

Brasília - DF, 11 de dezembro de 2024

Ao  
Excelentíssimo Senhor  
ALEXANDRE SILVEIRA DE OLIVEIRA  
Ministro de Estado de Minas e Energia  
c/c  
Senhor  
THIAGO GUILHERME FERREIRA PRADO  
Presidente da Empresa de Pesquisa Energética

Assunto: **Contribuição para Consulta Pública n. 179** de 11 de dezembro de 2024 para aprimoramento do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 - PDE 2034 e das Diretrizes para o Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 - PDE 2035.

Excelentíssimo Senhor Ministro, Senhor Presidente,

1. A Associação Brasileira de Soluções de Armazenamento de Energia (ABSÆ), representando mais de 40 empresas que desenvolvem, fabricam, projetam, comercializam e aplicam estes sistemas no Brasil, vem congratular o Ministério e a EPE por esta iniciativa e oferecer suas contribuições para o aprimoramento do PDE 2034.
2. Esta contribuição visa trazer mais clareza sobre as perspectivas do mercado para a inserção destas soluções no setor elétrico brasileiro com três elementos centrais:
  - a. estimativas atuais de valores de CAPEX e OPEX tanto para aplicações na rede (*utility scale*), sistemas isolados (*off-grid*), como atrás do medidor (*behind-the-meter*);
  - b. quantitativos atuais destes sistemas no Brasil;
  - c. atualização das perspectivas quanto às barreiras regulatórias e impacto até 2034;

- d. políticas públicas presentes para a inserção de soluções de armazenamento no SIN;
  - e. dados sobre as perspectivas globais da inserção do armazenamento de energia como medida para a transição energética limpa.
3. Acreditamos que a revisão destas premissas conduz à revisão também do caderno de conclusões, especialmente aos quantitativos previstos de potência instalada de baterias em 2034.

## I. DESENVOLVIMENTO DAS CONTRIBUIÇÕES.

- a) **Estimativas atuais dos preços de sistemas de armazenamento de energia elétrica em baterias para o Brasil.**
4. O Caderno de Preços do PDE 2034 indica preços em Reais (R\$) por kilowatt-hora de capacidade para os sistemas de armazenamento na faixa de R\$ 6.700,00 (seis mil e setecentos reais) de CAPEX por kWh para sistemas de grande porte (*utility scale*), recuando para R\$ 6.000,00 (seis mil reais) em 2031, e de R\$ 500,00 (quinhentos reais) a R\$ 4.000,00 (quatro mil reais) de CAPEX, por kWh para sistemas atrás do medidor (tabela 9.6).
5. Com estes cenários, o capítulo 9.4 conclui pela inviabilidade econômica atual das aplicações atrás do medidor.

*A análise da competitividade de baterias atrás do medidor mostrou que o custo desse equipamento ainda é elevado no Brasil, dificultando a sua entrada no período decenal. O preço final teria que cair dos atuais R\$ 4.000/kWh para a faixa de R\$ 500-1.000/kWh para que haja competitividade nas principais aplicações simuladas. Entretanto, pode haver inserção dessa tecnologia em função de outros fatores não econômicos, principalmente para a substituição da geração diesel em comércios.*

6. Em pesquisa realizada junto aos seus associados e diante de projetos reais e contratados, a ABSAE recomenda que sejam utilizados os valores de CAPEX de referência, conforme a tabela a seguir.

RESULTADO:		C&I		SISOL		LRCAP
		3MWh (0,5C - BT)		10MWh (0,5C - MT)		100MWh (0,25C - MT)
<b>CAPEX BESS+PCS+EMS (FOB US\$/kWh)</b>		<b>170,00</b>		<b>180,00</b>		<b>140,00</b>
AUTONOMIA (horas)		3		2		4
Logística Externa e Interna (% CAPEX)		5,0%		15,0%		3,5%
EPC + BOS (% CAPEX)		13,0%		25,0%		10,0%
<b>CARGA TRIBUTÁRIA ATUAL</b>		<b>70,80%</b>		<b>70,80%</b>		<b>70,80%</b>
PREÇO BESS (R\$/kWh)	R\$	1.627,09	R\$	1.721,03	R\$	1.345,26
EPC + BOS + Custos Logísticos (R\$/kWh)	R\$	292,88	R\$	688,41	R\$	181,61
<b>PREÇO BESS INSTALADO (R\$/kWh)</b>	<b>R\$</b>	<b>1.919,96</b>	<b>R\$</b>	<b>2.409,44</b>	<b>R\$</b>	<b>1.526,87</b>
		-		-		-
<b>CARGA TRIBUTÁRIA COM REIDI</b>		<b>55,26%</b>		<b>55,26%</b>		<b>55,26%</b>
PREÇO BESS (R\$/kWh)	R\$	1.478,97	R\$	1.564,36	R\$	1.222,80
EPC + BOS + Custos Logísticos (R\$/kWh)	R\$	266,21	R\$	625,74	R\$	165,08
<b>PREÇO BESS INSTALADO (R\$/kWh)</b>	<b>R\$</b>	<b>1.745,18</b>	<b>R\$</b>	<b>2.190,10</b>	<b>R\$</b>	<b>1.387,87</b>

Importante ressaltar que os números apresentados no cenário de 'carga tributária atual' já incorporam uma carga tributária de 70,80%, conforme ela incide no NCM 8504.40.40, sendo este o NCM a ser utilizado para sistemas de armazenamento estacionários, conforme orientação da Receita Federal.

## b) Estimativas do quantitativo atual de SAEs com baterias no SEB

Em pesquisa de mercado realizada pela ABSAE em 2023 foi identificada uma base instalada de **291 MWh** de projetos de armazenamento eletroquímico, incluindo o SAE instalado na subestação de Registro, SP (60 MWh), projetos implementados junto a unidades consumidoras, SAEs implementados em sistemas isolados e demais projetos off-grid e projetos de eletrificação rural (SIGIFIs – sistemas individuais de geração de energia elétrica com fonte intermitente). Importante ressaltar que a grande maioria desses projetos são projetos de caráter comercial, tendo em vista que a capacidade cumulativa de projetos decorrentes da chamada estratégica ANEEL e demais programas de P&D não ultrapassa os 15 MWh. Também vale a pena lembrar que o projeto SAE Registro, que atualmente é o maior projeto de armazenamento em baterias no Brasil, foi implantando com base em uma criteriosa comparação

econômica e técnica de diferentes alternativas técnicas e autorizado mediante aumento da RAP (receita anual permitida).

Em nova pesquisa realizada em dezembro 2024, nossos associados informaram que ao longo do ano de 2024 foram implementados, ou atualmente estão em fase de implantação **625 MWh** de novos projetos de SAEs. Além dos segmentos e aplicações mencionados acima, também foram realizadas em 2024 projetos de armazenamento em redes de distribuição. Este forte crescimento de projetos de armazenamento em baterias confirma a crescente competitividade e relevância de soluções de armazenamento para o sistema elétrico brasileiro e revela a dinâmica do setor, a despeito de uma elevadíssima carga tributária e um marco regulatório ainda em fase de evolução.

Sendo assim, o total de projetos implementados ou em vias de implantação alcança já em 2024 o patamar de **916 MWh**. É de suma importância contextualizar este número no âmbito da consulta pública do PDE 2034, tendo em vista que no seu cenário de referência o plano apenas prevê 800 MW de sistemas de armazenamento a serem instalados até 2034. Ademais, este cenário não prevê nenhuma expansão da base instalada até 2031. Utilizando como premissa uma autonomia média de 3 horas para os SAEs, as análises do PDE 2024 indicam a implantação de apenas 2.400 MWh até 2034. Este número nos parece excessivamente conservador, tendo em vista que já em 2024 aproximadamente 38% desta capacidade está implementada ou em vias de implantação. Com a máxima vênica solicitamos que a EPE reavalie suas premissas para o setor de armazenamento e desde já nos colocamos à disposição para maiores esclarecimentos à respeito.

7. **SUGESTÃO:** Revisão da análise de ineficiência econômica do BESS atrás do medidor (item 9.4 do PDE), também como a participação de sistemas de armazenamento nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e no âmbito de sistemas isolados, tendo em vista a multiplicidade de projetos reais implantados com finalidade estritamente econômica ao longo dos últimos anos.

### c) Atualização das Perspectivas Regulatórias

8. Dentro do capítulo de Transição Energética, item 11.3.1.2, o PDE se refere aos sistemas de armazenamento de energia em baterias ou em usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs) e ressalta dois desafios a sua inserção:
  - a. *ainda não existe definição regulatória sobre a estrutura de remuneração dos sistemas de armazenamento. A ausência de mecanismos de remuneração impacta na definição do modelo de negócio, tornando-se um risco para o retorno do investimento.*
  - b. *gestão do sistema elétrico, tendo em vista, por exemplo, o aumento da complexidade das modelagens matemáticas do planejamento e da operação.*
9. Quanto ao ponto (8a), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou em 10/12/2024 Resolução 1.111/2024 para abertura da segunda fase da Consulta Pública n. 39/2024, visando “Retirar barreiras regulatórias para viabilizar a inserção de novas soluções de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica (SAE) no Setor Elétrico Brasileiro.”
10. A Agência tem este tema em sua agenda regulatória para 2025 e, nos termos da minuta de Resolução Normativa, trata de *conceito, regime de outorga* do armazenamento autônomo (stand alone) ou colocalizado à geração de energia, define regras de acesso e uso da rede (CUST/D, MUST/D, TUST/D), comercialização e ajustes para retirada de barreiras regulatórias.
11. Sobre a relação entre regulação e possibilidade de contratação de sistemas de armazenamento para o SEB, a ANEEL destaca que o Poder Concedente tem autonomia para proceder a estas medidas independente do roadmap regulatório da Agência.



171. *Entendemos que as novas tecnologias de armazenamento possibilitam um grande número de novos serviços, assim como o aprimoramento daqueles que hoje são prestados com tecnologias tradicionais, devido à flexibilidade que os SAEs agregam em todos os segmentos do mercado de energia elétrica. Contudo, como detalhado na análise do item III.2.8, a inserção de SAE associado a monopólios naturais (Distribuição e Transmissão) não é o foco inicial deste primeiro ciclo do Roadmap regulatório sobre Sistemas de Armazenamento. **Isso não impede, todavia, que haja, por exemplo, processo de contratação de reserva de capacidade pelo Poder Concedente, via leilão, conforme mencionado acima.***

12. A Agência também destaca que não há qualquer restrição para integração destes sistemas a empreendimentos de geração nos sistemas isolados:

319. *Quanto ao segundo ponto, que também foi objeto de contribuição da Atlas Renewable Energy, entende-se que o **regramento disposto pela Resolução Normativa nº 1.016, de 19 de abril de 2022, já é suficiente para a entrada do SAE nos Sistemas Isolados, não representando uma barreira de entrada.***

13. Neste sentido, conquanto seja um fator redutor da segurança jurídica, a ausência de regulação *específica* não é, nas palavras do regulador, fator de impedimento à contratação nas hipóteses em que haja viabilidade econômica e decisão política do Poder Concedente.
14. Além disto, a Agência compromete-se a encerrar a primeira fase do seu roadmap regulatório no primeiro semestre de 2024, e a minuta de REN estabelece prazo de sessenta dias para adaptação de procedimentos de despacho pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) de comercialização pela CCEE.
15. Portanto, consideramos que - sobretudo no horizonte decenal - seja estratégico que o Planejador assuma a existência de regras que permitam a ampla participação dos sistemas de baterias na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de aplicações atrás do medidor.

16. Esta visão auxiliaria o desenvolvimento de políticas públicas, de financiamento e mesmo de investimentos capazes de reduzir os custos destes sistemas no Brasil.

**d) Visão das políticas públicas para transição energética e inserção dos sistemas de armazenamento de energia.**

17. No capítulo 11, Transição Energética, tabela 11.2 - Oportunidades tecnológicas nos estudos IEA, IRENA, OPEP e PTE - e na figura 11.2 - principais temas relacionados às políticas públicas - o caderno evidencia que a Agência Internacional de Energia (IEA) e a EPE indicam como elemento central da transição energética os sistemas de armazenamento de energia.
18. Especificamente na tabela, é destacado que a “maior entrada de renováveis intermitentes demanda avanços na capacidade de armazenamento”.
19. Porém, este item não dialoga com a afirmação do item 3.9 de que: “O SIN tem demonstrado boa capacidade de integração das crescentes fontes eólicas e solares. Esse comportamento é sustentado pela diversidade de tecnologias que compõem o parque gerador, que conta com uma importante capacidade termelétrica e, principalmente, um robusto parque hidrelétrico.”.
20. Ainda no capítulo 3, as conclusões destacam a “duplicação do parque termelétrico de 2024 a 2034” e a “importância do monitoramento contínuo dos níveis de armazenamento e possíveis medidas preventivas durante o período úmido para garantir o atendimento da potência no período seco”.
21. Neste capítulo, também é indicado o crescimento da rampa líquida acumulada em 4 horas (figura 3.45), alcançando entre 17 e 27 GW no horizonte de 2034.
22. A conclusão a que o capítulo 3 permite chegar é de que a inserção das fontes renováveis variáveis no próximo decênio será compensada com aumento do risco sobre as reservas hídricas e o aumento efetivo da participação de fontes térmicas na matriz

elétrica brasileira. O mesmo capítulo indica que entre 2024 e 2034 as emissões de gases causadores de efeito estufa aumentaria de aproximadamente 12 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>eq para 25 milhões de toneladas. Sem dúvida, isto seria um retrocesso inaceitável, que colocaria o Brasil na contramão das tendências globais de descarbonização do setor de energia elétrica. Adicionalmente, esta tendência contraria o mandato de modicidade tarifária, tendo em vista a grande competitividade de fontes renováveis frente a geração térmica.

23. A recomendação da IEA para esta realidade é a inserção acelerada de soluções de armazenamento de energia, permitindo deslocar a energia de fontes renováveis variáveis para os momentos de ponta noturna ou outros momentos de elevada carga sistêmica.
24. Esta indicação começa a ser incorporada pelo Poder Concedente em face do próximo **Leilão de Reserva de Capacidade**, modalidade potência, para sistemas de armazenamento de energia em baterias, em discussão na **Consulta Pública n. 176**, de 27 de setembro de 2024, pelo Ministério de Minas e Energia.
25. Também merecem relevo as políticas públicas conduzidas para redução da pegada de carbono e **redução estrutural da CCC nos Sistemas Isolados**, com medidas alternativas à ampliação da transmissão de energia que não estão mencionadas na minuta do PDE.
26. O Programa Energias da Amazônia (**Decreto 11.648, de 16/08/2023**) tem como objetivos reduzir as emissões de carbono associadas à elevada geração de energia à diesel e reduzir os dispêndios da CCC, e dispõe, além dos leilões de transmissão (citados no PDE) de três instrumentos: leilão de geração do SISOL, subrogação da CCC em investimentos de descarbonização e redução de custos (incluindo armazenamento de energia) e planos de trabalho do fundo pró-amazônia legal.
27. A **Portaria Normativa 92/2024-MME** estabelece diretrizes para o leilão de suprimento ao SISOL (49,7MW) e exige a inserção de 22% de energia de fontes renováveis, com ou sem sistemas de armazenamento.



28. No horizonte decenal, segundo dados da EPE, apenas 33 das 175 localidades do SISOL tem previsão de interligação, e regras semelhantes de descarbonização devem ser aplicadas aos demais leilões, ensejando maior participação dos sistemas de armazenamento no período.

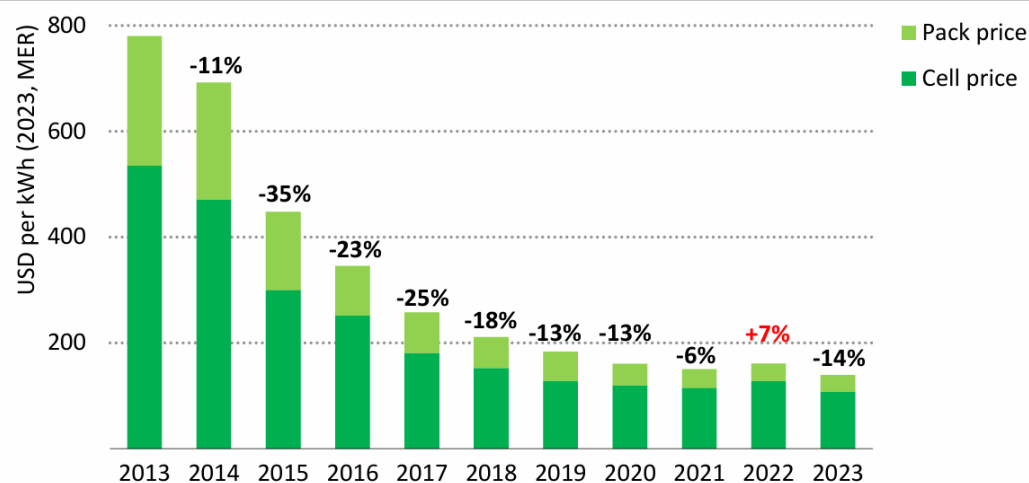
e) **Papel global das baterias e do armazenamento de energia para a transição energética**

29. A Agência Internacional de Energia (IEA) apresentou o documento "[Batteries and Secure Energy Transitions](#)" no qual destaca que "As baterias são um **elemento essencial para a transição energética limpa**. Elas podem contribuir significativamente para alcançar as principais metas energéticas acordadas por quase 200 países na COP28 em 2023."

30. A IEA ressalta que a capacidade do setor elétrico de armazenamento de energia em baterias está crescendo rapidamente e mais de 40 GW foram instalados em 2023, sendo 65% em aplicações na rede (utility scale) e 35% atrás do medidor (behind the meter), destacando aplicações em desafios presentes no Brasil, como congestionamento de transmissão, atendimento de potência na ponta e acesso à energia em áreas remotas.

31. Quanto à precificação, o organismo internacional aponta a redução tanto da célula como de packs - diferente do destacado no caderno de MMDG e Baterias. Vejamos:

**Figure 1.2** ▶ Lithium-ion battery pack and cell prices, 2013-2023



IEA. CC BY 4.0.

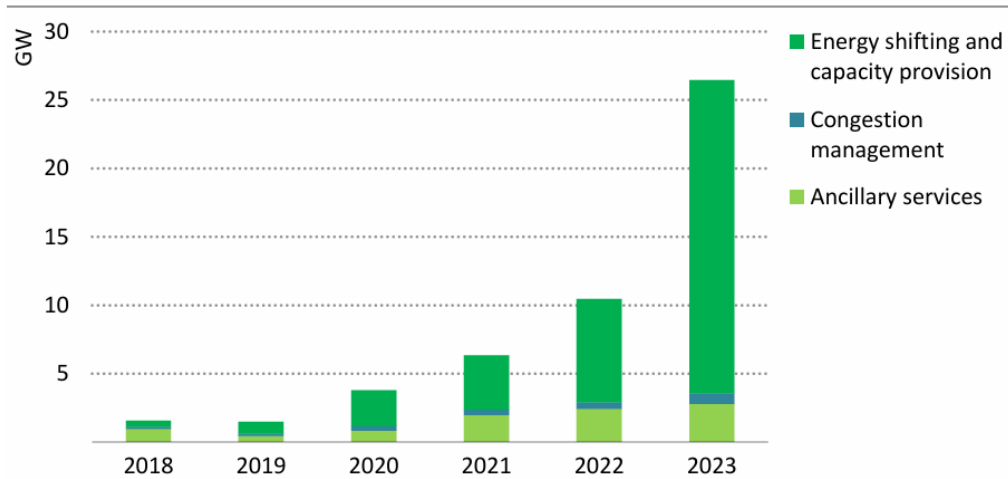
*Prices for lithium-ion batteries steadily declined over the last decade with a spike in 2022, but dropping again in 2023*

Notes: USD = US dollars, kWh = kilowatt-hours. Prices are weighted average across regions and chemistries.

Source: IEA analysis based on BNEF (2023a).

32. Também pontua que o fornecimento de capacidade (potência) e deslocamento da energia no tempo é a principal aplicação dos sistemas de armazenamento na rede.

**Figure 1.10** ▶ Utility-scale battery storage capacity additions by application, 2018-2023



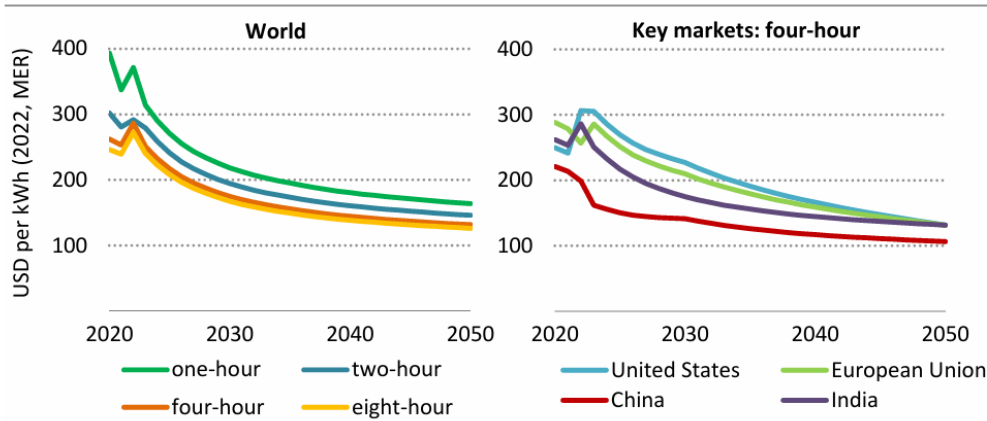
IEA. CC BY 4.0.

*Energy shifting and the provision of peaking capacity are the primary applications of utility-scale batteries installed in recent years*

Source: Adapted from BNEF (2023b).

33. A IEA aponta a queda dos preços não apenas dos *packs* e *células*, mas do custo total de capital do BESS *utility scale* em todos os mercados globais, ficando já abaixo da marca de US\$ 180/kWh para um sistema de 4 horas (tempo exigido na minuta do LRCAP-25).

**Figure 2.22** ▶ Average total system capital costs of utility-scale batteries globally and in key markets in the STEPS, 2020-2050



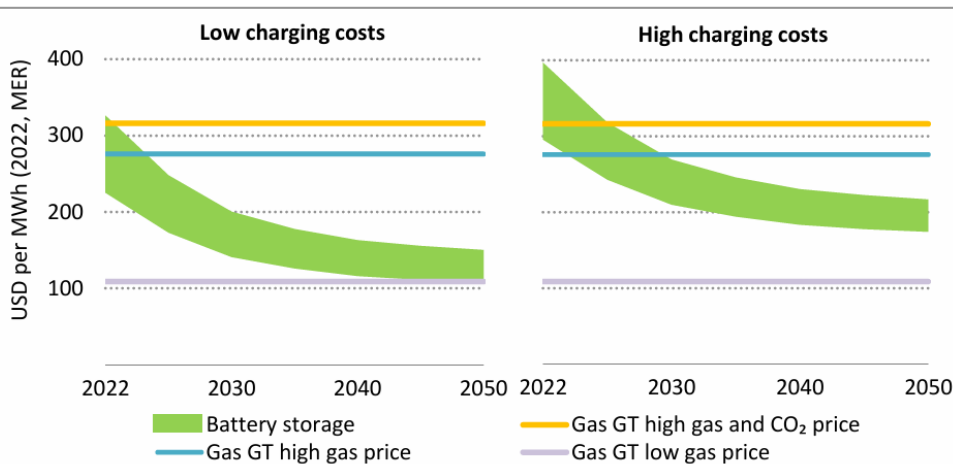
IEA. CC BY 4.0.

Total upfront costs of utility-scale battery storage decline 30-40% by 2030, with the cost range narrowing in key markets

Note: MER = market exchange rate.

34. Outro dado importante diz respeito à competitividade econômica pura atual por LCOE de sistemas de baterias *stand alone* com custo de carregamento baixo (caso brasileiro, que podem operar com energia excedente e CVU zero) frente às diversas modalidades térmicas.

**Figure 2.23** ▶ Indicative LCOE of stand-alone battery storage in the STEPS compared with open-cycle gas turbines, 2022-2030

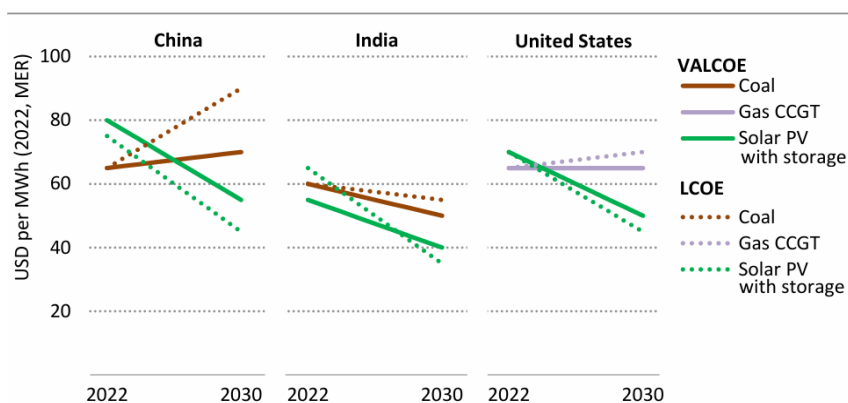


IEA. CC BY 4.0.

Stand-alone four-hour battery storage becomes competitive with many gas turbine plants by 2030 and competes with the even cheapest gas turbine plants by 2050

35. Verifica-se que, em diversos mercados, os sistemas de armazenamento associados à geração fotovoltaica são mais competitivos que as diversas soluções de geração térmica ainda nesta década.

**Figure 2.24** ▸ LCOE and value-adjusted LCOE for solar PV plus battery storage, coal and natural gas in selected regions in the STEPS, 2022-2030



IEA, CC BY 4.0.

*Solar PV plus battery storage becomes more competitive than new coal- and natural gas-fired plants in key markets by the mid-2020s*

36. Estes dados da Agência Internacional de Energia reforçam a necessidade de revisão das premissas de preços de sistemas de baterias adotadas no PDE 2034 e as consequentes perspectivas de participação desta tecnologia na matriz elétrica brasileira no final do decênio.

f) **Revisão da perspectiva quantitativa para 2034.**

37. Acreditamos que a revisão destas premissas conduz à revisão também do caderno de conclusões, especialmente aos quantitativos previstos de potência instalada de baterias em 2034.



## II. RESUMO E CONCLUSÕES.

38. Conforme elencado ao longo da apresenta contribuição, o armazenamento de energia, em baterias ou outras tecnologias desempenhará um papel importante ao longo do prazo de avaliação do PDE 2034. Importante destacar que a base instalada e em vias de instalação em 2024 já representa aproximadamente 38% da previsão do PDE para o ano de 2034, evidenciando a importância de uma análise mais aprofundada do tema.

Sem dúvida, a redução contínua do capex de SAEs com baterias, graças a avanços tecnológicos, também como a realização de efeitos de escala, terá um papel fundamental na inserção de SAEs no sistema elétrico brasileiro. Adicionalmente, será essencial a implantação de políticas públicas adequadas, tendo em vista que várias aplicações de sistemas de armazenamento, como por exemplo contratações para o mercado de capacidade, representam bens públicos. Consequentemente, mecanismos de contratação do Poder Concedente, como por exemplo leilões de reserva de capacidade, são de suma importância para o desenvolvimento do setor de armazenamento.

39. Parabenizamos as equipes do MME e da EPE pelo importante trabalho realizado no âmbito do PDE 2034 e nos colocamos à disposição para quaisquer esclarecimentos.

---

**Markus Vlasits**

Presidente do Conselho da ABSÆ