



Niterói, 22 de novembro de 2019

Contribuições da Enel Brasil à Consulta Pública n. 87/2019

A Enel Brasil apresenta suas contribuições à Consulta Pública nº 87/2019, 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 2029 - PDE 2029.

Inicialmente, aproveita-se a oportunidade para parabenizar o Ministério de Minas e Energia e a Empresa de Pesquisa Energética pelo contínuo 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 2029, 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) do efeito do preço horário na expansão da oferta e da utilização de metodologias para projeção de curva de carga horária; (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.



Cabe ainda destacar que, como o Plano Decenal é uma fonte relevante de informações sobre as perspectivas de evolução do atendimento à demanda de energia futura, 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 necessários devido às simplificações das metodologias e das ferramentas adotadas.

1. Modelo de Decisão de Investimento – MDI

A indicação da expansão ótima da oferta de energia elétrica para cada cenário abordado na minuta do PDE 2029 é feita com base no Modelo de Decisão de Investimento, que possui como função objetivo a minimização do custo total do investimento e operação, sujeito a determinadas restrições. Contudo, cabe destacar que a metodologia é baseada em modelos energéticos que não possuem maior detalhamento de restrições elétricas operativas para consideração de requisitos de confiabilidade composta eletro-energética, o que poderia ser uma evolução desejável da metodologia de forma a melhor estimar os diferentes requisitos do sistema.

A minuta do PDE 2029 traz um importante aprimoramento adicionando uma nova opção no portfólio de projetos do MDI para investimentos com a avaliação de retrofit de UTEs. Esses projetos são considerados com uma redução de investimento em CAPEX (40% do valor de uma usina a ciclo combinado). Assim, dos 15.500 MW¹ de capacidade instalada de UTEs associados ao fim do PPT, fim da CDE do carvão e de CCEARs, a EPE incluiu no cenário de referência em torno de 6.800 MW,

¹ Dentre os 15.500 MW citados, cerca de 4.000 MW atualmente não estão disponíveis para o SIN, devido à falta de combustível ou perda de eficiência das máquinas (3.000 MW correspondem a usinas classificadas como próximas ao fim de sua vida útil e 1.000 MW correspondem a usinas a óleo combustível e óleo diesel). Outros 1.200 MW correspondem a usinas a carvão, que são retiradas da configuração apenas em 2028, com o fim da CDE do carvão.



correspondentes a UTEs candidatas a retrofit. A EPE indica que há outras condicionantes para permitir que as demais usinas possam ser consideradas viáveis economicamente, sendo essas substituídas por novas plantas no caso de referência.

Nessa avaliação, a EPE demonstra a preocupação com a segurança operativa para atendimento energético, considerando, de forma implícita, os atributos desta fonte. Em cenário de discussão de mudanças na forma de contratação da expansão (seja com separação de lastro e energia, compra direta da curva de carga do sistema ou outra alternativa) a Enel entende ser relevante que haja uma evolução da metodologia adotada, para permitir uma competição isonômica entre as fontes ou portfólio de fontes que sejam capazes de prover os atributos requeridos pelo sistema.

Na avaliação de atendimento à restrição de capacidade com o MDI, a EPE utilizou uma penalidade específica para o não atendimento a essa restrição, em R\$/MW. A EPE indica que esse valor foi ajustado implicitamente, de modo a induzir uma expansão que reduza os riscos de déficit de capacidade. A EPE também destaca que ainda não existe uma metodologia oficial para a obtenção de um custo de interrupção e que há necessidade de estabelecer essa metodologia, uma etapa importante para as análises de adequação da oferta. A Enel entende que esta metodologia de determinação da penalidade é primordial ao planejamento do sistema e à tomada de decisão pelo planejador. Sem isso ficaria comprometido o próprio processo de decisão pela necessidade de realização de leilão específico para contratação de capacidade, alternativa elencada no Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico.

Na avaliação do Caso 2, Expansão com Diferentes Projeções de Demanda, são apresentados os resultados de expansão da capacidade instalada, sugerida pelo MDI, em relação ao caso de Referência. Com relação ao caso com redução da carga, observa-se uma menor expansão de geração termelétrica. A EPE destaca que esse resultado, por se limitar à análise de demanda por energia – e não potência ou flexibilidade -, pode trazer risco à confiabilidade do sistema, o que



evidencia a importância de ações de curto prazo para contratação de fontes que possam suprir os requisitos de capacidade de potência e flexibilidade. A Enel entende a preocupação da EPE e reforça a importância de discussão sobre a metodologia - e sobre os parâmetros - para o cálculo dos montantes de potência e flexibilidade a serem contratados.

Na avaliação do Caso 4, Critério de Suprimento de Potência, apresentada pela primeira vez, sugerimos maior detalhamento dos resultados apresentados e das conclusões do estudo, como por exemplo melhor detalhar as informações fornecidas no Gráfico 3-30 e as conclusões decorrentes desse gráfico e os cenários opcionais 1 a 8 citados na Tabela A-7.

Também na avaliação do Caso 4, a EPE cita a possibilidade de adoção de medidas operativas para antecipação de despacho termelétrico utilizando a oferta adicional de capacidade com o objetivo de manter os reservatórios mais cheios ao final do período seco e aumentar a segurança do suprimento de potência. Ressalta-se que o modelo Newave permite a representação de restrições de armazenamento mínimo (VMinOp). No PDE 2029, essas restrições foram representadas apenas no mês de novembro de cada ano. Na próxima versão do modelo será possível representar a restrição em todos os meses do horizonte, conforme determinado pela CPAMP (Portaria MME nº 300/2019), o que permite a otimização de restrições de armazenamento mínimo na política de operação do modelo e a sinalização apropriada para o preço e para o despacho de geração térmica.

Ainda, com relação à representação do sistema no modelo, a Enel sugere que, para uma melhor análise e contribuição dos agentes, seja disponibilizado o deck, conjunto de arquivos, do cenário de referência, em conjunto com a minuta do PDE, quando da abertura de Consulta Pública.

A Enel reconhece a preocupação da EPE no sentido de dar transparência ao processo de convergência da oferta indicativa, demonstrada nos detalhamentos importantes



incluídos no relatório e com a divulgação do código-fonte do modelo MDI. Cabe ressaltar que esta iniciativa encontra respaldo no parágrafo 5º-C. da proposta do PLS 232, que possui a seguinte redação:

“Os modelos computacionais usados na otimização dos usos dos recursos eletroenergéticos (...), na definição de preços (...) e no cálculo de lastro (...) devem ser submetidos a testes de validação pelos agentes do setor de energia elétrica. traz a cálculo de lastro de que trata o art. 3º **devem ser submetidos a testes de validação pelos agentes do setor de energia elétrica.**” (Grifo nosso)

2. Parâmetros de entrada para os modelos computacionais

A Enel ressalta que para elaboração da Minuta do PDE 2029 foi utilizada a versão 25 do modelo Newave. Contudo, o ONS e a CCEE passaram a utilizar a versão 26 a partir de outubro de 2019, após correção de um erro, e essa versão corrigida não foi adotada no PDE 2029.

Ainda, outra versão do Newave, com as alterações metodológicas aprovadas pela CPAMP2 em Julho de 2019, tem previsão de aprovação para final de novembro de 2019, e uso oficial pelo ONS e pela CCEE a partir de Janeiro de 2020, incluindo novos parâmetros de CV@R. Cabe avaliar se as relevantes alterações previstas nessa futura versão podem indicar alterações dos resultados indicados pelo PDE 2029.

Tendo em vista o exposto acima, a Enel sugere à EPE que inclua um cenário “what-if” ou um box com uma avaliação do impacto nos resultados do PDE alternando a versão do modelo Newave, para considerar os aprimoramentos e novos parâmetros

² Parâmetros de entrada para os modelos computacionais



aprovados pela CPAMP, e faça a divulgação no início de 2020 de uma complementação do PDE 2029 com a revisão do caso de referência, considerando a nova versão do modelo e os novos parâmetros aprovados pela CPAMP.

3. Critérios de Garantia de Suprimento

Conforme discutido amplamente no setor, e formalmente debatido nas Consultas Públicas do MME de número 80 e 88, ambas realizadas este ano, o desenvolvimento da matriz energética brasileira, com menor prevalência das usinas hidrelétricas com reservatório, implica hoje na necessidade de revisão dos critérios de Garantia de Suprimento.

Os critérios de garantia de suprimento vigentes, limitados ao requisito de energia, deixam de garantir confiabilidade ao sistema dado o cenário de redução da participação da geração hídrica com reservatório e da capacidade de regularização do parque hídrico e conseqüentemente dos serviços prestados por essas geradoras para atendimento às variações da demanda e de outras fontes. Explicita-se, dessa forma, a necessidade de consideração da capacidade do sistema para atendimento da demanda de ponta, ou seja, do requisito de potência, que historicamente puderam ficar implícitos no duplo serviço prestado pelas hídricas, de energia e potência.

A avaliação dos requisitos de suprimento de potência deve considerar os diferentes perfis de carga sazonais, incluindo os diferentes horários de máxima demanda que podem ser observados ao longo do ano. Por exemplo, nos dias de maior calor, tem-se observado o maior consumo no período da tarde por conta da carga de refrigeração, enquanto, nos dias com temperatura mais amena, o maior consumo pode ocorrer nos horários de final de tarde e início da noite, historicamente conhecidos pela sobreposição da carga industrial e comercial, no final do expediente, com a carga de iluminação pública, com o anoitecer.



Assim, no primeiro exemplo, a fonte solar pode contribuir com o atendimento à potência, diferentemente da premissa de se considerar como nula a contribuição da tecnologia para o atendimento à demanda de potência.

Igualmente, no caso das eólicas, a curva agregada de geração de uma bacia é estável e previsível e possui contribuição diferente de nula para as diversas possibilidades de ponta do sistema. Cabe também ressaltar que cada bacia eólica possui curva agregada de geração distinta das demais e que esta diversidade de curvas exige análise detalhada antes de se fixar o parâmetro de contribuição de potência da fonte. Principalmente em um cenário onde há incerteza sobre o futuro do requisito de potência do sistema, que será influenciado por itens novos ao planejamento, como resposta da demanda, geração distribuída, redes inteligentes, etc.

3.1 Flexibilidade

A análise de flexibilidade horária apresenta uma avaliação inédita em PDEs. O sistema interligado brasileiro possui **requisitos de flexibilidade** para fazer frente à variabilidade tanto da carga como das fontes não-despacháveis com custo nulo, seja em determinados pontos da rede ou de forma generalizada em função dos grandes troncos de interligação entre os subsistemas, considerando que as usinas hidrelétricas com maior capacidade de regularização estão em subsistemas distintos.

O documento destaca a necessidade de evolução da metodologia e acompanhamento contínuo para aferir, com maior precisão, o requisito de flexibilidade operativa no SIN, para lidar com as variações da rampa horária de demanda líquida. Essa avaliação deve ser aprimorada de forma a considerar: (i) a contratação futura de capacidade de potência e energia; (ii) os diferentes atributos das fontes candidatas a atender esse requisito de flexibilidade; (iii) a evolução da curva de carga horária; (iv) a mudança de comportamento das diferentes classes de consumidores, que poderão participar



ativamente da gestão do seu consumo, quer seja com alteração do seu perfil horário de consumo, com a oferta de redução da demanda, e/ou com a instalação e utilização de recursos próprios de geração. Cabe destacar que o documento reconhece que atualmente a fonte de geração hidráulica provê a flexibilidade necessária para fazer frente à variabilidade horária da demanda líquida.

4. Modernização do Parque Hidrelétrico Brasileiro

O Box 3.2 da Minuta do PDE 2029, que trata da Modernização do Parque Hidrelétrico Brasileiro, apresenta a estimativa de que, dos 100 GW das usinas hidráulicas em operação em Maio de 2019, haja um potencial brasileiro de repotenciação de cerca de 50 GW.

Neste contexto, a EPE publicou, em 31 de outubro de 2019, estudo sobre Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas (EPE-DEE-088/2019-r0). Contudo, vale destacar que algumas das usinas consideradas neste estudo estão com prazo de suas concessões próximas ao término. Dessa forma, a Enel entende ser de grande relevância que, além da necessidade de definição de um mecanismo de mercado que permita viabilizar economicamente o investimento na modernização do parque hidráulico, é imprescindível que se defina como se dará a renovação destas outorgas/autorizações, de forma que os agentes tenham uma previsibilidade quanto à adequada renumeração do investimento realizado na modernização/repotenciação de suas usinas.

5. Curva de Carga Horária

A Enel destaca a importância de avaliar a evolução da curva de carga horária no horizonte do PDE, reconhecendo as incertezas associadas - como indicado no box 2-



4 do PDE 2029, para avaliação dos requisitos de potência e flexibilidade, local e sistêmica, e do potencial benefício e da viabilidade econômica das tecnologias que possam prover “peak shaving”, como baterias, usinas flexíveis de ponta e resposta da demanda. Esta última, abordaremos com maior detalhamento no próximo tópico.

Além de possibilitar a redução do custo global da operação – dado que possibilitam a substituição de geração com CVU mais elevado por redução da carga ou injeção de energia a um custo inferior -, ao reduzirem a demanda máxima do sistema, essas tecnologias permitem evitar – ou postergar - investimentos na infraestrutura necessária para atendimento dos picos de demanda. Isso também aproxima a estrutura do sistema energético de sua configuração otimizada, com maior relação entre a utilização média e a sua capacidade máxima, reduzindo a ociosidade do sistema durante momentos fora dos picos de demanda.

E, para haver sinalização correta para investimento em tecnologias que confirmam flexibilidade ao sistema, é essencial a compreensão dos padrões regionais da carga e da geração, bem como o comportamento das diferentes classes de consumo em função de variáveis como temperatura, precipitação, entre outros.

6. Resposta da Demanda

A Enel gostaria de parabenizar a EPE pela excelente iniciativa de inclusão do recurso de Resposta da Demanda no Plano Decenal de Expansão, que demonstra o contínuo esforço desta Instituição em identificar tendências mundiais na adoção de soluções alternativas com base no papel ativo do consumidor, mesmo em cenário de incerteza quanto ao futuro.



6.1 Resposta da Demanda como alternativa para o suprimento de potência

A Minuta do PDE 2029 aponta para necessidade de tecnologias para suprimento de capacidade de potência ao sistema a partir de 2024, sendo a Resposta da Demanda identificada como recurso adequado para este atendimento. O cenário de referência calculado no PDE 2029 não inclui a Resposta da Demanda, contudo, foi desenvolvido cenário de “what if” no qual, para modelagem deste recurso no MDI, a Resposta da Demanda foi representada como uma usina termelétrica disponível para a expansão a partir de 2026, **com custo fixo de R\$ 146,59/kW ano e custo variável de R\$ 464/MWh.**

A consideração de um pagamento por disponibilidade é de grande importância e a experiência internacional demonstra que o sucesso de programas, centralizados ou descentralizados de Resposta da Demanda, está intimamente ligado à existência de um pagamento fixo, em complementação ao pagamento pela energia efetivamente reduzida. Isto se deve ao fato de que, o cliente que considera reduzir sua demanda deve possuir visibilidade clara sobre sua oportunidade econômica, de forma a possuir segurança quanto à recuperação dos custos fixos incorridos e minimização de seus riscos.

A correta valoração das parcelas fixa e variável, a ser recebida 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.** Em relação aos valores indicados anteriormente, para pagamento das parcelas fixa e variável, adotados na Minuta do PDE 2029, ressaltamos que estes foram calculados no âmbito da proposta



de abertura de Audiência Pública para revisão do Programa de Piloto Resposta da Demanda³, de que trata a Resolução Normativa nº 792/2017⁴.

Destaca-se que o cálculo teve como base o escopo específico do programa, o qual está desenhado para redução do consumo de consumidores previamente habilitados, como **recurso alternativo ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito**⁵. Entretanto, a utilização da Resposta da Demanda como recurso de flexibilidade para o sistema é substancialmente mais ampla, podendo ser utilizado como incremento de capacidade e/ou serviços ancilares, de forma a concorrer de maneira isonômica com outras fontes de geração, para produtos de entrega específica, como descrito na Figura abaixo.

Tipo de Produto	Confiabilidade (0-6 despachos por ano)	Contingência (0-30 despachos por ano)	Contínuo (ongoing)
Produtos (lead time)	RD de Potencia (30 min-4 hrs)		Ofertas no mercado de energia (voluntário)
		Tertiary / non-spin reserves (10-30 min)	
		Secondary / spin reserves (1-10 min)	
		Controle de frequência (<1-60 seg.)	Regulação de frequência
O tamanho do mercado (carga)	[Gráfico de área triangular que representa o crescimento do mercado]		

Figura 1 – Usos de Resposta da Demanda

³ Metodologia de cálculo apresentada pela Nota Técnica nº 054/2019-SRG/ANEEL, de 17/06/2019

⁴ Por decisão da Diretoria da Aneel a Audiência Pública não foi aberta, tendo o programa Piloto sido postergado para 27 de dezembro de 2019 - REN 849/2019 de 02/07/2019

⁵ Para o despacho de carga que ocorre com o objetivo de garantia da segurança eletro-energética, ou seja, substituição de MWh por decisões operativas fora do modelo de despacho - em contraposição à entrega de potência para atendimento à ponta -, essa redução de carga deve ser considerada de forma a não alocar custos indevidos à geração hidrelétrica, com a apuração do deslocamento hídrico causado.



Desta forma, para cada tipo de produto que se pretende obter com a Resposta da Demanda, deve-se calcular uma remuneração específica e adequada, não podendo ser considerado apenas os valores indicados.

Em geral, a Resposta da Demanda possui um baixo custo de implementação, sendo o custo fixo podendo ser afetado por diversos aspectos, como requerimentos de telemetria⁶, os quais serão definidos em função da necessidade apontada pelo Operador do Sistema. Ainda, quanto maior a possibilidade de despachos por ano, assim como a necessidade do recurso estar disponível por elevados períodos de tempo, e quanto menor a antecedência do despacho, aumentam o custo de participação dos agentes.

Se por um lado o recurso de Resposta da Demanda tem um custo fixo baixo quando comparado aos outros recursos de geração, o custo variável desta fonte pode ser, a depender do produto que se pretende, mais alto. Tal característica se deve ao fato de que a redução da demanda por parte do consumidor deve levar em consideração o custo de oportunidade do mesmo. Sendo assim, a Resposta da Demanda é um recurso extremamente eficiente e confiável para cenários de número reduzido e controlado de despachos.

6.2 Estudos de Resposta da Demanda no Planejamento Energético

O Box 2-1 da Minuta do PDE 2029 apresenta que a modelagem de Resposta da Demanda pode ser feita de forma endógena ou exógena nos estudos de longo prazo do planejamento energético. No tocante à modelagem endógena, a Enel entende que

⁶ A depender dos requerimentos de telemetria, este pode representar um item de encarecimento do recurso.



uma evolução importante seria a representação da Resposta da Demanda como uma usina térmica fictícia com custo corresponde às ofertas de redução da carga, com capacidade disponível modulável por patamar, apenas no patamar de ponta, ou também no patamar de carga pesada, não apenas no MDI, mas também modelo Newave.

Nesta esteira, como destacado pela EPE neste mesmo box, reiteramos a importância de detalhamento temporal das curvas de carga horária em relação ao impacto da adoção do recurso de Resposta da Demanda no formato da mesma.

6.3 Utilização de Resposta da Demanda em cenário de incerteza

Alguns aspectos que merecem destaque em relação à adoção de mecanismos de Resposta da Demanda, é que este (i) é um recurso de rápida implantação, quando comparado à usinas de geração centralizada (ii) é um recurso que não necessita de contratos de prazos tão longos, quando comparado aos praticados nos leilões de geração. Em contexto de transição energética e constantes mudanças tecnológicas, essas características são de extrema importância em cenários de difícil previsão do crescimento da demanda. Neste sentido, a Enel ratifica o posicionamento exposto na Minuta do PDE 2029 de determinação do potencial e da elasticidade por setores da economia, perante diferentes modelos de tarifação.

Destaca-se que a alavancagem de uma maior disponibilidade de recursos de Resposta da Demanda permite ao planejador fazer uso de um recurso que não carece de grande antecedência de contratação perante ao ano de entrega e tão pouco de um contrato de longo prazo para ser viável, o que permite previsões mais precisas, evitando sobrecontratação de capacidade de usinas que não serão utilizadas.



7. Interligações com Países Vizinhos

7.1 Integração Regional

A Enel entende como relevante e oportuna a discussão do planejador acerca do desenvolvimento da integração energética do SIN 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.

A integração regional, ao permitir que os países transacionem energia através de uma infraestrutura adequada, disponibiliza à sociedade um mecanismo que permite maximizar o aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis em cada país, ao mesmo tempo que possibilita a redução dos custos com a energia. No entanto, para que o benefício fruto da integração regional seja potencializado, é necessário considerar alguns aspectos como condicionantes para que haja, de fato, maior transação de energia entre países. Para isso, a Enel entende ser essencial que a entrega de energia via importação se dê, por exemplo, por um período mínimo, no qual, uma vez autorizado pelo Operador do Sistema, seja considerado como energia firme, não cabendo interrupção.

Ainda, a Enel corrobora o exposto pela EPE no Box 3.3– INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA REGIONAL e ressalta a importância do contínuo fomento a maiores oportunidades de intercâmbios de energia elétrica entre os países, de forma a beneficiar o sistema eletro energético, bem como a sociedade brasileira. Neste aspecto, salientamos que o fomento à integração regional está essencialmente ligado



à eficiente utilização da complementariedade entre recursos energéticos, por fontes de energia firme e variável, visando a estabilidade e confiabilidade do sistema.

7.2 Das instalações de interligação

Em relação à interligação com a Argentina, descrita no item 4.4.1 da Minuta do PDE 2029, destaca-se que as instalações de Garabi possibilitam a importação e exportação de energia elétrica entre o Brasil e Argentina, em qualquer direção de fluxo de energia, permitindo uma estratégica integração energética entre os dois países e ampliando a garantia de suprimento do SIN.

Cabe relatar que estas instalações foram equiparadas, para efeitos técnicos e comerciais, aos concessionários de serviço público de transmissão, com base no Art. 8º da Lei nº 12.111/2009. Destaca-se, contudo, que estes ativos possuem prazo de concessão com fim em Jun/2020 (Garabi 1) e Jul/2022 (Garabi 2) e, considerando a importância estratégica para o País desta interconexão, a Enel solicita especial atenção à EPE/MME na definição dos critérios e condições para o futuro da concessão.

8. Plantas Híbridas

As usinas híbridas, ao combinar fontes distintas em um único perfil de geração, tornam claro o potencial de complementariedade entre estas, em prol da modicidade no atendimento à necessidade do sistema. Seja pela sinergia nas etapas de construção e operação, seja pelo aprimoramento no uso da conexão, as usinas híbridas e/ou associadas são o degrau seguinte ao já verificado benefício ofertado pelo efeito portfólio dos empreendimentos existentes.



A solução foi, inclusive, destaque na Minuta deste PDE 2029, no Box 4.4, relativo ao tema “ESTUDOS DE SUPORTE À DEFINIÇÃO DO LEILÃO PARA ATENDIMENTO A RORAIMA E A CONTRATAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA NOS SISTEMAS ISOLADOS”, o resultado do Leilão para suprimento a Boa Vista e localidades conectadas, de 2019, o qual contratou dois projetos híbridos contribuindo para atendimento à demanda local, sendo um destaque positivo que poderia ser adequado também ao atendimento do sistema interligado:

“Desses projetos, dois estão localizados na área sul de Roraima e consideram a produção local de biocombustíveis líquidos, ambos projetos com característica híbrida, sendo um com o uso de biomassa e outro com fotovoltaica. Tais projetos irão contribuir positivamente com o controle de tensão necessário na região, dando maior confiabilidade ao sistema.”

Os benefícios da associação de fontes foram também alvo de recente discussão sediada na Consulta Pública 014 coordenada pela ANEEL ao longo do ano de 2019, onde regulador e agentes puderam debater e amadurecer temas como o aperfeiçoamento do MUST, os critérios de outorga e a contratação devotados à energia gerada por empreendimentos de natureza híbrida.

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, pleiteia-se o reconhecimento dos 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, em detrimento à primazia concedida às fontes fósseis para este fim no cenário de expansão até 2029.



Ademais, como mencionado na parte inicial da Minuta do PDE 2029, em virtude de tantas incipientes inovações tecnológicas que permeiam a oferta do setor elétrico, o estudo não pode ser lido de forma estática pelas inúmeras incertezas decorrentes de tal fato. Sendo assim, a Enel considera oportuno que esta EPE considerasse um “what-if” específico para os projetos híbridos, haja vista que a regulamentação de tais projetos segue em andamento na ANEEL, com previsão de abertura de audiência pública na Agenda Regulatória 2019/2020, 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, principalmente no que se refere à adequação da cobrança de MUST Contratado.

9. Planejamento dos sistemas de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica

A avaliação integrada dos planos de expansão de geração e de transmissão pode identificar pontos críticos no cronograma físico dos dois empreendimentos considerados de forma conjunta. Nesse sentido, a Enel entende que a avaliação do plano de expansão da transmissão poderia apresentar análises associadas aos casos apresentados no capítulo 3, Geração Centralizada de Energia Elétrica. Além disso, sugere-se a realização de estudos prospectivos com base na avaliação da margem de escoamento que podem indicar locais onde seja desejável e/ou necessária a antecipação de expansão e/ou reforço da rede de transmissão, inclusive aumento da capacidade de intercâmbio entre submercados.

Em adição, incluímos contribuições referentes ao tema de planejamento das redes de distribuição e transmissão no Anexo I, com aprimoramentos ao texto, ajustes referentes aos cronogramas de implantação e considerações acerca da necessidade de análise dos impactos da Geração Distribuída no sistema de transmissão.



10. 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.

Destacamos a importância da disponibilização de documentos associados ao PDE e dos dados utilizados nos cenários avaliados, com certa antecedência, ou em conjunto com a disponibilização da minuta do PDE, para que os agentes possam simular os estudos e avaliar os resultados, podendo, desta forma, contribuir de forma robusta ao documento e à Consulta Pública, assim como para que possam utilizar essas informações da forma mais abrangente possível, favorecendo suas análises e potencializando os benefícios do PDE.

ANEXO I - Contribuições à minuta do relatório do Plano Decenal de Expansão de Energia 2029

Título: Consulta Pública do Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (PDE 2029).

Ato de instauração: Portaria nº 396, de 21 de setembro de 2019.

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 Instituição/Cidadão	Justificativa para a proposta da Instituição/Cidadão
Página 137:“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 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\$ 3,0 bilhões”.	Página 137:“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 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\$ 3,0 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.	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.

Página 141:.... ENEL	Página 313:.... ENEL DISTRIBUIÇÃO RIO	Sugestão de aprimoramento da redação para retratar o nome correto da ENEL DISTRIBUIÇÃO RIO.
Página 242:.... ENEL RJ	Página 313:.... ENEL DISTRIBUIÇÃO RIO	Sugestão de aprimoramento da redação para retratar o nome correto da ENEL DISTRIBUIÇÃO RIO.
Página 313:.... AES ELETROPAULO S.A. - ELETROPAULO	Página 313:.... ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO	Sugestão de aprimoramento da redação para retratar o nome correto da ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO.
Página 313:.... CELG DISTRIBUIÇÃO S.A. – CELG-D	Página 313:.... ENEL DISTRIBUIÇÃO GOIÁS	Sugestão de aprimoramento da redação para retratar o nome correto da ENEL DISTRIBUIÇÃO GOIÁS.
Página 356:.... SE 345/88 kV Ramon Rebert Filho.... 4° TF 345/138-88 kV, 3 x 133,3 MVA 1Φ....DATA PREVISTA: 2027	Página 356:.... SE 345/88 kV Ramon Reberte Filho.... 4° TF 345/138-88 kV, 3 x 133,3 MVA 1Φ....DATA PREVISTA: JAN/2022	Sugestão de aprimoramento da redação data prevista dessa obra de forma a ficar alinhado com os resultados do R1 da Grande São Paulo (EPE-DEE-RE-047_2019-rev00)
Página 356:.... SE 345/88 kV Leste.... 4° TF 345/138-88 kV, 3 x 133,3 MVA 1Φ....DATA PREVISTA: 2027	Página 356:.... SE 345/88 kV Leste.... 4° TF 345/138-88 kV, 3 x 133,3 MVA 1Φ....DATA PREVISTA: JAN/2022	Sugestão de aprimoramento da redação data prevista dessa obra de forma a ficar alinhado com os resultados do R1 da Grande São Paulo (EPE-DEE-RE-047_2019-rev00)
Não há	Página 356:.... SE 345/88 kV Miguel Reale.... 3° TF 345/138-88 kV, 3 x 133,3 MVA 1Φ....DATA PREVISTA: JAN/2022	Sugestão de inclusão de obra de forma a ficar alinhado com os resultados do R1 da Grande São Paulo (EPE-DEE-RE-047_2019-rev00)
Não há	Página 356:.... SE 345/88 kV Miguel Reale.... 3° TF 345/20 kV, 1 x 135 MVA 3Φ....DATA PREVISTA: JAN/2022	Sugestão de inclusão de obra de forma a ficar alinhado com os resultados do R1 da Grande São Paulo (EPE-DEE-RE-047_2019-rev00)
Não há	Página 356:.... Incluir as novas SE São Caetano e SE São Miguel	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)
Não há	Página 355:.... Incluir as novas LT 345 kV (LT 345 KV Norte – Miguel Reale C3 e C4; LT 345 KV Norte – São Miguel C1 e C2; LT 345 KV Ramon Reberte Filho – São Miguel C1 e C2; LT 345 KV Miguel Reale – São Caetano C1 e C2; LT 345 KV Sul – São Caetano C1 e 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)
Não há	Página 356:.... Incluir as obras na SE Sul que permitirão o fechamento do disjuntor de interligação de barras de 88/138 KV	Sugestão de inclusão de redação data prevista dessa obra de forma a ficar alinhado com os resultados da Nota Técnica da SE Sul (EPE-DEE-NT-123_2015-rev0)
Não há	Sugestão: 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.

<p>Não há</p>	<p>Sugestão: A EPE poderia criar um parágrafo geral 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.</p>	<p>Sugestão de aprimoramento dos normativos da ANEEL constantes no Módulo 02 do PRODIST – Procedimentos de rede de Distribuição.</p>
<p>Não há</p>	<p>Sugestão: 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</p>	<p>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, 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.</p>
<p>9.3 Micro e Mini Geração Distribuída</p>	<p>9.3 Micro e Mini Geração Distribuída Expansão do Sistema de Transmissão para escoamento de minigeração.</p> <p>Tendo em vista os resultados das simulações desenvolvidas pela EPE que indicam 1,3 milhão de empreendedores de micro ou mini geração distribuída, 50 bilhões em investimento ao longo de 10 anos e uma capacidade instalada de 11, 4GW em 2029, é necessário que, semelhante aos estudos realizados para o escoamento da geração centralizada, sejam realizados pelos órgão de planejamento setorial, estudos que proporcionem a expansão integrada dos sistemas de sub transmissão, das instalações localizadas na fronteira dos sistemas das distribuidoras e do próprio sistema de distribuição. O objetivo é uma infraestrutura elétrica de longo prazo que proporcione mínimo custo e segurança para o sistema e viabilize a inserção desta modalidade de geração no sistema de transmissão</p>	<p>A justificativa para que o estudo da expansão da rede de sub transmissão incluindo nesse estudo a rede de distribuição localizada na fronteira reside no fato de que as simulações demonstram que a minigeração apresenta tendência de crescimento.</p> <p>Concretizada essa tendência e caso a conexão dos minigeradores continue a ser avaliada nos moldes atuais, isto é forma isolada (para cada gerador solicitante) e no curto prazo, corre-se o risco de inviabilizar a inserção desta modalidade de geração.</p> <p>As alternativas identificadas desta forma não conseguem ser otimizadas porque a distribuidora não tem controle e previsibilidade de datas e previsibilidade dos minigeradores com intenção de se instalar em determinada região.</p> <p>A própria previsão dos minigeradores e suas zonas de interesse merece um estudo estruturado pelos órgãos que detêm informações centralizadas de todo o sistema elétrico.</p>

Atualmente a ANEEL possui uma base de dados em BI que permite que se identifique a distribuição espacial desta modalidade de geração além de outros dados e informações relevantes para os estudos de planejamento integrado.

É necessário portanto que se conheça a distribuição espacial futura desses adotantes de minigeração distribuída apontados no PDE a fim de que o sistema elétrico esteja preparado para o escoamento dos mesmos.

Adicionalmente a tecnologia utilizada nesta geração, majoritariamente solar, baseia-se em eletrônica, que potencialmente pode afetar a qualidade do fornecimento.

Sem um estudo integrado de instalações que possam coletar estas minigerações através da rede de distribuição corre-se o risco de, no futuro ter-se aumento de perdas, uso não racional de linhas e alimentadores, aumento de competição pelas faixas de utilização.