Barueri, 22 de Janeiro de 2021

Contribuições da Enel Brasil à Consulta Pública n. 101/2020

A Enel Brasil apresenta suas contribuições à Consulta Pública nº 101/2020, instaurada por este Ministério de Minas e Energia – MME, com objetivo de garantir ampla divulgação e aprimoramento da Minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2030).

Inicialmente, aproveita-se a oportunidade para parabenizar o Ministério de Minas e Energia e a Empresa de Pesquisa Energética – EPE pelo contínuo e relevante esforço na busca por aprimoramentos na legislação do setor e por valorizar a transparência na condução dos debates, ao abrirem o diálogo com empresas, associações, consumidores e instituições em geral.

No âmbito deste PDE 2030, cumprimenta-se a iniciativa constante no referido documento de incluir no planejamento novas soluções para a expansão, na busca por uma projeção robusta que considera a inserção de novas tecnologias, algumas vezes disruptivas, e transição energética.

A Enel ressalta a importância de consideração no planejamento no horizonte decenal (i) do recurso de Resposta da Demanda; (ii) da ampliação da escala de análise dos benefícios socioambientais para a expansão energética; (iii) do crescimento das fontes renováveis, como vem sendo observado nos últimos PDEs, e do potencial das plantas híbridas e das tecnologias de armazenamento; (iv) da identificação dos diferentes requisitos necessários à segurança operativa do sistema e dos diferentes atributos das fontes e tecnologias, assim como novas formas de contratação de recursos para atendimento destes requisitos, com isonomia entre fontes e parcimônia de custos.

Dado que o PDE é uma fonte relevante de informações sobre as perspectivas de evolução do atendimento à demanda de energia futura, destaca-se a importância de que os cenários estudados sejam usados nas discussões em curso e futuras no

âmbito GT Modernização do Setor Elétrico Brasileiro, ANEEL, ONS, EPE e CCEE, considerando as incertezas associadas e os ajustes necessários devido às simplificações das metodologias e das ferramentas adotadas.

Frente a isto, a Enel apresenta suas contribuições.

1.0 Geração Centralizada de Energia Elétrica

De forma análoga ao Plano Decenal 2029 (2020), o processo de elaboração da indicação de expansão ótima da geração centralizada para o PDE 2030 utilizou três ferramentas de otimização de maneira mais relevante: o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI); o modelo Newave; e a ferramenta de Balanço de Potência.

A Enel entende que a metodologia Newave/MDI/Balanço de Potência para ajuste da oferta deve ser aplicada considerando o ajuste simultâneo de todos os critérios de suprimento. Isto é, atender o critério de potência sem desajustar o critério de CMO.

Para tanto, deve-se aumentar na expansão indicativa a participação de tecnologias que maximizem a disponibilidade de potência sem causar acréscimo de oferta de energia, o que é o caso das tecnologias de armazenamento, incluindo baterias, e da resposta da demanda.

Adicionalmente, essas fontes mencionadas fornecem flexibilidade à operação, requisito que, apesar dos avanços, ainda é mensurado de forma aproximada na metodologia adotada pelo PDE 2030 e que tende a ganhar relevância em um sistema com penetração de fontes não despacháveis e com variação da carga.

De forma geral, os critérios de suprimento aprovados pelo CNPE em dezembro de 2019, como é reconhecido no próprio documento, permitem a avaliação do atendimento a um conjunto limitado de requisitos do sistema, e não avaliam requisitos importantes como flexibilidade e confiabilidade.

A Enel entende que a avaliação desses requisitos deve ser feita em conjunto pela EPE e pelo ONS, de forma a atender tanto as necessidades do sistema tanto na expansão no longo prazo quanto na operação de curto e médio prazos.

1.1 Metodologia

Quanto à metodologia, apresentada no item 3.1 da Minuta do PDE 2030, a Enel apresenta seus comentários.

1.1.1 Ferramenta de Balanço de Potência

A Enel parabeniza a EPE pela disponibilização da ferramenta de Balanço de Potência. Porém, considera importante que essa metodologia não seja considerada aprovada em conjunto com a aprovação do PDE 2030.

Trata-se de uma metodologia cuja discussão carece de um maior aprofundamento e amplo diálogo com a sociedade, a luz de toda transparência que vem sendo adotado pelo MME e pela EPE.

Ademais, a citada ferramenta foi disponibilizada no decorrer da presente Consulta Pública, em momento posterior a disponibilização da Minuta do PDE 2030. Por esta razão, o tempo hábil para estudado do tema tornou-se prejudicado.

Sugere-se, por consequência, que a EPE realize seminário para apresentação da metodologia e treinamento referente ao uso da ferramenta, para, em momento subsequente, instaurar uma consulta pública específica do tema, a exemplo do processo de validação do modelo Newave, de forma a mitigar possíveis assimetrias de informações.

Esta proposta se fortalece ainda mais por entender-se que a metodologia apresenta potencial influência nos cálculos dos requisitos de capacidade para futuros leilões, em especial no caso de conversão da MP 998 em Lei, visto a tendência de aumento de custos para os consumidores.

Com relação à ferramenta, o documento disponibilizado junto com o conjunto de dados informa que está sendo usado o percentual de 4% para reserva operativa, o que carece de esclarecimento. Também é necessário esclarecer a metodologia adotada para modulação da operação dos reservatórios equivalentes de energia.

1.1.2 MDI:

De forma similar à proposta da Ferramenta do Balanço de Potência, entende-se pertinente que a EPE realize um seminário e um treinamento sobre o MDI, visto que o último seminário sobre a ferramenta foi realizado em 2018.

Isso deve ser condição necessária, visto que esses resultados poderão ser utilizados para definir o volume de capacidade a ser contratado para atender o critério de suprimento de potência. Ademais, ressalta-se a necessidade de esclarecimento da restrição do número de séries utilizada no MDI (limite de 10 séries), e as motivações para adoção de quantidade tão suprimida.

1.1.3 Critérios de suprimento

Além dos comentários até aqui apresentados, a Enel considera de grande relevância a disponibilização de uma ferramenta de avaliação dos critérios de suprimento e, futuramente, a inclusão, no modelo Newave, de relatórios de saída que reflitam esses critérios.

1.1.4 Integração Energética Regional (Box 3.1)

Quanto à Integração Regional, a Enel enaltece o papel do MME em liderar as negociações com os demais países.

No Box 3.1, apesar do esforço do MME em abrir em 2020 as Consultas Públicas sobre exportação de hidráulicas e demais renováveis, para que se tenha maior eficiência e benefício à sociedade brasileira há de se acelerar o processo de elaboração destes mecanismos.

Deve-se avaliar com a máxima celeridade a extensão da possibilidade de negociações com os países vizinhos, bem como o ganho que sua adoção trará à sociedade brasileira, permitindo o acesso a uma energia mais barata em determinados momentos, com aprovação urgente de medidas tais quais: (i) ao menos 15% da energia ofertada para exportação siga sendo firme pelo prazo de uma semana; (ii) liberação de exportação de hidráulicas e demais renováveis, seja por mecanismos centralizados ou bilaterais; e, (iii) até mesmo possibilidade de geração integral para oferta exclusiva aos países vizinhos, com um possível

"encargo ao inverso" em que retornaria à sociedade brasileira além dos custos atrelados, também um valor adicional que remunere adequadamente o uso da infraestrutura nacional.

Importante destacar que, apesar do processo de importação estar mais desenvolvido, ainda há necessidade de melhorias como: permitir que ao menos um percentual da energia ofertada para importação seja tratado como não interruptível pelo período mínimo de uma semana, e que esta parcela firme de importação ofertada seja considerada no deck de preços utilizado pelo ONS, desde que tal preço de oferta tenha sido submetido previamente ao ONS e haja tratamento adequado em caso de eventual deslocamento de hídricas.

Contribuindo para a garantia da clareza e transparência recorrentemente adotadas pelo MME e pela EPE, a Enel sugere a inclusão do estado e do submercado onde ocorrerá a interconexão com os projetos dos demais países e como se daria a conexão com o SIN.

1.2 Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta

A Enel reconhece o esforço contínuo do MME e da EPE em aprimorar e evoluir continuamente o planejamento energético nacional, contemplando na Minuta do PDE 2030 novos critérios de suprimento aprovados pelo CNPE em dezembro de 2019, na elaboração dos cenários de expansão da oferta, vislumbrando a possibilidade de criação de novos produtos e serviços, ao explicitar os requisitos e permitir a identificação de quais atributos os atendem, com visão tecnologicamente neutra.

Desta forma, a pioneira consideração no PDE 2030 de tecnologias candidatas, tais como a resposta da demanda, dentre outras possibilidades, realça o esforço do MME e EPE do aprimoramento contínuo e busca por incorporação dos avanços tecnológicos do cenário mundial na expansão do setor de energia nacional.

De forma a contribuir nesta busca em melhoria contínua do PDE, a Enel apresenta seus aprimoramentos adicionais.

1.2.1 Resposta da Demanda

Em primeiro lugar, a Enel enaltece os avanços incorporados neste ciclo do PDE 2030, ao contemplar, pela primeira vez dentre as tecnologias candidatas para o cenário de referência, a resposta da demanda.

Em cenário de transição energética e constantes mudanças tecnológicas, com o crescente grau de dificuldade sobre a previsão do comportamento da demanda no futuro, a Resposta da Demanda apresenta aspectos relevantes, como a rápida implantação e a não necessidade de contratos de longo prazo, provendo flexibilidade para atender às necessidades do sistema.

Ainda, a Resposta da Demanda apresenta o benefício de atuação como reserva, de resposta rápida e flexível, para o sistema, de forma a suprir possíveis imprevistos e mudanças de padrões, provendo flexibilidade ao sistema.

Reitera-se a importância de uma adequada sinalização de preços, de forma a incentivar as respostas mais eficientes e econômicas. Com tarifação horária, por exemplo, a demanda passa a ter maior incentivo a responder assertivamente aos picos do sistema, com uma resposta da demanda baseada em preços.

Ademais, podem ser implementados programas em que, por meio de mecanismo competitivo, sejam identificados os diversos recursos capazes de prover o serviço desejado, escolhendo-se, por fim, a tecnologia mais competitiva para tal.

A consideração de um pagamento por disponibilidade é de grande valia e embasada no sucesso demonstrado pela experiência internacional, de Programas de Resposta da Demanda centralizados ou descentralizados. Este sucesso está intimamente ligado à existência de um pagamento fixo, em complementação ao pagamento pela energia efetivamente reduzida.

Isto se deve ao fato de garantir ao consumidor que cogita reduzir sua demanda, uma clara visibilidade sobre a oportunidade econômica a sua disposição, de forma a possuir segurança quanto à recuperação dos custos fixos incorridos e minimização de seus riscos.

É padrão em mercados competitivos requisitar lances de preços divididas em duas partes: custo fixo e custo variável. O design eficiente do leilão de Resposta da Demanda resultará em preços de compensação que refletem a soma dos custos fixos e variáveis dos participantes. Para tanto, os agentes devem submeter as ofertas em conjunto de pares preço-quantidade, onde os lances de preços refletem a remuneração pela qual os participantes estão dispostos a fornecer MW incremental. A diferença entre o preço estabelecido pelo recurso marginal e os custos dos clientes/agregador é igual ao lucro. Sendo assim, não é necessário separar a margem de lucro no planejamento

A correta valoração das parcelas fixa e variável, a ser percebida pelo consumidor, é essencial para que o recurso de Resposta da Demanda seja utilizado de forma eficaz e confiável no planejamento e operação do sistema. Desta forma, a remuneração adotada possui influência e relevância primordiais para garantia do sucesso da Resposta da Demanda, devendo ser cuidadosamente estudada e definida.

Outro tópico de grande relevância quando tratamos do recurso de Resposta da Demanda, é a existência dos Agregadores, agentes que representam um grande número de clientes e têm a responsabilidade de representais tais consumidores frente aos operadores, garantindo confiabilidade ao sistema.

Para que a Resposta da Demanda possa potencializar seus benefícios por meio da participação de Agregadores, é de grande relevância que se estabeleçam regras para qualificação de um agente como agregador. Requisitos técnicos e financeiros razoáveis de elegibilidade garantem a operação de qualidade do recurso, e protegem os consumidores e os participantes do mercado.

1.2.2 Atributo de Potência

A contratação de reserva de capacidade, prevista na MP 998/2020, é um mecanismo de extrema relevância para garantir a segurança e confiabilidade do sistema elétrico, assim como alocar o custo desse bem coletivo à todos os consumidores, sejam livres ou regulados, de forma isonômica. Sem esse

mecanismo, esses custos continuariam a ser alocados predominantemente sobre os consumidores regulados, refletidos em aumentos de tarifa e agravando distorções de alocação de custos que já existem e tendem a crescer com a abertura do mercado.

A expansão do parque gerador deve assegurar o desenvolvimento da matriz energética de forma diversificada e sustentável, com estímulo à inovação tecnológica e busca de soluções de mercado pelos agentes do setor. Ainda, esta expansão deve considerar os atributos e diferentes serviços ancilares prestados pelas fontes ao sistema, com o reconhecimento e remuneração adequada.

Neste sentido, destaca-se a importância de que a expansão do parque gerador leve em consideração ampla de participação das diversas tecnologias e fontes de energia, de forma que os empreendedores possam apresentar soluções que atendam às necessidades do sistema, ao menor custo. Dessa forma, contribui-se para a competitividade dos certames que venham a ocorrer, a partir da otimização do custo de contratação da confiabilidade, alcançando maior modicidade tarifária e alocação isonômica de custos.

1.2.3 Geração Distribuída

A Geração Distribuída (GD) representa uma importante mudança nos aspectos técnico e de planejamento do sistema, pois rompe com o paradigma da geração centralizada e afastada dos centros de carga e pode, em alguns casos, contribuir com a redução das perdas nos sistemas de transmissão e distribuição. O atual marco da GD, a Resolução Normativa Aneel 482/2012, foi um importante passo para conferir um papel ativo ao consumidor final de energia no Brasil, colocando-o, cada vez mais, no centro decisório do consumo de energia.

Entretanto, o atual modelo de net-metering, em conjunto com o uso de tarifas monômias, traz um problema para o equilíbrio das tarifas de energia elétrica e a necessidade de revisão da atual regulamentação se torna urgente, tendo em vista o crescimento vertiginoso que se tem observado nos últimos anos. Para isso, destacamos a grande importância de um período de transição justo e adequado,

assim como o respeito aos contratos assinados, garantindo a estabilidade jurídico-regulatória dos agentes do setor.

A permanência das regras atuais, em conjunto com diversos fatores, como (i) atos do poder público de incentivo à Geração Distribuída como isenções fiscais e tributárias; (ii) redução de custos dos componentes dos sistemas de geração fotovoltaica; (iii) expansão da GD remota com projetos maiores e em formatos de cooperativas, têm criado grande estímulo ao crescimento da Geração Distribuída.

Neste cenário, ratificamos o posicionamento de se estabelecer a transição de modelo de compensação integral para modelo com correta sinalização dos custos associados a expansão, contemplando a possibilidade de uma tarifação multipartes para baixa tensão, assim como o desenvolvimento de metodologias de sinal locacional, para orientar a localização mais eficiente para instalação de novas unidades de GD, garantindo sinalização econômica para alocação otimizada de custos.

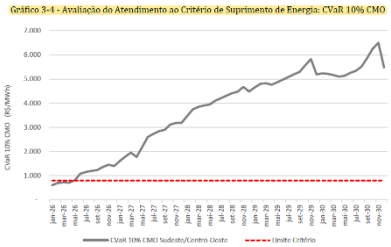
Por último, considerando o expressivo crescimento da Geração Distribuída, a Enel propõe que sejam adotados mecanismos que permitam dar tratamento adequado a eventual sobrecontratação das Distribuidoras fruto da variação do mercado cativo ocasionado por este processo. Busca-se o desenvolvimento de medidas eficazes que permitam a redução de sobras remanescentes provenientes de um risco que, inicialmente, não estava previsto e, por isso, deve ser dado um tratamento de neutralidade, assim como custeado por todos os consumidores, uma vez que passa a ser um custo sistêmico.

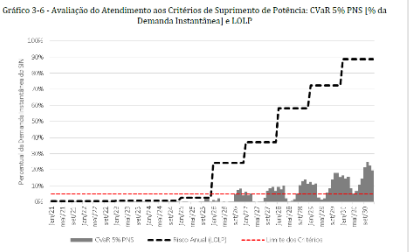
1.3 Configuração inicial para expansão

Quanto à expansão da oferta indicativa, o ajuste do caso de referência do PDE 2030 aos critérios de suprimento aprovados pelo CNPE em 2019, é apresentado no item 3.4.

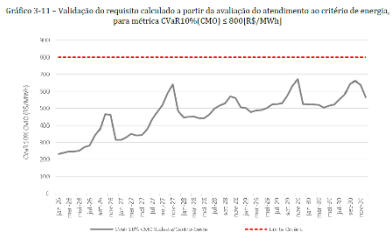
Observa-se uma redução expressiva do CMO entre o caso Base e o caso de Referência, sendo que no segundo caso o critério de CMO fica bem folgado. Depreende-se que isso ocorre devido a adoção de suprimento de potência no ajuste o critério ativo.

Caso Base (oferta contratada, sem expansão indicativa)

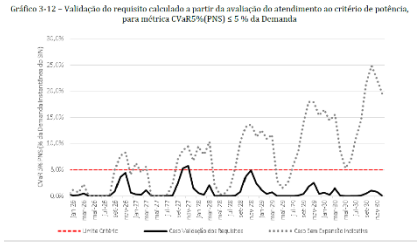




Caso de Referência do PDE 2030



(idem gráfico 3-25)



(idem gráfico 3-27)

Ressalta-se que a redução do CMO representa perda de remuneração para os investidores e sinaliza aumento da sobre oferta de energia, acentuando os impactos em contratos legados, além de embutir aumento de custos para os consumidores na contratação da oferta adicional de capacidade.

1.4 Visões de futuro para o parque gerador de energia elétrica

A Enel enaltece a disponibilização das análises de sensibilidade presentes na Minuta do PDE 2030, e, de forma a robustecer e aprimorá-las, apresenta as sugestões a seguir.

A Minuta, por meio do Gráfico 3-22 – “Contribuição de energia e potência da expansão indicativa em 2030”, indica uma contribuição para energia inexistente para a fonte geração térmica flexível (UTE Flexível), se comparado com o fator de capacidade reportado no Gráfico 3-32 – “Fator de capacidade efetivo das usinas termelétricas”.

Este segundo Gráfico, apresenta valores da ordem de 30%, e é corroborado pelo seguinte trecho disponível na página 89: “apesar do incremento de capacidade instalada de usinas termelétricas ao longo do horizonte de planejamento, a geração de energia dessas usinas indicativas tende a ocorrer com pouca frequência.”

De forma a quantificar essa frequência de despacho, a Enel sugere a inclusão de um gráfico com o fator de capacidade das usinas térmicas da expansão indicativa para todo o horizonte do PDE 2030 para o caso de Referência.

Abaixo estão os gráficos mencionados para pronta referência.

Gráfico 3-22 – Contribuição de energia e potência da expansão indicativa em 2030

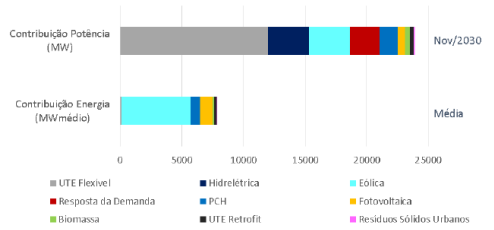
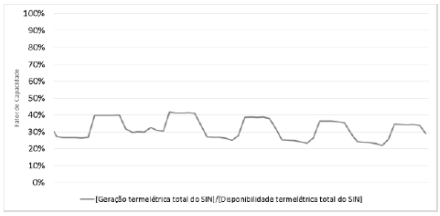


Gráfico 3-32 – Fator de Capacidade efetivo das usinas termelétricas



De forma a melhor detalhar o impacto para a geração das diferentes premissas de estudo, a Enel sugere a complementação dos resultados com os fatores de capacidade das fontes, especialmente os fatores de capacidade da geração hidráulica na comparação entre os resultados dos Casos 1 e 4.

Adicionalmente, a Enel sugere apresentar no anexo a geração média de cada fonte em cada caso, a exemplo do que foi feito no PNE 2050.

Quanto ao Caso 2 – “Expansão com Diferentes Projeções de Demanda”, no qual foi apresentado o Box 3.6 – “A Importância da Separação de Lastro e Energia para a Eficiente Contratação dos Requisitos de Sistema”, não são mencionadas baterias/tecnologias de armazenamento, bem como não são apresentados os requisitos de confiabilidade dinâmica e/ou composta.

No Caso 3 – “Inflexibilidade Térmica e Integração gás-eletricidade”, a Enel sugere a inclusão de referência à análise ambiental que será só apresentada mais à frente pela relevância do impacto ambiental dessa alternativa de expansão.

Ainda, em relação ao Caso 4 – “Mudança de Operação nas Hidrelétricas para Maior Disponibilidade de Capacidade, um aprimoramento sugerido é a disponibilização das premissas utilizadas para definição do caso a partir da adição de geração térmica inflexível a pretérito da incorporação de restrições de nível de armazenamento mínimo, a exemplo do artigo referenciado[1].

Por fim, de forma a enriquecer as análises de sensibilidade, sugere-se a inclusão de um caso de sensibilidade adotando os novos usos consuntivos referentes às Consultas Públicas 6/2020 e 7/2020 da ANA.

1.5 Integração setores Gás Natural e Eletricidade

O Box 3.8 apresenta a importância da integração dos setores de gás natural e eletricidade para o planejamento energético. A Enel reconhece a importância do e gás natural, contudo, salienta necessidade de busca pela isonomia tecnológica, de forma a assegurar a plena competição entre as diversas fontes de energia que desenvolvam soluções que atendam, de forma competitiva, as necessidades do sistema, seja para fazer frente à variabilidade das fontes renováveis ou a qualquer outra necessidade que se apresente.

A Enel ressalta que políticas energéticas devem evitar a condição de expansão de da indústria de gás em detrimento da competitividade do setor elétrico. Essa visão holística indica que soluções de integração só funcionam se forem do tipo ganha-ganha, para que ambos os setores sejam mais sustentáveis, mediante alocação equilibrada dos custos e riscos das políticas energéticas entre os agentes que realmente se apropriam diretamente dos seus benefícios.

---

[1] Artigo apresentado no Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, XXV SNPTEE com o título “O trade off entre o custo da operação hidrotérmica garantindo níveis elevados de armazenamento e a expansão de capacidade para o atendimento dos requisitos de potência no horizonte de Planejamento”.

Ainda, destaca-se que uma alocação eficiente de todos os recursos energéticos bem como dos custos associados a implantação das políticas para seu desenvolvimento não se resume à alocação cuidadosa do custo, mas também à necessidade e à capacidade do consumidor de suportar tais custos.

2.0 Transmissão de Energia Elétrica

2.1. Incentivos para as Fontes Renováveis

Considerando o contexto atual brasileiro, bem como o papel de liderança do Grupo ENEL no desenvolvimento das fontes renováveis de energia, inicialmente ressaltamos a posição favorável da ENEL quanto à retirada de incentivos que já tenham alcançado seus objetivos, bem como a desoneração da tarifa aos consumidores finais, de forma concomitante com a implementação de mecanismos de valorização dos benefícios ambientais e sociais para fontes renováveis, a fim de proporcionar soluções de mercado baseadas na competitividade entre agentes do setor elétrico brasileiro. Porém, entendemos primordial um processo de retirada gradual dos incentivos de descontos na TUSD/TUST para as fontes renováveis não convencionais.

Nesse sentido, levando em conta o entendimento de que a retirada dos incentivos deva ser gradual e com previsibilidade, bem como de forma concomitante à implementação de mecanismos de valorização dos benefícios socioambientais, apresentamos abaixo as os principais pontos a serem considerados na análise do PDE 2030, no tocante ao fim dos incentivos para as fontes renováveis, especialmente no Mercado Livre.

No Brasil, o desconto de energia incentivada foi fundamental para início da expansão das fontes renováveis, principalmente por viabilizar um preço apropriado para participação em Leilões Regulados. Atualmente, com a expansão das energias renováveis concentrada nas oportunidades de comercialização no Mercado Livre, a necessidade de competitividade faz com que todo o benefício atribuído ao gerador seja revertido para o preço de energia, a fim de uma melhor atratividade aos clientes.

Neste contexto - de retirada do desconto para energia incentivada - os principais impactados serão os consumidores finais, especialmente as pequenas e médias empresas (comercio e indústria) que têm opção para migrar para o Mercado Livre, visto que estes têm menor capacidade para suportar aumentos de custo nos seus negócios e são os mais beneficiados pelo desconto, por estarem conectados em Média e Baixa Tensão.

Ressalta-se que, com o aumento das tarifas, os consumidores terão como opção manter-se no Mercado Livre assumindo contratos de energia com preços mais altos, ou retornar ao consumo com a Distribuidora, onde igualmente terão uma energia mais cara, o que impacta diretamente no desenvolvimento e continuidade de seus negócios.

Neste contexto, como impacto direto e imediato ao aumento dos preços ofertados no mercado, é esperado um desinteresse por parte dos consumidores em contratar energia renovável no Mercado Livre, principalmente para acordos de longo prazo. Isso porque, mesmo no cenário atual, onde os preços são vantajosos, os acordos de longo prazo ainda são complexos devido às incertezas e, a partir da retirada do desconto, os acordos de longo prazo deverão ser raros.

Cabe ressaltar que os contratos de longo prazo são fundamentais para a financiabilidade dos projetos de geração. Sem estes acordos, os investidores ficam limitados às instituições que adotam preços de referência, que são muito abaixo dos preços de mercado, o que acarreta altas taxas/spread ou até na inviabilidade de financiamento. Do ponto de vista dos geradores e investidores, os principais impactados serão os de menor porte, que dependem ainda mais da financiabilidade dos recebíveis para viabilizar seus projetos.

Com o desestímulo ao Mercado Livre, a expansão das renováveis poderá restar, novamente, limitada aos Leilões Regulados. Isto porque, mesmo com o aumento nos custos, as fontes renováveis deverão permanecer como as fontes de menor custo e, portanto, ainda competitivas para Leilões Regulados. No entanto, os preços pagos pelas Distribuidoras nos Leilões deverão ser mais altos, inclusive porque as

estratégias amplamente adotadas atualmente, para redução no preço das ofertas em leilão, como antecipação de entrada em operação das usinas e a composição com melhores preços no Mercado Livre, não serão mais viáveis.

Por fim, ressaltamos o entendimento que a eliminação de incentivos importantes para a continuidade de uma matriz energética mais limpa, eficiente e com menor impacto socioambiental deve ser proposta de forma gradual e, também, com a devida antecedência, para conferir previsibilidade e respeito aos investimentos realizados na configuração regulatória existente.

Ademais, a eliminação gradual também se faz necessária em razão da complexidade de todas as etapas que precedem o pedido de solicitação de outorga, e objetiva evitar uma “corrida” por solicitações. Ainda, é fundamental considerar a concatenação da retirada de encargos e incentivos com a implementação de um mecanismo de valoração dos benefícios socioambientais das fontes renováveis para evitar que haja possibilidade de um período em que os projetos não estejam resguardados com nenhuma das regras.

Nesse sentido, a retirada total dos incentivos deverá ocorrer quando da efetiva implementação deste novo mecanismo, que deve considerar os inúmeros benefícios socioeconômicos para as regiões onde são implantados os empreendimentos.

2.2. Usinas Híbridas e o Dimensionamento da Rede

É explicitado como aspecto relevante, no PDE 2030, a possibilidade de hibridização entre fontes solar e eólica, contudo, para fins de modelagem, tais usinas foram consideradas de forma individual. Contudo, a Enel considera oportuno que esta EPE considere os projetos híbridos nas simulações realizadas para a expansão da oferta de energia, não apenas individualmente, mas também como usinas associadas/híbridas puras, haja vista que a regulamentação de tais projetos segue em andamento na ANEEL, e o ajuste dos projetos existentes que contenham apenas uma fonte para projetos híbridos poderá se dar de forma muito célere quando a regulamentação for propiciada.

Neste interim, de forma coerente ao movimento de modernização que atualmente se organiza no ordenamento regulatório, atrelado ainda ao potencial natural que a localização geográfica do país ocasiona, entendemos que no atual horizonte do PDE já poderiam ser reconhecidos os benefícios que as usinas de natureza renovável, ao fazer uso dos expedientes aqui exemplificados, podem garantir conferindo equilíbrio e modicidade ao sistema, enxergada a possibilidade de que estas não só compitam de igual para igual, como obtenham êxito enquanto alternativa mais atrativa para uniforme atendimento da demanda.

É importante reconhecer corretamente a utilização da rede pelos projetos híbridos, de forma complementar e não adicional, e assim tornar o investimento nestes projetos mais atrativos, tanto a partir da expansão de projetos já existentes quanto em novos projetos. Projetos híbridos possibilitam redução nos custos de operação e manutenção, incluindo a redução de investimentos na expansão da transmissão a partir de alteração regulatória, além da otimização de investimentos, aumento da receita e menor variabilidade de geração para o sistema.

2.3. Interligações com Países Vizinhos

A Enel entende como relevante e oportuna a discussão do planejador acerca do desenvolvimento da integração energética do sistema interligado nacional brasileiro com países vizinhos. Para a Enel, o comércio internacional de produtos e serviços conduz à melhora na eficiência produtiva, beneficiando o aumento da circulação financeira de capitais entre países, a liquidez dos mercados, e contribui assim para a redução dos custos das mercadorias transacionadas e o aumento do bem-estar social. Isso se torna ainda mais relevante quando tratamos de um insumo tão indispensável quanto a energia elétrica.

Ao tratar da interligação com países vizinhos, torna-se relevante destacar a importância das instalações de transmissão que possibilitam tal situação, cita-se, como exemplo, a importância da operação da estação transmissora e conversora Enel Cien, que vem possibilitando a importação de um considerável montante de energia

desde sua inauguração no ano 2000, principalmente em situações de baixa hidraulicidade no Brasil, sendo considerado como um ativo que contribui para a segurança do sistema nacional.

Neste sentido, cabe ressaltar a importância de um olhar atento aos investimentos necessários à modernização e revitalização dos equipamentos que se demonstrem obsoletos, de forma a garantir a operação adequada e a manutenção da importação de energia.

3.0. Considerações finais

O Plano Decenal é fonte relevante de informações sobre as perspectivas de evolução em relação à forma de atendimento à demanda de energia. Neste sentido, é importante que os cenários estudados sejam usados nas discussões em curso, no âmbito GT Modernização do Setor Elétrico Brasileiro, considerando as incertezas associadas e os ajustes devidos às simplificações das metodologias e ferramentas adotadas.

A evolução tecnológica e o caráter de constante transformação que se observa no setor elétrico impõe enormes desafios ao planejador e ao operador da rede, assim como aos agentes do setor. Com isso, reitera-se a importância de se adotar incentivos adequados que garantam a correta alocação de custos, adequada sinalização de preços, remuneração aos serviços prestados e fomento à inovação, a isonomia entre fontes e neutralidade tecnológica e a liberdade de escolha para o consumidor final, com base na estabilidade e previsibilidade regulatória.

ANEXO I - Contribuições à minuta do relatório do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030

Título: Consulta Pública do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2030).

Ato de instauração: Portaria nº 450, de 11 de dezembro de 2020.

Nome da Instituição ou Cidadão: Enel Brasil

Nome do Representante da Instituição (se aplicável): Planejamento AT Brasil

SÍNTESE DAS CONTRIBUIÇÕES

Importante: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

Texto proposto pelo MME	Texto proposto pela ENEL BRASIL	Justificativa para a proposta da ENEL BRASIL
Página 174: .....“Ainda sobre a região metropolitana de São Paulo, foi finalizado o estudo de atendimento às regiões Norte, Sul e Leste da capital, além da região do ABC. Esse	Página 174: .....“Ainda sobre a região metropolitana de São Paulo, foi finalizado o estudo de atendimento às regiões Norte, Sul e Leste da capital, além da região do ABC. Esse estudo resultou na recomendação de um conjunto de	Sugestão de aprimoramento da redação que vai de encontro ao objetivo desse parágrafo, de promover maior transparência quanto aos resultados do R1 da Grande São Paulo (EPE-DEE-RE-047_2019-rev00), emitido em Agosto/2019 com participação efetiva da ENEL DISTRIBUIÇÃO SP e ISA CTEEP, bem como dos lotes 7

estudo resultou na recomendação de um conjunto de reforços estruturais que propiciarão o fechamento de um anel em 345 kV, por meio de cerca de 50 km de novas linhas de transmissão subterrâneas em circuito duplo, com a indicação de duas novas subestações compactas (GIS) 345/88 kV, com capacidade máxima de transformação de 1200 MVA cada, para suprimento às cargas da ENEL SP, cujos benefícios se traduzem em ganho de confiabilidade em horizonte superior a 20 anos. Os investimentos associados perfazem um total aproximado de R$ 2,5 bilhões".	reforços estruturais que propiciarão o fechamento de um anel em 345 kV, por meio de cerca de 50 km de novas linhas de transmissão subterrâneas em circuito duplo, com a indicação de duas novas subestações compactas (GIS) 345/88 kV, com capacidade máxima de transformação de 800 MVA e 1200 MVA respectivamente, para suprimento às cargas da ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO, cujos benefícios se traduzem em ganho de confiabilidade em horizonte superior a 20 anos. Os investimentos associados perfazem um total aproximado de R$ 2,5 bilhões", sendo uma parcela destinada via Plano de Outorga (leilão de transmissão), outra parcela destinada via Plano de Outorga (autorização à Transmissora ISA CTEEP), outra parcela destinada ao Plano de Investimentos na rede de distribuição da ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO.	e 8 do leilão de transmissão nº 01/2020.
Página 292:.... ELETROPAULO	Página 292:.... ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO	Sugestão de aprimoramento da redação para retratar o nome correto da ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO.
Página 292:.... CELG-D	Página 292:.... ENEL DISTRIBUIÇÃO GOIÁS	Sugestão de aprimoramento da redação para retratar o nome correto da ENEL DISTRIBUIÇÃO GOIÁS.
Página 375:.... AES ELETROPAULO S.A. - ELETROPAULO	Página 375.... ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO	Sugestão de aprimoramento da redação para retratar o nome correto da ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO.
Página 375:.... AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A. - AMPLA	Página 375.... ENEL DISTRIBUIÇÃO RIO	Sugestão de aprimoramento da redação para retratar o nome correto da ENEL DISTRIBUIÇÃO RIO.

Página 375:.... COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE	Página 375.... ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ	Sugestão de aprimoramento da redação para retratar o nome correto da ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ.
Página 375:.... CELG DISTRIBUIÇÃO S.A. – CELG-D	Página 375.... ENEL DISTRIBUIÇÃO GOIÁS	Sugestão de aprimoramento da redação para retratar o nome correto da ENEL DISTRIBUIÇÃO GOIÁS.
Página 376:.... ENEL DISTRIBUIÇÃO RIO	Página 313:.... ENEL DISTRIBUIÇÃO RIO	Excluir esse texto para não haver duplicidade, pois já sugerimos corrigir o nome da empresa na página anterior nº 375.
Página 376:.... ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ	Página 313:.... ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ	Excluir esse texto para não haver duplicidade, pois já sugerimos corrigir o nome da empresa na página anterior nº 375.
Página 411:.... SE 345/88 kV Ramon Rebert Filho.... 4° TF 345/138-88 kV, 3 x 133,3 MVA 1Φ....DATA PREVISTA – CENÁRIO PESSIMISTA: ALÉM DO HORIZONTE 2030	Página 356:.... SE 345/88 kV Ramon Reberte Filho.... 4° TF 345/138-88 kV, 3 x 133,3 MVA 1Φ.... DATA PREVISTA – CENÁRIO PESSIMISTA: 2024	Sugestão de aprimoramento da redação data prevista – cenário pessimista, conforme REA nº 9.439, de 10/11/2020 publicado pela ANEEL.
Página 411:.... SE 345/88 kV Leste.... 4° TF 345/138-88 kV, 3 x 133,3 MVA 1Φ.... DATA PREVISTA – CENÁRIO PESSIMISTA: ALÉM DO HORIZONTE 2030	Página 356:.... SE 345/88 kV Leste.... 4° TF 345/138-88 kV, 3 x 133,3 MVA 1Φ.... DATA PREVISTA – CENÁRIO PESSIMISTA: 2024	Sugestão de aprimoramento da redação data prevista – cenário pessimista, conforme REA nº 9.439, de 10/11/2020 publicado pela ANEEL.
Página 411:.... SE 345/88 kV Miguel Reale.... 3° TF 345/138-88 kV, 3 x 133,3 MVA 1Φ.... DATA PREVISTA – CENÁRIO PESSIMISTA: ALÉM DO HORIZONTE 2030	Página 411:.... SE 345/88 kV Miguel Reale.... 3° TF 345/138-88 kV, 3 x 133,3 MVA 1Φ.... DATA PREVISTA – CENÁRIO PESSIMISTA: 2024	Sugestão de aprimoramento da redação data prevista – cenário pessimista, conforme REA nº 9.439, de 10/11/2020 publicado pela ANEEL.

Página 411:.... SE 345/88 kV Miguel Reale.... 3° TF 345/20 kV, 1 x 135 MVA 3Φ.... DATA PREVISTA – CENÁRIO PESSIMISTA: ALÉM DO HORIZONTE 2030	Página 411:.... SE 345/88 kV Miguel Reale.... 3° TF 345/20 kV, 1 x 135 MVA 3Φ.... DATA PREVISTA – CENÁRIO PESSIMISTA: 2024	Sugestão de aprimoramento da redação data prevista – cenário pessimista, conforme REA nº 9.439, de 10/11/2020 publicado pela ANEEL.
Não há	Novo item na tabela da Página 411:.... Incluir as novas LT 345 kV Norte – Miguel Reale C3 e C4;	Sugestão de inclusão de obras de forma a ficar alinhado com os resultados do R1 da Grande São Paulo (EPE-DEE-RE-047_2019-rev00) e lote 3 do leilão de transmissão nº 01/2020.
Não há	Novo item na tabela da Página 411:.... Incluir o seccionamento da LT 345 kV Tijuco Preto – Ibiúna C2;	Sugestão de inclusão de obras de forma a ficar alinhado com os resultados do R1 da Grande São Paulo (EPE-DEE-RE-047_2019-rev00), Nota Técnica da SE Sul (EPE-DEE-NT-123_2015-rev0) e lote 7 do leilão de transmissão nº 01/2020.
Não há	Sugestão de melhoria dos processos da EPE com os AGENTES: Antes do início de cada ciclo do PDE, a EPE deveria enviar solicitação aos agentes de geração, transmissão e distribuição solicitando a atualização da lista de representantes/gerentes/diretores (nome, e-mail, telefone e endereço).	Sugestão de aprimoramento das rotinas operacionais objetivando maior transparência no relacionamento com os agentes, de forma a minimizar inconsistências/atrasos nos envios de informações.
Não há	Sugestão de melhoria dos processos da EPE com os AGENTES: A EPE poderia criar um parágrafo geral no relatório do PDE com o intuito de deixar claro aos agentes de distribuição que suas respectivas obras que constam em relatórios R1 devem ser cadastradas no PDD – PLANO DE DESENVOLVIMENTO DA DISTRIBUIÇÃO da ANEEL com a classificação de obra originada no âmbito do Planejamento Setorial.	Sugestão de aprimoramento dos normativos da ANEEL constantes no Módulo 02 do PRODIST – Procedimentos de rede de Distribuição.

Não há	Sugestão de melhoria dos processos da EPE com os AGENTES: Após a etapa inicial do PDE onde os agentes de distribuição fazem a implantação de mercado por barramento, a EPE poderia elaborar análise de desempenho das linhas de transmissão, subestações de fronteira e demais instalações de transmissão, bem como, do mercado por estado da federação e comparação com o mercado do ciclo anterior do PDE vigente e realizar reuniões em cada estado da federação	Sugestão de aprimoramento dos processos de elaboração do PDE no intuito de promover maior transparência e interação com agentes de distribuição/transmissão/geração. Entende-se que essas análises da EPE e periodicidade anual de realização com os agentes trarão mais importância e transparência em todo o processo de planejamento da transmissão de energia elétrica do PDE. A título de exemplo, é seguida com muito êxito pelo ONS, que promove anualmente reuniões com os agentes em cada estado da federação e/ou subsistema do SIN, apresentando as análises de estudos elétricos e mercado por barramento do PAR, antes da emissão das minutas dos diversos relatórios finais/volumes de cada ciclo do PAR.
4.6.1 REGIÃO NORTE ESTADO DO CEARÁ Recomendou-se ainda a implantação da nova subestação 230/69 kV Dias Macedo II, que será alimentada a partir da SE Fortaleza II por duas linhas de transmissão subterrâneas, a fim de atender ao crescimento da carga local. Essa subestação está prevista para ser licitada no Leilão de Transmissão de dezembro de 2020.	**4.6.1 REGIÃO NORTE** ESTADO DO CEARÁ Recomendou-se ainda a implantação da nova subestação 230/69 kV Dias Macedo II, que será alimentada a partir da SE Fortaleza II por duas linhas de transmissão subterrâneas, a fim de atender ao crescimento da carga local. Essa subestação ~~está prevista para ser~~ foi licitada no Leilão de Transmissão de dezembro de 2020.	A SE 230/69kV Dias Macedo II foi licitada no leilão 01/2020, ocorrido em dezembro de 2020 e consta no Lote 10 deste leilão. A SE 230/69kV Carto II tem previsão de entrada em operação em janeiro de 2024, conforme CCT firmado com a transmissora proprietária da instalação.

Por fim, para solucionar o problema de esgotamento da transformação 230/69 kV da SE Milagres, recomendou-se a implantação da nova SE 230/69 kV Crato II, suprida por meio do seccionamento da LT 230 kV Milagres – Tauá II C1. Esses empreendimentos foram licitados no Leilão de Transmissão 02/2019 e possuem expectativa de entrada em operação em 2023**.**	Por fim, para solucionar o problema de esgotamento da transformação 230/69 kV da SE Milagres, recomendou-se a implantação da nova SE 230/69 kV Crato II, suprida por meio do seccionamento da LT 230 kV Milagres – Tauá II C1. Esses empreendimentos foram licitados no Leilão de Transmissão 02/2019 e possuem expectativa de entrada em operação em janeiro de 2024 ~~2023~~**.**	
BOX 4.1 - ATUALIZAÇÃO DOS CRITÉRIOS DE PLANEJAMENTO “ ..... A segunda etapa consiste na atualização propriamente dita das referências utilizadas para estudos em regime permanente, de transitórios dinâmicos e eletromagnéticos, de	**BOX 4.1 - ATUALIZAÇÃO DOS CRITÉRIOS DE PLANEJAMENTO** “ ..... A segunda etapa consiste na atualização propriamente dita das referências utilizadas para estudos em regime permanente, de transitórios dinâmicos e eletromagnéticos, de curto-circuito e de resposta de frequência da rede elétrica visando o dimensionamento das linhas de transmissão e	O valor médio do CME Expansão 2025 a 2029 é de 247,44R$/MWh. O valor médio do CME de Expansão 2026 a 2030 apresentado na Tabela 3.6 é de 187,00R$/MWh, correspondendo a uma redução de 24% do valor médio do ciclo passado. Verifica-se na tabela 2 da NT EPE-DEE-NT-082_2020 – CME, apresentada a seguir, que o CME de potência 2026-2030 está praticamente constante ao longo do período, em 688,R$/kW/ano, significando que não houve aumento da potência máxima. Como este CME de expansão é utilizado para definir as alternativas de mínimo custo a serem outorgadas ou licitadas, é necessário que a metodologia de seleção de alternativas de mínimo custo seja documentada e que a

<table>
<tr>
<td>curto-circuito e de resposta de frequência da rede elétrica visando o dimensionamento das linhas de transmissão e equipamentos em corrente alternada e corrente contínua. Contemplará também os critérios e metodologia para a análise econômica, bem como para a seleção e recomendação técnico-econômica de alternativas de transmissão.

.....
”</td>
<td>equipamentos em corrente alternada e corrente contínua. Contemplará também os critérios e metodologia para a análise econômica, bem como para a seleção e recomendação técnico-econômica de alternativas de transmissão e utilização do CME para o cálculo das perdas técnicas de energia elétrica.

.....
”</td>
<td>metodologia e premissas do CME sejam avaliadas em Consulta Pública separada do PDE, a fim de que o valor do mesmo não sofra alterações significativas que possam invalidar as alternativas técnicas que estão sendo estudadas ou em andamento.

Tabela 2 – Custos Marginais de Expansão

<table>
<tr><th></th><th>CME Energia</th><th>CME Potência</th><th>CME Expansão</th></tr>
<tr><th>Ano</th><th>R$/MWh</th><th>R$/KW/ano</th><th>R$/MWh</th></tr>
<tr><td>2026</td><td>46,43</td><td>688,03</td><td>128,35</td></tr>
<tr><td>2027</td><td>61,53</td><td>688,03</td><td>143,50</td></tr>
<tr><td>2028</td><td>110,33</td><td>688,03</td><td>192,01</td></tr>
<tr><td>2029</td><td>144,90</td><td>688,76</td><td>226,67</td></tr>
<tr><td>2030</td><td>165,09</td><td>688,06</td><td>246,79</td></tr>
<tr><td>Média</td><td>105,65</td><td>688,18</td><td>187,46</td></tr>
</table>

Tabela 3.6 – CME da Expansão de Referência
<table>
<tr><th>CME - Expansão de Referência</th><th>Valor médio de 2026 a 2030 (R$/MWh)</th></tr>
<tr><td>Custo Marginal de Expansão (CMEenergia), restrição de energia</td><td>106</td></tr>
<tr><td>Custo Marginal de Expansão (CMEduplo), restrição de energia e capacidade</td><td>187</td></tr>
</table>
</td>
</tr>
</table>