



Eletrobras

Consulta Pública MME nº 034, de 07/07/2017
"Plano Decenal de Expansão de Energia 2026"

Contribuições da Eletrobras

16/08/2017

Sumário

1	Introdução.....	3
2	Demanda de Energia.....	4
3	Geração de Energia	6

1 Introdução

No dia 07 de julho de 2017 foi aberta a Consulta Pública Nº034/2017 que trata do Plano Decenal de Energia de 2026 elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

De maneira Geral, o plano apresenta uma nova roupagem e novas abordagens metodológicas para a avaliação da expansão da oferta de energia, considerando, nestes aspectos, mais de um cenário de projeção da demanda de energia elétrica, e diversos cenários de oferta de energia elétrica.

Ao PDE 2026 foram anexadas mais quatro notas técnicas que apresentam os aspectos metodológicos utilizados na elaboração do Plano. São elas:

- "No EPE-DEE-RE-27/2017 – r0": Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia e Cálculo – 2017
- "No EPE-DEE-RE-28/2017 – r0": Modelo de Decisão de Investimentos para Expansão do SIN - Considerando Incertezas
- "No EPE-DEE-NT-035/2017 – r0": Análise do Atendimento à Demanda Máxima de Potência
- "NOTA TÉCNICA DEA 015/17": Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2026

Além disso, foram disponibilizados os decks do Newave para os cenários de referência e alternativo mais as planilhas com os dados dos gráficos apresentados no Relatório em consulta do PDE 2026:

- Planilha de dados do Capítulo 3: Cap3_Dados.xlsx;
- Planilha da geração de pequenas usinas:
 - "Geracao Novas Renov Ref -SubSis.xlsx"
 - "Geracao Novas Renov Alt -SubSis.xlsx "
 - "Geracao Novas Renovaveis Ref.xlsx"
 - "Geracao Novas Renovaveis Alt.xlsx"

Diante desta nova estrutura e mudanças metodológicas apresentadas na confecção do PDE, foram levantadas algumas sugestões/questões para o Capítulo 2 “Demanda de Energia” e o Capítulo 3 “Geração de Energia Elétrica” do relatório em consulta pública.

2 Demanda de Energia

➤ Considerações de forma e conteúdo:

- Na tabela 4 da página 44, intitulada "SIN e Subsistema: Carga de energia", verifica-se que há divergências entre os valores do PDE 2026 e os valores constantes no deck Newave, do mercado de referência. Seria interessante que a EPE explicasse as razões para tais diferenças de projeção do deck em relação ao PDE 2026. Nota-se que já em 2016 existe uma diferença de 22 MWmédios.

Abaixo, são expostas as diferenças da carga de energia em cada período:

Carga de Referência da EPE (PDE 2026):

2016 – 64.636 MWmédios;

2021 – 76.000 MWmédios;

2026 – 91.160 MWmédios.

Deck Newave (Carga de energia cenário de referência):

2016 – 65.829 MWmédios (diferença : 1.193 MWmédios);

2021 – 77.752 MWmédios (diferença : 1.752 MWmédios);

2026 – 92.416 MWmédios (diferença : 1.256 MWmédios).

Mesmo após a retirada dos valores relativos ao mercado da Itaipu/ANDE da carga de referência, encontraram-se divergências nos valores apresentados no PDE em relação aos verificados no arquivo do Deck do Newave, como mostrados abaixo.

Deck Newave (Carga de energia cenário de referência sem Itaipu/ANDE):

2016 – 64.614MWmédios (diferença absoluta : 22 MWmédios);

2021 – 75.912 MWmédios (diferença absoluta : 88 MWmédios);

2026 – 90.624 MWmédios (diferença absoluta : 536 MWmédios).

Comentário: Tendo em vista os valores expostos acima, sugerimos verificar/esclarecer os motivos das diferenças mencionadas.

- Outra questão é que no Plano Decenal 2026 é prevista a interligação de Boa Vista somente em 2023. Nas páginas 60 e 67 da Nota Técnica "Projeção de Demanda DEA NT001/17" – tabelas 17 – "Subsistema Norte - Consumo de eletricidade na rede (GWh)" e 24 – "SIN e Subsistemas: acréscimos anuais da carga de energia (MW médio)", respectivamente, indicam na nota de rodapé "Nota: considera a interligação de Boa Vista a partir de Janeiro/2023". Entretanto, ao analisar os valores incrementais, observa-se que os maiores acréscimos na carga ocorrerão nos anos de 2021 e 2022, subentendendo-se que a interligação estaria ocorrendo nesse período. Este detalhamento não consta no PDE 2026 de forma clara, apenas é informado na página 44, que o aumento da carga do SIN é explicado em parte pela influência da interligação do Sistema Boa Vista.

Comentário: Solicita-se esclarecimento sobre o conflito entre o acréscimo da carga e a interligação do Sistema Boa Vista, ocorridos em períodos divergentes.

- No caso do Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (PDE 2026), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE existe, ao final do presente documento, uma lista de referência. Observa-se, porém, no caso das informações sobre demanda de energia elétrica (sintetizadas de forma incompleta no cap. 2 do PDE 2026), que as referências utilizadas não estão citadas em tal lista. São elas: Nota Técnica DEA 001/17 e Nota Técnica DEA 009/17 da série Estudos Econômicos da EPE, intituladas, respectivamente, "Projeções da Demanda de Energia Elétrica para os Próximos 10 Anos (2017-2026)" e "Caracterização do Cenário Econômico para os Próximos 10 Anos (2017-2026)".

Comentários:

- ✓ Seria interessante detalhar, nos seus capítulos, tais referências.
- ✓ Da forma como se encontra, o PDE 2026 para consulta pública está muito resumido, dificultando o aprofundamento na compreensão de algumas explicações sobre a evolução de indicadores e cenários.
- Na página 42, gráfico 21, referente à Elasticidade-renda da demanda de eletricidade: Histórico x Projeção Decenal existe uma não conformidade no resultado da elasticidade para o período de 1980-1990, onde se lê 3,75, a conta resultaria em 3,69. Acredita-se que seja em função de arredondamentos.

Comentário: Solicita-se explicitar o número de casas decimais utilizadas de forma que se possa reproduzir o que está apresentado como resultado na figura.

- Na página 49 há repetição entre o 3º e 4º parágrafos.
- Na página 44 do PDE, indica uma taxa média de crescimento do SIN, no período 2016-2026, para o cenário de referência, no valor de 3,5%, contudo na página 83, Capítulo 3 – Geração, item 3.5.2.1 – "Expansão para o cenário alternativo de demanda" - a taxa de crescimento para o mesmo período é de 3,7% ao ano para o referido cenário.

Comentário: Não são apresentadas no PDE as informações detalhadas do Cenário Alternativo de Demanda. Solicita-se apresentar maiores explicações de como se chegou a este cenário.

- Página 44 do PDE, os subsistemas SE/CO, S e SIN para o ano 2016, estão diferente do valor exibido na Nota técnica Projeção de Demanda NT001/17, para as tabela 22 – Carga de Energia 2015-2016, por subsistema (MWmédio), página 64 e tabela 23 – SIN e Subsistemas: carga de energia (MWmédio), página 67.

3 Geração de Energia

Neste item são apresentadas as análises referentes às quatro notas técnicas supracitadas, assim como o Capítulo 3 do PDE 2026.

➤ **Nova Abordagem metodológica para a expansão de oferta de energia e cálculo do Custo Marginal de Expansão**

O PDE apresenta uma nova roupagem e novas abordagens metodológicas para a avaliação da expansão da oferta de energia. Até o PDE 2024, a política de expansão era definida através de simulações do modelo de planejamento da operação (NEWAVE) seguindo o critério de cálculo da expansão da oferta de energia elétrica ótima, considerando a igualdade entre o Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME. Esse critério foi definido pela Resolução do CNPE Nº 9, de 28 de julho de 2008.

No plano em análise, esta política foi alterada com a inclusão do Modelo de Decisão de Investimento (MDI) que sinaliza a expansão ótima do sistema através da minimização dos custos totais de investimento e operação sob condições de incertezas. Diferentemente dos anos anteriores, o CME é um dos subprodutos obtidos da otimização do MDI para um cenário de referência definido pelo planejador, como premissa.

Apoia-se a iniciativa de melhoria da política de expansão de oferta do plano decenal de energia, visto que era necessário rever a metodologia, adotada pela EPE, para o cálculo do custo marginal de expansão, que até o último plano, era um valor pré-fixado com base em preço de leilões de energia anteriores, e em custos médios previstos para usinas hidrelétricas indicativas. De fato, considerar uma expansão do sistema respeitando a igualdade entre CMO e o CME, sendo este último um valor baseado em preço de leilões (que incorpora além do custo de investimento, o risco do investidor, entre outros aspectos) introduzia distorções na previsão da expansão ótima e não retratava a evolução do custo da expansão da geração.

Considera-se como um aspecto positivo da nova metodologia o resgate do caráter indicativo do PDE a partir da disponibilização de diversos cenários de oferta para os próximos leilões, uma vez que se observou nos últimos leilões uma falta de aderência com a expansão única indicativa dos planos anteriores. Adicionalmente, entende-se como válida a aplicabilidade de uma metodologia para nortear o planejamento de expansão da geração em um horizonte de curto prazo (10 anos), como o PDE, baseada em modelos aplicados em planejamento de longo prazo (como o MELP, por exemplo, que foi utilizado no PNE 2030).

Entretanto, o critério de planejamento em vigor, que busca a igualdade entre o CMO e o CME, não é atendido com a nova metodologia. Para evidenciar o que foi colocado, pode-se citar os valores de CMO apresentados na página 86, caso de referência, que são muito

inferiores ao CME de energia definido, de R\$ 170/MWh, o que indica uma sobreoferta de energia.

Entende-se que seria importante que, na fase denominada "Ajuste da Expansão e Simulação da Operação", utilizando o modelo Newave, fosse realizado um efetivo ajuste da expansão da oferta pela igualdade entre o CMO e o CME.

Além disso, cabe ressaltar a importância da análise, a priori, da nova modelagem matemática (modelo MDI) e suas premissas aplicadas para a expansão do PDE. A divulgação detalhada desta modelagem e o respectivo modelo deveriam ter sido apreciados via Consulta Pública específica, previamente à Consulta do PDE. Ainda que tenha sido apresentada uma nota técnica sobre o MDI, esta ferramenta ainda não se encontra difundida e validada entre os agentes do setor.

Dessa forma, assim como a necessidade de disponibilização de todos os decks do Newave (9 decks), destaca-se a importância da disponibilização do modelo MDI e da base de dados utilizada, para uma melhor avaliação pelos agentes.

Considerações Adicionais:

A configuração atual do parque gerador do SIN é de desequilíbrio estrutural, o que leva ao deplecionamento rápido dos reservatórios de acumulação devido à insuficiência de usinas térmicas de base (nuclear) e de usinas térmicas complementares à operação hidrotérmica. Este desequilíbrio leva à redução drástica do tempo de esvaziamento para o qual as usinas foram dimensionadas, de 90 meses - equivalente ao período crítico do Potencial Hidrelétrico Brasileiro, de junho de 1949 a novembro de 1956 - o que também resulta em dificuldade de reenchimento. Esse fato também tem séria repercussão na capacidade de atendimento da ponta do sistema, principalmente no período seco de cada ano.

O incentivo do PROINFA às fontes alternativas impulsionou a entrada crescente de fontes intermitentes, adicionando mais um fator de agravamento à situação operacional do sistema, demandando cada vez mais reserva girante.

A necessidade de se ampliar o parque térmico, para evitar o desequilíbrio estrutural do parque gerador do sistema, foi verificada e estudada na década de 2000 e, como consequência, o MME regulamentou esta matéria através de Portarias onde definia metas de participação térmica na matriz elétrica (como por exemplo, a Portaria MME nº 43, de 25 de fevereiro de 2000, que colocava como meta se chegar a 2014 com 20% de participação térmica). No entanto, devido à falta de disponibilidade de gás natural esta meta nunca pôde ser alcançada e certamente novos estudos levarão a metas de participação térmica superiores a 20%.

O Cenário de Referência definido para este PDE apresenta uma participação térmica na matriz elétrica de 14,1% em 2016, 13,5% em 2021 e 17,0% em 2026, portanto, bastante aquém da participação desejável a uma operação equilibrada do sistema. Agrava-se a isso o crescimento da participação das fontes intermitentes, passando de 6,8% em 2016 para 17,1% em 2026, que impõe ao sistema a necessidade de expandir a capacidade instalada para atendimento das necessidades de flexibilidade operativa. Cabe ressaltar que, nessa participação térmica prevista, já estão contabilizadas as térmicas indicativas para atendimento de ponta, e mesmo assim, a participação térmica ainda é muito baixa.

Diante do panorama atual seria muito importante que o planejamento buscasse corrigir esse desequilíbrio estrutural que vem se agravando a cada ano, incluindo nas suas

premissas de cenários de oferta a entrada de volumes de térmicas necessários ao equilíbrio do sistema. Para tanto, seria interessante a realização de estudos em conjunto com o ONS para se determinar os montantes necessários, incluindo-se ainda as necessidades de reserva girante extra, importante para suportar o impacto das fontes intermitentes na configuração atual.

Para o retorno do equilíbrio estrutural do sistema atual e para sua manutenção futura, os leilões precisarão refletir os cenários de oferta, ou seja, deverão ser leiloados os montantes correspondentes aos percentuais de participação de cada fonte na matriz elétrica indicada.

Sendo o Brasil detentor de grandes reservas de combustível nuclear, é de se lamentar que os entraves para viabilizar a expansão dessa fonte não estejam sendo solucionados, o que agregaria energia de base, tão importante ao sistema brasileiro.

➤ **Premissas do Planejamento da Expansão**

Em relação às premissas consideradas no modelo de decisão de investimento, alguns pontos a comentar:

- Consideração das fontes renováveis: Opção Eólica

Texto extraído do PDE:

"...A opção eólica já apresenta um patamar de preço que a torna extremamente competitiva em termos de energia frente às demais expansões candidatas. Por outro lado, ao se ampliar maciçamente a sua participação na oferta de energia enfrenta-se desafios como a necessidade de expansão de potência complementar, devido a sua vocação limitada para o atendimento aos requisitos de potência e variabilidade de produção"
(p. 62)

Comentários: A afirmação que a opção é uma fonte extremamente competitiva comparada às outras fontes candidatas requer a análise da incorporação do custo de investimento requerido ao sistema, devido à necessidade de potência complementar necessária para a flexibilidade operativa e, portanto, para a confiabilidade do sistema, conforme exposto no próprio parágrafo supracitado. Portanto, verifica-se um desequilíbrio na competição entre as fontes dado que o módulo de investimento não contabiliza estes custos indiretos para as fontes intermitentes.

- Cenário de demanda baixa:

Diante a atual conjuntura política e econômica do país considera-se importante a projeção de um cenário de baixo crescimento da demanda.

- Utilização do CVaR

Considera-se o mecanismo de aversão ao risco, CVaR, um procedimento operativo conjuntural e, portanto, não deve ser considerado no planejamento da expansão da oferta, que é estrutural.

➤ **Discretização em Base Horária**

Texto extraído do PDE:

"O estudo de atendimento horário, realizado externamente e após a execução das simulações mensais com o Newave, realça a necessidade de aperfeiçoamento das atuais ferramentas computacionais disponíveis no setor elétrico. Modelos computacionais em base mensal não vêm se mostrando mais suficientes para a correta simulação dos estudos de planejamento e operação, principalmente devido à forte penetração das fontes não controláveis, como solar e eólica. Nesse tipo de modelo, alternativas que forneçam maior flexibilidade operativa e capacidade de atendimento à ponta, mas que não agreguem energia ao sistema, como as hidrelétricas reversíveis, baterias de armazenamento ou termelétricas de partida rápida, não têm seus benefícios adequadamente capturados e podem se mostrar menos competitivas para a expansão da oferta.

Para a adequada avaliação deste novo perfil operativo, é desejável a migração para ferramentas computacionais com discretização temporal horária ou mesmo sub-horária." (p. 58)

Comentários:

O planejamento da expansão da oferta deve indicar, de uma maneira macro, a matriz elétrica necessária ao atendimento do equilíbrio estrutural do sistema para o futuro. Cabe ao operador do sistema, ONS, realizar as análises em base horária e assim também identificar os volumes de oferta adicional necessária para manter o equilíbrio operacional do sistema, uma vez que este detém o conhecimento profundo da configuração atual e da futura, até 5 anos à frente. Inclusive, o operador, há muito, vem sinalizando sobre a necessidade dessa oferta adicional para corrigir esse desequilíbrio estrutural.

Com esse conhecimento, para subsidiar o planejamento, o operador poderá sinalizar a relação entre os montantes por tipo de fonte intermitente e compensatória, necessária a manter o equilíbrio operacional do sistema. Naturalmente, esta relação vai se alterando no tempo devido à própria evolução da configuração do sistema interligado. De posse dessa informação, o planejador poderá indicar a expansão de forma adequada e respeitar, nos leilões, essas relações.

Entendemos ser desnecessário e inadequado um planejamento em base horária, além de que essa discretização implicaria em inúmeras informações na mesma base, levando a uma enorme complexidade na execução desses estudos.

➤ **Metodologia do Modelo MDI**

- **Construção dos cenários de geração hidrelétrica:**

Texto extraído da nota técnica do MDI:

"Os trabalhos anteriores (Machado Junior, 2000), (Lisboa, et al., 2003) e (Gandelman, 2015) obtiveram os cenários de geração das usinas hidrelétricas de simulações para cálculo de energia firme do sistema puramente hidrelétrico.

No entanto, sabe-se que este tipo de simulação simplifica a representação do sistema brasileiro, muito embora tenha sido adotada oficialmente em certas aplicações, na qual se destaca a repartição do bloco hidráulico em cálculos e revisões de garantia física de usinas hidrelétricas.

Na aplicação supracitada, existe a garantia de que o bloco total teria sido calculado por uma simulação hidrotérmica, com todos os mecanismos e parâmetros mais atuais possíveis: aversão a risco pela medida CVaR, função de custo de déficit, representação das fontes renováveis, entre outras.

Entretanto, para o presente trabalho, a simples adoção da simulação para cálculo de energia, na geração de cenários, não permite que seja considerado qualquer uma dessas relevantes características do sistema (aversão a risco, custo de déficit, geração térmica e fontes renováveis). Portanto, de forma a aprimorar a representação do sistema brasileiro no presente trabalho, propôs-se adotar, em substituição à simulação para cálculo de energia firme, a simulação hidrotérmica do sistema com o modelo SUISHI (simulador a usinas individualizadas em sistemas hidrotérmicos interligados)." (p. 13)

Comentários:

- A capacidade de geração de uma usina hidrelétrica é independente da configuração do sistema, da aversão ao risco, do custo de déficit, da geração das térmicas e das fontes renováveis. Ela é tão somente dependente das suas características físico-operativas determinadas no seu projeto. As usinas hidrelétricas têm vida útil longa e são dimensionadas utilizando-se as séries históricas de vazões.
- A geração das hidrelétricas obtida a partir da operação de um modelo de otimização está atrelada à configuração considerada que é variável no tempo, e não representa a capacidade de geração dessas usinas.
- Recomendamos, dessa forma, a adoção da Energia Firme e Energia Média como cenários de geração a serem considerados no modelo MDI. Ressalta-se que a Energia Firme representa a geração de cada usina no pior período do histórico de vazões, tendo-se considerado na determinação do período crítico todo o potencial hidrelétrico brasileiro. Portanto, a Energia Firme é um valor robusto e simples de ser obtido.

Texto extraído da nota técnica do MDI:

"A definição das séries hidrológicas do presente trabalho adotou o seguinte procedimento:

- 1. Definir uma oferta de referência, na qual são consideradas plenamente motorizadas todas as usinas hidrelétricas candidatas a expansão. Além destas deve-se considerar um conjunto de usinas termelétricas e renováveis compatíveis, isto é, já definido por uma simulação prévia do modelo de decisão de investimento;*
- 2. Realizar simulações estáticas da configuração de referência com o modelo NEWAVE, variando-se o mercado de energia a ser atendido, até que o CMO médio anual se igual ao CME, neste caso 193 R\$/MWh, conforme Portaria MME 103/2016;*
- 3. Simular o caso convergido no modo de simulação hidrotérmica do modelo SUISHI, versão 12, utilizando séries históricas de vazões;*
- 4. A partir da última simulação obtém-se as séries de produção hidrelétrica para cada usina individualmente.*

O procedimento descrito acima gerou 84 séries hidrológicas, no entanto para permitir uma boa representação estatística sem onerar muito o tempo computacional, foram escolhidos dois subconjuntos de cinco séries, sendo um para representar as hidrologias críticas e outro para representar todas as hidrologias. A escolha desses subconjuntos foi feita a partir da distribuição dos custos totais de operação em cada cenário hidrológico, da forma mais uniformemente distribuída possível." (p. 14)

Comentários:

- Entende-se que não há sentido nem significado na metodologia utilizada, além de tornar complexo algo muito simples.

• **Atendimento de Ponta e a entrada das Fontes Intermitentes**

Texto extraído do relatório do PDE:

"Vale ressaltar também que, pelos resultados do estudo, a expansão da Alternativa de Ponta é sinalizada primordialmente na região Sudeste e em menor escala na região Sul. No entanto existem aspectos não capturados pela representação do sistema no MDI que podem justificar alterações na localização de parte significativa dessas usinas, principalmente se a implantação for feita por meio de termelétricas de partida rápida. O desenvolvimento maciço da expansão eólica pode fazer com que uma parcela dessa expansão tenha de ser localizada na região Nordeste visando suprir o sistema nas situações de variabilidade dos ventos. Para isso, são necessários estudos detalhados de transmissão de modo a avaliar a capacidade de o sistema elétrico cumprir esse papel, transmitindo a oferta eventualmente alocada na região Sudeste pelo uso da interconexão Sudeste-Nordeste. Esses estudos já estão sendo realizados na EPE e espera-se que os resultados sejam obtidos oportunamente." (p. 77)

Comentários:

- Sugere-se, como aprimoramento, que o modelo, ao alocar uma expansão de fonte intermitente em um dado submercado, deva obrigatoriamente alocar uma expansão conjunta de geração térmica no mesmo submercado, com o objetivo de compensar a intermitência inserida. Deve-se avaliar a relação entre os montantes das fontes intermitentes e das térmicas (por exemplo, o ONS avaliou que, para o sistema atual, para 10.000 MW de fonte eólica é necessário 4.000 MW de térmica para atender à intermitência).
- Para resolver a questão da transmissão, foi iniciado, em 2005/2006, um estudo para a construção de uma ferramenta de suporte para o modelo MELP, um "Sistema Especialista", com o objetivo de prover soluções de expansão da transmissão e seus respectivos custos associados, para todas as possíveis configurações da oferta. Sugere-se realizar estudos no sentido de se desenvolver uma ferramenta desse tipo, utilizando o estado da arte atual, com o intuito ser utilizada em apoio às decisões do MDI.

- **Factibilidade da Indústria em atender a Expansão da Oferta**

Outro ponto a ser destacado, conforme apresentado em um dos cenários de sensibilidade, é a incompatibilidade entre a oferta de geração ótima apresentada pelo modelo e a factibilidade de implementação dessa oferta. O modelo não consegue indicar uma oferta de energia de forma distribuída ao longo do tempo para fontes renováveis (eólica, solar e biomassa), de modo que o mesmo concentra uma grande quantidade de oferta de uma única fonte de forma pontual.

O planejador deve desenvolver, para cada fonte, estudos/levantamentos necessários para identificar a capacidade atual da indústria para atender à expansão da oferta indicada, bem como sua capacidade de crescimento e sua capacidade mínima, que permita sua permanência no mercado, a fim de evitar um colapso na indústria, como ocorreu no passado, com a perda da indústria de turbinas e geradores assim como equipamentos para a indústria térmica. A partir dos resultados obtidos, o planejador poderá inserir no modelo as devidas restrições que reflitam a capacidade e a permanência da indústria.

➤ **Considerações gerais:**

- "CAP III - Anexo II: Evolução Indicativa das Trajetórias Futuras de Expansão (2020-2026), considerando saídas do MDI":
 - Os Títulos das tabelas devem ser alterados de "Evolução..." para "Acréscimo..." uma vez que essas tabelas apresentam os acréscimos anuais de expansão indicativa dos cenários analisados;

- A Tabela 16 apresenta valores dos acréscimos anuais de expansão hidrelétrica incompatíveis com os montantes apresentados na tabela 8 da página 76 (que estão de acordo com os dados do deck Newave). Os valores corretos seriam os seguintes (considerando a capacidade total da usina no ano indicado pelo MDI):

	2022	2023	2024	2025	2026	Total
Hidrelétrica		118	350	319	1.655	2.442

- Sugere-se fazer a mesma verificação nas outras tabelas
-
- Representação das pequenas usinas: sugere-se a representação das pequenas usinas, por subsistema, por fonte e patamar, já disponível na versão do Newave, versão 23, utilizada para as simulações dos cenários de expansão.
 - Com relação à geração das fontes renováveis, verifica-se diferenças entre os valores apresentados nas planilhas disponibilizadas e os valores contidos nos decks Newave. Sugere-se verificação dos valores apresentados.
 - Solicita-se a disponibilização do modelo MDI e base de dados de todos os cenários analisados (9 cenários).
 - Solicita-se a disponibilização dos decks Newave de todos os cenários analisados (9 decks).
 - Solicita-se a disponibilização dos decks do Newave e Suishi que foram utilizados na construção dos cenários de geração hidrelétrica.
 - A Tabela 13, da página 97, apresenta os custos de investimento para os 7 cenários de sensibilidade proposto pelo PDE 2026. Entende-se que a mesma deveria apresentar, adicionalmente, os custos totais (operação e investimento) de forma a se ter uma melhor visualização das diferenças obtidas entre os cenários, dado que o texto destaca sempre a diferença entre os custos totais obtidos.