ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of

ZBW Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

E Silva, Rogério Diogne de Souza

Working Paper

Novas tecnologias e infraestrutura do setor elétrico brasileiro: Armazenamento de energia em baterias

Texto para Discussão, No. 2746

Provided in Cooperation with:
Institute of Applied Economic Research (ipea), Brasília

Suggested Citation: E Silva, Rogério Diogne de Souza (2022) : Novas tecnologias e infraestrutura do setor elétrico brasileiro: Armazenamento de energia em baterias, Texto para Discussão, No. 2746, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), Brasília, https://doi.org/10.38116/td2746

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/265265

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

TEXTO PARA DISCUSSÃO

2746

NOVAS TECNOLOGIAS E INFRAESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO – ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS

ROGÉRIO DIOGNE DE SOUZA E SILVA

ipea

TEXTO PARA DISCUSSÃO

2746
Rio de Janeiro, março de 2022

NOVAS TECNOLOGIAS E INFRAESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO – ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS

ROGÉRIO DIOGNE DE SOUZA E SILVA[1]

1. Pesquisador do Programa de Pesquisa para o Desenvolvimento Nacional (PNPD) na Diretoria de Estudos e Políticas Setoriais de Inovação e Infraestrutura (Diset) do Ipea. *E-mail*: <rogeriodss@ieee.org>.

Governo Federal

Ministério da Economia
Ministro Paulo Guedes

ipea **Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada**

Fundação pública vinculada ao Ministério da Economia, o Ipea fornece suporte técnico e institucional às ações governamentais – possibilitando a formulação de inúmeras políticas públicas e programas de desenvolvimento brasileiros – e disponibiliza, para a sociedade, pesquisas e estudos realizados por seus técnicos.

Presidente
ERIK FIGUEIREDO

Diretor de Desenvolvimento Institucional
MANOEL RODRIGUES JUNIOR

Diretora de Estudos e Políticas do Estado, das Instituições e da Democracia
FLÁVIA DE HOLANDA SCHMIDT

Diretor de Estudos e Políticas Macroeconômicas
JOSÉ RONALDO DE CASTRO SOUZA JÚNIOR

Diretor de Estudos e Políticas Regionais, Urbanas e Ambientais
NILO LUIZ SACCARO JÚNIOR

Diretor de Estudos e Políticas Setoriais de Inovação e Infraestrutura
ANDRÉ TORTATO RAUEN

Diretora de Estudos e Políticas Sociais
LENITA MARIA TURCHI

Diretor de Estudos e Relações Econômicas e Políticas Internacionais
IVAN TIAGO MACHADO OLIVEIRA

Assessor-chefe de Imprensa e Comunicação
ANDRÉ REIS DINIZ

OUVIDORIA: http://www.ipea.gov.br/ouvidoria
URL: http://www.ipea.gov.br

Texto para Discussão

Publicação seriada que divulga resultados de estudos e pesquisas em desenvolvimento pelo Ipea com o objetivo de fomentar o debate e oferecer subsídios à formulação e avaliação de políticas públicas.

© Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – **ipea** 2022

Texto para discussão / Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada.- Brasília : Rio de Janeiro : Ipea , 1990-

ISSN 1415-4765

1.Brasil. 2.Aspectos Econômicos. 3.Aspectos Sociais. I. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada.

CDD 330.908

As publicações do Ipea estão disponíveis para *download* gratuito nos formatos PDF (todas) e EPUB (livros e periódicos). Acesse: http://www.ipea.gov.br/portal/publicacoes

As opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e inteira responsabilidade dos autores, não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada ou do Ministério da Economia.

É permitida a reprodução deste texto e dos dados nele contidos, desde que citada a fonte. Reproduções para fins comerciais são proibidas.

JEL: L94.
DOI: http://dx.doi.org/10.38116/td2746

SUMÁRIO

SINOPSE

ABSTRACT

1 INTRODUÇÃO.....6

2 UTILIZAÇÃO DE BATERIAS NO SETOR ELÉTRICO.....7

3 PROJETOS, TECNOLOGIAS E INOVAÇÃO.....12

4 PERSPECTIVAS E DESAFIOS.....32

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS 34

REFERÊNCIAS.....36

SINOPSE

Os sistemas de armazenamento em bateria (Battery Energy Storage Systems – BESS) vêm sendo implantados nos diversos sistemas do setor elétrico, da rede básica até o consumidor. Tal abrangência demanda diferentes modelos de negócio e estrutura regulatória. No Brasil, a agenda regulatória deve incluir o armazenamento de energia como serviço ancilar, a criação do modelo de operador do sistema de distribuição, o serviço de agente agregador para viabilizar usinas virtuais, e, pelo lado da demanda, os modelos de carga e descarga de baterias envolvendo o fornecimento ou compensação de energia elétrica com a concessionária de distribuição. Neste contexto, este estudo aborda as tecnologias de armazenamento em baterias, o estado da arte, as respectivas aplicações no setor elétrico e o cenário internacional e brasileiro, objetivando discutir as ações necessárias, aspectos relacionados a regulação e políticas, além de como estas novas tecnologias podem direcionar o planejamento da infraestrutura do setor elétrico no Brasil.

Palavras-chave: armazenamento de energia; baterias; setor elétrico; lítio; transição energética.

ABSTRACT

Battery Energy Storage Systems (BESS) have been implemented in the various systems of the electric sector, from the basic network to the consumer, such scope demands different business models and regulatory structure. In Brazil, the regulatory agenda should include energy storage as an ancillary service, the creation of the distribution system operator model, the aggregating agent service to enable virtual plants, and, on the demand side, the charging and discharging models of batteries involving the supply or compensation of electricity with the distribution concessionaire. In this context, the present study addresses battery storage technologies, the state-of-the-art, the respective applications in the electric sector, the international and Brazilian scenario, aiming to discuss the necessary actions, aspects related to regulation and policies, and how these new technologies can direct the planning of the infrastructure of the electric sector in Brazil.

Keywords: energy storage; batteries; electric sector; energy transition.

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis e intermitentes, como a energia eólica e a solar, está aumentando rapidamente em diversos países. No Brasil, a energia eólica é a terceira maior fonte em capacidade instalada atualmente, e como o potencial eólico brasileiro é muito bom, a cada ano deve-se tornar mais significativo. No entanto, fontes primárias de energia intermitentes apresentam despachabilidade reduzida em comparação com as hidroelétricas e termelétricas. Dessa forma, a participação na conversão em energia elétrica e na integração ao Sistema Interligado Nacional (SIN) demandará maior esforço para o controle de estabilidade, exigindo uma operação mais dinâmica do sistema elétrico, e consequentemente maiores investimentos em infraestrutura do setor, bem como avanços regulatórios.

Entre as alternativas disponíveis para atender a necessidade do aumento da flexibilidade de operação, destaca-se o armazenamento de energia. Tal destaque ocorre pelo seu amplo espectro de aplicação, podendo ser utilizado desde unidades consumidoras residenciais até a rede básica de energia elétrica, ou seja, o SIN. A energia pode ser armazenada em sua forma primária ou secundária, como mecânica, química, térmica, eletroquímica e elétrica. No SIN, sua aplicação representa uma solução para os requisitos de operação demandados pelo aumento das fontes intermitentes de energia. As principais tecnologias consideradas para esta aplicação utilizando energia mecânica são as usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) e os volantes de inércia (*flywheel*). O armazenamento eletroquímico através de baterias também pode ser utilizado, contando atualmente com diversas tecnologias disponíveis e outras em desenvolvimento. De um modo geral, as tecnologias de armazenamento de energia podem abrir oportunidades para integrar grandes quantidades de energia renovável no sistema de energia como um todo, ajudando assim a substituir os combustíveis fósseis em uma variedade de aplicações.

No sistema de distribuição, a utilização do armazenamento de energia elétrica é mais adequado. Nessa etapa, o comportamento elétrico é dinâmico, com variações de cargas em curtos intervalos de tempo. Associado a isso, em sistemas com geração distribuída, essa dinâmica se intensifica, além de o fluxo de potência ser bidirecional. Com estas características, sistemas de armazenamento podem atuar desde a redução de picos de geração de energia elétrica distribuída até a utilização em horários em que o custo de energia seja mais alto, para arbitragem de preço. Pelo lado da demanda, o armazenamento é aplicável às diversas classes de consumo,

seja em baixa ou média tensão.[1] As aplicações para este setor são *back-up*, redução do custo com tarifas horárias e/ou contratos de demanda, além da associação à geração de energia na unidade consumidora.

No SIN, identifica-se a necessidade de complementação de potência, a qual em parte pode ser suprida pelo armazenamento de energia, com usinas reversíveis e baterias. Os planos decenais de energia (PDE) indicam esta demanda, afirmando a necessidade de contratar um montante anual igual a 500 MW em 2021, para atender o horário de ponta de alguns dias no ano, a fim de que os riscos de déficit fossem inferiores a 5%. O PDE 2026 afirma a inevitabilidade de oferta para complementação de potência a partir de 2022, totalizando cerca de 13.200 MW em 2027 (EPE, 2019).

Internacionalmente, conforme a Agência Internacional de Energia (International Energy Agency – IEA), cerca de 10.000 GWh de baterias e outras formas de armazenamento de energia serão necessários anualmente até 2040, em comparação com cerca de 200 GWh existentes hoje (IEA, 2020). No contexto atual, de redução do custo dessa tecnologia, sua expansão é iminente, e observa-se a necessidade de regulação específica para essa atividade. Nesse sentido, este visa contribuir com a discussão de aspectos relacionados a regulação e políticas que contribuam para a inserção do armazenamento de eletricidade no setor elétrico brasileiro.

Além desta introdução, a seção 2 analisa a utilização de baterias no setor elétrico. A seção 3 apresenta uma análise de projetos, tecnologia e inovação. A seção 4 introduz as perspectivas e desafios. A seção 5 traz as considerações finais.

2 UTILIZAÇÃO DE BATERIAS NO SETOR ELÉTRICO

O objetivo desta discussão é a aplicação do armazenamento de energia no setor elétrico em todos os seus sistemas. Nesse caso, concentraremos o estudo no armazenamento de energia elétrica em baterias, o qual caracteriza-se pela ampla faixa de aplicações, podendo ser utilizada por unidades consumidoras até os sistemas de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica, abrangendo desde pequenos aparelhos eletrônicos até grandes plantas em escala de sistemas de distribuição e transmissão.

1. As unidades consumidoras são divididas em diferentes classes de consumo, em geral de acordo com a finalidade e suas características de consumo, como quantidade de energia consumida. O nível ou a intensidade de tensão elétrica dependerá destas características: por exemplo, consumidores industriais e comerciais de maior porte (grupo A) são atendidos em média e alta tensão (entre 13,8 kV e 69 kV), e consumidores de menor porte, como os residenciais, pequenos comércios entre outros (grupo B), são atendidos em baixa tensão em geral 127 V ou 220 V.

Baterias podem ser utilizadas para regulação e controle de tensão e frequência, redução de picos de demanda, *back-up*, arbitragem e compensação da variabilidade de geração eólica e solar, gerenciamento de energia, equilíbrio de carga, estabilização da rede e *black start*.[2] Estas aplicações podem se dar de forma centralizada (na rede ou sistema) ou distribuída (atrás do medidor). A utilização centralizada é programada e gerenciada pelo operador do sistema, dependendo da estrutura do mercado de energia pode ser um operador de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica. No quadro 1, apresenta-se diversas aplicações de acordo com o sistema do setor elétrico.

QUADRO 1

Aplicações do armazenamento de energia no setor elétrico

Operador (na rede)	Consumidor (atrás do medidor)
Arbitragem	Arbitragem
Reserva operativa	Redução no consumo na ponta
Controle de frequência	Aumento do autoconsumo de fonte fotovoltaica
Controle de tensão	Geração de emergência (*back-up*)
Auto restabelecimento de energia elétrica em usinas (*black start*)	-

Fonte: EPE (2019).
Elaboração do autor.

A arbitragem citada no quadro 1 é um tipo de serviço e/ou modelo de negócio que consiste em utilizar o sistema de armazenamento para comprar energia nos momentos em que há maior oferta de geração no sistema e os preços estão mais baixos, e fornecer a energia armazenada quando a demanda e consequentemente o preço da energia forem mais elevados. Para a viabilidade deste tipo de serviço, os sistemas devem ter grande capacidade de armazenamento, para aproveitar as oportunidades de variação de preço da energia elétrica (EPE, 2019).

Pelo lado da demanda, as unidades consumidoras no Brasil são potenciais agentes de serviços de arbitragem, mesmo em ambiente regulado, necessitando apenas que a tarifa contratada seja horária.[3] Neste caso, no horário em que a tarifa é menor, a bateria é carregada, e nos horários de ponta, quando o preço da tarifa é mais elevado, a energia armazenada é consumida. Estes clientes precisam contratar um valor de demanda máxima, que não pode ser ultrapassado. Caso

2. *Black start* consiste na retomada de funcionamento de uma usina elétrica após a parada (desligamento) de todos os geradores da usina.

3. Tarifa horária é uma modalidade tarifária com valores diferenciados de acordo com as horas de utilização do dia. Para consumidores do grupo A, atendidos em alta e média tensão, existem as tarifas horárias azul e verde, e para consumidores do grupo B, atendidos em baixa tensão existe a tarifa horária branca.

isso ocorra, há o pagamento de tarifas de demanda de ultrapassagem. Neste caso, as baterias podem garantir que não haja excedente de demanda contratada. Este modelo de negócio, envolvendo arbitragem apenas no ambiente da unidade consumidora, já ocorre no Brasil, no entanto, em vez de baterias, a energia é fornecida através de geração própria, em geral a *diesel*, com o gerador de propriedade da unidade consumidora ou como um serviço ofertado por empresas especializadas em geração de energia elétrica na unidade consumidora cliente. Para consumidores com cargas essenciais, ou seja, que a interrupção ou oscilação de energia elétrica resultem em prejuízos ou danos a pessoas ou processos, a utilização de baterias como reserva emergencial ou *back-up* é outra aplicação pelo lado da demanda (Brasil, 2016).

A rede básica apresenta como uma de suas demandas os chamados serviços ancilares,[4] os quais são gerenciados e supervisionados pelo operador do sistema. Os serviços ancilares reconhecidos no Brasil pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) são: controle de frequência, reserva de potência, reserva de prontidão, suporte de reativos, auto restabelecimento (*black start*) e sistemas especiais de proteção (SEP) (ONS, 2009).

Os serviços ancilares também podem ser providos por baterias, proporcionando mais recursos para a operação do sistema. A característica-chave é sua resposta rápida, o que permite sua utilização para o controle de tensão e frequência. Outra característica que se adequa à rede básica é a inércia, em geral obtida a partir de máquinas rotativas. Porém, as baterias geram a chamada inércia sintética, que permite o controle primário de frequência, sobretudo em sistemas com inércia reduzida. Outra aplicação na rede básica é a reserva operativa, atuando na recuperação do equilíbrio entre carga e geração, após a ocorrência de perturbações na rede elétrica, proporcionando maior confiabilidade para o atendimento a carga (Irena, 2019a).

Os serviços ancilares são realizados de forma mandatória no Brasil, e ainda não existem mecanismos que regulamentem uma estrutura de mercado no qual os sistemas de armazenamento em bateria possam participar para fornecimento desses serviços no SIN. Este é um dos assuntos em discussão no processo de modernização do setor elétrico (EPE, 2019).

Ainda na rede básica, os sistemas de armazenamento com baterias podem proporcionar o alívio de carga e consequentemente a postergação de investimentos. Tal aplicação em um sistema de transmissão pode ser viável para a compensação picos momentâneos de carga, prin-

4. Os serviços ancilares consistem em diversas operações técnicas em um sistema elétrico interligado, gerenciados e supervisionados pelo operador do sistema, no Brasil pelo ONS. Os serviços ancilares reconhecidos no Brasil são: controle de frequência, reserva de potência, reserva de prontidão, suporte de reativos, auto restabelecimento (*black start*) e sistemas especiais de proteção do sistema elétrico.

cipalmente em locais cujo custo de expansão da transmissão seja mais elevado, como áreas com muita urbanização ou de difícil acesso, ou regiões de conservação ambiental em que não seja possível licenciamento ambiental para implantação de linhas de transmissão. Como exemplo de utilização de baterias para alívio de carga, cita-se um sistema de 2MW/8MWh no estado do Arizona, Estados Unidos,[5] instalado para compensar picos locais de energia, resultando em investimento evitado de mais de 30 quilômetros de linhas de transmissão e distribuição (EPE, 2019).

Em sistemas de geração centralizada ou distribuída através de fontes intermitentes de energia, a utilização de baterias é bastante oportuna, armazenando o excesso de geração renovável e fornecendo eletricidade em períodos de demanda mais elevada. Sistemas de geração distribuída associados a baterias, principalmente unidades com menor potência instalada, podem ser agrupadas por um agente agregador e utilizados em conjunto, configurando uma usina virtual (Virtual Power Plant – VPP), em que as micro ou miniusinas instaladas em residências e edificações comerciais podem ser acionadas de maneira unificada pela distribuidora ou operador do sistema como se fossem uma única usina (Irena, 2019b).

O modelo de negócio utilizando o agente agregador já opera em diversos países. Na Alemanha, há um agregador com mais de 10 mil participantes com armazenamento em bateria, geração solar fotovoltaica ou ambos. Em 2017, esta VPP alemã, denominada de Sonnen Community tornou-se disponível para o sistema de distribuição de eletricidade elétrica para fornecer regulação de frequência. Em média os participantes da Sonnen Community podem cobrir 80% de suas necessidades de eletricidade utilizando a energia de seus sistemas solares e/ou de bateria, e o restante pode ser adquirido da concessionária de eletricidade.[6]

Segundo Gissey *et al*. (2019), as VPP são viáveis e factíveis. Os autores estudaram um cenário com armazenamento descentralizado no Reino Unido, em unidades consumidoras nos setores residencial, comercial e industrial, considerando o período entre 2015 e 2040. Os proprietários de armazenamento podem operar seus dispositivos de forma autônoma para minimizar seus próprios custos de eletricidade, mas isso pode ser ineficiente de uma perspectiva mais ampla do sistema elétrico. A participação de um agente agregador operando os dispositivos de armazenamento resulta em menor custo do sistema de energia, reduzindo os preços médios da eletricidade em até 7% em relação à programação individualizada.

Conforme a base de dados com os sistemas de armazenamento em baterias existentes no mundo (gráfico 1), elaborado pelo departamento de energia dos Estados Unidos, a arbitragem é

5. Disponível em: <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database/>.

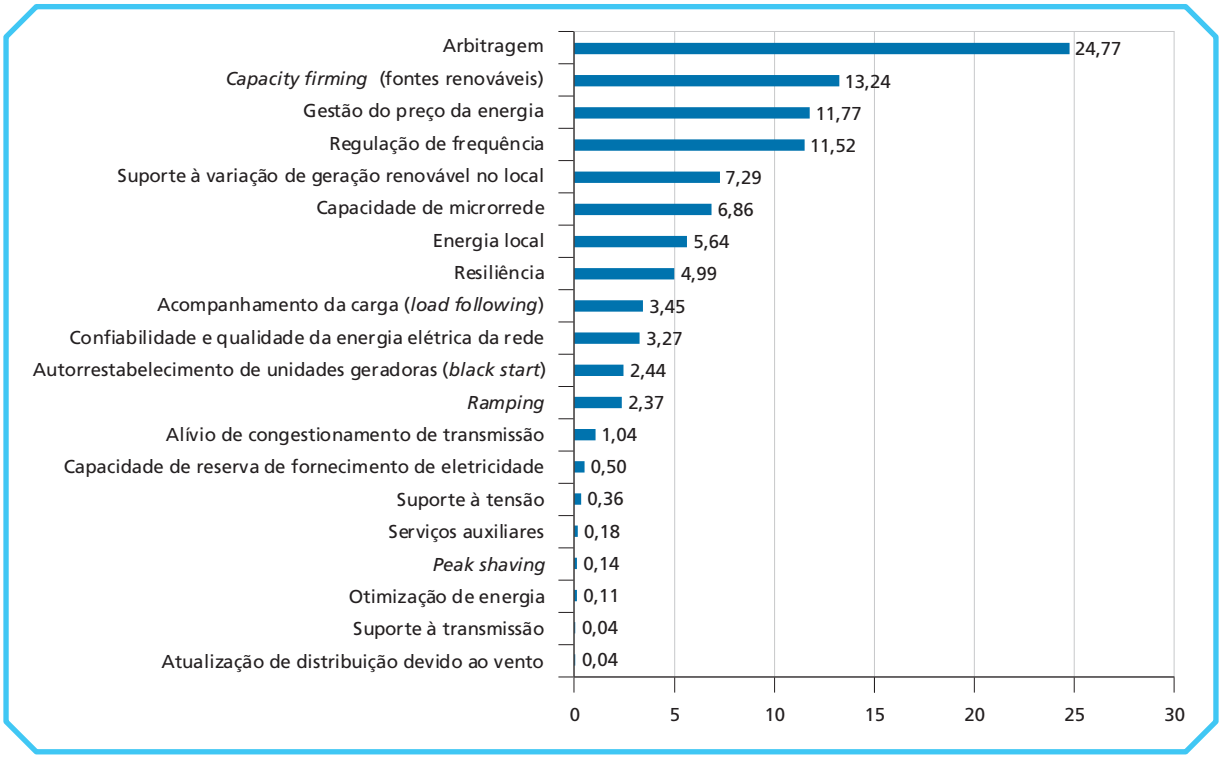
6. Disponível em: <https://sonnen.de/sonnencommunity/>.

a aplicação mais frequente, com 24,77 % do total de sistemas. O Capacity Firming que consiste em utilizar as baterias para eliminar as oscilações rápidas de tensão e energia na rede elétrica, é responsável por 13,24 % dos projetos atualmente.[7]

GRÁFICO 1

Aplicações e serviços de armazenamento no mundo

(Em %)



Fonte: DOE. Disponível em: <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database/>.
Elaboração do autor.

Ainda pode-se observar no gráfico 1 a variedade de aplicações das baterias no setor elétrico. Por exemplo, reunindo as ações correspondentes aos serviços ancilares, como regulação de frequência, *black start*, confiabilidade e qualidade da energia, suporte à tensão e serviços auxiliares, estas correspondem a 17,77% dos projetos.

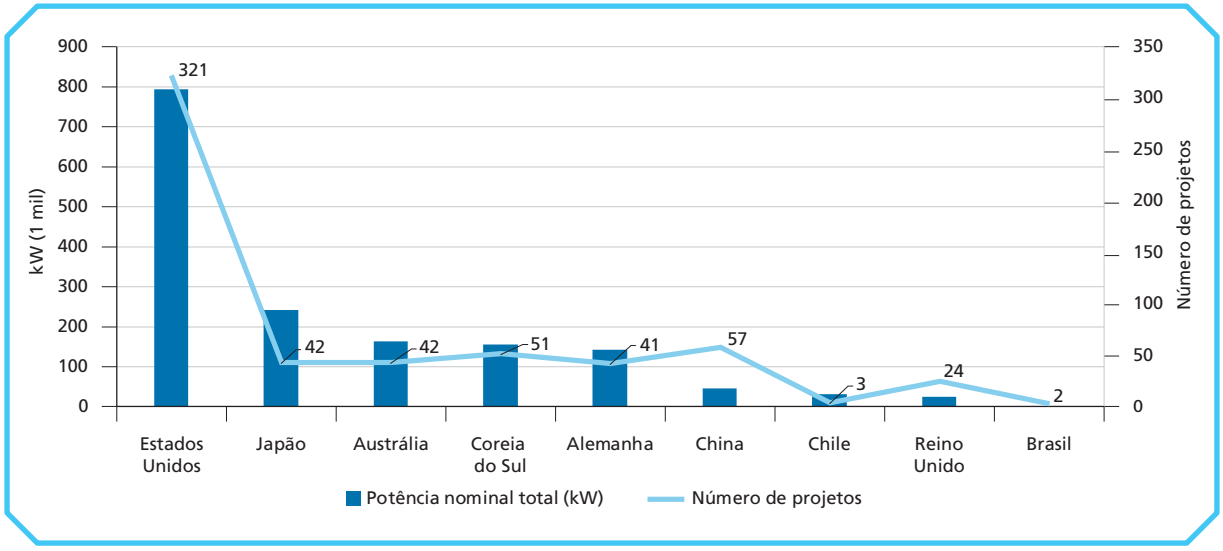
7. Disponível em: <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database/>.

3 PROJETOS, TECNOLOGIAS E INOVAÇÃO

De acordo com DOE,[8] existiam 767 projetos de sistemas de armazenamento em baterias em operação atualmente no mundo, resultando em 1,79 GW de potência instalada. Observe no gráfico 2 os países com maior quantidade de projetos e potência instalada de baterias, além do Brasil, com apenas dois sistemas, totalizando 392 kW. O país com o maior número de sistemas de armazenamento à bateria é o Estados Unidos, com 321 projetos e 793.722 KW, seguido do Japão com 42 sistemas e 242.434 kW. Na América do Sul, o destaque vai para o Chile, que embora tenha apenas três projetos em operação estes somam 32.180 kW.

GRÁFICO 2

Países com projetos de armazenamento de energia à bateria



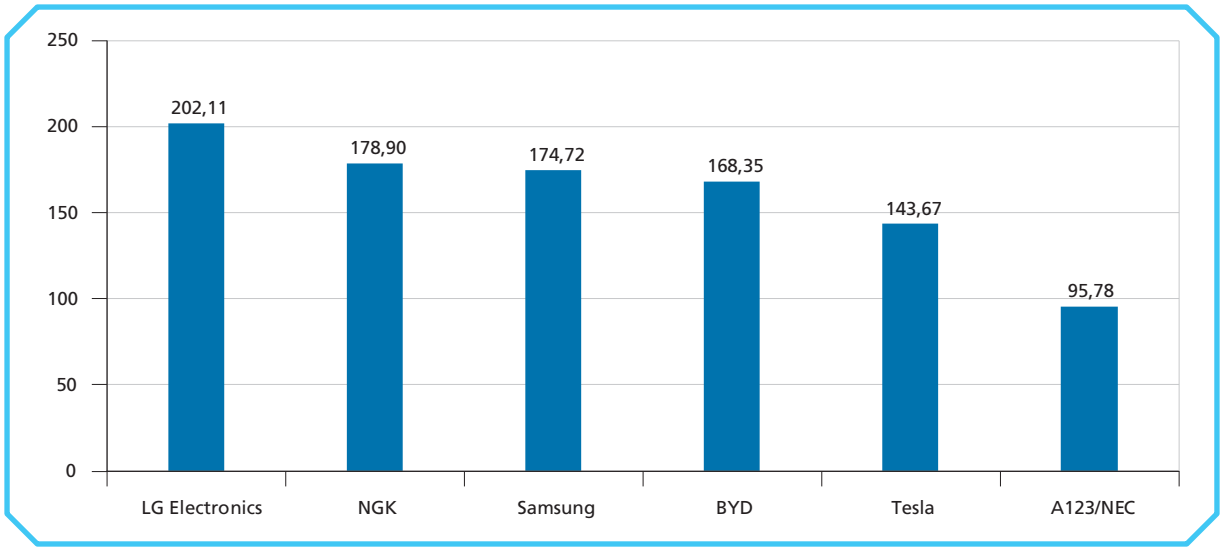
Fonte: DOE. Disponível em: <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database/>.
Elaboração do autor.

O maior sistema de armazenamento em operação hoje no mundo possui potência nominal de 100 MW/129 MWh, localiza-se na Austrália, na cidade de Jamestown, no parque eólico de Hornsdale, denominado de Hornsdale Power Reserve. Comissionada em dezembro de 2017, os proprietários são a empresa francesa Neoen e o governo do estado da Austrália do Sul. O sistema utiliza baterias da Tesla de lítio íon, aplicado a serviços essenciais de suporte à rede como regulação de frequência, *capacity firming* e arbitragem. Em seus primeiros dois anos de operação, o projeto economizou mais de US$ 150 milhões para os consumidores da Austrália do Sul e, atualmente, encontra-se em andamento a expansão de 50 MW / 64,5 MWh.[9]

8. Disponível em: <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database/>.
9. Disponível em: <https://hornsdalepowerreserve.com.au/>.

Em relação ao mercado, os maiores fabricantes de baterias são países asiáticos, destacando-se Coreia do Sul, Japão e China. No gráfico 3 observa-se a relação dos seis fabricantes que mais forneceram baterias para sistemas elétricos ao redor do mundo. O maior deles é a LG Electronics uma empresa sul-coreana com 202,11 MW, seguido pela empresa japonesa NGK, 178,90 MW, em terceiro, outra empresa coreana, a Samsung com 174,72 MW instalados. Ainda no gráfico observa-se a chinesa BYD, a empresa americana Tesla e a A123/NEC do Japão.[10]

GRÁFICO 3
Maiores fabricantes de baterias no mundo
(Em MW)



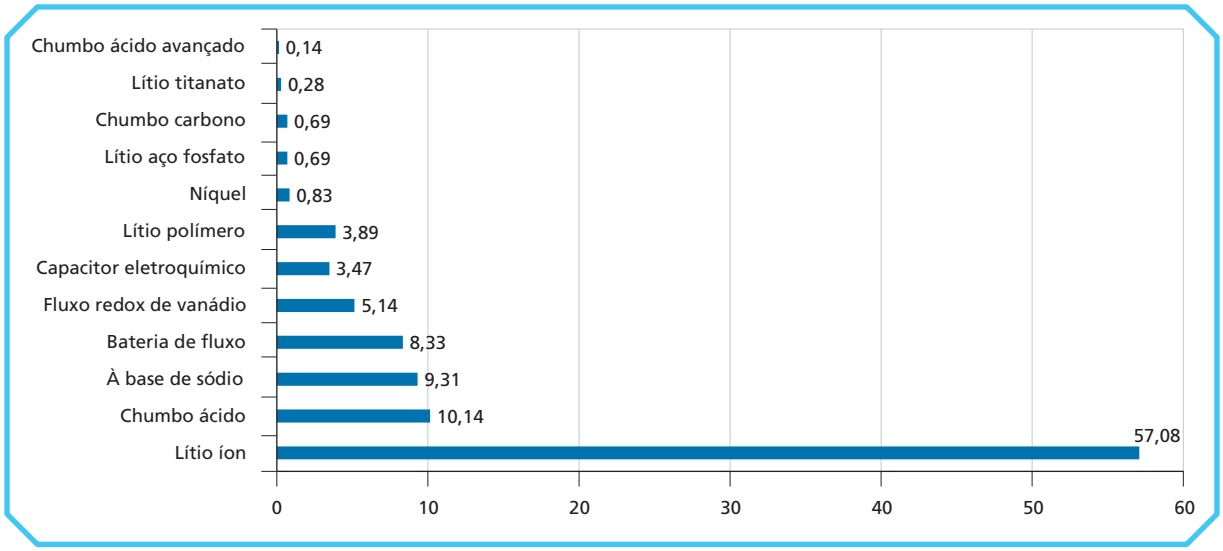
Fonte: DOE. Disponível em: <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database/>.
Elaboração do autor.

Dos projetos citados, há uma grande diversidade de tecnologias, como baterias à base de chumbo (chumbo ácido, chumbo carbono, chumbo ácido regulada por válvula e baterias avançadas de chumbo ácido), baterias à base de lítio (titanato de lítio, lítio aço fosfato, lítio polímero e lítio íon), à base de sódio (sódio íon e sódio enxofre), níquel base, capacitor eletroquímico e bateria de fluxo de vanádio (redox de vanádio).

No gráfico 4, em que apresenta-se a distribuição dos sistemas em operação por tecnologia, observa-se que a maior parte são baterias de lítio íon, 57,08%. Baterias com tecnologia mais consolidada como a de chumbo ácido estão presentes em 10,14% dos projetos em operação.

10. Disponível em: <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database/>.

GRÁFICO 4
Tecnologias de baterias em operação
(Em %)



Fonte: DOE. Disponível em: <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database/>.
Elaboração do autor.

As tecnologias com tendência de crescimento são as de lítio polímero, sódio e redox de vanádio. Existem vinte e oito sistemas com baterias de lítio polímero em operação (3,89%), destes, vinte e sete são fabricados pela empresa francesa Blue Solutions, e um pela Samsung-SDI. Baterias de sódio íon já estão no mercado, fabricadas pela empresa Aquion Energy, com oito projetos em operação, totalizando 830 kW.[11] Outras tecnologias promissoras são zinco ar, alumínio íon e sódio íon (Irena, 2019a; 2019b).

3.1 Eficiência, ciclo de vida e emissões

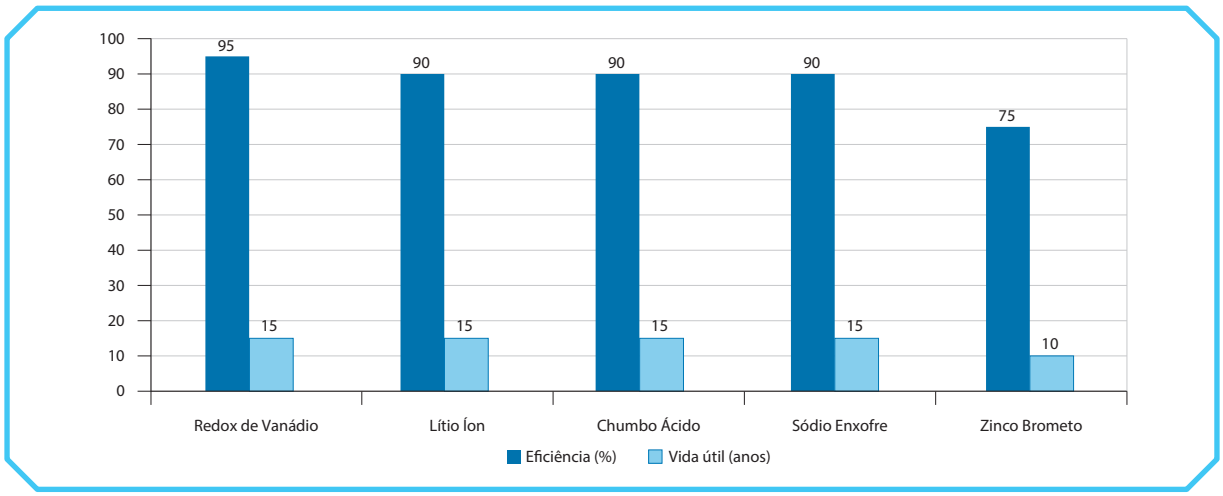
As baterias também são caracterizadas pela eficiência, embora não gerem eletricidade. Existem perdas no processo de armazenamento (carga, armazenamento e descarga da bateria), havendo consumo de energia elétrica. A eficiência do processo de armazenamento de eletricidade consiste na relação entre a energia armazenada (em MWh) e a energia recuperada do armazenamento (em MWh), sendo mais conhecida pelo seu termo em inglês *round-trip efficiency* (também chamada de eficiência CA/CA), e é fornecida em valor percentual.

11. Disponível em: <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database/>.

Observe no gráfico 5 a eficiência e vida útil de diversas tecnologias de armazenamento através de baterias. A vida útil é de quinze anos para a maioria das tecnologias, exceto as baterias de zinco de brometo, com vida útil de dez anos. Quanto à eficiência, o destaque é para redox de vanádio, com 95%, seguido pelas demais tecnologias com 90%, e a menor eficiência é de 75% para o zinco brometo (Varghese e Sioshansi, 2020).

GRÁFICO 5

Eficiência e vida útil



Fonte: Varghese e Sioshansi (2020).
Elaboração do autor.

Outros parâmetros importantes para avaliar o desempenho das baterias são citados por Greener (2021), e resumidos no quadro 2.

QUADRO 2

Parâmetros de desempenho

Parâmetros	Tecnologia		
	Lítio	Chumbo	Baterias de fluxo
Tempo de descarga	Até 4 horas	Flexível, pode ser otimizado para até 20 horas	4-10 horas
Vida útil em ciclos	2.000-8.000	200-800	10.000-15.000
Densidade energética	Alta	Baixa	Média
Toxidade	Média	Elevada	Depende dos componentes: pode chegar a muito elevada
Segurança	Baixa-média	Média	Não inflamável, mais sujeita a vazamentos

Fonte: Greener (2021).
Elaboração do autor.

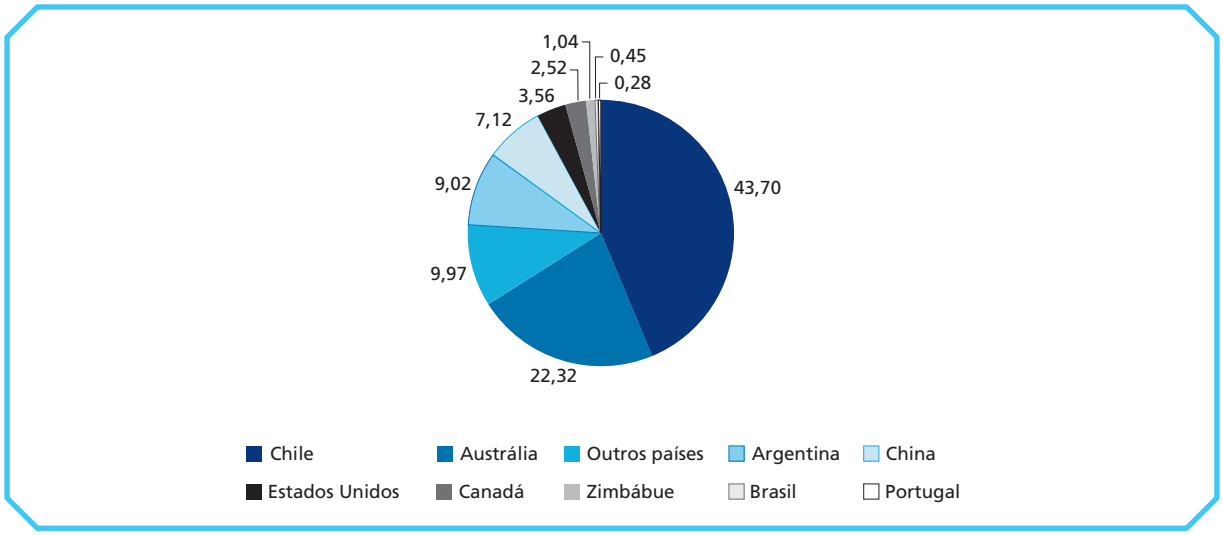
A tradicional tecnologia de chumbo ácido apresenta desempenho superior apenas quanto ao tempo de descarga, quando comparada às baterias de lítio e baterias de fluxo. As baterias de fluxo, dependendo dos componentes utilizados, têm tempo de descarga e vida útil superior às tecnologias de lítio. Porém, baterias de lítio apresentam alta densidade energética, e valores interessantes de vida útil em ciclos e tempo de descarga (Greener, 2021).

A alta densidade é justamente a vantagem fundamental das baterias lítio sobre as baterias de chumbo-ácido ou níquel-cádmio. Enquanto as baterias de chumbo-ácido têm energias específicas na faixa de 35 a 40 Watts-hora por quilograma (Wh/kg), as baterias de íon-lítio têm uma faixa de cerca de 90-260 Wh/kg. Quanto às emissões, em média, cerca de 110 g de CO2 equivalente de emissões de gases de efeito estufa são emitidos para produzir 1 Wh de capacidade de armazenamento de baterias de lítio (IEA, 2021; Agusdinata *et al*., 2018).

As baterias fazem parte da agenda da transição energética de baixo carbono, no entanto a destinação dos resíduos da bateria ao final do seu ciclo de vida deve ser considerada em seu balanço de emissões. O relatório Greener (2021) infere que um cenário plausível é que o mercado de baterias será dominado por uma ou duas tecnologias principais, e outras tecnologias serão comercializadas para aplicações específicas. Justificando que a mobilidade elétrica demanda baterias com elevada densidade energética e, dentre as tecnologias disponíveis em escala industrial, apenas o lítio consegue atender esta demanda, e com o aumento de escala e avanço nas pesquisas ampliarão as aplicações de baterias de lítio também para atender o setor elétrico. Nesse contexto, a avaliação do ciclo de vida do lítio é fundamental, considerando desde atividade de mineração até as possibilidades de reutilização e reciclagem.

Em relação à mineração, o Chile é o país com a maior reserva de lítio hoje no mundo com 43,7% do total registrado, seguido pela Austrália com 22,32%, como pode ser observado no gráfico 6.

GRÁFICO 6
Reservas de lítio no mundo
(Em %)



Fonte: United States. Disponível em: <https://doi.org/10.3133/mcs2021>.
Elaboração do autor.

A Argentina possui 9,97% da reserva mundial, que somado ao total do Chile, além da Bolívia,[12] dominam as reservas mundiais, conhecidos como o "Triângulo de Lítio", região caracterizada pela concentração de lítio acessível e de alta qualidade, representando cerca de 75% dos recursos de lítio[13] conhecidos no mundo (Agusdinata *et al*., 2018).

Para exemplificar o impacto da atividade de mineração de lítio, Agusdinata *et al*. (2018) citam o caso da cidade de Atacama, no Chile, que embora a extração mineral proporcione significativas receitas para o estado e empresas nacionais e estrangeiras, diversos custos sociais e ambientais foram identificados, ocasionados pela intensa atividade de mineração, resultando na extração de grande quantidade de água subterrânea em uma das regiões mais secas do mundo. Como os locais de extração se sobrepõem às áreas de conservação da natureza, as atividades de mineração têm sido responsáveis pela degradação do ecossistema. O processo de migração forçada de populações de aldeias e abandono de assentamentos ancestrais de Atacama foi precipitado pelo abastecimento cada vez mais irregular e escassez de água (Agusdinata *et al*., 2018).

12. O relatório não cita a Bolívia na relação das reservas, no entanto cita que os recursos de lítio da Bolívia são de 21 milhões de toneladas. Disponível em: <https://doi.org/10.3133/mcs2021>.
13. Disponível em: <https://doi.org/10.3133/mcs2021>.

A reciclagem de baterias é uma das principais medidas para conviver com o aumento da participação das baterias de lítio tanto em veículos quanto no setor elétrico. De acordo com IEA (2021), a indústria de reciclagem de baterias está em seus estágios iniciais, e ainda amplamente dominado por baterias de resíduos de produtos eletrônicos. No entanto, o quadro deve mudar a partir de 2030, pois, com um aumento da comercialização de veículos elétricos, a quantidade de resíduos aumentará significativamente, movimentando a indústria de reciclagem. Por exemplo, estima-se que, com os veículos elétricos comercializados em 2019 chegando ao fim de sua vida útil em 2030, isso resultará em 500 mil toneladas de resíduos de baterias não processadas.

A capacidade global de reciclagem de baterias atualmente é de aproximadamente 180 quilo toneladas por ano (kt/ano), 50% deste total é realizada pela China. A maioria das empresas envolvidas hoje são refinadores independentes, mas um amplo espectro de participantes de fabricantes de baterias, fabricantes de equipamentos originais, mineradoras e processadores estão começando a mostrar interesse em entrar no mercado, especialmente na Europa. Uma alternativa que deve ser considerada é a reutilização das baterias, pois as utilizadas em veículos elétricos, após sua vida útil para um padrão de qualidade desta aplicação, em geral, podem ser aproveitadas para uso estacionário, como em redes de energia elétrica (IEA, 2021).

Como referência regulatória para fabricação e utilização de baterias, destaca-se na União Europeia uma proposta de regulação intitulada EU Sustainable Batteries Regulation, com entrada em vigor prevista para 1º de janeiro de 2022. Ela aborda as questões sociais, econômicas e ambientais relacionadas a todos os tipos de baterias, incluindo aquelas importadas para União Europeia. A proposta cobre todo o ciclo de vida da bateria e se aplica diretamente às cadeias de abastecimento de lítio, cobalto, níquel e cobre.

3.2 Pesquisa, desenvolvimento e inovação

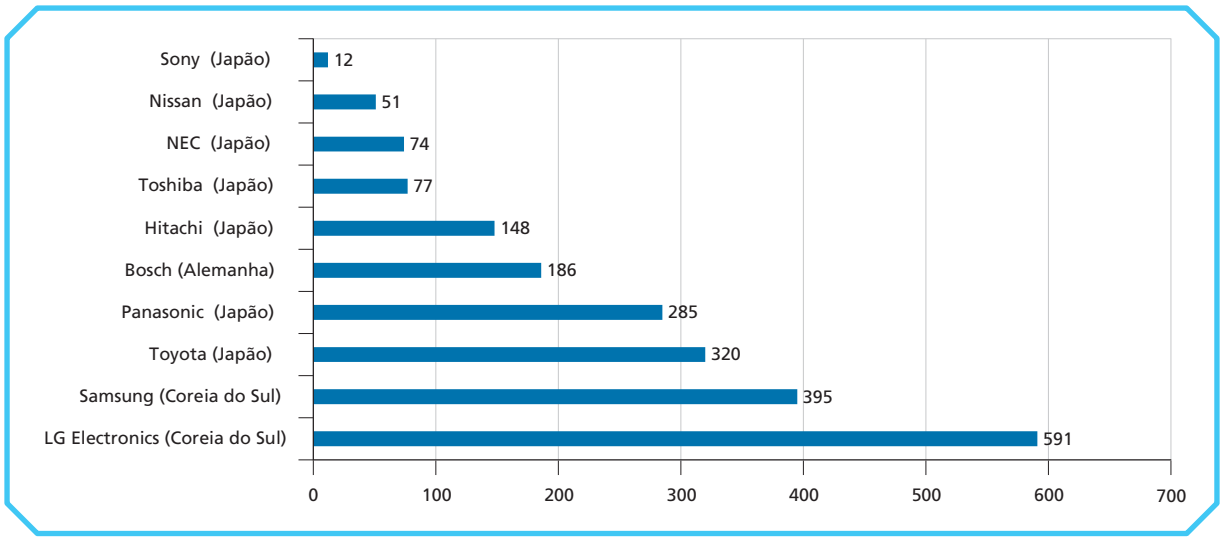
O cenário apresentado até o momento antecipa um mercado em crescimento, com diversas alternativas tecnológicas, busca por aumento de eficiência e redução de custos, resultando no aumento da demanda de pesquisa e desenvolvimento nessa área. Para a análise da inovação nesse mercado, considera-se o conjunto de patentes (*international patent families* – IPF) da mesma invenção solicitado em diversos escritórios de patentes ao redor do mundo.

De 2000 a 2018 houve um aumento de 680% na solicitação de patentes para tecnologias de armazenamento elétrico. Até 2010, a maioria das inovações eram para atender dispositivos portáteis, em 2011 os pedidos de patente para veículos elétricos assumiram a liderança. Em 2018, o pedido de IPFs de baterias para veículos elétricos alcançou 738; seguido de equipamentos

portáteis, 298; e para sistemas estacionários, 94. As tecnologias mais pesquisadas são o lítio e lítio íon, com 2.547 IPFs, enquanto as demais tecnologias somaram 462 (IEA, 2020).

Os países líderes na produção de conhecimento na área são a Coreia do Sul e o Japão, conforme pode-se observar no gráfico 7. Dos dez principais candidatos globais por trás de IPFs relacionados a baterias, nove estão sediados na Ásia, sete empresas japonesas com 967 IPFs, lideradas pela Panasonic e Toyota, e duas empresas coreanas, Samsung e LG Electronics com 986 IPFs. A Bosch, empresa alemã, é a única candidata não asiática a aparecer na lista.

GRÁFICO 7
Pedidos de patente por fabricantes de baterias (2018)



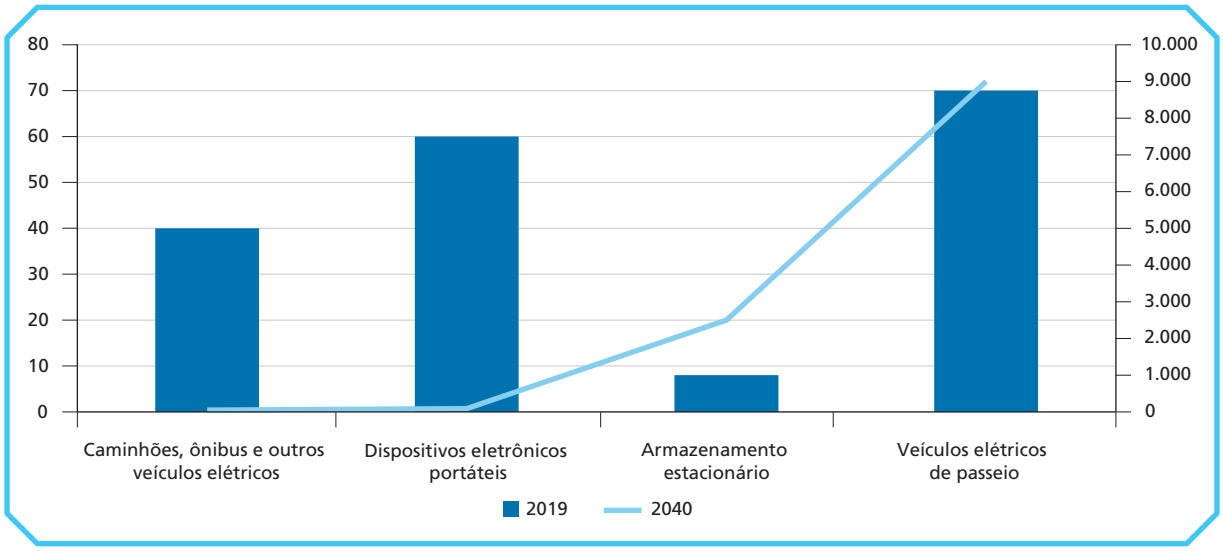
Fonte: IEA (2020).
Elaboração do autor.

Conforme o relatório da IEA (2020), um cenário para 2040 em comparação à demanda de 2019 é apresentado no gráfico 8. O cenário indica um aumento considerável da demanda por baterias no setor elétrico (armazenamento estacionário) e principalmente para veículos elétricos. O IEA utiliza o modelo denominado de cenário de desenvolvimento sustentável (*sustainable development scenario* – SDS), visão ambiciosa e pragmática de como o setor de energia global pode evoluir para alcançar os objetivos de desenvolvimento sustentável relacionados à energia.

Os resultados do SDS inferem que o nível de implantação e a gama de aplicabilidade de baterias e outras tecnologias de armazenamento deve aumentar consideravelmente até 2040. A demanda por baterias e outras tecnologias de armazenamento serão necessários para atender à demanda em todos os setores, próximo a 10 mil GWh. Tal comportamento relaciona-se com o aumento na demanda por flexibilidade para acomodar uma parcela maior de fontes renováveis

intermitentes na matriz de geração, bem como um aumento de cargas atuantes nos horários de ponta da demanda, como veículos elétricos ou climatização elétrica (aquecimento e resfriamento). O resultado é a elevação de quarenta vezes do uso de armazenamento de energia no suporte direto de redes de eletricidade, liderado por sistemas de armazenamento em bateria, que devem superar todas as outras tecnologias de armazenamento em 2040 (IEA, 2020).

GRÁFICO 8
Demanda atual (2019) e futura (2040)[1] por baterias
(Em GWh)



Fonte: IEA (2020).
Elaboração do autor.
Nota: [1] Cenário em desenvolvimento sustentável.

Existem também desafios tecnológicos para o desenvolvimento de componentes de sistemas de armazenamento em bateria, como sistemas de controle, monitoramento e comunicação. Estes componentes são essenciais para utilização adequada e otimizada dos sistemas, além disso, as baterias serão contemporâneas das redes inteligentes de energia, seus requisitos e funcionalidades.

Um exemplo de tecnologia que deve movimentar um mercado promissor são as estratégias de carga e descarga de baterias de veículos elétricos conhecidas como rede para veículo (*grid to vehicle* – G2V) e veículo para rede (*vehicle to grid* – V2G). Consistem em sistemas de carga, G2V, e descarga, V2G, de baterias, bem como o controle de quando fazê-los tornando o veículo elétrico um elemento ativo nos sistemas de energia elétrica. Com isso, em mercados de energia com tarifas horárias, tarifação através de resposta da demanda, agentes agregadores, entre outras condições, sistemas G2V/V2G devem-se tornar um modelo de negócio promissor (Gartner, 2020; Liao *et al*., 2021).

Triel e Lipman (2020) elaboraram um cenário com horizonte 2030 para determinar os impactos e o valor potencial de carregamento unidirecional e bidirecional não gerenciado e gerenciado de veículos elétricos *plug-in* (*plug-in electric vehicle* – PEV) para integrar recursos renováveis intermitentes no estado da Califórnia, Estados Unidos. Os resultados inferem que 3,3 milhões de PEVs podem mitigar a geração excessiva em aproximadamente 4 TWh, potencialmente economizando para o estado cerca de US$ 20 bilhões em custos de investimento de capital em tecnologias de armazenamento com baterias em escala de rede.

De acordo com a Guest Contributor (2020), o mercado internacional de tecnologia V2G apresentará uma taxa de crescimento anual de 48% entre 2020 e 2027, resultando em uma receita de US$ 17,43 bilhões até 2027. A pesquisa indica fatores que justificam este crescimento, como o aumento da conscientização do uso inteligente de energia, aumento de oferta de veículos elétricos, e incentivos de governos para acelerar a adoção de veículos elétricos. A América do Norte e a Europa são os principais mercados de V2G, e destaca a Nissan Motor Corporation, Mitsubishi Motors Corporation, NUVVE Corporation, Grupo ENGIE, OVO Energy, Grupo Renault e Honda Motor como alguns dos principais participantes deste mercado.

3.3 Projeções de custos e viabilidade técnico-econômica

Os estudos do National Renewable Energy Laboratory (NREL), do Departamento de Energia dos Estados Unidos, apresentam três cenários de custos para utilização de baterias de lítio de 60 MW e 240 MWh, em escala de rede com o ano base 2019 e projeções até 2050. Os cenários de inovação tecnologia foram denominados de avançado, moderado e conservador. Uma redução de custo de 39% foi usada para o cenário avançado, ou seja, presume-se que o Cenário Avançado diminuirá 39% de 2030 a 2050. Estimou-se que os cenários moderado e conservador reduzirão 25% de 2030 a 2050.[14]

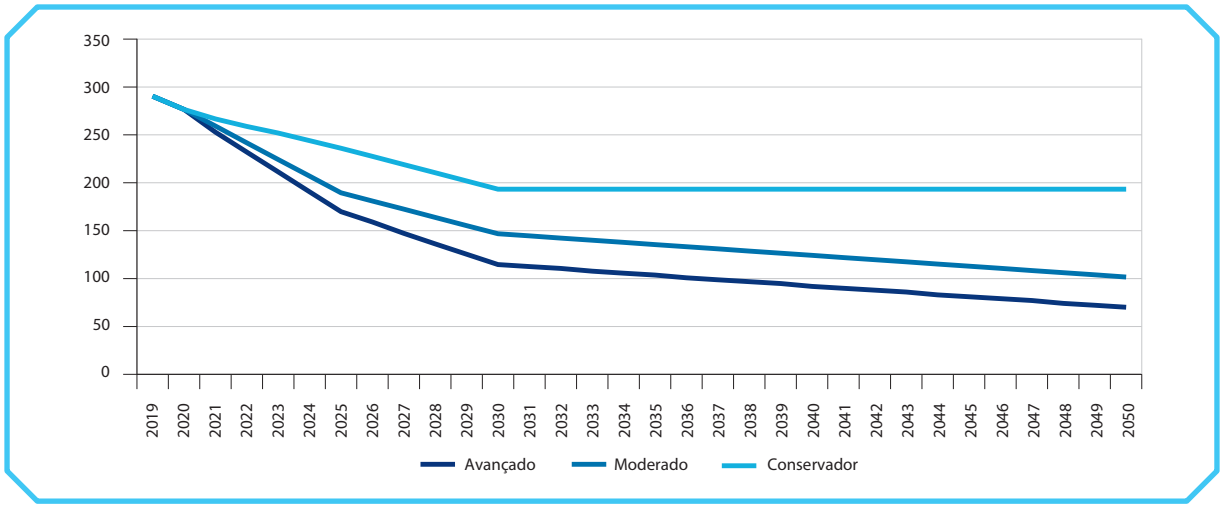
Os cenários do custo de capital para baterias com tempo de descarga de quatro horas são apresentados no gráfico 9. No cenário conservador, o custo reduzirá em 33,4% até 2030, mantendo-se sem redução até 2050. Para o cenário moderado, a redução prevista até 2030 será de 49% e 65% em 2050, atingindo 102 US$/kWh. Para o cenário avançado, a redução pode atingir 75% em 2050, resultando em 70 US$/kWh.

14. Disponível em: <https://atb.nrel.gov/electricity/2021/utility-scale_battery_storage>.

GRÁFICO 9

Custo de capital: tempo de descarga de quatro horas

(US$/kWh)



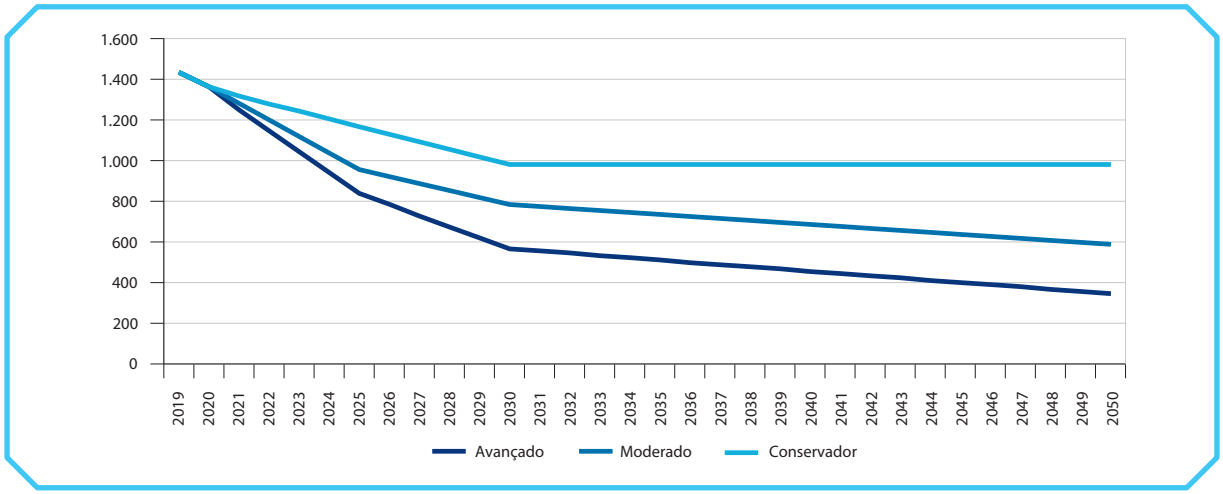
Fonte: NREL. Disponível em: <https://atb.nrel.gov/electricity/2021/utility-scale_battery_storage>.
Elaboração do autor.

Em relação ao Capital Expenditure (Capex), para sistemas com quatro horas de duração o custo reduz de 1.434 US$/kW em 2019 para 981 US$/kW em 2030, mantendo este valor até 2050, considerando o cenário conservador. Segundo o cenário avançado, o Capex em 2030 atinge 566 US$/kW e 346 US$/kW em 2050, conforme pode ser verificado no gráfico 10.

GRÁFICO 10

Capex: tempo de descarga de quatro horas

(US$/kW)



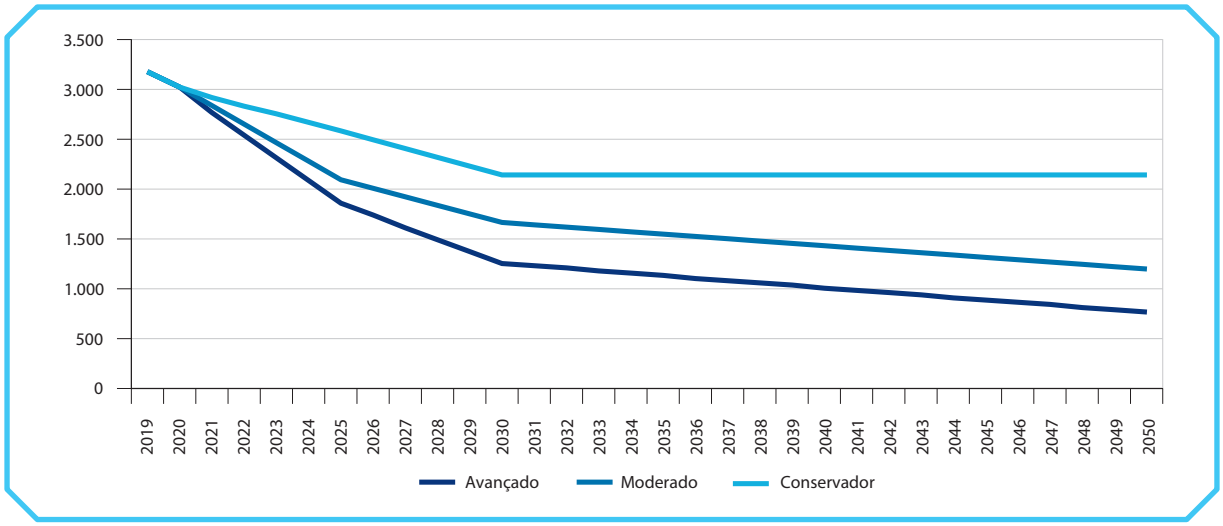
Fonte: NREL. Disponível em: <https://atb.nrel.gov/electricity/2021/utility-scale_battery_storage>.
Elaboração do autor.

No gráfico 11, tem-se os cenários para o Capex estimado para baterias com dez horas de tempo de descarga, apresentando um valor de 1.254 US$/kW em 2030 e 767 US$/kW em 2050 no cenário avançado, e no cenário moderado as estimativas são de 1.665 US$/kW em 2030 e 1.198 US$/kW em 2050.

GRÁFICO 11

Capex: tempo de descarga de dez horas

(US$/kW)

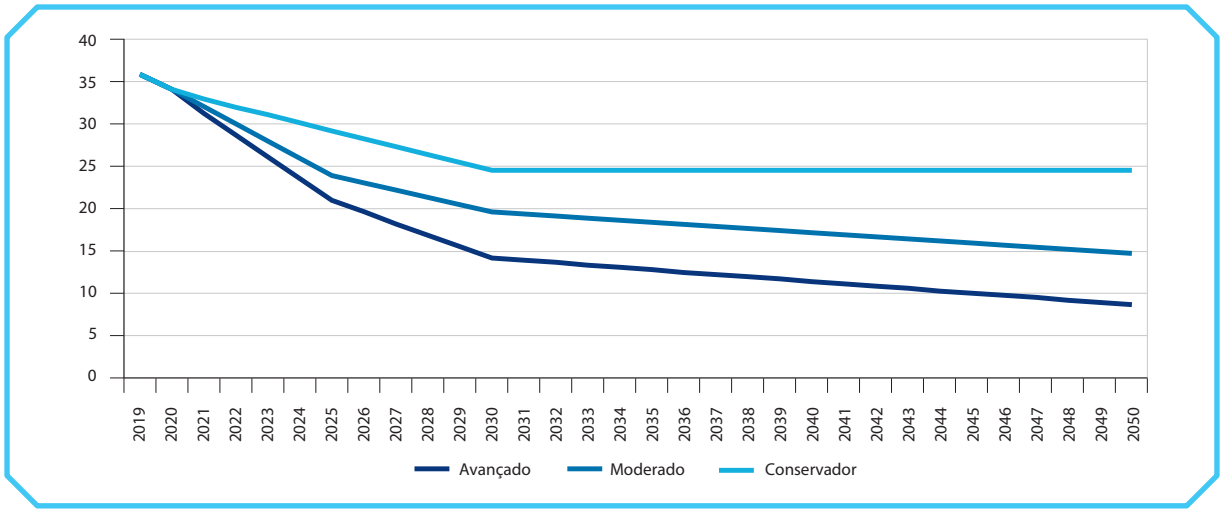


Fonte: NREL. Disponível em: <https://atb.nrel.gov/electricity/2021/utility-scale_battery_storage>.
Elaboração do autor.

Observa-se que os custos totais projetados do sistema diminuem mais rapidamente para o armazenamento de bateria de longa duração do que para o armazenamento de bateria de curta duração.

Os cenários dos custos fixos de operação e manutenção (O&M) dos sistemas de armazenamento com baterias estão no gráfico 12, para baterias com tempo de quatro horas. O custo base em 2019 é de 36 US$/kW-ano, no cenário avançado a projeção para 2030 é de 14 US$/kW-ano, e 9 US$/kW-ano em 2050. Considerando o cenário conservador, a projeção é de 25 US$/kW-ano para 2030 mantendo este valor até 2050.

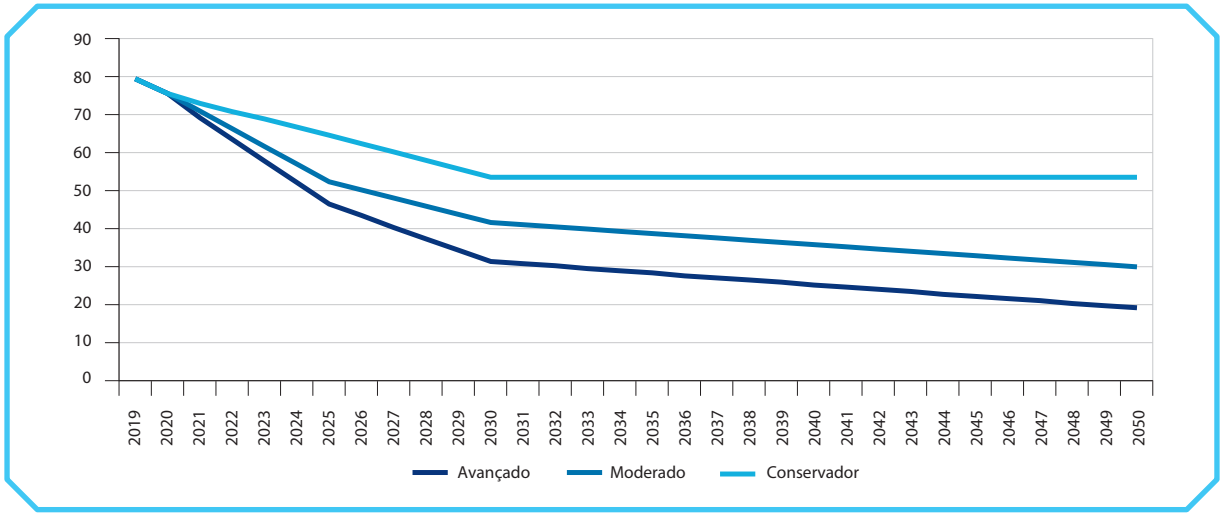
GRÁFICO 12
Custos fixos de O&M: tempo de descarga de quatro horas
(US$/kW-ano)



Fonte: NREL. Disponível em: <https://atb.nrel.gov/electricity/2021/utility-scale_battery_storage>.
Elaboração do autor.

No gráfico 13, os custos fixos de O&M são apresentados para baterias com tempo de descarga de dez horas. Em 2019, o valor é de 79 US$/kW-ano, reduzindo para 54 US$/kW-ano no cenário conservador, 30 US$/kW-ano no moderado e 19 US$/kW-ano no avançado até 2050.

GRÁFICO 13
Custos fixos de O&M: tempo de descarga de dez horas
(US$/kW-ano)



Fonte: NREL. Disponível em: <https://atb.nrel.gov/electricity/2021/utility-scale_battery_storage>.
Elaboração do autor.

Cole e Frazier (2019) realizaram projeções de custo e desempenho para sistemas de bateria de lítio em escala de rede, para sistemas de quatro horas de duração, e todos os cenários apresentam um declínio nos custos de capital, com reduções de custo em 2025 de 10%-52%.

O custo da utilização de baterias também varia em relação à aplicação, potência do sistema e o tipo de tecnologia empregada. Na tabela 1, especifica-se o custo para aplicações centralizadas, ou seja, em escala de rede, com potência entre 10W e 100 MW. Foram consideradas as variáveis citadas, para tecnologias mais propícias para esta aplicação como lítio, vanádio e zinco.

O menor custo nivelado para utilização centralizada de baterias ocorre com a utilização conjunta com usinas fotovoltaicas de grande porte. Para essa aplicação, considerando um sistema com 20 MW de armazenamento e 40 MW de solar fotovoltaica, o custo de baterias de lítio variam entre 108 US$/MWh e 140 US$/MWh, seguido pelas baterias de zinco com custo entre 115 US$/MWh e 137 US$/MWh, e o maior custo são para baterias de vanádio, entre 133 US$/MWh e 222 US$/MWh.

TABELA 1

Comparação de custo nivelado de armazenamento em escala de rede

(US$/MWh)

Aplicação	Tecnologia		
	Lítio	Vanádio	Zinco
Armazenamento em grande escala (normalmente para participar do mercado de energia) 100 MW de armazenamento 400 MWh de capacidade	204-298	257-390	267-300
Sistemas de armazenamento associados com grandes instalações fotovoltaicas 20 MW de armazenamento 80 MWh de capacidade 40 MW fotovoltaica	108-140	133-222	115-167
Sistemas de armazenamento projetados para adiar atualizações de rede 10 MW de armazenamento 60 MWh de capacidade	263-471	293-467	406-464

Fonte: Irena (2019a).
Elaboração do autor.

Para utilização distribuída, ou seja, pelo lado da demanda ou atrás do medidor, a potência instalada é inferior à aplicação centralizada, variando entre 0,01 MW e 1 MW. As tecnologias mais propícias são o lítio, chumbo e chumbo avançado. Os custos nivelados para aplicações distribuídas são superiores aos das aplicações centralizadas, porém, a variação de preço é similar quando da utilização conjunta com sistemas fotovoltaicos, conforme observado na tabela 2.

Para sistemas menores, como projetos residenciais com 0,01 MW de armazenamento e 0,02 MW de solar fotovoltaica, as baterias de lítio apresentam o menor custo nivelado variando entre 476 US$/MWh e 735 US$/MWh, seguido pelas baterias de chumbo avançado com custo entre 498 US$/MWh e 675 US$/MWh, e para baterias de chumbo o custo varia entre 512 US$/MWh e 707 US$/MWh. Observe que para projetos com maior potência instalada de armazenamento e solar fotovoltaica, em consumidores comerciais e industriais o custo reduz significativamente.

Pelo lado da demanda, aplicações com maior potência instalada são em instalações comerciais e industriais, em geral para garantir autonomia e reserva de energia. Desta forma, não ocorre uso associado de geração de energia, o que eleva o custo do sistema de armazenamento. Considerando sistemas de 1 MW, o custo nivelado de baterias de lítio varia entre 829 US$/MWh e 1.152 US$/MWh, baterias de chumbo avançado entre 1.005 US$/MWh e 1.204 US$/MWh e baterias de chumbo com custo entre 1.076 US$/MWh e 1.225 US$/MWh.

TABELA 2
Comparação de custo nivelado de armazenamento atrás do medidor
(US$/MWh)

Aplicação	Tecnologia		
	Lítio	Chumbo	Chumbo avançado
Comercial e industrial (autonomia, reserva de energia) 1 MW de armazenamento 2 MWh de capacidade	829-1.152	1.076-1.225	1.005-1.204
Comercial e industrial (fotovoltaica + armazenamento) Armazenamento de 0,5 MW 2 MWh de capacidade 1 MW solar fotovoltaica	315-366	382-399	347-378
Residencial (fotovoltaica + armazenamento) Armazenamento de 0,01 MW 0,04 MWh de capacidade 0,02 MW solar fotovoltaica	476-735	512-707	498-675

Fonte: Irena (2019b).
Elaboração do autor.

No estudo de Chowdhury *et al*. (2021), observa-se a viabilidade da utilização de baterias em uma estratégia complementar com fontes intermitentes, para atender os instantes de pico, armazenando energia quando há geração em excesso de energia eólica e solar e descarregá-la para atender a demanda de pico variável. A análise dos autores avalia a utilização de baterias associada às usinas de turbina a gás de ciclo combinado (Combined Cycle Gas Turbine – CCGT), o modelo utiliza dados de 2016 e 2017, com informações de oferta e demanda de eletricidade obtidos da National Grid, Reino Unido.

Os resultados da análise técnica mostram que as baterias, supondo que o tamanho seja otimizado para diferentes cenários de oferta e demanda propostos pela Rede Nacional, são capazes de fornecer 6,04%, 13,5% e 29,1% do pico de demanda variável total em 2016, 2020 e 2035, respectivamente, enquanto as usinas CCGT atendem ao restante da demanda. Caso as baterias sejam usadas no lugar do CCGT, isso pode reduzir até 87% das emissões de gases de efeito estufa, o que é estimado em 1,98 MtCO2 eq. para um fornecimento ideal, 29,1%, da demanda de pico variável em 2035. No entanto, os autores inferem que a substituição total de usinas CCGT por sistemas de armazenamento a baterias ainda é inviável, indicando que a alternativa viável é a substituição gradual (Chowdhury *et al*., 2021).

3.4 Projetos no Brasil

O Brasil possui diversos projetos de armazenamento em andamento, principalmente projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D). Na base de dados Doe[15] constam apenas dois projetos no Brasil, ambos do fabricante brasileiro Moura, que produz sistemas de armazenamento de energia em baterias com tecnologias de chumbo carbono ou lítio íon com vida útil de dez anos.[16]

O primeiro projeto implantado no Brasil é um sistema instalado na Usina Hidrelétrica de Bariri em São Paulo, da AES Tietê, conectada ao SIN. O fabricante do sistema é a Fluence, uma *joint venture* entre a AES Company e a Siemens.[17] No quadro 3 apresentam-se informações alguns sistemas de armazenamento em baterias em operação no Brasil.

QUADRO 3

Exemplo de projetos de armazenamento em baterias em operação no Brasil

Alicação	Local	Potência (kW)	Tecnologia	Fabricante
Redução de consumo da ponta, *peak shaving*, aumento de confiabilidade	Belo Jardim, Pernambuco	242	Chumbo carbono	Moura
Redução de consumo da ponta, *peak shaving*, aumento de confiabilidade	Recife, Pernambuco	150	Chumbo carbono	Moura
P&D	Bariri, São Paulo	161	Lítio	Fluence
Microrrede	Fernando de Noronha, Pernambuco	280	Lítio	NEC
Redução de consumo da ponta e *peak shaving*	Brasília, Distrito Federal	120	Lítio	TESVOLT

Fonte: DOE, disponível em: <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database/>; AES, disponível em: <https://aesbrasil.com.br/quem-somos/nossas-plantas/>; Greener (2021).
Elaboração do autor.

15. Disponível em: <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database/>.
16. Disponível em: <https://www.moura.com.br/bess/>.
17. Disponível em: <https://aesbrasil.com.br/quem-somos/nossas-plantas/>.

No Brasil, já ocorre um modelo de mercado da comercialização do serviço de armazenamento de energia, denominado de armazenamento de energia como serviço, tradução direta do termo utilizado em outros países, *energy storage as a service*. No quadro 4 apresentam-se alguns exemplos existentes o país.

QUADRO 4

Armazenamento de energia elétrica como serviço no Brasil

Aplicação	Local	Tipo de consumidor/atividade	Potência (kW)
Controle de limite da demanda	Mangaratiba, Rio de Janeiro	Porto	5.000
Controle de limite da demanda, *back-up*, arbitragem	Feira de Santana, Bahia	*Shopping center*	780
Controle de limite da demanda, *back-up*, arbitragem	São Paulo, São Paulo	Restaurante	280
Controle de limite da demanda, *back-up*, arbitragem	São Paulo, São Paulo	Prédio de escritórios	100
Controle de limite da demanda, *back-up*, arbitragem	São Luís, Maranhão	Centro de distribuição	100

Fonte: Micropower. Disponível em: <https://www.mpcenergy.com.br/cases/>.
Elaboração do autor.

Este modelo de negócio já ocorre no Brasil há bastante tempo, porém, utilizando geradores de eletricidade a *diesel* em vez de baterias. Esse fato atende os consumidores com tarifas horárias, fornecendo energia com preços menores nos horários de ponta que as concessionárias de energia elétrica. Para consumidores com cargas essenciais, ou seja, em que a interrupção ou oscilação de energia elétrica resultem em prejuízos ou danos a pessoas ou processos, a utilização de baterias como reserva emergencial ou *back-up* é outra aplicação do armazenamento de energia como serviço.

A Agência Nacional de Energia elétrica (Aneel) em 2016 publicou um edital de chamada de projetos de P&D estratégicos, contemplando 21 projetos, perfazendo um valor total investido de R$ 370.630.644,81, conforme pode-se observar na tabela 3.

TABELA 3

Projetos de P&D estratégicos sobre armazenamento de energia

	Proponente	Objetivo	Investimento (R$)	Previsão de finalização
1	Ente Nazionale per L'energia Elétrica (Enel) do Ceará	Desenvolvimento de um novo produto para armazenamento de energia e gerenciamento inteligente de demanda.	5.209.200,00	2021
2	Companhia de Energia Elétrica de Pernambuco (Celpe)	Otimização multiobjetivo de recursos energéticos distribuídos.	22.337.858,50	2021
3	Companhia Energética de São Paulo (Cesp)	Armazenamento complementar de energia junto a usinas hidrelétricas.	29.660.353,84	2019

(Continua)

(Continuação)

	Proponente	Objetivo	Investimento (R$)	Previsão de finalização
4	Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL Paulista)	Avaliação do armazenamento em um sistema com multifontes.	7.511.460,00	2020
5	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (ISA-CTEEP)	Desenvolver a eletrônica de potência e o controle de sistema de armazenamento de energia para o fornecimento de serviços ancilares à rede elétrica.	12.860.231,00	2020
6	Furnas	Avaliar a aplicabilidade entre as fontes solar e hidrelétrica, em larga escala, com apoio de sistemas de armazenamento de energia.	45.280.093,30	2021
7	Rio Grande Energia (RGE)	Aplicar sistemas de armazenamento para apoio à operação de centrais eólicas.	26.171.703,20	2020
8	Engie	Sistemas de armazenamento de energia aplicados a sistemas de geração centralizada e distribuída.	20.841.032,00	2020
9	Energisa (Mato Grosso do Sul)	Armazenamento de energia e de soluções de gerenciamento da operação e manutenção para aplicação em sistemas isolados.	10.200.243,88	2020
10	Petrobras	Inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro.	25.305.977,00	2021
11	Companhia Paranaense de Energia e Distribuição (COPEL-D)	Desenvolvimento de sistema de controle para o gerenciamento de sistemas de armazenamento de energia.	12.246.407,08	2020
12	COPEL-D	Algoritmo multicritério espacial para aplicação de baterias para qualidade do fornecimento.	20.217.532,00	2021
13	COPEL-D	Desenvolvimento de um sistema de supervisão de eletropostos veiculares para o controle do fluxo de carga e descarga de forma bidirecional.	4.738.757,30	2020
14	COPEL-D	Desenvolvimento de sistema de armazenamento com baterias residenciais (sódio-níquel) e controle inteligente para o armazenamento distribuído em redes de baixa tensão.	8.598.410,32	2020
15	COPEL-D	Solução transportável de sistema de armazenamento de energia para conexão à rede de distribuição.	17.446.996,00	2020
16	COPEL-D	Pesquisar e desenvolver um sistema híbrido de armazenamento, geração renovável, geração despachável e gerenciamento de energia e demanda.	2.854.988,00	2020
17	COPEL-D	Desenvolver plataformas computacionais de análise multiatributo para ações de *home energy management* e *home area network* em sistemas híbridos.	4.096.712,00	2020

(Continua)

(Continuação)

	Proponente	Objetivo	Investimento (R$)	Previsão de finalização
18	Companhia Paulista de Força e Luz-Piratininga	Desenvolvimento de aplicações de tecnologias de armazenamento de energia na operação de redes de distribuição.	32.387.711,00	2020
19	Companhia Elétrica de Minas Gerais – Distribuição (CEMIG-D)	Inserção de sistemas de armazenamento de energia em combinação com sistemas de geração distribuída nas redes de distribuição brasileiras.	22.775.340,47	2021
20	CEMIG-D	Planta-piloto de sistema distribuído de armazenamento de energia em alimentador crítico da rede de distribuição.	25.563.914,80	2019
21	Amazonas Energia	Uso de acumuladores de energia associados a geração fotovoltaica para aumentar a eficiência de geradores a *diesel* que atendem comunidades isoladas.	14.325.723,12	2020

Fonte: Aneel (2019).
Elaboração do autor.

Conforme Aneel (2019), o objetivo da chamada foi a proposição de arranjos técnicos e comerciais para avaliação e inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro, incentivando o estabelecimento de condições para o desenvolvimento de base tecnológica, propriedade intelectual e infraestrutura de produção nacional. Destaque para a Companhia Paranaense de Energia (Copel), com sete projetos aprovados e investimentos de R$ 70.199.802,70.

Observa-se diversidade nos objetivos dos projetos em execução, abrangendo diversas aplicações de baterias no setor elétrico em todas suas camadas e sistemas, desde a rede básica até os consumidores, pelo lado da demanda.

Um estudo realizado pela Greener (2021) avalia a atratividade de projetos de armazenamento utilizando baterias atrás do medidor no Brasil. Para aplicações de redução do consumo no horário de ponta, a atratividade foi quantificada através da diferença entre as tarifas do horário de ponta e fora de ponta. Utilizado este critério, projetos no estado do Pará são mais atrativos, com unidades consumidoras atendidas pela concessionária Equatorial Energia Pará, seguidos pela Equatorial Energia Maranhão e Companhia de Eletricidade da Bahia (Coelba). Quanto à utilização de baterias para redução de demanda contratada, os estados com maior valor de demanda são Tocantins, Pará e Maranhão.

Para demonstrar a viabilidade de projetos, os autores realizaram um estudo de caso considerando as tarifas de energia elétrica no estado do Pará. Foi considerado um consumidor da classe Comercial, grupo A4, tarifa horária verde, o sistema instalado foi de 500 kWh/500 kW. As premissas adotas na simulação estão na tabela 4 e os resultados são apresentados na tabela 5 (Greener, 2021).

TABELA 4
Premissas e variáveis utilizadas: estudo de caso de utilização de baterias atrás do medidor

Variável	Tipo/valor
Tecnologia da bateria	Lítio
Vida útil	15 anos
Degradação: primeiro ano/demais anos	3% a.a./0,5% a.a.
Capex	4,00 R$/Wh – R$ 2 milhões
Operational Expenditure (Opex)	0,5% Capex a.a.
Reajuste tarifário e inflação	3,5%
Taxa de desconto	6%
Tarifa horário de ponta (R$/MWh)	3.754,37
Tarifa horário fora de ponta (R$/MWh)	438,06
Tarifa demanda (R$/kW)	37,66

Fonte: Greener (2021).
Elaboração do autor.

Os resultados apresentados a tabela 5 indicam uma boa atratividade, com uma taxa interna de retorno (TIR) de 21,4%, com um *payback* descontado de 5,8 anos, considerando uma vida útil de quinze anos, o sistema proporcionará ainda 96 meses de retorno positivo para a unidade consumidora.

TABELA 5
Resultados: estudo de caso de utilização de baterias atrás do medidor

Indicador	Resultado
Economia anual – deslocamento de carga	R$ 356.965,00
Economia anual – redução de demanda contratada	R$ 44.564,00
TIR – nominal	21,4%
Valor presente líquido	R$ 2.129.709,00
Retorno sobre investimento	20,6%
Relação custo-benefício	1,99
Payback descontado (anos)	5,8

Fonte: Greener (2021).
Elaboração do autor.

4 PERSPECTIVAS E DESAFIOS

As vantagens técnicas da utilização do armazenamento eletroquímico no setor elétrico são evidentes. O contexto internacional também é favorável, com um mercado em expansão em

diversos países, estado da arte tecnológico e redução no seu custo de fabricação, além da possibilidade de aplicação em todos os níveis do setor elétrico. Este contexto pode indicar que a utilização de baterias no setor elétrico brasileiro é inevitável, principalmente com o aumento das fontes intermitentes na rede básica e o avanço da geração distribuída no lado da demanda.

Em relação à transição do setor de energia elétrica para um modelo de baixas emissões de carbono, o progresso internacional das tecnologias de armazenamento de energia em 2020 não foi satisfatório para alcançar os resultados do cenário de desenvolvimento sustentável (SDS/IEA). O ano de 2020 caracterizou-se pela redução do armazenamento em escala de rede pela primeira vez em dez anos, no entanto, o recuo pode estar relacionado a crise ocasionada pela Covid-19 (IEA, 2020).

Deve-se ressaltar que os modelos de negócio apresentam características, demandas regulatórias e cenários diferentes, face à ampla faixa de aplicações de baterias no setor elétrico brasileiro. Neste sentido, observa-se que as demandas se encontram em diferentes estágios, seja em escala de rede ou atrás do medidor.

Em escala de rede, de acordo com as resoluções normativas da Aneel nº 697/2015 e nº 822/2018 e o Submódulo 14.1 do ONS, as aplicações para fins de serviços ancilares devem ser realizados por agentes de geração e transmissão contratados nos leilões; dessa forma, ainda não é possível a contratação de prestadores de serviços específicos. Isso ocorre a partir do ponto vista técnico, de um sistema em que os geradores presentes no SIN operariam em regime permanente, e não intermitente, comportamento recente na rede básica brasileira. Assim, para utilizar baterias na prestação de serviços ancilares é necessário a alteração do atual modelo de mercado de energia. No entanto, dada a grande participação de hidrelétricas no SIN, ainda há capacidade das hidrelétricas proverem tais serviços. Porém, com o aumento da participação de fontes intermitentes eólicas e solares, a entrada em operação de novas usinas hidrelétricas sem reservatório e as baterias podem ser solução em um futuro próximo.

Os resultados das pesquisas dos projetos de P&D da chamada estratégica Aneel nº 21/2016 podem contribuir para a elaboração da regulação específica de utilização de baterias em serviços ancilares, destaque para os projetos 3, 5, 6, 7, 8 e 10 apresentados na tabela 3 da subseção 3.4.

Deve-se citar como ação em andamento a Tomada de Subsídios nº 11/2020/Aneel, destinada a obter contribuições para as adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento, incluindo usinas reversíveis, no SIN, prevista pela agenda regulatória da Aneel 2020/2021.

Ainda em escala de rede, mas no sistema de distribuição, o aumento significativo da geração distribuída exigirá que as concessionárias de distribuição lancem mão de tecnologias para a

operação de rede, principalmente para o controle de tensão, sendo o armazenamento em baterias uma opção. A maior parte dos projetos de P&D da chamada Aneel nº 21/2016 referem-se ao sistema de distribuição. Os resultados dos projetos 2, 8, 9, 12, 15,16, 18, 19, 20 e 21 (tabela 3, subseção 3.4) podem ser utilizados para auxiliar o planejamento de ações para o setor.

De acordo com Irena (2019a), como políticas estratégicas para viabilizar a implementação do armazenamento no setor elétrico em escala de rede deve-se incentivar a realização de projetos piloto e incluir soluções de armazenamento de energia em planos de expansão de capacidade de longo prazo. No âmbito do mercado, são necessárias adaptações regulatórias que permitam que sistemas de armazenamento de bateria participem de mercados de serviços ancilares e sejam remunerados em conformidade, além disso, métodos de medição e faturamento devem ser desenvolvidos e implementados.

Sistemas de armazenamento em baterias pelo lado da demanda ou atrás do medidor possuem menos barreiras de entrada, pois a contratação e implementação é realizada pela unidade consumidora. Em função disso, observa-se uma mudança do modelo de negócio, com o início de oferta de armazenamento como serviço, provavelmente uma tendência, com potencial para influenciar no custo da energia elétrica. Isso ocorre pelas características técnicas favoráveis e por tratar-se da substituição de tecnologia para um modelo de negócio existente. Consumidores do grupo A, com tarifas horárias de consumo e demanda, já utilizam alternativas para geração de energia com menor custo no horário de ponta, tornando-se clientes em potencial. No modelo tradicional, geralmente a energia nos horários de ponta é gerada a partir do *diesel*, e com a redução do preço das baterias estacionárias esta aplicação com sistemas de armazenamento já ocorre no Brasil.

Para consumidores em baixa tensão, essa possibilidade iniciou-se com a implementação da tarifa branca,[18] a qual estabeleceu tarifas horárias para consumidores do grupo B, e depende de redução de custos para sua participação efetiva no mercado armazenamento de energia elétrica no Brasil, no entanto, conforme apresentado em seção anterior, este modelo de negócio já está em operação em diversos países, com forte correlação com o mercado de geração fotovoltaica distribuída, o qual encontra-se em rápida expansão no Brasil. Neste caso, se o armazenamento em baterias em unidades consumidoras no Brasil for semelhante ao atual cenário de geração fotovoltaica, torna-se necessário e urgente a estruturação regulatória para a implementação dos agentes agregadores, já em operação em diversos países. Deve-se observar também o avanço do mercado de veículos elétricos, que além de impulsionar o mercado de baterias, participará

18. Tarifa branca é uma tarifa diferenciada de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, disponível para consumidores atendidos em baixa tensão (grupo B).

ativamente de estratégias do uso de energia conforme as tarifas horárias, através da tecnologia V2G, apresentada anteriormente.

Como referência para a análise e planejamento de regulação no Brasil para o armazenamento de energia em baterias em unidades consumidoras, os resultados dos projetos 1,13, 14 e 17 (tabela 3, subseção 3.4) devem ser acompanhados e considerados. Conforme Irena (2019b), alguns requisitos devem ser estabelecidos para o avanço do mercado de armazenamento em baterias atrás do medidor, tais como: definição de padrões técnicos e operacionais; estabelecimento de estruturas de avaliação e remuneração claras; permitir que os operadores do sistema de transmissão e distribuição obtenham serviços de flexibilidade baseados no mercado de recursos de energia distribuída; e permitir a participação de agregadores e recursos energéticos distribuídos no mercado livre de eletricidade.

O plano nacional de energia 2050 considera como desafio preparar-se para uma matriz energética com grande percentual de geração variável não controlável, e para a participação das baterias em auxílio a este desafio recomenda para os próximos dez anos a regulamentação do uso de sistemas de armazenamento junto à geração, transmissão, distribuição e atrás do medidor, bem como, a adequação dos modelos de planejamento, programação e despacho (EPE, 2020).

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Apresentou-se neste estudo a caracterização do armazenamento de energia através de baterias, identificando-a como uma tecnologia adequada para atender a necessidade do aumento da flexibilidade de operação do setor elétrico brasileiro.

Os sistemas de armazenamento em baterias podem ser utilizados desde unidades consumidoras residenciais até o sistema interligado nacional. E segundo a IEA, cerca de 10 mil GWh de baterias e outras formas de armazenamento de energia serão necessários anualmente até 2040, em comparação com cerca de 200 GWh existentes hoje. No contexto internacional, o Estados Unidos é o país com o maior número de sistemas de armazenamento a bateria, com 321 projetos e 793.722 KW, seguido do Japão com 42 sistemas e 242.434 kW. Na América do Sul, destaca-se o Chile, que embora tenha apenas três projetos em operação, estes somam 32.180 kW.

O custo da utilização de baterias varia em relação à aplicação, potência do sistema e ao tipo de tecnologia empregada. Verificou-se que o menor custo nivelado para utilização centralizada de baterias ocorre com a utilização conjunta com usinas fotovoltaicas de grande porte. Para essa aplicação, considerando um sistema com 20 MW de armazenamento e 40 MW de solar fotovoltaica, o custo de baterias de lítio variam entre 108 e 140 US$/MWh. Para sistemas menores,

como projetos residenciais com 0,01 MW de armazenamento e 0,02 MW de solar fotovoltaica, as baterias de lítio apresentam o menor custo nivelado, variando entre 476 US$/MWh e 735 US$/MWh.

Outra peculiaridade observada foi sua vida útil, com média de quinze anos para a maioria das tecnologias, exceto as baterias de zinco de brometo, com vida útil de dez anos. Quanto à eficiência, o destaque é para redox de vanádio, com 95%, seguido pelas demais tecnologias, com 90%, e a menor eficiência é de 75% para o zinco brometo. Deve-se atentar para a tecnologia de carga e descarga de baterias de veículos elétricos conhecidas como V2G, cujo mercado internacional deve apresentar uma taxa de crescimento anual de 48% entre 2020 e 2027, resultando em uma receita de US$ 17,43 bilhões até 2027.

No Brasil, os resultados de 21 projetos de P&D estratégicos providos pela Aneel devem ser monitorados e utilizados como base para políticas e regulamentos de aplicação de baterias no setor elétrico. Os objetivos dos projetos em execução abrangem diversas abordagens no setor elétrico em todas suas camadas e sistemas, desde a rede básica até os consumidores, pelo lado da demanda.

Para aplicações centralizadas, em escala de rede, devem-se incluir as soluções de armazenamento de energia nos planos de expansão de capacidade de longo prazo. No âmbito do mercado, são necessárias adaptações regulatórias que permitam que sistemas de armazenamento de bateria participem de mercados de serviços ancilares e sejam remunerados em conformidade, além disso, métodos de medição e faturamento devem ser desenvolvidos e implementados.

Pelo lado da demanda, para consolidação do armazenamento em baterias atrás do medidor, deve ocorrer a definição de padrões técnicos e operacionais, estabelecimento de estruturas de avaliação e remuneração claras, permitir que os operadores do sistema de transmissão e distribuição (ainda inexistente no Brasil) obtenham serviços de flexibilidade baseados no mercado de recursos de energia distribuída e permitir a participação de agregadores e recursos energéticos distribuídos no mercado livre de eletricidade.

REFERÊNCIAS

AGUSDINATA, D. B. *et al*. Socio-environmental impacts of lithium mineral extraction: towards a research agenda. **Environment Research Letters**, v. 13, 2018.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Workshop Projetos de Armazenamento de Energia 2019**: da chamada de P&D estratégico. Brasília: Aneel, 2019. (Aneel, n. 21). Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/programa-de-p-d>.

BRASIL. Resolução Normativa nº 733, de 6 de setembro de 2016. Estabelece as condições para a aplicação da modalidade tarifária horária branca. **Diário Oficial da União**, Brasília, 12 set. 2016.

CHOWDHURY, J. I. *et al*. Techno-environmental analysis of battery storage for grid level energy services. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 131, Oct. 2021.

COLE, W.; FRAZIER, A. W. **Cost projections for utility-scale battery storage**. [s.l.]: National Renewable Energy Laboratory, 2019. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73222.pdf>.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Sistemas de armazenamento em baterias:** aplicações e questões relevantes para o planejamento. [s.l.]: EPE; MME, 29 nov. 2019. Disponível em: <https://bit.ly/3syTbss>.

_____. **Plano Nacional de Energia 2050**. [s.l.]: EPE; MME, 2020.

GARTNER. **Hype cycle for digital grid transformation technologies**. [s.l.]: Gartner, 2020. Disponível em: <https://www.gartner.com/en/documents/3989047/hype-cycle-for-digital-grid-transformation-technologies->. Acesso em: 25 jan. 2021.

GISSEY, G. *et al*. Value of energy storage aggregation to the electricity system. **Energy Policy**, London, v. 128, Feb. 2019.

GREENER. **Mercado de armazenamento**: aplicações, tecnologias e análises financeiras. [s.l.]: Greener, 2021.

GUEST CONTRIBUTOR. V2G technology market worth $ 17.43 billion by 2027. **Smart Energy International**, 21 Sept. 2020. Disponível em: <https://www.smart-energy.com/industry-sectors/electric-vehicles/v2g-technology-market-worth-17-43-billion-by-2027/>.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Innovation in batteries and electricity storage**: a global analysis based on patent data – september 2020. [s.l.]: IEA, Sept. 2020.

_____. **The role of critical minerals in clean energy transitions**. [s.l.]: IEA, 2021. Disponível em: <https://www.iea.org>.

IRENA – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Innovation landscape brief**: utility-scale batteries. Abu Dhabi: Irena, 2019a. Disponível em: <https://bit.ly/34KHTsY>.

_____. **Innovation landscape brief**: behind-the-meter batteries. Abu Dhabi: Irena, 2019b. Disponível em: <https://bit.ly/34MUlZc>.

LIAO, J. *et al*. Decentralized V2G/G2V scheduling of EV charging stations by considering the conversion efficiency of bidirectional chargers. **Energies**, v. 14, n. 962, 2021.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Submódulo 21.9**: análise técnica dos serviços ancilares. [s.l.]: ONS, 2009. Disponível em: <http://www.ons.org.br>.

TRIEL, F.; LIPMAN, T. Modeling the future California electricity grid and renewable energy integration with electric vehicles. **Energies**, v. 13, 12 Oct. 2020.

VARGHESE, S.; SIOSHANSI, R. The price is right? How pricing and incentive mechanisms in California incentivize building distributed hybrid solar and energy-storage systems. **Energy Policy**, v. 138, Feb. 2020.

Ipea – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

EDITORIAL

Chefe do Editorial
Aeromilson Trajano de Mesquita

Assistentes da Chefia
Rafael Augusto Ferreira Cardoso
Samuel Elias de Souza

Revisão
Bruna Oliveira Ranquine da Rocha
Carlos Eduardo Gonçalves de Melo
Elaine Oliveira Couto
Lis Silva Hall
Mariana Silva de Lima
Marlon Magno Abreu de Carvalho
Vivian Barros Volotão Santos
Débora Mello Lopes (estagiária)
Rebeca Raimundo Cardoso dos Santos (estagiária)

Editoração
Aline Cristine Torres da Silva Martins
Mayana Mendes de Mattos
Mayara Barros da Mota (estagiária)

Capa
Aline Cristine Torres da Silva Martins

Projeto Gráfico
Aline Cristine Torres da Silva Martins

The manuscripts in languages other than Portuguese published herein have not been proofread.

Missão do Ipea

Aprimorar as políticas públicas essenciais ao desenvolvimento brasileiro por meio da produção e disseminação de conhecimentos e da assessoria ao Estado nas suas decisões estratégicas.

ISSN 1415-4765

ipea Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

MINISTÉRIO DA ECONOMIA

PÁTRIA AMADA BRASIL GOVERNO FEDERAL