensais (energia) e para os instantes de demanda máxima (balanço de ponta). A partir desses resultados, e considerando o montante de oferta indicativa em cada região, é possível tirar as principais conclusões.

Tabela 3-5 - Resumo das folgas dos limites de intercâmbio

	Folgas em relação aos limites de intercâmbio - 2029 (GW)			
	Balanço de Energia		Balanço de Ponta	
	Recebimento	Fornecimento	Recebimento	Fornecimento
Sudeste via Sul	4,3	0	5,9	5,3
Sudeste via N e NE	1,7	12	4,6	6,7
Sul	1,5	6,9	0,6	12,6
Nordeste	11,2	0	1,6	5,7
Norte	6,9	4,9	10,3	3,3

O limite de fornecimento de potência do Sudeste/Centro-Oeste para o Sul e o limite de fornecimento de energia da região Nordeste são

atingidos nas simulações, sinalizando que eles podem exigir ampliações adicionais (além da indicada nesse PDE) caso ocorram rearranjos significativos de oferta indicativa visando esses serviços. Apesar de não serem atingidos nesse estudo, os limites de recebimento da região Sudeste, para fluxos provenientes do Norte e Nordeste, e o recebimento da região Sul também merecem atenção, pois a oferta indicativa nessas regiões é maior que as folgas estimadas para essas regiões.

Esses pontos comprovam que a inclusão de parâmetros locais na composição dos índices custo/benefício de cada alternativa de expansão é um tema importante a ser considerado nos Leilões de Energia Nova.

As demais interligações não tendem a apresentar restrições no horizonte decenal, mesmo que a oferta termelétrica indicativa local não se viabilize.

Vale ressaltar, por fim, que restrições de segurança não capturadas na atual metodologia do PDE podem levar a necessidade de indicação de expansão locacional diferente dessa análise. Como exemplo de situações desse tipo, podemos citar problemas dinâmicos relacionados ao desenvolvimento maciço de expansão não controlável, e condições hidrológicas desfavoráveis da bacia do Rio São Francisco com níveis de recorrência maior que a frequência histórica. Para melhor aferir essas restrições, é necessário aperfeiçoar a integração entre os estudos de geração e transmissão, bem como representar eventuais mudanças de perfil nas séries de vazões. Esses temas fazem parte da agenda de trabalho da EPE e, na medida em que amadureçam serão incorporados nos trabalhos futuros.

Dadas as variáveis de incerteza inerentes ao caráter indicativo da expansão da geração, cabe destacar, por fim, que as instalações de transmissão têm natureza determinativa e uma realidade de prazos crescentes associada à suas implantações. Em decorrência, surge a necessidade de se adotar no planejamento avaliações de eventuais antecipações de reforços de transmissão, sempre respaldadas por análises econômicas e energéticas, buscando a devida

harmonização com possíveis estratégias de localização e cronograma dos diferentes tipos de fontes de geração indicadas no Plano.

ANÁLISE DE FLEXIBILIDADE HORÁRIA

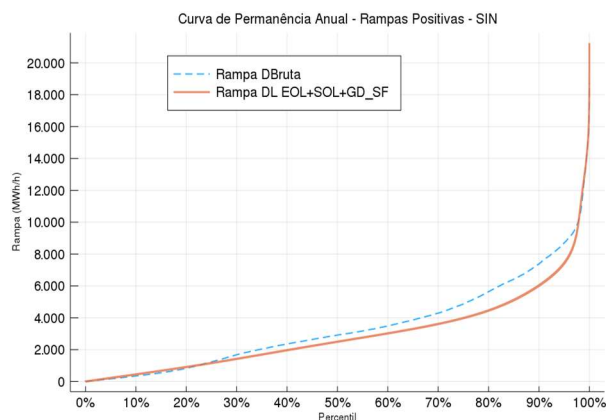
A partir da metodologia proposta, apresentada na seção 3.1, os requisitos de flexibilidade operativa em escala horária do SIN foram avaliados para todo horizonte do plano decenal. Nesta escala de tempo, os requisitos de flexibilidade estão diretamente associados às mudanças que afetam o balanço entre oferta e demanda de energia. Com o aumento da participação das fontes não controláveis, essas mudanças podem ser intensificadas, exigindo uma maior flexibilidade do sistema. Entretanto, vale ressaltar que a flexibilidade é necessária mesmo na ausência dessas fontes.

Para a análise que segue, foram consideradas amostras de curva de carga verificada agrupadas por mês, do período entre 2013 e 2018, e que foram normalizadas pela respectiva média mensal. Aplicando as projeções mensais de mercado de referência em cada p.u. dessas amostras, obtém-se informação para representar a carga probabilística futura. Vale sempre destacar a importância do desenvolvimento de metodologias para projeção de curvas de carga futura, como apresentado no capítulo 2. Essa informação é fundamental para a análise dos requisitos futuros e pode mudar sensivelmente as conclusões apresentadas.

Para estimar a geração horária das fontes eólica e solar, foram realizadas simulações a partir das medições de vento do Sistema de Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA) e simulações solarimétricas realizadas no modelo SAM (*System Advisor Model*), respectivamente. As amostras de carga e geração foram combinadas resultando em amostras de carga líquida. A partir das curvas de carga líquida é possível montar suas distribuições de probabilidade. O Gráfico

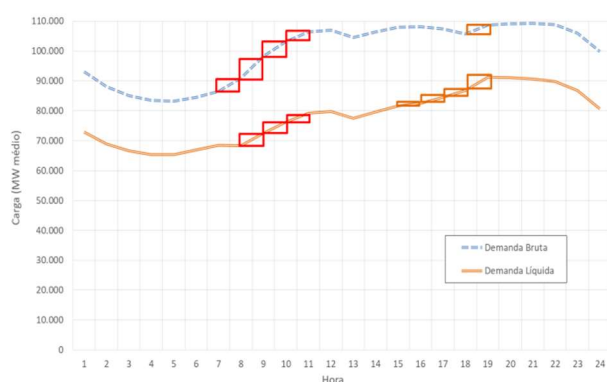
3-19 apresenta a distribuição das rampas horárias positivas²² do SIN para o ano de 2029.

Gráfico 3-19 – Análise de demanda bruta e líquida do SIN em escala mensal – Ano de 2029



Percebe-se que, nessa avaliação, a distribuição da rampa de carga bruta fica acima da distribuição de rampa de carga líquida para a maioria das situações. Em outras palavras, do ponto de vista sistêmico e considerando o portfólio de expansão apresentado nesse PDE, dependendo do nível de risco aceitável os requisitos de rampa horária podem reduzir com a participação das fontes não controláveis. Para ajudar nessa interpretação, a título ilustrativo, o Gráfico 3-20 apresenta uma comparação entre perfis típicos da demanda bruta (DB) e a demanda líquida (DL) do SIN.

Gráfico 3-20 – Perfis típicos de carga bruta e líquida do SIN



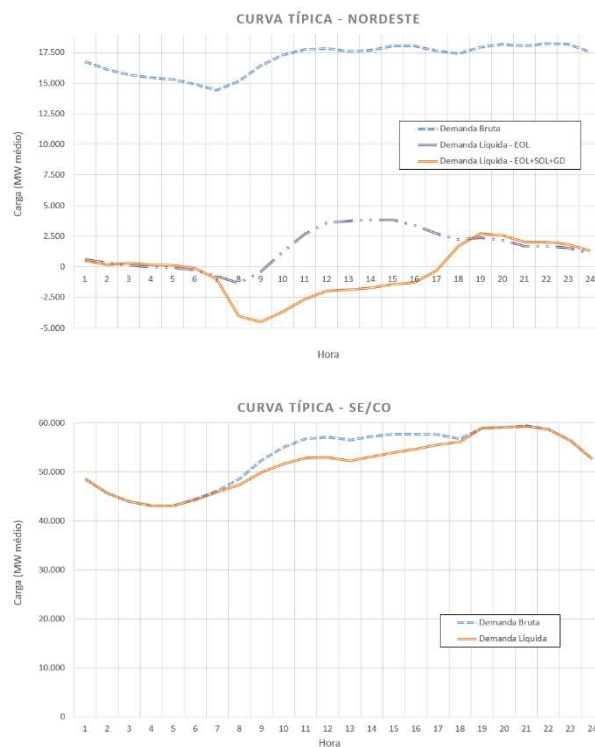
Pela análise da curva típica, é possível perceber que a maior rampa da curva de carga bruta ocorre no início da manhã, quando a demanda ainda não é tão elevada. Ou seja, não existindo fontes intermitentes, o período da manhã é quando o sistema requer a maior variação horária de geração. Esse exemplo destaca a importante diferença dos serviços de flexibilidade e capacidade de potência. Deve-se considerar, entretanto, que rampas em momento de demanda baixa podem provocar impactos diferentes que em momentos de demanda alta, quando maior parte dos recursos já estão alocados para o atendimento à carga. Porém, uma vez bem mapeados os requisitos de capacidade e flexibilidade, e aferido que o sistema possui recursos suficientes para atendê-los, além do balanço energético, o problema passa a ser somente de alocação eficiente de recursos, para permitir o melhor uso dos mesmos.

Desagregando a curva típica do SIN em curvas típicas para o Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, apresentam-se no Gráfico 3-21, observam-se rampas de diferentes magnitudes e, por vezes, em instantes não coincidentes entre as regiões.

Para o subsistema Nordeste a curva típica de carga líquida, considerando a geração das fontes eólica e solar fotovoltaica, implica numa rampa negativa no período da manhã e uma rampa positiva de maior intensidade no fim da tarde, coincidente com o instante em que o sol se põe e a produção fotovoltaica é reduzida. Destaca-se ainda que em determinadas horas do dia a geração das fontes não controláveis supera a carga desse subsistema. Já para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, a alteração no perfil de carga líquida é definida pela acentuada redução da rampa de tomada de carga durante o período da manhã.

²² Apesar de serem avaliadas apenas o conjunto de rampas positivas, onde o sistema requer um aumento de oferta, entende-se que é relevante considerar, em trabalhos futuros, as rampas negativas, pois essas refletem os momentos onde o sistema terá que reduzir a oferta, o que pode esbarrar em restrições como, por exemplo, tempo mínimo de operação, mas também pode permitir que usinas renováveis como as eólicas forneçam esse tipo de serviço, através de um corte de geração.

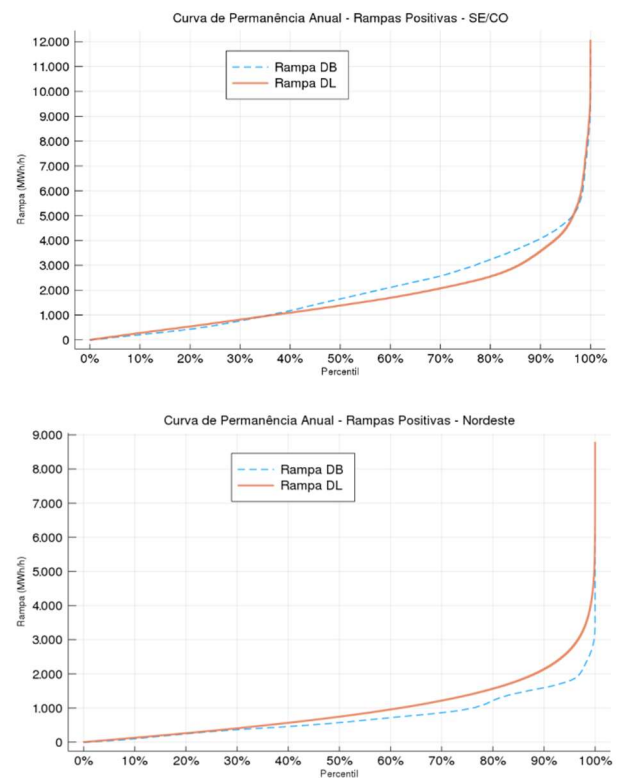
Gráfico 3-21 – Perfis típicos de carga bruta e líquida Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste



A geração dessas fontes, em função do efeito portfólio e da grande presença solar fotovoltaica no SE/CO, incluindo a parcela de GD, reduz de forma significativa a rampa durante o período da manhã, ainda que aumente a variação horária da carga no final da tarde. Porém, para os níveis de penetração considerados no PDE 2029 esse aumento ainda é menos intenso que a rampa matutina da curva de carga bruta, resultando em um benefício para o sistema, nessa condição. Cabe destacar novamente que esses resultados estão fortemente relacionados às premissas utilizadas. Qualquer alteração dessas premissas, como por exemplo as curvas de carga futuras, poderão mudar substancialmente as conclusões até aqui.

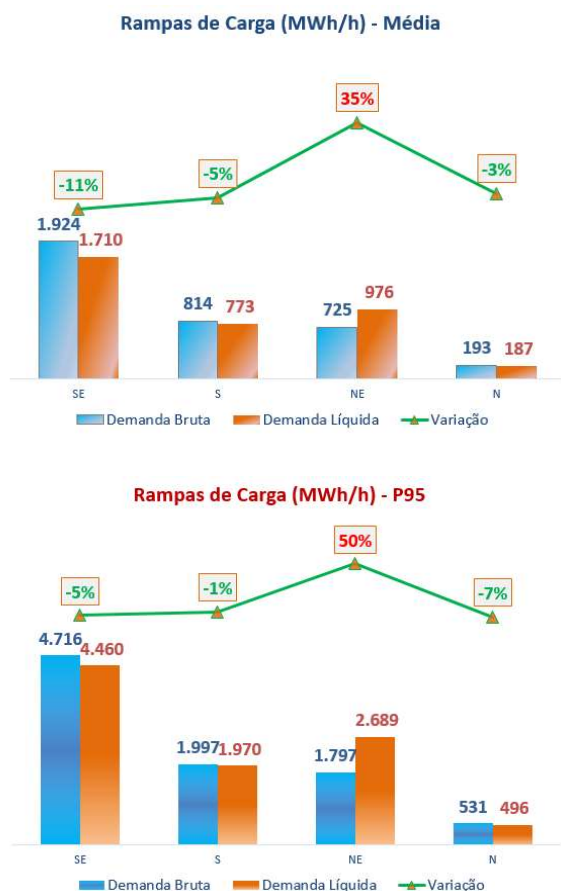
Quando avaliadas as distribuições de rampas de carga de cada um dos subsistemas, de forma individual, percebemos que nem todas as regiões apresentam o mesmo comportamento do SIN. O Gráfico 3-22 apresenta as curvas para o Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Como esperado, o maior impacto nas variações de carga é percebido no subsistema NE, em função da maior participação das fontes não controláveis nessa região.

Gráfico 3-22 – Análise de demanda bruta e líquida do SE/CO e NE em escala anual



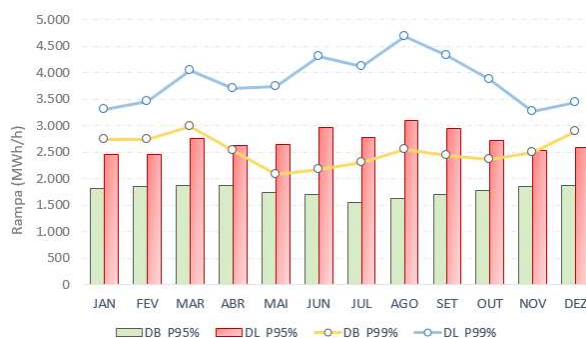
Enquanto a região Sudeste/Centro-Oeste reduz o seu requisito de rampa (o que propaga seu efeito para o SIN), pela coincidência do comportamento da carga com a geração fotovoltaica, na região Nordeste o aumento nos requisitos de flexibilidade operativa pode chegar a até 50% (cerca de 900MWh/h) de acordo com a métrica de risco utilizada. O Gráfico 3-23 apresenta a variação entre requisitos com e sem a participação das fontes intermitentes considerando a média das distribuições e o P95. Para esses dois níveis de risco, o Nordeste apresenta aumento de requisito, enquanto o Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Sul apresentam redução. Cabe destacar que os níveis de risco aqui analisados são apenas para ilustrar a metodologia e interpretar os resultados, não correspondendo a uma proposta de critério.

Gráfico 3-23 – Variação dos requisitos de rampa com e sem as fontes não controláveis por subsistema



Uma vez identificado o subsistema Nordeste como o mais impactado nos requisitos de flexibilidade, podemos realizar uma avaliação mais detalhada dessa região. Apesar de já indicar um aumento no requisito de flexibilidade, a análise de uma distribuição anual das rampas pode reduzir as perspectivas de risco, uma vez que existem padrões bastante distintos entre os meses e horas do dia, devido aos comportamentos sazonais. Por isso, a partir de uma análise mais detalhada das informações mensais, podemos obter padrões específicos que nos indiquem quais meses que concentram especificamente as maiores rampas de demanda líquida, permitindo assim indicar soluções de forma mais assertiva. O Gráfico 3-24 ilustra uma comparação entre as rampas observadas na demanda bruta e demanda líquida através de diferentes métricas, em cada um dos meses.

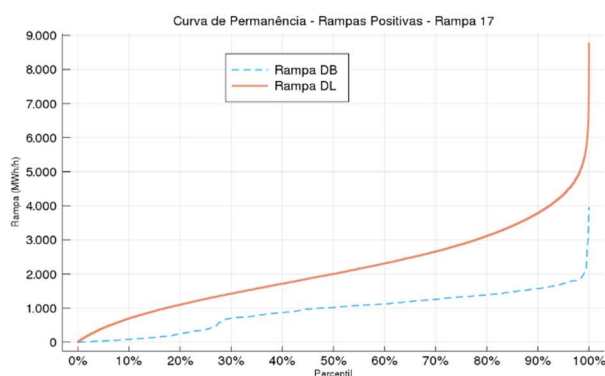
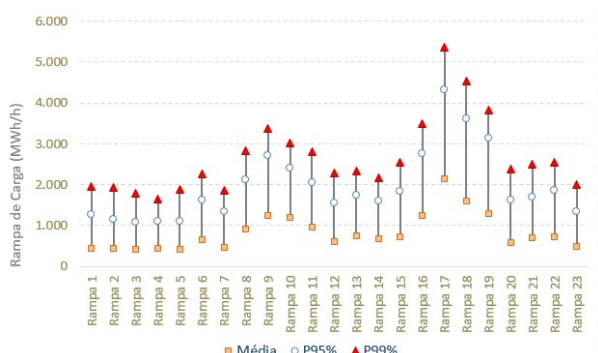
Gráfico 3-24 – Análise das rampas observadas na DB e DL do Nordeste – Escala Mensal



Considerando níveis de risco de 95% e 99%, por exemplo, observa-se que o requisito de rampa horária aumenta em todos os meses ao inserirmos as fontes não controláveis. Percebemos também que, apenas pela demanda, os maiores requisitos ocorrem entre dezembro e março e, com a introdução das fontes não controláveis as situações mais críticas migram para o período seco, entre junho e setembro (apesar de março ainda possuir um requisito elevado). Esses são meses com grande produção de energia eólica, o que pode explicar as grandes rampas observadas nesse período.

Aprofundando um pouco mais a análise, é importante verificar estatisticamente o intervalo de horas subsequentes onde são observados os maiores requisitos de variação de carga. Para isso, o Gráfico 3-25 ilustra uma análise da demanda líquida em escala intradiária. Esses gráficos foram construídos considerando as horas de todos os meses. Por exemplo, podemos perceber que a rampa entre as 17 e 18 horas tendem a ser mais elevadas durante o ano todo. Pela distribuição das rampas nesse horário, comparando a carga bruta e líquida, percebemos que existe um forte aumento com a presença das fontes não controláveis. Essa análise também é importante para auxiliar na definição de soluções para a eventual escassez de recursos de flexibilidade.

Gráfico 3-25 – Rampas a partir da Demanda líquida, em escala intradiária para o Nordeste



Apesar de ser uma abordagem inicial sobre o tema, já é possível identificar alguns padrões e trazer pontos relevantes para discussão com a sociedade.

O primeiro deles diz respeito ao suprimento local e sistêmico. A dispersão espacial dos recursos renováveis pode levar a impactos positivos quando analisamos o SIN como um todo, devido ao efeito portfólio, entre geração solar, eólica e a carga. Sob essa ótica, não foi identificado aumento do requisito de flexibilidade horária do SIN devido à participação de fontes não controláveis na configuração de referência do PDE 2029. Ressalta-se que, além do efeito portfólio, os impactos na curva de carga do SIN podem ter sido reduzidos pelo fato de que a demanda do sistema está em ordem de grandeza diferente das variações das fontes não controláveis. Ainda assim, a integração dos recursos e regiões pode ser bem aproveitada, reduzindo a necessidade de expansão de

tecnologias específicas para o serviço flexibilidade de curto prazo.

Por outro lado, como pode haver grande concentração de recursos com o mesmo perfil em uma única região, a análise locacional não pode deixar de ser vista com muita atenção. É preciso garantir a existência de recursos que permitam o suprimento em todos os pontos da rede, e para isso o *trade off* entre a segurança proveniente do suprimento com recursos locais e a economicidade consequente da otimização global e uso de intercâmbios deve ser avaliado com muito cuidado.

Outro ponto importante diz respeito a possíveis identificações de padrões de comportamento que ajudem na busca por soluções não convencionais. Podemos perceber comportamentos sazonais e intradiários que podem direcionar diversos tipos de solução, tanto a partir de recursos de geração como pelo lado da demanda. A compreensão desses padrões ajudará na criação de serviços que induzam as soluções mais eficientes, preferencialmente focando na necessidade do sistema com neutralidade a tecnologias.

Posteriormente, é preciso iniciar as discussões sobre métricas que permitam aferir se o sistema está ou não escasso em flexibilidade. Como apresentado pela EPE nas discussões relacionadas a critérios de suprimento no âmbito do GT Modernização, para a proposição de critérios relacionados à flexibilidade é preciso, primeiro, mensurar os diferentes impactos que ela pode causar no sistema, aferindo assim, de fato, a sua eventual escassez. Isso exige um trabalho de desenvolvimento de ferramentas e base de dados²³, além de metodologias para projeção de curva de carga horária.

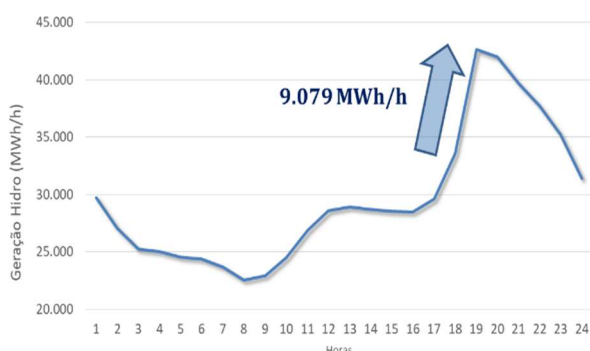
Por fim, de acordo com o apresentado no Gráfico 3-19, a avaliação da situação em 2029 para o SIN mostra a necessidade de cerca de 7.500 MWh/h para o atendimento aos requisitos de variação de carga considerando 95% das possíveis ocorrências

²³ Dentre os avanços de base de dados, podemos citar as informações referentes as taxas de variação de vazão defluente de cada hidrelétrica, por exemplo, além dos tempos de partida das usinas termelétricas, tempo mínimo em operação e fora de operação, dados de manutenção, entre outros. A coleta, organização e atualização dessas informações é um desafio complexo, que o sistema elétrico brasileiro está enfrentando para, dentre outras frentes, implantar o uso de modelos de simulação horária na operação e formação de preço.

(P95). É importante destacar que esse requisito, considerando a presença das fontes não controláveis, é inferior ao requisito considerando apenas as variações da curva de carga considerada. Já para se proteger de 99% das possíveis variações horários (P99) o requisito do sistema aumenta para 13.000 MWh/h, tanto para carga bruta como para carga líquida. Adicionalmente, de acordo com a perspectiva utilizada (coincidente ou não coincidente), uma análise dos limites de intercâmbio mais detalhada se faz necessária para verificação da existência ou não de margens para flexibilidade.

Historicamente as usinas hidrelétricas foram as responsáveis pelo suprimento desse serviço de flexibilidade no Brasil e ainda serão muito importantes no futuro. Considerando que rampas de produção realizadas no passado poderão ser repetidas no futuro, podemos estimar, de forma bem simplificada, um piso para a flexibilidade existente nessas plantas. A análise dos dados verificados demonstra que, em agosto de 2018, a variação de geração hidrelétrica do SIN no intervalo de 1h superou 9.000 MWh/h, conforme ilustrado no Gráfico 3-26. Somando a esse valor o montante de termelétricas com tempo de resposta até 1h, poderemos ter uma estimativa do montante de oferta que o sistema dispõe para atender os níveis de flexibilidade requeridos. Se avaliadas somente as termelétricas movida a gás natural com tecnologias que permitam o fornecimento desse serviço, como por exemplo aqueles com turbinas industriais ou aeroderivativas, as mesmas contemplam pouco mais de 55% da capacidade total do parque termelétrico projetado para 2029.

Gráfico 3-26 – Maior rampa verificada nas UHE do SIN em 2018



Ao compararmos os requisitos de flexibilidade apresentados com a ordem de grandeza dos recursos disponíveis, podemos concluir que, uma vez solucionados os requisitos de capacidade de potência e energia, o SIN poderá lidar com as variações de rampa horária. Porém, isso não significa que as ações de desenvolvimento citadas não precisam ser tomadas. É fundamental o acompanhamento contínuo desse requisito e os avanços metodológicos que permitam aferir, com maior precisão, a escassez (ou não) de flexibilidade operativa no SIN.

BOX 3.4 – A EVOLUÇÃO DA TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E SEU PAPEL NA EXPANSÃO

A queda dos custos de investimento da tecnologia solar fotovoltaica nos últimos anos é notória. Como exemplo, para o período entre 2010 e 2018, pode-se mencionar: (i) a *International Energy Agency* - IEA aponta uma queda de mais de 70%; (ii) o *National Renewable Energy Laboratory* – NREL afirma uma redução de cerca de 80%; e (iii) a *International Renewable Energy Agency* - IRENA aponta uma queda de 74% nos custos de investimento e 90% quando analisado somente os preços dos módulos fotovoltaicos nestes últimos 8 anos.

A premissa adotada para o PDE 2029 considera a recente evolução dessa tecnologia, especialmente no que se refere aos custos de investimento. Para definição dos valores, além de diversas referências devidamente avaliadas e criticadas, tanto internacionais quanto nacionais, considerou-se a evolução dos dados apresentados pelos empreendedores no processo de habilitação técnica dos 11 leilões regulados de energia realizados no Brasil com participação de empreendimentos fotovoltaicos. Uma análise sobre os projetos e custos de investimentos dos participantes desses leilões é apresentada na Nota Técnica EPE-DEE-NT-091/2018-r0, publicada pela EPE em outubro/2018, onde percebe-se uma variação expressiva desses valores, quando considerados em termos de R\$/kWp (ou até em US\$/kWp). Essa situação se manteve nas informações de habilitação técnica para os leilões de 2019. Como exemplo, infere-se que os valores intermediários, declarados pelos empreendedores, situam-se na faixa de R\$ 3.300 a 4.100/kWp. Também é importante destacar a variabilidade desses dados, com valores extremos bem distantes dos intermediários

Considerando a tendência de evolução desta fonte, espera-se que durante o horizonte decenal seus custos de investimento comprovem a tendência de baixa. Vale mencionar que esta redução pode vir tanto pela redução direta de custos de produção quanto pelo aumento da eficiência dos equipamentos.

Nesse sentido, é importante reconhecer a incerteza associada aos parâmetros da tecnologia solar fotovoltaica que subsidiam as análises do PDE. A título de sensibilidade, considerando uma redução de cerca de 30% do CAPEX dessa fonte, quando comparado com o caso de referência, percebemos que sua competitividade para a expansão apresenta uma grande variação.

É estimado que, com o CAPEX menor, a expansão fotovoltaica no horizonte decenal, considerando apenas a parcela centralizada indicativa, possa chegar a até 15.000 MW, ou seja, variando entre o montante indicado na Expansão de Referência e um pouco mais que seu dobro. Dentre premissas adicionais que também impactam nesses resultados, dois pontos merecem destaque. O primeiro deles diz respeito ao sinal locacional da expansão. Como o MDI define a expansão ótima considerando custos de geração e ampliação das interligações, a expansão indicada como ótima é sensível a necessidade de expansão adicional nas interligações. É importante, portanto, que os leilões contemplem os parâmetros locais na avaliação da competitividade das diversas opções de geração. Outro aspecto relevante diz respeito às políticas energéticas que possam levar a antecipação da expansão. Nesse caso, como o MDI identifica um custo adicional em momentos onde ele não seria necessário, isso pode levar a decisão ótima para uma expansão total menor do que aquela onde os custos são alocados nos momentos de maior necessidade

Esses e outros aspectos são relevantes, mas não podem ser tratados de forma desacoplada das demais variáveis que definem as decisões estratégicas de política energética. A EPE, através desse Plano, busca trazer elementos que possam contribuir para que as decisões sejam tomadas. É inconteste o relevante papel que a tecnologia solar fotovoltaica tem para a expansão do sistema elétrico brasileiro. A busca pelas melhores informações e as evoluções dos estudos de planejamento, visando um melhor aproveitamento desse e dos demais recursos energéticos, é um trabalho contínuo da EPE.

ANÁLISES DE SENSIBILIDADE (WHAT-IF)

Mantendo a abordagem de avaliar a expansão sobre múltiplas possibilidades, foram analisadas incertezas associadas ao processo de planejamento através de análises de sensibilidade em variáveis selecionadas, ou análises “*what if*”. A construção dessas alternativas não tem a finalidade de prever o futuro, mas avaliar possibilidades futuras e contribuir para a preparação do sistema. Desse modo, o objetivo dessas sensibilidades é mostrar como o planejamento visualiza a resposta do sistema frente as incertezas analisadas, sobre algumas variáveis de interesse, visando fomentar a discussão com a sociedade. Eles são discutidos a seguir, em conjunto com seus resultados.

CASO 2: EXPANSÃO COM DIFERENTES PROJEÇÕES DE DEMANDA

A fim de explorar os efeitos das relativas ao crescimento do consumo de energia elétrica, neste PDE serão apresentadas duas expansões alternativas de demanda: trajetória superior e trajetória com demanda inferior. A Tabela 3-6 apresenta as respectivas taxas de crescimento anuais da carga.

A projeção de demanda superior apresenta uma taxa média de crescimento de 4.1% a.a., contra 3.6% a.a. da trajetória de referência. Isso resulta em uma carga de energia de, aproximadamente, 5.300 MW médios a mais em 2029, com aumento médio

durante o horizonte decenal de cerca de 2.900 MW médios. Por outro lado, a projeção de demanda inferior apresenta uma taxa média de crescimento da carga anual de 2,9% a.a.. Isso resulta em uma carga de energia de, aproximadamente, 6.600 MW médios a menos que a referência em 2029, com diminuição média durante o horizonte decenal de cerca de 3.600 MW médios.

Para atender ao maior crescimento do mercado, as seguintes premissas foram alteradas em relação à Expansão de Referência:

- Limite superior para expansão eólica de 3.500 MW/ano a partir de 2027;
- Limite superior para expansão de carvão de 1.500 MW total até 2029;
- Limite superior para expansão total de térmicas a Gás Natural Nacional (como pré-sal e novas descobertas) de 4.000 MW até 2029.
- Redução do custo de investimento da opção solar fotovoltaica em 30%, resultando em aproximadamente, R\$ 2.400/kW.

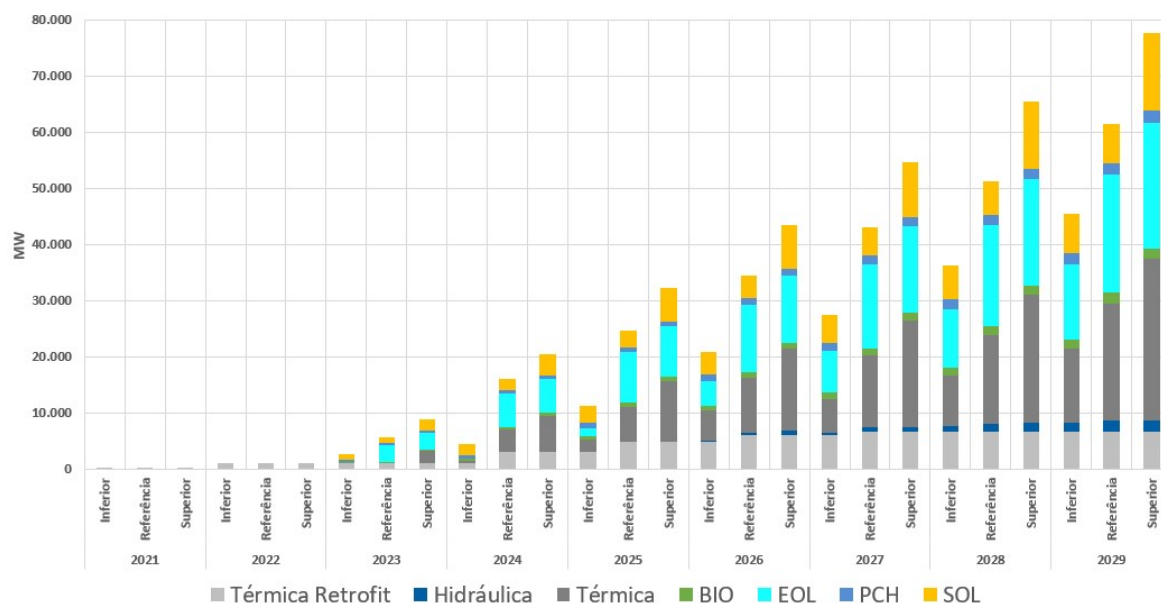
Para o caso de demanda inferior, foram mantidas as premissas do caso de referência

O Gráfico 3-27 apresenta a expansão resultante para essas duas alternativas.

Tabela 3-6 - Taxas de crescimento das trajetórias de demanda no SIN

Taxa de Crescimento (% a.a.)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trajetoária de Referência	3,4%	3,8%	3,6%	3,7%	4,0%	3,7%	3,6%	3,7%	3,3%	3,2%	3,2%
Trajetoária Inferior	2,2%	2,9%	3,0%	3,1%	3,4%	2,9%	3,2%	3,0%	2,7%	2,9%	2,9%
Trajetoária Superior	3,9%	4,4%	4,4%	4,6%	4,8%	4,0%	3,9%	3,9%	3,7%	3,6%	3,6%

Gráfico 3-27 - Expansão Indicativa - Mercado Alternativo



A expansão resultante para o caso de demanda superior leva a um aumento na capacidade instalada do SIN de, aproximadamente, 16.000 MW no fim do horizonte decenal em relação à trajetória de referência.

Neste caso há aumento da expansão eólica, mantendo-se no limite superior até 2029. Os limites superiores, nessa situação, também são alcançados para o carvão e térmicas a gás natural nacional, que apresentam 50% de inflexibilidade e um CVU mais baixo que o GNL flexível. Esse resultado demonstra que, com um maior consumo de energia elétrica, a competitividade da opção inflexível aumenta mesmo mantido os custos (fixos e variáveis) do caso de Referência. Em outras palavras, a maior carga reduz a perspectiva de vertimento do sistema, aumentando a atratividade das tecnologias de base.

A expansão de usinas fotovoltaicas também é superior neste caso, influenciado pela maior demanda e ao menor custo considerado, chegando ao final do horizonte com um aumento de cerca de 6.900 MW (totalizando 13.900 MW de expansão centralizada indicativa). Também há aumento de cerca de 4.000 MW de expansão de térmicas a GNL flexível (ciclo aberto e ciclo combinado), principalmente devido ao aumento da projeção de demanda até 2029.

O montante total de usinas hidrelétricas foi inalterado até o final do horizonte, ocorrendo apenas a antecipação do início da expansão das UHE Ercilândia e Castanheira.

Essa expansão requer aumento da estimativa de investimentos da ordem de R\$ 48 bilhões, no período de 2021 a 2029, em relação ao caso de referência. Assim, o investimento a parcela indicativa da geração totaliza R\$ 287 bilhões para atender ao mercado mais alto.

Já a análise da trajetória de demanda inferior é importante pois, caso não se realize o desenvolvimento econômico conforme previsto na trajetória de referência, torna-se necessário analisar um nível mínimo de expansão da oferta que será necessária, principalmente no curto prazo.

Há diminuição de expansão hidrelétrica de 280 MW e cerca de 7.500 MW de expansão eólica. Esta diminuição deu-se entre os anos de 2023 e 2025, sendo que, a partir, de 2026 a expansão nesse caso mantém o mesmo nível de incremento anual do caso de referência. Além disso, não houve expansão de usinas térmicas movidas a carvão e gás natural nacional. Novamente, fica claro a relação da demanda com a atratividade das tecnologias inflexíveis. O

menor crescimento da carga reduz a atratividade desses recursos, para as premissas consideradas, e para aumentar sua competitividade em uma trajetória de menor crescimento, é necessário que o nível de custo variável de operação seja menor que os utilizados nesse PDE.

Há também a diminuição de 6.500 MW de expansão de termelétricas a GNL flexível (ciclo aberto e ciclo combinado). Um ponto importante de se destacar é que, mesmo nesse caso, a expansão termelétrica se inicia em 2024, agora com aproximadamente 800 MW ao invés dos 3.800 MW do caso de referência. Isso evidencia a importância de que ações para promover a contratação de fontes que possam suprir os requisitos de capacidade de potência sejam tomadas no curto prazo.

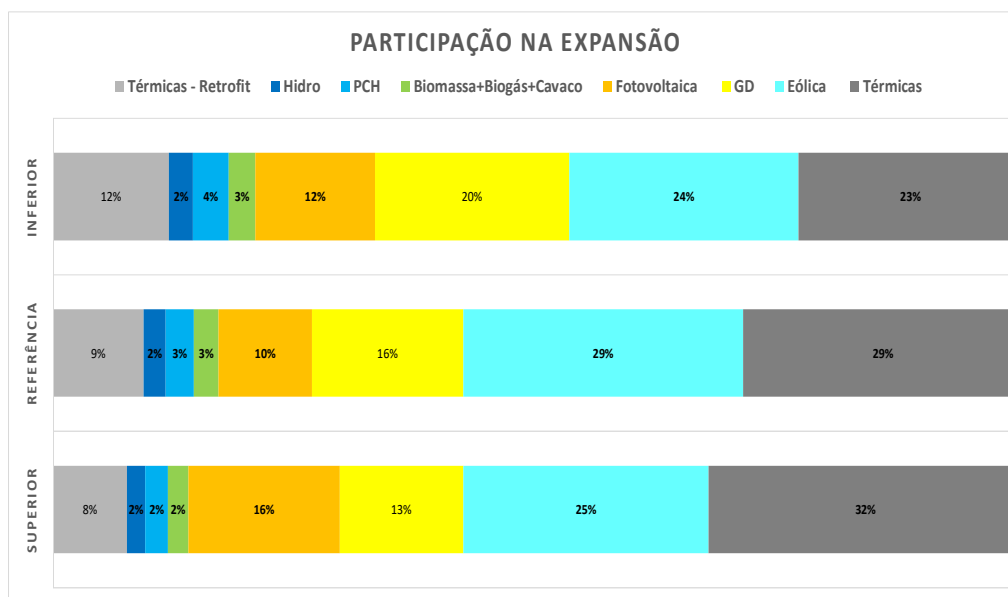
Essa expansão tem investimentos inferiores ao caso de referência da ordem de R\$ 66 bilhões no período de 2021 a 2029, totalizando um investimento de R\$ 172 bilhões para atender ao mercado mais baixo. A Tabela 3-7 apresenta a variação dos resultados dos dois casos em relação à Expansão de Referência.

Tabela 3-7 - UHE Indicativas - Mercado Alternativo

Fonte	Variação de Capacidade Instalada (MW) em relação à Expansão de Referência	
	Mercado Superior	Mercado Inferior
Gás Flexível – Sudeste	+ 1.286 MW	- 4.288 MW
Gás Flexível – Sul	+ 221 MW	- 1.573 MW
Gás Flexível – Nordeste	+ 1.448 MW	- 716 MW
Gás Flexível – Norte	+ 716 MW	-
Hidrelétrica	-	-280 MW
Carvão	+ 1.207 MW	- 292 MW
Gás – pré-sal	+ 3.000 MW	- 1.000 MW
Eólica	+ 1.500 MW	- 7.590 MW
Fotovoltaica	+ 6.895 MW	-
Cavaco de Madeira	-	- 300 MW

No Gráfico 3-28 é apresentada a participação relativa de cada fonte na expansão, para os casos alternativos. Em linhas gerais, a expansão em todos os casos mantém o mesmo *mix* de fontes de geração, com pequenas alterações devido ao perfil de demanda a ser atendida. A alteração mais significativa ocorre para a expansão fotovoltaica. Na trajetória superior ela apresenta maior participação, enquanto que na trajetória inferior a manutenção do mesmo piso leva a um aumento relativo.

Gráfico 3-28 – Participação das fontes na expansão dos diferentes crescimentos de mercado



Outro aspecto interessante dos resultados é que, no Caso de Referência e de demanda superior, considerando também a parcela fotovoltaica da geração distribuída, a expansão se dá, predominantemente, de forma equilibrada entre

eólica, solar fotovoltaica e gás natural. Essas três fontes se mostram, nesse PDE, os principais indutores da expansão da oferta de eletricidade no horizonte decenal.

BOX 3.5 – PREPARANDO O CAMINHO PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA NUCLEAR

O caso de referência do PDE 2029 apresentou uma expansão termelétrica total de 21.000 MW, de diversos combustíveis e tecnologias, tais como o Gás Natural, nacional e importado, e o Carvão Mineral. É fundamental mencionar que a expansão de geração termelétrica agrega segurança eletro-energética e, conforme já abordado anteriormente, provê energia e potência ao sistema.

Outra importante candidata à expansão termelétrica no país, além das mencionadas anteriormente, é a geração nuclear. Esta fonte aparece como um recurso tecnicamente viável, não emissor de GEE e pode desempenhar um papel estratégico para o país do ponto de vista do desenvolvimento tecnológico e de soberania nacional. O Brasil possui a sexta maior reserva global de Urânio, detém a tecnologia de beneficiamento e enriquecimento e a capacidade de fabricação dos elementos combustíveis a serem usados nas plantas nucleares. Adicionalmente cabe mencionar que a instalação de usinas nucleares requer pequenas áreas e pode ocorrer relativamente próxima aos centros de carga do sistema, reduzindo investimentos e as perdas de transmissão.

Para podermos contar com projetos de geração nuclear para expansão termelétrica, é fundamental desenvolver projetos adequados do ponto de vista econômico-financeiro, de engenharia e socioambiental. Há de se ressaltar que a fase de pré-desenvolvimento deste tipo de projeto é relativamente longa, necessitando de uma série de estudos e medidas preparatórias para permitir, inclusive, o seu adequado licenciamento. Desta forma, para que no futuro ocorra a entrada de novas usinas nucleares no Brasil, faz-se necessário desenvolver algumas atividades preparatórias já no horizonte deste Plano Decenal.

A Eletronuclear, em conjunto com a COPPE/ UFRJ desenvolveu no passado um extenso estudo abrangendo todo o território nacional, que identificou 40 grandes áreas tecnicamente propícias para a instalação de novas centrais nucleares. Na sequência desse estudo, potenciais sítios específicos foram identificados em algumas dessas áreas, cabendo assim aprofundar esses estudos para comprovar sua adequabilidade.

Algumas medidas devem ser providenciadas de modo a preparar o setor nuclear para o início do desenvolvimento de implantação de uma expansão dessa opção no Setor Elétrico Brasileiro, dentre as quais podemos destacar:

- (i) Maior aprofundamento dos critérios visando novas áreas potenciais de localização de futuras centrais nucleares;
- (ii) Definição governamental sobre quais sítios deverão ser desenvolvidos buscando maior detalhamento das informações;
- (iii) Levantamento das informações visando a comprovação (ou não) do local eventualmente selecionado;
- (iv) Início dos licenciamentos ambientais; entre outros.

Por fim, é fundamental destacar que diante dos valores de investimentos envolvidos, os projetos de novas centrais nucleares irão requerer a participação da iniciativa privada, preservando, contudo, as restrições constitucionais de controle da sociedade pelo Estado. Assim, novos modelos de negócio e o arcabouço legal e regulatório precisam ser definidos ou revistos.

CASO 3: MAIOR OFERTA DE GÁS NATURAL

O Ministério de Minas e Energia, em conjunto com o Ministério da Economia, vem coordenando o programa “Novo Mercado de Gás”, com objetivo de desenvolver um mercado de gás natural no Brasil mais aberto, dinâmico e competitivo. O programa está sustentado em quatro pilares, destacando-se a “integração do setor de gás natural com o setor elétrico”.

Dentre as opções que podem contribuir para uma maior oferta de gás natural nacional, especialmente no que se refere a consideração de preços menores que a referência de GNL, podemos citar o aumento da produção das bacias do pré-sal, no sudeste do país, e as recentes descobertas de outras bacias no pós-sal, como em Sergipe, além da renegociação do acordo de fornecimento de gás natural importado da Bolívia.

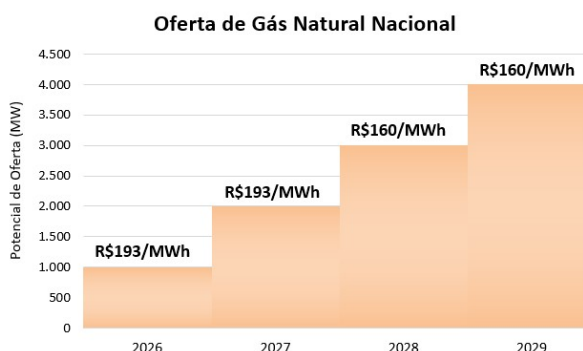
A Alternativa de Referência deste PDE já considera, além das termelétricas com custo de gás natural referenciado ao preço de GNL (com CVU de referência de 336 R\$/MWh para a oferta 100% flexível), a opção de usinas com gás natural nacional, cujo CVU de referência é de 193 R\$/MWh. Além do menor custo variável unitário, e diante da maior probabilidade de o suprimento de gás ser proveniente de campos associados a petróleo, essas usinas tendem a apresentar um índice mais elevado de inflexibilidade operativa, que pode alterar algumas características do sistema, principalmente no que se refere à operação dos reservatórios das usinas hidrelétricas e à disponibilidade de potência e flexibilidade que elas poderão propiciar ao sistema elétrico.

Nesse contexto, o objetivo deste *what-if* é avaliar a competitividade das UTE a gás natural considerando uma redução no futuro ainda maior nos preços do combustível em função do aumento da oferta de gás nacional. Com uma maior oferta de gás natural a preços mais competitivos, uma maior participação de termelétricas, inclusive com níveis de inflexibilidade, é esperada quando comparado ao caso de Referência. Adicionalmente, espera-se também um menor custo total de investimento e operação para o sistema.

Nesse sentido, foram consideradas as seguintes premissas adicionais àquelas descritas para o Caso de Referência:

- Expansão uniforme em dois *steps* (cujo montante foi otimizado pelo MDI) para o Gás Natural Nacional: entre os anos de 2027 e 2030; e entre 2031 e 2033, em consonância com a disponibilidade de oferta do gás;
- Limite máximo de 1.000 MW/ano, a partir de 2026;
- UTE com gás nacional com Inflexibilidade de 50% da capacidade instalada, constante em todos os meses do ano;
- Oferta de preços e montantes conforme Gráfico 3-29, distribuídos entre as regiões Sudeste e Nordeste.

Gráfico 3-29 - Oferta de Gás Natural Nacional



O Anexo II do Capítulo 3 apresenta a expansão indicativa obtida nessa sensibilidade. O MDI optou por reduzir em cerca de 1.700 MW a expansão termelétrica a GNL flexível, ao mesmo tempo em que adiciona mais 1.600 MW de termelétrica de menor CVU e maior inflexibilidade, totalizando assim 2.600 MW dessa tecnologia no horizonte decenal. Além de apresentar uma capacidade instalada maior, essa nova configuração agrega mais energia ao sistema devido ao menor valor de CVU, que leva também a uma maior probabilidade de despacho desses empreendimentos em relação àqueles com custo de operação referenciados ao GNL. Neste caso, ao analisarmos o fator de despacho desses dois tipos de usinas a gás natural, verifica-se um fator próximo a 80% para aquelas que utilizam o GN Nacional,

enquanto que as usinas à GNL têm seu fator de despacho médio sensivelmente reduzido. Isso leva também a uma redução da expansão de outras fontes, que contribuem para o balanço de energia no horizonte decenal, como a eólica e hidrelétrica, de aproximadamente 500 MW e 140 MW, respectivamente. Além disso, termelétricas a carvão deixam de participar da expansão até o fim do horizonte, com a retirada dos cerca de 300 MW pelo MDI, em função da perda de competitividade da tecnologia frente ao GN com preço mais baixos. A Tabela 3-8 apresenta a variação dos resultados dessa sensibilidade em relação à Expansão de Referência.

Tabela 3-8 - Diferenças entre *what if* de maior oferta de Gás Nacional e caso de referência

Fonte	Varição de Capacidade Instalada (MW)
Gás Flexível – Sudeste	- 1.657 MW
Gás Flexível – Sul	+ 383 MW
Gás Flexível – Nordeste	- 435 MW
Hidrelétrica	- 140 MW
Carvão	- 293 MW
Gás Nacional – Menor CVU	+ 1.651 MW
Eólica	- 506 MW

Sobre esses resultados, é possível estabelecer algumas conclusões importantes. A primeira delas é a respeito da participação de usinas termelétricas inflexíveis, com gás natural a preços mais competitivos na expansão do parque gerador. Usinas com essa característica, que tendem a ter um custo variável de operação mais baixo que opções flexíveis, podem ser interessantes ao sistema, a depender da relação entre preço do gás natural, eficiência de geração e nível de inflexibilidade, em relação ao “prêmio pela flexibilidade”. Os custos de operação mais baixos (com valores de 160 e 193 R\$/MWh ao invés de 336 R\$/MWh) propiciam um cenário mais favorável para a expansão de UTE a gás natural nacional, onde estas tornam-se mais competitivas frente a outras termelétricas que utilizam GNL ou carvão nacional como combustíveis, mesmo considerando o CVU relativamente baixo do carvão

nacional. Destaca-se, porém, que a atratividade dessas usinas é limitada e se reduz à medida que elas passem a fazer parte da expansão, principalmente em cenários de grande participação de fontes renováveis com CVU nulo.

Uma segunda conclusão é que a expansão adicional das termelétricas utilizando o combustível mais competitivo praticamente substitui um montante equivalente de usinas termelétricas flexíveis, destinadas ao atendimento de energia e potência, contempladas na Alternativa de Referência. Nesse *what if*, espera-se que as usinas a gás nacional se concentrem nas regiões Sudeste e Nordeste, devido à maior proximidade dos campos de produção e das unidades de processamento de gás natural.

Outro ponto importante é o impacto que a expansão proporcionada por essas termelétricas com gás nacional mais barato pode causar na operação dos reservatórios. Se, por um lado, a inflexibilidade tende a aumentar o vertimento do sistema, justamente por ser uma geração compulsória quando pode haver excedentes de recursos naturais, por outro lado, ao preservar os níveis dos reservatórios, elas garantem a disponibilidade de potência nas UHE. Esse efeito é muito importante para o sistema e vem sendo estudado pela EPE. A busca pelo nível ótimo econômico, que equilibre a expansão de oferta específica para suprimento de potência com as mudanças na operação dos reservatórios para preservar a flexibilidade neles disponível, é objeto de trabalho em parceria da EPE com o ONS. Tão logo os resultados estejam maduros, serão colocados em ampla discussão com a sociedade.

CASO 4: CRITÉRIO DE SUPRIMENTO DE POTÊNCIA

No âmbito do grupo de trabalho que vem discutindo, ao longo de 2019, as ações necessárias para a modernização do setor elétrico brasileiro a EPE coordenou o subgrupo responsável por propor novos critérios de suprimento. Essa proposta visa substituir aos critérios vigentes²⁴ de igualdade entre

²⁴ Estabelecidos pelas Resoluções CNPE n° 1 de 2004 e n°9 de 2008.

CMO e CME e limite de risco de déficit de energia de 5%. Na proposta submetida à consulta pública em julho de 2019 foi sugerido que, além da adequação dos critérios relacionados à energia, fossem introduzidos critérios explícitos para o suprimento de potência.

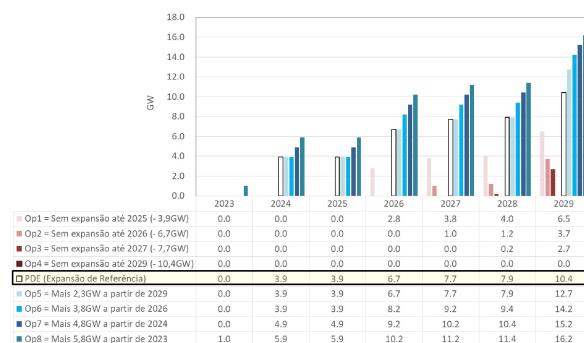
A introdução desse novo critério é de fundamental importância quando o SIN passa a precisar de expansão específica para esse serviço, como vem sendo apresentado desde o PDE 2026 e reforçado nos planos subsequentes. O critério de suprimento de potência auxiliará na definição do montante de oferta necessária, sinalizando para o planejamento o nível de risco desejável. O presente *what if* aborda essa questão, sob a ótica da expansão, mostrando os impactos de diferentes critérios na necessidade de oferta adicional do sistema.

Como apresentado na seção 3.5.1, o caso de referência contemplou uma expansão termelétrica indicativa que contém uma parcela significativa para o suprimento de potência. Como essa parcela agrega pouca energia para o sistema, e a fim de isolar apenas o efeito do suprimento de capacidade de potência, para este *what if* foi utilizada a mesma política de operação dos reservatórios, obtida com o modelo Newave, do caso de referência.

Foram propostos casos com menor oferta termelétrica, a fim de degradar o suprimento de potência e casos com maior oferta, visando o efeito contrário. Para reduzir a oferta, uma parcela da expansão termelétrica indicativa foi reduzida a cada ano, retirando o montante de maior CVU (que possuem características mais condizentes com o serviço de suprimento de potência). Para aumentar a oferta, foi inserida oferta adicional nos momentos de maior necessidade de suprimento de potência, de modo a reduzir, a cada mês, o valor esperado de corte de carga nos 5% piores cenários de potência não suprida do SIN (CVaR_{5%}).

O Gráfico 3-30 apresenta 8 variações na expansão termelétrica indicativa a gás natural de maior CVU, em relação ao caso de referência. Neste gráfico, as opções 1 a 4 são as de menor oferta e as opções 5 a 8, as de maior oferta. Foram então realizadas simulações, com 87 cenários históricos de vazões naturais, para o atendimento à demanda máxima em cada uma dessas configurações.

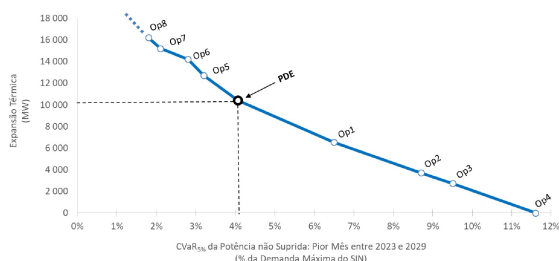
Gráfico 3-30 - Variações na Expansão Termelétrica Indicativa a Gás Natural de maior CVU



O Gráfico 3-31 relaciona a variação de potência em relação ao Caso de Referência e o respectivo CVaR_{5%} da potência não suprida para cada caso. O caso de referência do PDE 2029 foi ajustado para que o CVaR_{5%} fosse inferior a 5% da demanda máxima instantânea em todos os meses do horizonte. Esse critério, apesar de não oficial, sinaliza que a interrupção média para os 5% piores cenários seja equivalente ao requisito de reserva operativa relacionado à demanda.²⁵ Para o Caso de Referência do PDE, a situação mais crítica apresentou 4,1% da demanda máxima instantânea como maior CVaR_{5%}, sendo esse o valor do eixo das abscissas correspondente ao ponto “PDE” destacado no Gráfico 3-31.

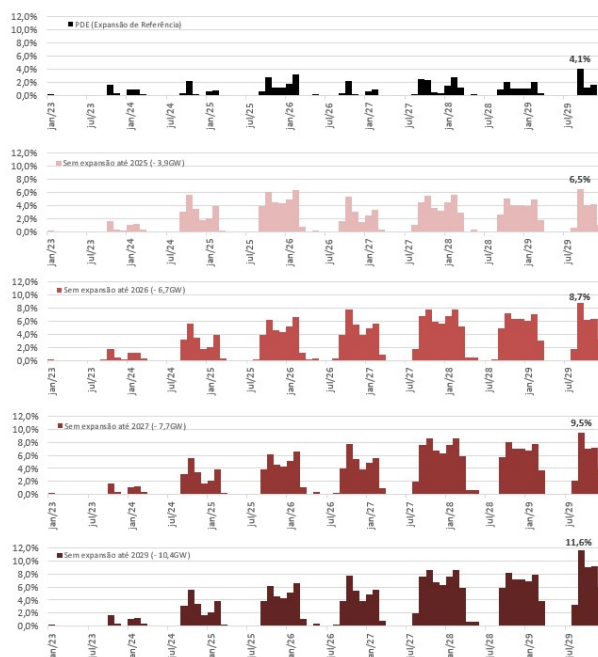
²⁵ Além do requisito de reserva operativa associada às variações da demanda, o PDE 2029 acrescenta o requisito de reserva operativa associado às incertezas da geração eólica, conforme metodologia proposta pelo ONS na Nota Técnica DPL-REL – 0069/2019, “Limites de Transferência de Energia entre Regiões e Geração Térmica Por Restrições Elétricas para o Período de Maio de 2019 a Dezembro de 2023”, de Março/2019

Gráfico 3-31 - Atendimento à Demanda Máxima do SIN por Expansão Térmica a Gás (Ciclo Aberto)



O primeiro caso analisado (Op1) retira a expansão termelétrica de 2024, reduzindo a oferta em cerca de 3.900 MW. Isso leva o maior CVaR_{5%} do horizonte para 6,5% da demanda máxima, em 2029. Entende-se então que, nesse ponto de operação, a redução de 3.900MW de oferta de potência firme resulta em um aumento de 2,4% do corte de suprimento de potência médio nos 5% dos piores cenários, par ao período mais crítico. Especificamente para este caso sem essa oferta, o CVaR_{5%} em 2024 chega a 5,6% da demanda máxima e, em 2025 já supera 6%. Quanto menor a oferta termelétrica maior o CVaR de potência não suprida, confirmando assim a coerência dessa métrica de risco. Na situação extrema, onde toda a oferta termelétrica para suprimento específico de potência é retirada (Op4), o CVaR_{5%} do pior mês ultrapassa 11,5% da demanda máxima. Os resultados de CVaR_{5%} para todos os meses, nas situações de redução da oferta podem ser vistos no Gráfico 3-32.

Gráfico 3-32 - CVaR_{5%} da Potência não Suprida para Redução da Expansão (em % da Demanda Máxima do SIN)



Por outro lado, à medida em que é incluída oferta adicional, o sistema passa a contar com um atendimento mais confortável, com menor probabilidade e impactos do corte de carga. Como o pior CVaR_{5%} do cenário de referência ocorre em 2029, ao adicionarmos 2.300 MW de oferta adicional neste ano (Op5), reduzimos esse corte médio de 4,1% da demanda máxima para 3,1%. Dessa forma, o maior CVaR_{5%} de 2029 se aproxima ao de 2026 (Op6), que é de 3,2% da demanda. Para reduzi-los ainda mais, é necessário, além da oferta adicional em 2029, um incremento de 1.500 MW em 2026, que é suficiente para levar esse corte médio para 2,8% da demanda máxima. Na situação extrema analisada, se o critério for que, em nenhum momento, o CVaR_{5%} ultrapasse 2% da demanda máxima, será necessário adicionar 5.800 MW de oferta (Op8) em relação ao cenário de referência (distribuídos entre os anos conforme Gráfico 3-30), para esse serviço. Os resultados com aumento da oferta podem ser vistos no Gráfico 3-33.

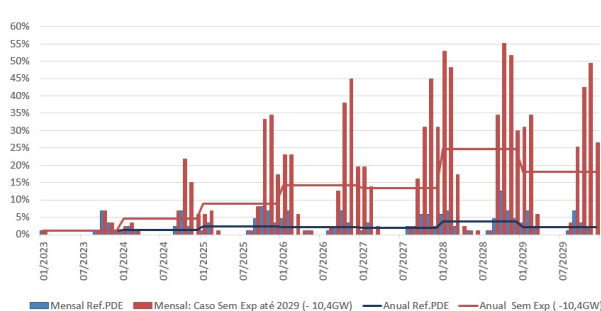
Gráfico 3-33 – CVaR5% da Potência não Suprida para Aumento na Expansão (em % da Demanda Máxima do SIN)



Sob a ótica do risco de déficit de potência, o caso analisado de maior redução na expansão, sem 10.400 MW de oferta termelétrica, apresenta valores elevados ao longo do horizonte. O Gráfico 3-34 compara o risco de déficit de potência desse caso com o obtido com a trajetória de referência. Nota-se que, sem a expansão indicativa, os riscos de déficit mensais são elevados já a partir de 2024, chegando a atingir 55% em 2028. Por outro lado, o maior risco de déficit de potência considerando a Expansão de Referência foi de 12,6%. Os meses que apresentaram maiores riscos mensais de déficit são aqueles compreendidos entre setembro e fevereiro, onde estão os meses de maior demanda e também de baixa disponibilidade hidráulica. Portanto, os incrementos na expansão para potência da trajetória de referência promoveram uma significativa redução nos riscos mensais de déficit, principalmente nesses meses do ano.

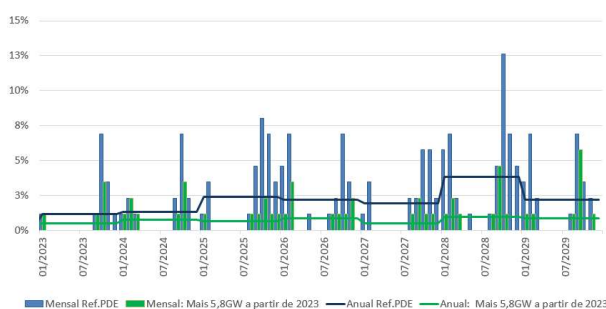
Mudanças operativas também podem ser adotadas no sentido de utilizar a oferta adicional como um recurso de antecipação do despacho termelétrico, com o objetivo de manter os reservatórios mais cheios no período seco, aumentando a segurança do suprimento de potência.

Gráfico 3-34 - Risco de Déficit de Potência Referência x Caso Sem Expansão de 10.4GW até 2029



Dentro do contexto da análise realizada para o CVaR5% para o caso de referência, onde obtivemos o corte médio de carga para os 5% piores cenários mensais, o Gráfico 3-35 permite avaliar com mais detalhe quais meses apresentaram riscos superiores a 5% e, ao mesmo tempo, comparar com o risco de déficit de um caso com uma expansão maior que o Caso de Referência (5.800 MW de expansão a mais, a partir de 2023). Embora o risco médio anual do caso de referência do PDE seja inferior a 5%, há uma grande variação ao longo dos meses do ano. Essa variação se reduz no caso com maior expansão. O caso com o acréscimo de 5.800 MW na expansão faz com que o maior risco mensal se reduza de 12,6% para 5,7%

Gráfico 3-35 - Risco de Déficit de Potência Referência x Caso com mais 5.8GW de Expansão a partir de 2023



Esse *what if* permite perceber que, quanto menor for a interrupção aceitável maior deverá ser a oferta adicional para suprimento de potência. Porém, o benefício agregado por essa oferta tende a reduzir à medida em que ela for dimensionada para riscos cada vez menores. A inclinação da curva apresentada no Gráfico 3-31 explicita esse entendimento.

Para que o sistema saia de um CVaR_{5%} de 2,1% da demanda máxima (Op7) para 1,8% da demanda máxima (Op8), ou seja apenas 0,3% de redução do corte médio, é necessário um incremento de 1.000 MW de oferta. Já no outro extremo da curva, percebemos que a redução dos mesmos 1.000 MW leva o CVaR_{5%} da potência não suprida de 8,7% (Op2) para 9,5% da demanda máxima (Op3).

Isso significa que para situações mais confortáveis de atendimento de potência, acréscimos de oferta afetam muito pouco a qualidade de atendimento quando comparada com situações no outro extremo, quando uma redução de oferta de mesmo valor acarreta maior impacto na qualidade de atendimento. Desse modo, é importante que nas situações de qualidade favorável de atendimento a expansão da oferta destinada ao atendimento de potência seja feita ao menor custo fixo possível nas situações de qualidade favorável de atendimento.

No caso de referência, a tecnologia selecionada para a realização do serviço de capacidade de potência foi a termelétrica a ciclo aberto. Nesse sentido, é fundamental a discussão sobre tecnologias alternativas para esse serviço. Diversas opções são tecnicamente viáveis para esse fim, e o próximo *what if* busca discutir a participação de duas delas.

CASO 5: ALTERNATIVAS PARA O SUPRIMENTO DE POTÊNCIA: RESPOSTA DA DEMANDA E MODERNIZAÇÃO DE UHE

As análises deste PDE reafirmam a necessidade de tecnologias para suprimento de capacidade de potência ao sistema, como tem sido apresentado nos últimos anos. A Expansão de Referência para esse serviço é representada por usinas termelétricas, mas a EPE entende que diversas tecnologias são tecnicamente viáveis e exigem aperfeiçoamentos no desenho de mercado para que possam ter sua viabilidade econômica aferida.

Pela análise dos resultados da simulação, é esperado que as usinas que suprirão esse serviço tenham um baixo fator de despacho. Adicionalmente, foi apresentado pelo *what if* anterior que o montante de oferta para suprir os requisitos de capacidade de potência pode variar de acordo com o nível de risco aceitável. Cabe perceber que, quanto menor o risco

desejado pela sociedade para a interrupção de suprimento, maior será a necessidade de oferta adicional. E quanto maior essa oferta, menor será o seu fator de despacho, resultando em um grande volume de investimentos em ativos com baixo fator de utilização.

Portanto, é fundamental que o sistema brasileiro esteja preparado para receber soluções alternativas para esse suprimento, principalmente aquelas soluções com o menor custo fixo possível. Nesse sentido, duas opções podem contribuir caso sejam criadas as condições de mercado necessárias: a modernização (e repotenciação) das usinas hidrelétricas e a resposta pelo lado da demanda.

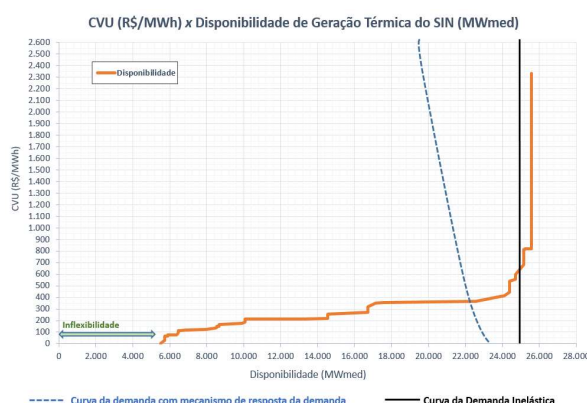
O Box 3.2 abordou os benefícios da modernização das usinas hidrelétricas sob diversos aspectos. Para esse *what if* será considerado apenas o benefício de suprimento de potência, que como citado pode variar entre 5% e 20% da potência instalada na usina candidata. Para tal foi considerado um investimento de R\$ 3.000/kW e um potencial total de 2.000 MW, separados entre as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul, limitados a 500 MW/ano a partir de 2026. Para representar o benefício de potência para o sistema, foi considerada uma disponibilidade de potência mensal, condizente com a sazonalidade de cada região, para cada série hidrológica simulada no MDI.

Outro importante recurso que deverá ser incorporado no processo de planejamento da expansão é a resposta da demanda. A EPE vem se debruçando nesse assunto e publicou, em julho de 2019 a Nota Técnica EPE-DEE-NT-022/2019-r0 intitulada “Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético”, que traz uma pesquisa internacional sobre os tipos de produto associados a resposta da demanda pelo mundo, além de listar os desafios para a sua representação nos estudos de planejamento.

Como apresentado neste documento, os tipos de resposta da demanda podem ser classificados em resposta a preço e resposta por incentivo. A resposta da demanda baseada em incentivos, que será representada neste caso, oferece aos consumidores incentivos financeiros para redução da demanda em

momentos críticos para o sistema. São produtos despacháveis, ou seja, são acionados através de uma ordem de despacho do operador, voltados principalmente ao mercado atacadista. Um exemplo deste mecanismo é o projeto-piloto realizado pelo ONS e CCEE. Mercados com mecanismo de resposta da demanda ofertado aos consumidores permite que os mesmos respondam às condições do mercado, fazendo com que a curva da demanda assuma novo formato. Dessa forma, como mostrado no Gráfico 3-36, com este mecanismo a demanda de energia deixa de ser inelástica (quando a quantidade demandada não reage a alterações de preços), mudando o consumo perante alterações nos preços da energia. Com este perfil, e consequente diminuição da demanda a ser atendida pelo parque gerador, o custo total de atendimento ao sistema fica menor, devido principalmente à redução do despacho termelétrico.

Gráfico 3-36 – Exemplo de impacto da Resposta da Demanda na curva de oferta x demanda



A resposta da demanda baseada em preços não será modelada neste caso, mas a mesma se apresenta também como forte mecanismo de diminuição da demanda máxima. O capítulo 2 apresenta em um *box* uma abordagem sobre a consideração da resposta da demanda baseada em preços. A EPE continua trabalhando para a introdução desta tecnologia em seus estudos.

Para modelar a resposta da demanda no MDI, ela foi representada como uma usina termelétrica, disponível para a expansão a partir de 2026, com custo fixo²⁶ de R\$ 146,59/kW.ano e custo variável de R\$ 464/MWh.²⁷

Como resultado, este caso expandiu toda a oferta disponível das duas tecnologias candidatas (2.000 MW de modernização de UHE e 2.000 MW de resposta da demanda), com diminuição do mesmo montante de usinas termelétricas, que prestavam esse mesmo serviço, levando a reduções no custo total de investimento e operação do sistema. Vale mencionar que uma parte significativa dessa redução da necessidade de complementação de potência (2.750 MW) se dá entre os anos de 2026 e 2027, quando essa oferta foi disponibilizada ao modelo. A redução no custo total de investimento em relação à alternativa de referência foi da ordem de R\$ 4,8 bilhões, até 2029. A Tabela 3-9 sintetiza a diferença da variação da capacidade instalada entre os dois casos.

²⁶ Para programas de resposta da demanda com compromissos de longo prazo, como aqueles relacionados no PDE, é comum o pagamento de componente de remuneração fixa. Este componente visa não apenas cobrir custos fixos incorridos pelo consumidor participante em viabilizar a redução de demanda mas também é um dos instrumentos que permitem a gestão de riscos associados a incerteza no instante de acionamento. Há grande variação de custos fixos entre produtos de resposta da demanda ao redor do mundo, variando devido ao desenho de mercado, robustez dos programas e número de participantes. Para este caso será utilizado como custo fixo o preço teto para um leilão de receita fixa de R\$ 146.587,94/MW-ano indicado em (ANEEL, 2019).

²⁷ O custo variável da resposta da demanda de R\$464/MWh representa o valor médio do CVU ao longo dos anos das térmicas para atendimento a ponta indicadas no PDE 2029. Este valor está dentro dos valores já ofertados pelo programa de resposta da demanda realizado pelo ONS e CCEE, com valor inferior ao lance vencedor já despachado pelo operador do sistema.

Tabela 3-9 - Diferenças entre *what if* de Alternativas de Potência e trajetória de referência

Fonte	Varição de Capacidade Instalada (MW)
Gás Flexível – Sudeste	- 2.797 MW
Gás Flexível – Sul	- 713 MW
Gás Flexível – Nordeste	- 221 MW
Modernização UHEs	+ 2.000 MW
Resposta da Demanda	+ 2.000 MW
Carvão	- 235 MW

Com relação ao papel de cada tecnologia no sistema, a modernização de UHE aumenta a capacidade de modulação de potência sempre que o recurso hidráulico estiver disponível, considerando o limite de potência por altura de queda dos reservatórios. Como essa tecnologia não apresenta custo variável de operação, o despacho esperado no atendimento aos momentos de maior requisito é elevado. Essa opção desloca todo o parque termelétrico utilizado para atendimento à ponta que não havia sido despachado por razões energéticas.

Já a resposta da demanda, por poder apresentar um custo variável, que pode ser elevado, tende a operar apenas quando sistema já utilizou as tecnologias mais baratas. Dessa maneira, ela apresenta um fator de despacho aderente ao das usinas termelétricas de CVU equivalente. A resposta da demanda também atua aumentando a segurança do sistema em momentos mais críticos, mas como seu custo fixo é menor que de uma nova planta, a alocação de recursos pode ser mais eficiente com o seu uso. Há de se ressaltar, entretanto, que diferentemente das usinas termelétricas, em situações energéticas extremas, onde o despacho deve ser sustentado por um longo período, a resposta da demanda tem contribuição limitada. Nesse caso, uma redução de consumo por longos períodos pode gerar impactos negativos.

Em resumo, o desenvolvimento desses recursos para o SIN é de fundamental importância pois trazem eficiência na alocação de investimentos e na operação do sistema. Apesar de substituírem outras tecnologias para a prestação de alguns serviços, como o de suprimento de capacidade de

potência, elas devem ser vistas como mais um recurso a compor o *mix* ótimo de oferta. Além dos benefícios já citados, as duas tecnologias apresentam também diversos benefícios adicionais para o sistema, como:

- Contribuição para a redução dos níveis de emissão de CO₂;
- Prestação de serviços ancilares, como a atuação na reserva operativa secundária;
- Maior flexibilidade e confiabilidade, principalmente com a maior inserção dos recursos energéticos distribuídos, reduzindo, por exemplo, o *curtailment* de fontes renováveis e picos na demanda devido ao carregamento de veículos elétricos;
- Redução do poder de mercado de geradores de energia por meio de retenção de capacidade de produção pela flexibilidade no consumo alcançada pela resposta da demanda;
- Diminuição da volatilidade de preços com a consequente redução de riscos financeiros para agentes do mercado

É importante destacar por fim que, para ocorrer o avanço dessas tecnologias é necessário que a concretização de mudanças regulatórias, como as ações discutidas no âmbito do GT Modernização.

3.5.3 ESTIMATIVA DAS EMISSÕES DE GEE

A Tabela 3-10 apresenta o resumo dos níveis de emissões de gases causadores do efeito estufa para o SIN, obtidos através da simulação do Newave, para a Alternativa de Referência e três dos *what ifs* avaliados. Os casos que discutiram os critérios de suprimento de potência e as alternativas para o seu suprimento, não tiveram suas emissões calculadas, pois seu balanço de atendimento energético não deve apresentar variações significativas em relação à Expansão de Referência

São ilustrados os valores de emissões para os anos de 2025 e 2030, bem como a diferença percentual de cada *what if* em relação à Expansão de Referência.

A alternativa de referência do PDE 2029 apresenta uma estimativa de emissões para 2030 de 34 milhões de tCO₂eq, valor este abaixo da contribuição estimada para o setor elétrico para o

atendimento aos compromissos assumidos no Acordo de Paris. Importa destacar que a grande participação das fontes renováveis na matriz energética, aliadas à presença de termelétricas mais eficientes, contribuem para o baixo nível de emissões de tCO₂eq esperados para o ano de 2030, garantindo assim o atendimento à demanda energética do país de forma segura e sustentável. Além disso, cumpre ressaltar

que mesmo com uma maior participação de usinas térmicas a gás natural, proveniente da expansão do mercado de gás nacional, os níveis de emissões não apresentam aumento significativo, o que permite ao Brasil um desenvolvimento e expansão do mercado de gás sem comprometer o seu papel de país sustentável perante o cenário mundial de redução das emissões globais de gases causadores do efeito estufa.

Tabela 3-10 - Estimativa das emissões de gases causadores do efeito estufa

PDE 2029		Emissões (Milhões de tCO ₂ eq)		Emissões (Δ% Ref.)	
Caso	Descrição	2025	2030	2025	2030
1	Expansão de Referência	29,3	34,0	-	-
2,1	Expansão para o cenário alternativo de demanda baixa	28,4	25,0	-3,3%	-26,4%
2,2	Expansão para o cenário alternativo de demanda alta	36,3	54,4	23,8%	60,0%
3	Expansão considerando o Novo Mercado de Gás Nacional	30,3	34,1	3,3%	0,3%

BOX 3.6 – A RESPOSTA DA DEMANDA E O PLANEJAMENTO ENERGÉTICO BRASILEIRO

A resposta da demanda começa a dar os primeiros passos de desenvolvimento no Brasil, com iniciativas como a criação da tarifa branca e do projeto piloto de resposta da demanda, liderado por ONS e CCEE. Além disso, há várias iniciativas sendo desenvolvidas pelas distribuidoras de energia, como a instalação de *smart meters* e projetos de tarifação dinâmica. Porém, ainda há um longo caminho a percorrer para explorarmos todos os benefícios que esse recurso pode trazer para o sistema brasileiro. Em alguns países do mundo já se pode ver a resposta da demanda participando do mercado de energia, seja competindo com outras tecnologias em leilões ou mudando o perfil de consumo pela adição de tarifas que refletem de forma mais próxima o preço da energia no mercado de curto prazo

Um dos aprimoramentos necessários é a consideração da resposta da demanda de modo explícito no planejamento energético. A representação adequada passa por avanços de diversas naturezas. O primeiro deles diz respeito aos modelos computacionais. É necessário não só a obtenção da discretização temporal e espacial adequada no horizonte de planejamento da expansão, como também representar adequadamente a resposta da demanda. Por exemplo, na resposta da demanda baseada em incentivos, é preciso realizar a projeção da propensão dos consumidores a realizar ofertas (representação do potencial, em MW), e em qual nível de preço de energia (representação dos custos variáveis, em R\$/MWh).

Além disso, é de suma importância a definição do potencial da resposta da demanda nos diversos tipos de serviços que podem ser prestados ao sistema. Como visto em EPE (2019), esta tecnologia presta serviços ao sistema desde o longo prazo, alterando o formato da curva de carga, até o curto prazo, com atuação de consumidores ajustando a demanda às variações de frequência.

(cont.)

BOX 3.6 – CONT.

No PDE 2029, a resposta da demanda baseada em incentivos foi modelada conforme uma usina termelétrica, com custos constantes ao longo do tempo. Desenvolvimentos são necessários nesse aspectos para a melhor consideração da resposta da demanda no planejamento energético e alguns pontos são destacados: estimativa dos consumidores elegíveis por setor da economia e tipo de resposta da demanda; cálculo do *Levelized Cost of Energy* – LCOE, estimando deste modo o custo nivelado de energia para os diferentes serviços; elaboração das curvas de ofertas para os produtos; cálculo dos valores de elasticidade dos grupos de consumidores (residencial, comercial e industrial) perante os tipos de resposta da demanda; valoração dos diferentes benefícios (como financeiros, de confiabilidade e ambientais); e aprofundamento do estudo da modelagem dos produtos nos modelos de planejamento energético, levando em conta as especificidades da modelagem exógena e endógena.

Adicionalmente à esfera do planejamento e modelagem, são necessárias alterações regulatórias para proporcionar o desenvolvimento dessa tecnologia. Algumas ações são listadas a seguir e que fazem parte do conjunto de medidas legais e infralegais arroladas pelo subgrupo “Inserção de Novas Tecnologias” no âmbito do GT Modernização do Setor Elétrico: criação de modelos de resposta da demanda com contratos de longo prazo, que deste modo permitam que os mesmos sejam considerados no planejamento da expansão; criação de outros projetos-pilotos para resposta da demanda baseada em incentivos, além do comandado pelo ONS e CCEE, propiciando o desenvolvimento de outros serviços que podem ser disponibilizados pela resposta da demanda; participação da resposta da demanda no mercado de energia, seja diretamente pelos consumidores de energia de qualquer porte ou via uma terceira parte, como um agregador independente.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > O sistema elétrico brasileiro vem passando por diversas mudanças e o PDE 2029 trouxe novas discussões para contribuir nesse processo de modernização e ajudar a preparar o SIN para os próximos dez anos.
- > A atenção necessária aos contratos de usinas termelétricas que findam ao longo do horizonte decenal foi abordada através de uma avaliação de atratividade econômica, com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de novas plantas, em substituição às que não se mostrem competitivas.
- > Além das usinas termelétricas, o SEB conta com um parque hidrelétrico no qual grande parte das plantas estão operando há mais de 25 anos. A modernização dessas usinas poderá trazer diversos benefícios para o sistema e o PDE 2029 aborda, em uma trajetória *what if*, os ganhos de potência provenientes desse processo. A modernização de UHE pode se mostrar um importante caminho para solucionar um dos maiores desafios da expansão para o próximo decênio. Para isso, é fundamental que mecanismos de remuneração sejam criados, de modo a incentivar esse tipo de investimento.
- > O Brasil tende a seguir nos próximos dez anos com uma oferta de geração de eletricidade predominantemente renovável, com cerca de 80% do parque gerador composto por usinas hidrelétricas (de grande e pequeno porte), eólicas, solares e termelétricas a biomassa. Além desses importantes recursos, a Expansão de Referência indica também a complementação termelétrica a gás natural e carvão, que será fundamental para garantir a segurança do suprimento.
- > Além da oferta termelétrica flexível, predominante no caso de referência, o *what if* de maior oferta de gás natural nacional, para a qual se espera um menor custo de operação, mostrou que a depender do “prêmio pela flexibilidade” opções com certos níveis de inflexibilidade podem se mostrar economicamente atrativas. É destacado, porém, que o benefício agregado por usinas com inflexibilidade é decrescente, o que exige preços cada vez menores à medida em que novas plantas inflexíveis façam parte da expansão.
- > O suprimento de potência continua sendo um grande indutor da expansão do SIN, como vem sendo apresentado desde o PDE 2026. O montante a ser contratado para esse serviço depende, dentre outros fatores, do critério de suprimento associado a esse requisito, como foi abordado em uma trajetória *what if*. Destaca-se que quanto menor for o risco de não suprimento definido, a expansão para esse fim agregará menos energia ao sistema.
- > Visando apontar para uma maior eficiência na alocação de investimentos, o PDE 2029 trouxe, pela primeira vez, uma abordagem sobre a Resposta da Demanda como uma alternativa da expansão. Diversos avanços devem ser feitos, tanto relacionados à representação nos estudos como na formação de base de dados, para a adequada representação desse recurso. Mesmo com uma abordagem inicial é possível concluir que existe um elevado potencial no Brasil para essa inovação.
- > Outra abordagem inédita desse PDE foi a avaliação do requisito de flexibilidade do sistema, e sua alteração devido à maior participação de fontes não controláveis. Devido ao efeito portfólio e à diferente ordem de grandeza entre a carga e a oferta não controlável, em níveis sistêmicos é esperado que o SIN não apresente dificuldades no horizonte decenal. Porém, é necessária atenção às regiões que concentrem grandes montantes de oferta não controlável, como é o caso da região Nordeste, que poderá chegar a 70% de sua oferta composta por tecnologia eólica e solar fotovoltaica em 2029, de acordo com a trajetória de referência.