FORMULÁRIO DE CONTRIBUIÇÕES
CONSULTA PÚBLICA Nº 119/2022, de 24/01/2022 a 23/02/2022

Este formulário deverá ser anexado como documento de contribuição na plataforma de Consultas Públicas do site do Ministério de Minas e Energia (http://antigo.mme.gov.br//web/guest/servicos/consultas-publicas), dentro do período estabelecido.

Apenas serão consideradas válidas as contribuições encaminhadas através do Portal de Consulta Pública do Ministério de Minas e Energia durante o prazo de vigência da Consulta Pública. Documentos recebidos fora do padrão disponibilizado não serão priorizados na análise. A análise das contribuições recebidas será publicada posteriormente.

Contribuições para aprimoramento da minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE 2031)	
Nome: Engie Brasil Energia S.A.	
Instituição:	
( ) setor público (x) setor privado ( ) organização não governamental	( ) instituição de pesquisa/ensino ( ) organizações sociais ( ) outros

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
2	2.2	Tabela 2-6: SIN e subsistemas: carga de energia (com demanda calculada para um crescimento do PIB de 2,9% a.a.)	Tabela 2-6: SIN e subsistemas: carga de energia (com demanda calculada para um crescimento do PIB de ~~2,9%~~ 2,2% a.a.)	A demanda por energia é uma premissa fundamental para o desenvolvimento do plano de expansão. Sua definição deve ser cuidadosa para evitar sinais errados da necessidade de energia e potência. Nesse PDE, a demanda para o decênio 2021-2031 apresenta variação média anual de 2,8% (inferior), 3,4% (referência) e 4,0% (superior).

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				Observa-se que o cenário inferior é mais de 1 p.p. superior ao verificado no período recente de 2010-2021. Já o cenário de referência supera essa mesma base em 1,7 p.p. A ENGIE entende que as incertezas com relação à retomada da economia não permitem projeções tão otimistas para o crescimento da demanda nos próximos anos e sugere a sua revisão, conforme a seguir. Registra-se que a taxa de 3,4% a.a. do cenário de referência advém de uma perspectiva para a economia nacional com crescimento médio anual do PIB de 2,9% e esse crescimento do PIB supera em 0,7 p.p. o previsto no cenário de referência da “Estratégia Federal de Desenvolvimento para o Brasil no período de 2020 a 2031”. Esse plano define a visão de longo prazo do Governo, e deve ser observado por todas as entidades federais, incluindo MME e EPE. Portanto, e considerando que as projeções de demanda para o decênio 2021-2031 estão, ao nosso ver, sobrestimadas, a ENGIE sugere que o cenário de referência para a demanda seja obtido a partir de um crescimento médio anual do PIB de 2,2%, conforme cenário de referência da “Estratégia Federal de Desenvolvimento para o Brasil no período de 2020 a 2031”, sem prejuízo da EPE elaborar cenários adicionais de crescimento da demanda.
3	3.4	Tabela 3-2: Resumo das considerações de custos para as tecnologias do MDI (com	Tabela 3-2: Resumo das considerações de custos para as tecnologias do MDI (com	Os custos das diferentes tecnologias são importantes dados de entrada do Modelo de Decisão de Investimento (MDI). Se o custo for subestimado, a expansão indicativa pode aumentar a oferta de uma determinada fonte. Por outro lado, a majoração do custo pode diminuir ou até

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		CAPEX de eólica de 3.200 até 5.500 R$/kW)	CAPEX de eólica de ~~3.200~~ 4.700 até ~~5.500~~ 7.000 R$/kW)	inviabilizar a participação de uma determinada fonte. Nesse ponto, a ENGIE sugere a revisão dos custos indicados para Eólica Onshore, aumentando os seus valores em 1.500 R$/kW. Além disso, a cotação do dólar considerada no estudo deve ser explicitada e justificada, dada a importância desta referência para estimativa do custo de algumas fontes.
3	3.5	Também com o propósito de agregar potência ao SIN, a modernização com ampliação de usinas hidrelétricas existentes novamente se mostra alternativa viável para a expansão, totalizando 4.300 MW.	Também com o propósito de agregar potência ao SIN, a modernização com ampliação de usinas hidrelétricas existentes novamente se mostra alternativa ~~viável~~ a ser viabilizada para a expansão, totalizando 4.300 MW, bem como o potencial de motorização de usinas existentes.	O potencial de 4,3 GW de aumento de potência através de modernização de usinas existentes nos parece sobrestimado em vista do parque gerador instalado no país. Esse número representa quase 10% dos 50 GW de usinas mapeadas pela EPE como candidatas a serem repotenciadas por serem usinas mais antigas, segundo estudo realizado em outubro de 2019. Destaca-se que algumas das usinas elencadas naquela oportunidade já passaram ou estão passando por modernização sem resultar em aumento de potência já que os custos não justificam os investimentos. São os exemplos das UHEs Passo Fundo e Jaguara. Por isso, a ENGIE solicita que o PDE apresente explicitamente as usinas que totalizam o potencial citado de 4,3 GW, com os respectivos ganhos de potência de cada uma. Cabe ainda ressaltar que as UGs dessas usinas estarão indisponíveis durante as intervenções para completa substituição do conjunto estator/rotor, o que pode durar meses e resultar em redução de potência disponível para o sistema, e isso deve ser considerado no estudo. Além disso, o estudo realizado em outubro de 2019 foca apenas em repotenciação, fazendo breve menção sobre motorização de poços existentes. A ENGIE entende que essa segunda

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				opção se mostra até mais atrativa para o empreendedor, devendo ser igualmente considerada no planejamento da expansão. Ressalta-se que ambos os modelos para aumento da potência de hidrelétricas, seja repotenciação ou motorização de poços existentes, ainda demandam avanços regulatórios importantes para sua viabilização. Nesse sentido, a indicação desses dois potenciais pelo planejador reforça a necessidade de o regulador endereçar a questão, considerando que são recursos disponíveis para atender os requisitos do sistema e otimizam o custo da expansão. O que falta é a regulamentação para permitir a sua viabilização, que não deve diferenciar as usinas em vista do seu regime de exploração, garantindo a maior participação possível do mercado. Dessa forma, a ENGIE solicita que seja incorporada nos próximos estudos o potencial de ampliação de usinas existentes a partir da motorização de poços existentes, além de revisar o potencial de repotenciação.
3	3.6	No tocante ao Poder Legislativo, o conjunto de diretrizes utilizadas no PDE 2031 considera a Lei n° 14.182, de 12 de julho de 2021 e, também, a Lei n° 14.120, de 1º de março de 2021.		Para elaboração do cenário de referência, a EPE esclarece como considerou os comandos da Lei 14.182/2021. Já em relação a Lei 14.120/2021, apesar da sua menção, o documento não explicita como os seus comandos foram considerados, em particular, o fim do desconto no fio para as fontes, até então, incentivadas. Nesse ponto, a ENGIE solicita esclarecimento se os custos de OPEX e/ou encargos das fontes eólica, solar e biomassa já consideram o fim do desconto no fio, e, caso não considerem, que o valor seja revisto para considerar.

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
3	3.2	Os leilões realizados até agosto de 2021 e a perspectiva de entrada de empreendimentos viabilizados através do ACL, que possui forte expansão de fontes renováveis, resultam em acréscimo de aproximadamente 17 GW de capacidade instalada no horizonte decenal, conforme apresentado no Anexo 1.		O caso base representa a configuração inicial do sistema, incluindo as usinas em operação, as usinas contratadas em leilões e uma estimativa do potencial viabilizado no ACL para entrada em operação nos próximos anos. Neste PDE, a referência da configuração inicial é agosto/2021 e, de lá para cá, três leilões já foram realizados, sendo que o resultado desses certames poderia ser incorporado no documento final que será publicado pela EPE. Obviamente, dada que a configuração inicial muda, a expansão deve ser re-otimizada. Além disso, a estimativa do potencial viabilizado no ACL para entrada em operação nos próximos anos está muito aquém da realidade e deveria ser revista, conforme a seguir. Registra-se que a Lei 14.120/2021, ao estabelecer um marco temporal para o fim da concessão de desconto no fio, gerou uma aceleração no desenvolvimento de projetos de fontes incentivadas com consequente aumento nas solicitações de outorga. Como uma referência, a base de dados da ANEEL soma, de projetos outorgados, mais de 72 GW de eólica e solar, ao passo que a EPE considerou um caso base com um total de 33 GW dessas duas fontes. Sabe-se também que projetos não outorgados podem ainda serem viabilizados e entrarem em operação dentro do horizonte do PDE, dado os prazos reduzidos para implementação das usinas dessas duas fontes. A própria EPE aponta 180 GW de projetos em processo de aceso junto ao ONS, sendo que grande parte desse potencial são projetos de eólica e solar. Por tudo isso, o critério utilizado pela EPE para estimativa do potencial viabilizado no ACL se mostra demasiadamente

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				conservador e deveria ser revisto para aumentar o potencial de eólica e solar que deve entrar em operação nos próximos anos, levando em conta o limite temporal estabelecido pela 14.120/2021 de 48 meses da solicitação da outorga. Pode-se, por exemplo, avaliar considerar todos os projetos outorgados dessas duas fontes juntamente de uma taxa de sucesso. Com isso, o planejador terá flexibilidade para melhor definir a configuração inicial do sistema em um cenário de sobreoferta estrutural de energia para o médio prazo decorrente dos comandos da Lei 14.120/2021.
3	3.6	Além dos dispostos nas referidas Leis, o PDE 2031 segue as seguintes diretrizes de política energética: Expansão de 350 MW/ano de empreendimentos à Carvão Mineral, na região Sul, a partir de 2028, com inflexibilidade de 30% Esta restrição está aderente ao disposto no Art. 4° da Lei 14.299/2022, publicada posteriormente a data de início dos estudos deste PDE	Além dos dispostos nas referidas Leis, o PDE 2031 segue as seguintes diretrizes de política energética: Expansão de ~~350 MW/ano~~ de empreendimentos à Carvão Mineral através da modernização do parque existente ou de sua substituição por plantas mais modernas~~, na região Sul, a partir de 2028, com inflexibilidade de 30%~~ ~~Esta restrição está aderente ao disposto no Art. 4° da Lei 14.299/2022, publicada posteriormente a data de início dos estudos deste PDE~~	A Lei 14.299/2022 criou Programa de Transição Energética Justa (TEJ), sem estabelecer contratação adicional de termelétricas que não seja a contratação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL) por 15 anos a partir de janeiro/2025 e como energia de reserva. Nesse ponto, a EPE deve modelar a extensão da operação do CTJL até 2039, e apenas isso. Já a contratação adicional de termelétricas à carvão deve ser resultante do processo de otimização da expansão, contribuindo para atender os requisitos do sistema a um menor custo. Nesse sentido, a modernização do parque existente em final de vida útil ou a sua substituição por plantas mais modernas pode ser alternativa viável para consideração dessa fonte no PDE.

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
Introdução	N/A	Nesse sentido, algumas questões de interesse relacionadas à incerteza sobre variáveis-chave são consideradas tanto por meio de cenários quanto por análises de sensibilidade, às quais nos referimos como alternativas what-if.		O documento em consulta pública não traz os cenários de sensibilidade ("what if"), os quais ainda serão disponibilizados pela EPE. A ENGIE solicita que, dentre os cenários adicionais que ainda serão disponibilizados, a EPE apresente um cenário que incorpore a proposta da CPAMP para aprimoramento dos modelos setoriais apresentada pelo MME na CP 121. Procura-se aqui uma visão da expansão indicativa para projeções mais conservadoras de ENA, com a inclusão do PAR(p)-A para representação hidrológica e nova parametrização da CVaR.
3	Box 3-1	Nesse sentido, além de proporcionar uma adequada contratação estrutural de geração, é importante que o setor acelere aprimoramentos em dados de entrada, metodologias e modelos computacionais utilizados na expansão, operação e formação de preço. Além da preocupação da melhor representação da inflexibilidade hidrelétrica, como abordado neste capítulo, é importante que o setor continue aprimorando outras representações, como: • Das projeções futuras de energia natural afluente (ENA),		Para esse PDE, a EPE revisou as restrições de vazão mínima e geração mínima das usinas hidrelétricas em um esforço para melhor representar o sistema através da maior aderência entre as condições operativas consideradas nos modelos e a operação real das usinas. Nesse sentido, a EPE ainda aponta outros aprimoramentos que poderiam ser realizados, conforme Box 3-1, incluindo a correção da rápida reversão à média geral do histórico nas projeções de ENA. A ENGIE concorda com esse ponto e entende que a inclusão do PAR(p)-A para representação hidrológica endereça a questão, para o presente momento. Assim, a ENGIE reforça o pleito de que seja apresentada, ainda no PDE 2031, um cenário de sensibilidade que incorpore a proposta da CPAMP de aprimoramento dos modelos setoriais, cuja vigência se dará a partir de 2023. Caso o MME entenda que a EPE deve aguardar a aprovação das novas versões dos modelos setoriais, a ENGIE solicita que sejam publicados cenários de sensibilidade utilizando

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		buscando considerar variáveis climáticas e a correção da rápida reversão à média geral do histórico;		premissas mais conservadoras para as projeções da ENA, sugerindo substituir o histórico desde 1931 pelos últimos 30 anos.
4	4.2.1	Com esse avanço metodológico, espera-se reduzir a incerteza quanto ao aspecto locacional da expansão da transmissão. Da mesma forma, a representação de dados de geração prospectiva com maior nível de confiança, associados a projetos de curto e médio prazo com Parecer de Acesso e CUST/CUSD assinados, minimizam os riscos de arrependimento quanto aos montantes de expansão da transmissão a serem realizados.		Considerar o Parecer de Acesso e o CUST/CUSD assinado para definição da geração indicativa do horizonte é um avanço metodológico. Contudo, a projeção dessa geração ainda se mostra conservadora, em específico, a estimativa do potencial viabilizado no ACL, conforme já registrado. Nesse ponto, a ENGIE reforça sua contribuição anterior para que o critério utilizado pela EPE nessa estimativa seja revisto de modo a considerar todos os projetos outorgados juntamente de uma taxa de sucesso.
4	4.2.3	Assim, para o caso das termelétricas da Lei no 14.182/2021, o entendimento é de que planejar a expansão da transmissão após a realização dos leilões para a contratação das mesmas é a estratégia de menor arrependimento.		Entende-se a alegação de não serem conhecidos os pontos de conexão bem como a capacidade instalada individual dos projetos previstos na Lei 14.182/2021. Contudo, para que se tenha coerência entre os estudos do PDE, as projeções para expansão da transmissão devem obrigatoriamente considerar essa oferta, tendo em vista que o cenário de referência para a expansão da geração inclui essas usinas. Nesse ponto, a EPE, em conjunto com

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				o ONS, poderia indicar os pontos de conexão, juntamente da capacidade instalada individual dos projetos, que resultam no menor custo para expansão da transmissão. Essa indicação ainda teria o valor de apontar possíveis localizações para esses projetos, servindo de sinalização aos empreendedores dos locais mais adequados do ponto de vista da rede para a conexão das usinas. Registra-se a importância de a EPE incorporar efetivamente as políticas públicas em seu cenário de referência.
4	4.2.3	Dessa forma, é importante que se discuta desde já no setor a conveniência de se reduzir e/ou simplificar as etapas relativas ao processo licitatório dos ativos de transmissão no sentido de dar maior celeridade na implantação das expansões previstas e reduzir eventuais descompassos entre as datas de entrada em operação dos projetos de geração e dos ativos de transmissão que viabilizam seu pleno escoamento.	Dessa forma, é importante que se discuta ~~desde já no setor a conveniência de se reduzir e/ou simplificar as etapas relativas ao processo licitatório dos ativos de transmissão~~ como se pode agilizar a elaboração dos estudos de instrução dos processos licitatórios no sentido de dar maior celeridade na implantação das expansões previstas e reduzir eventuais descompassos entre as datas de entrada em operação dos projetos de geração e dos ativos de transmissão que viabilizam seu pleno escoamento. Além disso, o processo licitatório dos ativos de transmissão pode prever uma etapa de habilitação	Em linha com o objetivo de encurtar o descompasso entre a expansão da geração e a correspondente expansão da transmissão, a ENGIE sugere que a elaboração dos estudos de instrução dos processos licitatórios de transmissão seja mais ágil, começando o quanto antes possível e utilizando relatórios existentes para ganho de tempo. Quanto ao processo licitatório em si, a ENGIE entende que a etapa de habilitação deve ser até mais rigorosa para afastar possíveis “aventureiros” e evitar atrasos e/ou frustações de entrega de projetos importantes ao SIN, como já ocorreu no passado.

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
			ainda mais rigorosa para afastar possíveis “aventureiros” e evitar atrasos e/ou frustações de entrega de projetos importantes ao SIN.	
4	4.2.5	Considerando o exposto, entende-se que o aprimoramento do sinal locacional da TUST é fundamental para assegurar o uso mais racional do sistema de transmissão, tendo inclusive o potencial de facilitar/acelerar a integração de novos geradores ao sistema de transmissão, ao agregar competividade a projetos mais próximos aos grandes centros de carga, notadamente menos dependentes de expressivas expansões da rede.		Conforme REN 559/2013, o planejamento da expansão da transmissão previsto no PDE é utilizado no cálculo da TUST estabilizada do segmento de geração. Desta forma, o caráter do PDE deixou de ser somente indicativo e passou a trazer impactos diretos, e de longo prazo, para os geradores. Nesse ponto, a ENGIE corrobora com o exposto pela EPE quanto à importância do sinal locacional e espera que a primeira fase da CP 4/2018 e a CP 39/2021, ambas instruídas pela ANEEL e ainda sem resultado, avancem e sejam concluídas o mais rapidamente possível. Para tanto e dentro de suas competências, o MME pode reforçar o pleito pela regulamentação do sinal locacional, considerando a posição da EPE quanto à importância desse aprimoramento para fins do planejamento.
4	4.3.1	Os gráficos ao longo dessa seção apresentam uma visão geral da evolução dos limites de capacidade das interligações, até dezembro de 2031, a partir das premissas indicadas no início deste capítulo.		A ENGIE solicita que a EPE disponibilize, em formato numérico, juntamente ao PDE, por meio de planilhas de apoio, a evolução da necessidade anual e, se possível, mensal, das capacidades nominais de escoamento entre cada submercado, bem como apresente de forma visual a previsão de crescimento desta necessidade em gráficos adicionais incluídos na seção 4.3.1.

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
4	4.1	Os estudos que compõem o processo de planejamento da expansão da transmissão são realizados com base nos critérios de desempenho elétrico preconizados no documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão”, elaborado pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE) no ano de 2002. Em 2018, a EPE iniciou trabalho com o objetivo de atualizar esse documento tendo em vista o cenário atual e o previsto para o futuro com forte presença de fontes renováveis na matriz energética brasileira, o que demanda a aplicação de procedimentos e critérios específicos de análise da rede de transmissão.		Resta claro que não há benefício em se mudar os critérios de dimensionamento da rede para fins de planejamento sem que haja compatibilização desses critérios ao operar o sistema. Por isso, a ENGIE entende que o processo conduzido pela EPE de atualização de critérios deve obrigatoriamente envolver o ONS e as definições resultantes do trabalho serem utilizadas também na operação. Além disso, a avaliação da confiabilidade da rede poderia se dar com base em critérios probabilísticos. Com isso, se espera uma taxa maior de utilização da rede de modo que o sistema se torna mais eficiente. Naturalmente, essa proposta demanda uma ampla discussão para seu detalhamento e implementação. Nesse ponto, a ENGIE solicita que o MME disponibilize em uma CP a minuta da atualização do documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão”, incluindo também uma proposta para a operação do sistema, a ser eventualmente regulamentada pela ANEEL. Quanto à sinalização da EPE de concluir o trabalho apenas no primeiro semestre de 2023, a ENGIE reforça a importância da proposta para o setor e solicita que a data seja antecipada para o primeiro semestre de 2022. Considerando os prazos de elaboração e publicação do PDE, essa solicitação procura garantir que os aprimoramentos feitos sejam incorporados a partir do PDE 2033.

* Para que seja possível identificar todas as sugestões, não há limite de linhas. Caso necessário, favor incluir mais linhas para suas sugestões.