

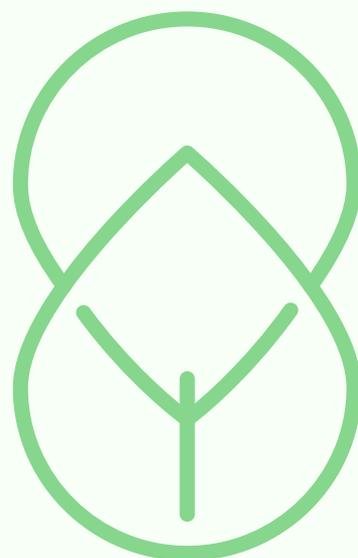
ENAP

Cadernos

nº 121

**Otimização multiobjetivo da
configuração de usinas híbridas
eólico-fotovoltaicas com sistemas
de armazenamento de energia:
situação atual e possíveis alterações
regulatórias**

Luiz Célio Souza Rocha



Coleção: *Regulação*



Coleção:
Regulação



**Otimização multiobjetivo da
configuração de usinas híbridas
eólico-fotovoltaicas com sistema
de armazenamento de energia:
situação atual e possíveis
alterações regulatórias**

Autor

Luiz Célio Souza Rocha

Este caderno é resultado dos conhecimentos gerados pelas pesquisas realizadas no âmbito do Programa Cátedras Brasil, desenvolvido com o objetivo de selecionar projetos que gerem subsídios para a melhoria da gestão pública, com foco no desenvolvimento de soluções em análise de impacto regulatório, análise de resultado regulatório e mudanças regulatórias. A presente publicação é uma das entregas previstas no Edital nº 125 de 2020.

Conheça o autor



Luiz Célio Souza Rocha

Autor



Luiz Célio Souza Rocha é doutor em Engenharia de Produção pela UNIFEI, professor do IFNMG - Câmpus Almenara, credenciado ao PRODEMA da UFPB. Possui experiência nas áreas de planejamento experimental, otimização, análise de viabilidade e finanças e análise econômica de projetos de energia renovável. Bolsista da Enap e Bolsista Produtividade do CNPq.

Expediente



Escola Nacional de Administração Pública – Enap

Presidente

Diogo Costa

Diretora-Executiva

Rebeca Loureiro de Brito

Diretora de Altos Estudos

Diana Coutinho

Diretor de Educação Executiva

Rodrigo Torres

Diretor de Desenvolvimento Profissional

Paulo Marques

Diretora de Inovação

Bruna Santos

Diretora de Gestão Interna

Alana Regina Biagi Lisboa

Revisão

Renata Mourão

Roberto Araújo

Projeto gráfico

Amanda Soares

Letícia Lopes

Edição eletrônica

Samyra Lima

A Escola Nacional de Administração Pública (Enap) é uma escola de governo vinculada ao Ministério da Economia (ME).

Tem como principal atribuição a formação e o desenvolvimento permanente dos servidores públicos. Atua na oferta de cursos de mestrados e doutorados profissionais, especialização lato sensu, cursos de aperfeiçoamento para carreiras do setor público, educação executiva e educação continuada.

A instituição também estimula a produção e disseminação de conhecimentos sobre administração pública, gestão governamental e políticas públicas, além de promover o desenvolvimento e a aplicação de tecnologias de gestão que aumentem a eficácia e a qualidade permanente dos serviços prestados pelo Estado aos cidadãos. Para tanto, desenvolve pesquisa aplicada e ações de inovação voltadas à melhoria do serviço público.

O público preferencial da Escola são servidores públicos federais, estaduais e municipais. Sediada em Brasília, a Enap é uma escola de governo de abrangência nacional e suas ações incidem sobre o conjunto de todos os servidores públicos, em cada uma das esferas de governo.

R782o Rocha, Luiz Célio Souza

Otimização multiobjetivo da configuração de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas com sistemas de armazenamento de energia: situação atual e possíveis alterações regulatórias / Luiz Célio Souza Rocha. -- Brasília: Enap, 2022.

145 p. : il. -- (Cadernos Enap, 121; Coleção: Regulação)

Inclui bibliografia

ISSN: 0104-7078

1. Regulação. 2. Energia renovável. 3. Infraestrutura. 4. Energia Elétrica. 5. Desenvolvimento Sustentável. I. Título.

CDD 333.79

Bibliotecária: Tatiane de Oliveira Dias – CRB1/2230



Enap, 2022

Este trabalho está sob a Licença Creative Commons – Atribuição: Não Comercial – Compartilha Igual 4.0 Internacional.

As informações e opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e inteira responsabilidade do(s) autor(es), não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista da Escola Nacional de Administração Pública (Enap). É permitida a reprodução deste texto e dos dados nele contidos, desde que citada a fonte. Reproduções para fins comerciais são proibidas.



Escola Nacional de Administração Pública (Enap)
Diretoria de Altos Estudos
Coordenação-Geral de Pesquisa
SAIS – Área 2-A – 70610-900 — Brasília-DF, Brasil

CÁTEDRAS REGULAÇÃO

Editorial

A regulação econômica, de tempos em tempos, deixa de ser assunto exclusivo de reuniões técnicas e se torna assunto de acalorado debate. Aplicativos de transporte, de entrega de compras e refeições, tecnologia *blockchain* são, provavelmente, alguns dos exemplos mais famosos dos últimos anos.

Os desafios da regulação, contudo, não parecem ter mudado tanto ao longo dos anos. Por exemplo, Irving Kristol, no número inaugural da *Regulation*, em 1977, afirmava que:

(...) as mesmas complexidades que dão origem a mais regulamentação governamental também tornam a regulamentação efetiva um empreendimento muito difícil. As perguntas difíceis são: que tipo de abordagem deve ser usada, onde e em que grau – perguntas que merecem um julgamento sóbrio, informado e prudente.¹ (KRISTOL, 1977, p.12)²

Uma busca simples por ‘regulação’ e ‘regulação econômica’ em bases especializadas mostrará uma vasta gama de análises que, com maior ou menor grau de sofisticação, ainda tentam responder estas mesmas perguntas cuja importância, obviamente, não é só acadêmica. Afinal, a

.....
1 No original: “(...) *the same complexities that give rise to more government regulation also make effective regulation a very difficult enterprise. The hard questions are: what kind of approach should be used, where, and to what degree-questions that merit sober, informed, and prudent judgment.*”

2 KRISTOL, I. A Regulated Society? *Regulation*, v. 1, n. 1, p. 12–13, 1977. Disponível em: <<https://www.cato.org/sites/cato.org/files/serials/files/regulation/1977/7/v1n1-3.pdf>>. Acesso em: 30/5/2022.

regulação é parte do arcabouço de incentivos que, se mal desenhados, entrava a prosperidade econômica. Nas palavras de Meneguín e Melo, por exemplo:

Um ambiente regulatório-normativo inchado é nocivo ao ambiente de negócios, já que dificulta investimentos pela falta de regras claras; encarece e burocratiza o empreendedorismo e o estímulo à inovação; e eleva o Custo Brasil, diante dos altos custos de transação, tornando o País menos competitivo no cenário mundial. (MENEQUIN e MELO, 2022)³

Medir um fenômeno é um passo inicial para qualquer um que queira entender seu impacto - funcional ou não - para a sociedade. No caso do Brasil, o [RegBR](#), mostra que o fluxo regulatório agregado, a partir do final dos anos 90, apresenta um aumento em seu volume médio⁴.

Entretanto, o impacto social da regulação não se limita ao estoque de leis, decretos ou emendas constitucionais publicadas. É preciso considerar a formulação da regulação, bem como medir seu impacto sobre o bem-estar.

Ao longo dos anos, ganhou importância nos debates sobre a regulação a inclusão de um arcabouço decisório na formulação das políticas regulatórias, o que se convencionou chamar de **Análise de Impacto Regulatório (AIR)**. Conforme Broughel (2022)⁵:

A AIR é uma ferramenta para incorporar evidências econômicas e científicas na regulamentação, e é baseada na lógica de que as políticas baseadas em evidências terão maior probabilidade de sucesso. (BROUGHTEL, 2022, p.1)⁶

.....
3 MENEGUIN, Fernando Boarato e MELO, Ana Paula Andrade. Uma Nova Abordagem para a Regulação Econômica: Soft Regulation. *Revista do Serviço Público*. No prelo.

4 O leitor pode conferir minhas conclusões usando o filtro “Setor da Economia” na visualização do fluxo regulatório em: <https://infogov.enap.gov.br/regbr/fluxo-regulatorio>.

5 BROUGHTEL, J. *A Primer on Regulatory Impact Analysis*. 2022.

6 No original: “RIA is a tool to incorporate economic and scientific evidence into rulemaking, and it is based on the logic that evidence-based policies will be more likely to succeed.”

A AIR consolidou-se no Brasil, nos últimos anos, com o artigo 6º da Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019, o artigo 5º da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019 e o Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020. Este último decreto, aliás, destacou também a importância de se proceder à análise da efetividade dos instrumentos regulatórios, a chamada **Análise de Resultado Regulatório (ARR)**⁷.

Ciente da necessidade de se promover pesquisas em AIR e ARR, a Enap lançou, em 2020, uma chamada pública para seleção de projetos de pesquisa por meio do Edital nº 125 do Programa Cátedras Brasil, compreendendo duas áreas temáticas, a saber: **Propostas de mudanças regulatórias que não envolvem orçamento e Estudos de caso e melhores práticas em AIR e ARR, com contextualização e análise sobre possibilidade de extrapolação para o Brasil.**

As dez pesquisas selecionadas naquele Edital compõem esta coleção dos Cadernos Enap denominada **Cátedras: Regulação** que o leitor tem em mãos. São pesquisas que analisam o fenômeno da regulação em diversos aspectos.

Primeiramente, há os trabalhos que buscaram propor aperfeiçoamentos na regulação doméstica com base em modelos estrangeiros. É o caso dos trabalhos de Maria Luiza Costa Martins, Luiz Felipe Monteiro Seixas e Juliano Heinen.

No primeiro, a autora estudou como o Reino Unido trata questões de análise de impactos e de resultados regulatórios por meio de entrevistas. O trabalho apresenta uma lista de sugestões para cada uma das agências analisadas. Por sua vez, o segundo trabalho dialoga com a experiência neozelandesa e analisa as possibilidades de uma AIR para a tributação indutora. Finalmente, o terceiro pesquisou a experiência regulatória francesa e norte-americana para aperfeiçoar a AIR no âmbito da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA).

.....
 7 Ver, para detalhes: ANVISA. **Saiba mais sobre Análise de Impacto Regulatório** — Português (Brasil). Disponível em: <<https://www.gov.br/anvisa/pt-br/assuntos/regulamentacao/air/saiba-mais>>. Acesso em: 30/5/2022a; ANVISA. **Saiba mais sobre ARR** — Português (Brasil). Disponível em: <<https://www.gov.br/anvisa/pt-br/assuntos/regulamentacao/avaliacao-do-resultado-regulatorio/saiba-mais>>. Acesso em: 30/5/2022b.

Aliás, a mesma ANA foi alvo de outra pesquisa, a de Carlos Roberto de Oliveira, que destaca a importância de que uma regulação mais eficaz deveria depender menos de mecanismos de comando e controle. A recente mudança no marco regulatório do saneamento é, inclusive, uma oportunidade de aperfeiçoar os instrumentos de AIR e ARR.

A diversidade de setores sujeitos à regulação é destaque em quatro cadernos.

Por exemplo, a discussão sobre hotelaria e os desafios trazidos pelas mudanças tecnológicas, caracterizadas pelo uso intensivo de plataformas digitais motivaram o trabalho de Bruno Martins Augusto Gomes.

Outro problema importante enfrentado pela regulação diz respeito ao meio ambiente. Carina Costa de Oliveira se debruçou sobre a “Política Nacional para a Gestão Integrada, a Conservação e o Uso Sustentável do Sistema Costeiro-Marinho”, propondo aperfeiçoamentos àquela política.

A maior eficiência em contratos de construção e manutenção de rodovias é o tema da pesquisa de Lucas Varjão Motta. As concessões em infraestrutura são caracterizadas por fortes interdependências contratuais e restrição de capacidade, favorecendo o uso dos chamados leilões combinatórios. O trabalho mostra que este tipo de leilão, de fato, reduz os custos.

Luiz Célio Souza Rocha, em sua pesquisa, estudou as possibilidades de usinas híbridas eólicas-fotovoltaicas com sistema de armazenagem de energia. A pesquisa destaca a importância de que a regulação considere o armazenamento de energia no cálculo do custo-benefício deste tipo de usina.

Que incentivos motivam o uso de AIR? A pesquisa desenvolvida por André Andrade Longaray e a investigação conduzida por Carlos Pereira e Érico Lopes dos Santos respondem a esta questão de formas distintas, mas complementares.

No primeiro caso, o regulador, por assim dizer, é exógeno à AIR e o pesquisador se pergunta sobre os determinantes da adoção de uma determinada metodologia

de AIR em detrimento de outras. Verifica-se que não há uma metodologia melhor do que outra. Adicionalmente, no tocante à inovação, não é apropriado admitir que sua presença no contexto regulatório reflita a boa escolha do método de AIR empregado na decisão.

Na pesquisa de Pereira e Santos, o regulador é pensado endogenamente. Existem vários estudos, na literatura, discutindo o problema da interferência externa (e.g. Congresso, Poder Executivo) no funcionamento dos órgãos reguladores. Assim, os autores se perguntam se o uso da AIR não seria percebida pelos servidores destes órgãos, como uma possível defesa contra intervenções externas. Os resultados dão suporte a esta hipótese.

Esperamos que os dez cadernos desta coleção inspirem muitas outras pesquisas na área da regulação.

Claudio Djissey Shikida

Coordenador-Geral de Pesquisa

Diretoria de Altos Estudos

Sumário

Executivo

Nas últimas décadas, o consumo de energia aumentou significativamente devido ao aumento da população mundial e do padrão de vida. Em 2018 foi registrado o crescimento mais rápido do consumo de energia nesta década, com um aumento de 2,3% da demanda de energia mundial. Por ser o principal vetor de energia disponível hoje, a energia elétrica representa grande parte desse aumento no consumo.

Entretanto, os combustíveis fósseis não podem ser considerados uma solução para atender à crescente demanda de energia devido aos seus efeitos negativos críticos sobre o meio ambiente. Assim, um dos principais impulsionadores da transformação do setor de energia elétrica é a necessidade de mudar para uma produção de eletricidade mais limpa e diversificada.

Essa diversificação das fontes de energia está estritamente relacionada à inserção de fontes de energia renováveis (FER) no setor de geração de eletricidade. Na última década, a parcela de eletricidade proveniente de fontes renováveis registrou um crescimento notável no mundo, principalmente de fontes eólica e solar.

Entretanto, a participação cada vez mais relevante de FER na matriz elétrica, sobretudo de energia eólica e solar, traz novos desafios

para os gestores das redes elétricas. A disponibilidade das FER é de natureza intermitente, ou seja, são não contínuas e, diferentemente das fontes tradicionais de produção elétrica, como as hidrelétricas e a geração térmica, fornecem energia de maneira variável e não-controlável para a rede.

No Brasil, assim como no resto do mundo, o crescimento da participação de FER na matriz energética e sua natureza intermitente faz com que a flexibilidade oferecida por recursos de armazenamento ganhe relevância, a tal ponto que a capacidade de armazenamento de energia poderá ser um importante recurso para atender aos crescentes requisitos de capacidade e flexibilidade do sistema.

Apesar do reconhecimento da importância do armazenamento para a gestão da rede elétrica, inexistente no Brasil regulamentação para sua implementação. De fato, a discussão sobre armazenamento no Brasil foi relegada a segundo plano, principalmente devido à grande capacidade hidrelétrica do país. Contudo, essa situação está prestes a mudar e as discussões acerca das adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento de energia (SAE's) no contexto brasileiro já se iniciaram.

Assim, o objetivo geral do presente estudo é propor um método de otimização para a configuração de projetos de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas com SAE em baterias de íon-lítio de grande porte diante do possível impacto das adequações regulatórias necessárias à inserção de SAE's no contexto brasileiro. Para tanto, foi considerado um projeto de uma usina híbrida eólico-fotovoltaica com SAE, com capacidade instalada total de 60 MW, onde os percentuais da quantidade de fonte eólica, fonte solar e armazenamento no projeto são as variáveis de entrada (x_i), e as variáveis de resposta (y_i) custo nivelado de energia (LCOE), densidade de produção de energia diversificada e valor presente líquido (VPL), foram calculadas para cada configuração da usina, definida pelo arranjo experimental. Os objetivos a serem otimizados foram modelados pela técnica de arranjo de misturas com posterior otimização utilizando a abordagem de interseção normal à fronteira (NBI). A configuração final da planta híbrida foi alcançada pela utilização da medida de entropia de Shannon.

A cidade escolhida para análise no presente estudo foi Caetité na Bahia, local que possui aptidão para a produção tanto de energia eólica, pela característica de alta velocidade dos ventos, quanto de energia solar, pelo alto índice de irradiação. Com base nos custos de investimento, atual e ideal, do SAE em baterias de íon-lítio de grande porte e no nível de remuneração do SAE, atual e ideal, foram gerados 4 cenários de análise, cujos resultados podem ser vistos na Tabela 1.

Tabela 1 – Resultados consolidados

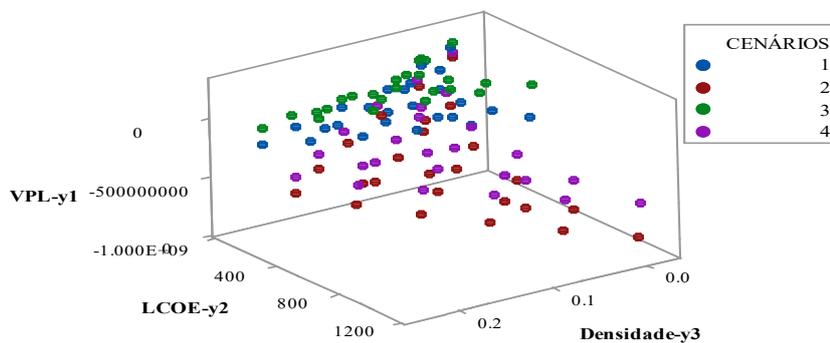
Cenários	Investimento SAE (R\$/MW)	Remuneração SAE (R\$/MWh)	VPL	LCOE	$\rho_e \Delta$	% Eólica (x_1)	% Solar (x_2)	% SAE (x_3)
1	2.000.000,00	0,00	0.00	165.41	0.067	0.304	0.327	0.369
2	8.000.000,00	0,00	0.00	163.30	0.044	0.448	0.374	0.177
3	2.000.000,00	380,12	0.00	341.38	0.050	0.021	0.074	0.905
4	8.000.000,00	380,12	0.00	187.21	0.047	0.406	0.355	0.239

Fonte: elaboração própria (2021).

No Cenário 3, que apresenta um menor custo de investimento e uma significativa remuneração ao serviço prestado pelo SAE, seria quase possível implementar um sistema autônomo de armazenamento designado somente para este fim, ou seja, sem estar conjugado com uma usina de geração de energia. Na situação atual, ou seja, Cenário 2, só seria possível implementar 17,7% da capacidade instalada, de 60 MW, em SAE. Entretanto, é preciso destacar que os preços de venda de energia eólica e solar considerados no presente estudo são os preços-teto do leilão, sendo que nesta situação, como já estaríamos no limite da viabilidade do projeto, não seria possível implementar qualquer deságio no preço da energia. Isto significa que um projeto deste só seria possível com um mecanismo de subsídio no preço da energia que compensasse o déficit econômico causado pelo SAE.

A Figura 1 apresenta as fronteiras de Pareto para os quatro cenários.

Figura 1 – Fronteiras de Pareto para todos os cenários do estudo



Fonte: elaboração própria (2021).

Percebe-se que, nos Cenários 2 e 4, onde se empregou um custo de investimento em SAE de R\$ 8.000.000,00, os pontos se mostram mais dispersos na fronteira Pareto-ótima com a maioria dos valores de VPL abaixo de zero, ou seja, inviáveis economicamente. Disto depreende-se que o custo de investimento em SAE, na faixa utilizada, impacta mais a viabilidade do projeto de geração de energia com SAE do que a própria remuneração pelo serviço prestado. Ao se comparar os Cenários 1, (investimento de R\$ 2.000.000,00 por MW instalado com remuneração pelo armazenamento de R\$ 0,00 por MWh) e 4 (investimento de R\$ 8.000.000,00 por MW instalado com remuneração pelo armazenamento de R\$ 380,12 por MWh), percebe-se que o Cenário 1 possui mais pontos Pareto-ótimos na área de viabilidade, o que gera maior flexibilidade para uma possível composição da usina híbrida eólico-fotovoltaica com SAE em bateria de íon-lítio de grande porte, em comparação ao Cenário 4. Além disso, apesar da solução final para o problema estar bem próxima nos dois cenários, o que é compreensível pelas restrições adotadas (máxima entropia e $VPL = 0$), o Cenário 1 permitiria o emprego de uma maior proporção de SAE no projeto: 36,9% contra 23,9% do Cenário 4.

No contexto das adequações regulatórias, a respeito dos mecanismos de remuneração dos SAE's, deve-se buscar um arcabouço regulatório que reconheça o valor do armazenamento para o sistema elétrico, tecendo um mecanismo baseado em maximizar benefícios mais que minimizar custos, de modo que todos os benefícios proporcionados pelo SAE possam ser reconhecidos e compensados. O arcabouço regulatório deve prever se haverá um pagamento mínimo definido para os serviços prestados, a exemplo das políticas de *feed-in tariff* adotadas para incentivar a geração de energia por FER. Outro ponto que precisa de definição é a modalidade de contratação a ser adotada no mercado de armazenamento. Atualmente, a principal forma de contratação de energia no Brasil são os leilões no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), utilizando-se o critério de menor tarifa. Entretanto, as estruturas convencionais de licitação podem ter que ser revistas para refletir as restrições operacionais dos recursos.

A possibilidade de aplicação dos SAE's em grande escala em diversos segmentos do mercado, traz à tona a necessidade de se criar a figura do agente armazenador de energia elétrica, fugindo da dicotomia clássica produzida pela classificação gerador/consumidor. Isso permitiria a geração de múltiplas receitas, evitaria a taxa dupla da atividade de armazenamento e permitiria a criação de regras claras para a ampla concorrência no mercado de armazenamento.

Uma maior granularidade temporal associada ao acesso irrestrito ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) poderá viabilizar a criação de uma bolsa de valores

de energia no Brasil. Nesse sentido, os SAE's de grande porte poderão ser implementados visando trabalhar com a arbitragem de preços. Além da arbitragem de preços, no intuito de gerar múltiplas receitas para os SAE's em grande escala, faz-se necessária a criação de um mercado de capacidade, o que pode ser atendido com a implementação da proposta de separação entre lastro e energia no mercado brasileiro. Além disso, faz-se necessária uma reavaliação da forma de prestação dos serviços ancilares e de sua forma de remuneração.

No contexto atual, seria possível a criação de um mercado de serviços ancilares, com serviços de resposta rápida e serviços de rampa rápida, que poderiam ser atendidos especificamente por tecnologias mais modernas, como as baterias de íon-lítio. Nas últimas décadas, as baterias de íon-lítio tornaram-se a tecnologia dominante para o armazenamento de energia em larga escala, tendo seu custo sido reduzido de maneira acentuada e sua performance tecnológica alcançado níveis satisfatórios. Como vantagens das baterias podem-se citar a maior eficiência, o menor tempo de descarga e a versatilidade, pois permite mobilidade, possui construção mais rápida e fácil, e é facilmente dimensionável.

No presente estudo foi claramente demonstrado que o custo de investimento tem um impacto fundamental para a viabilidade econômica de projetos híbridos eólico-fotovoltaicos com SAE's em baterias de larga escala. Nesse contexto, um ponto negligenciado na nascente literatura sobre armazenamento no Brasil e que poderia ser objeto das discussões acerca das adequações regulatórias, seriam as políticas industriais para o desenvolvimento da cadeia produtiva que envolva o armazenamento de energia. Outra possibilidade seria a criação de incentivos fiscais para a importação de equipamentos, visando baratear seu custo.

Por fim, conforme demonstrado no presente estudo, os SAE's apresentam balanço energético total negativo, o que implica em aumento de carga para o sistema como um todo. Essa característica precisa ser considerada ao se elaborar um planejamento de longo prazo visando a criação de um mercado de armazenamento de eletricidade no Brasil.



Clique aqui para baixar
o **Sumário Executivo** separado.
Compartilhe!

Resumo

Os desafios apresentados pela maior geração de energia elétrica por fontes de energia renováveis intermitentes podem ser minimizados pela incorporação de sistemas de armazenamento de energia (SAE). Apesar dos benefícios, esta ainda é uma tecnologia incipiente e de uso limitado no Brasil, e sua viabilidade financeira é vista como improvável, na atual configuração regulatória brasileira. Assim, o objetivo do presente estudo é propor um método de otimização para a configuração de projetos de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas com SAE em baterias de íon-Lítio de grande porte diante do possível impacto das adequações regulatórias necessárias à inserção de SAE no contexto brasileiro. No cenário atual, em que os custos de investimento ainda são altos e a remuneração pelos serviços prestados à rede não é adequadamente definida, a possibilidade de inserção de armazenamento alcança somente 17,7% da capacidade do projeto. Além disso, o custo de investimento em SAE impacta mais a viabilidade do projeto do que a própria remuneração pelo serviço prestado. Dessa forma, as adequações regulatórias devem, entre outras coisas: permitir a geração de receitas múltiplas e evitar a bitributação; prever se haverá um pagamento mínimo definido pelos serviços prestados e/ou se haverá uma linha de crédito subsidiada; e desenvolver a cadeia produtiva que envolve o armazenamento ou criar incentivos fiscais para a importação de equipamentos visando a redução do custo. Por fim, é importante destacar que o SAE implica em aumento de carga para o sistema como um todo e essa característica precisa ser considerada para um planejamento de longo prazo.

Palavras-chave: regulação, fontes de energia renováveis, mercado de armazenamento de energia, qualidade de energia elétrica, confiabilidade, flexibilidade

1.

Introdução

Pág. 23

2.

Sistema de
armazenamento de energia

Pág. 32

3.

Situação regulatória para o
mercado de armazenamentode energia

Pág. 41

4.

Sistemas de armazenamento de
energia no contexto brasileiro

Pág. 49

5.

Metamodelagem

Pág. 61

6.

Metodologia

Pág. 74

7.

Resultados

Pág. 89

8.

Considerações finais e
implicações políticas

Pág. 118

Lista de figuras

Figura 1 – Previsão da capacidade instalada de armazenamento de energia

Pág. 35

Figura 2 – Implementação anual de armazenamento de energia por país

Pág. 38

Figura 3 – Oferta interna de energia elétrica por fonte

Pág. 51

Figura 4 – Energia armazenada máxima versus capacidade de regularização

Pág. 52

Figura 5 – Dados de irradiação (Wh/m^2) para Caetité-BA

Pág. 80

Figura 6 – Dados de velocidade de vento (m/s) para Caetité-BA

Pág. 81

Figura 7 – Complementaridade entre as fontes eólica e solar em Caetité-BA

Pág. 81

Figura 8 – Dados de potência (real x estimada)

Pág. 83

Figura 9 – Produção mensal de energia

Pág. 84

Figura 10 – Superfície de resposta e Contour plot para VPL - Cenário 1

Pág. 93

Figura 11 – Superfície de resposta e Contour plot para LCOE - Cenário 1

Pág. 93

Figura 12 – Superfície de resposta e Contour plot para Densidade de produção de energia diversificada - Cenário 1

Pág. 93

Figura 13 – Fronteira de Pareto - Cenário 1

Pág. 96

Figura 14 – Superfície de resposta e Contour plot para VPL - Cenário 2

Pág. 99

Figura 15 – Superfície de resposta e Contour plot para LCOE - Cenário 2

Pág. 99

Figura 16 – Superfície de resposta e Contour plot para Densidade de produção de energia diversificada - Cenário 2

Pág. 99

Figura 17 – Fronteira de Pareto - Cenário 2

Pág. 102

Figura 18 – Superfície de resposta e Contour plot para VPL - Cenário 3

Pág. 105

Figura 19 – Superfície de resposta e Contour plot para LCOE - Cenário 3

Pág. 105

Figura 20 – Superfície de resposta e Contour plot para Densidade de produção de energia diversificada - Cenário 3

Pág. 105

Figura 21 – Fronteira de Pareto - Cenário 3

Pág. 108

Figura 22 – Superfície de resposta e Contour plot para VPL - Cenário 4

Pág. 111

Figura 23 – Superfície de resposta e Contour plot para LCOE - Cenário 4

Pág. 111

Figura 24 – Superfície de resposta e Contour plot para Densidade de produção de energia diversificada - Cenário 4

Pág. 111

Figura 25 – Fronteira de Pareto - Cenário 4

Pág. 114

Figura 26 – Fronteiras de Pareto para todos os cenários do estudo

Pág. 116

Figura 27 – Fronteiras de Pareto para os Cenários 1 e 4

Pág. 117

Lista de tabelas

Tabela 1 – Arranjo experimental

Pág. 77

Tabela 2 – Dados de irradiação (Wh/m^2) para Caetité-BA

Pág. 78

Tabela 3 – Temperatura média máxima para Caetité-BA

Pág. 79

Tabela 4 – Dados de velocidade de vento (m/s) a 100 m de altura para Caetité-BA

Pág. 79

Tabela 5 – Funções de potência para os aerogeradores

Pág. 82

Tabela 6 – Pressupostos para a análise financeira

Pág. 85

Tabela 7 – Arranjo experimental - Cenário 1

Pág. 91

Tabela 8 – Modelos matemáticos para as funções objetivo - Cenário 1

Pág. 92

Tabela 9 – Matriz *payoff* para as funções objetivo - Cenário 1

Pág. 94

Tabela 10 – Conjunto ótimo de Pareto - Cenário 1

Pág. 95

Tabela 11 – Arranjo experimental - Cenário 2

Pág. 97

Tabela 12 – Modelos matemáticos para as funções objetivo - Cenário 2

Pág. 98

Tabela 13 – Matriz *payoff* para as funções objetivo - Cenário 2

Pág. 100

Tabela 14 – Conjunto ótimo de Pareto - Cenário 2

Pág. 101

Tabela 15 – Arranjo experimental - Cenário 3

Pág. 103

Tabela 16 – Modelos matemáticos para as funções objetivo - Cenário 3

Pág. 104

Tabela 17 – Matriz *payoff* para as funções objetivo - Cenário 3

Pág. 106

Tabela 18 – Conjunto ótimo de Pareto - Cenário 3

Pág. 107

Tabela 19 – Arranjo experimental - Cenário 4

Pág. 109

Tabela 20 – Modelos matemáticos para as funções objetivo - Cenário 4

Pág. 110

Tabela 21 – Matriz *payoff* para as funções objetivo - Cenário 4

Pág. 112

Tabela 22 – Conjunto ótimo de Pareto - Cenário 4

Pág. 113

Tabela 23 – Resultados consolidados

Pág. 115

Lista de quadros

Quadro 1 – Modelos de negócio para armazenamento de energia

Pág. 46

Quadro 2 – Resoluções Normativas aplicadas ao contexto da rede inteligente (*smart grid*)

Pág. 54

1.

Introdução





1. Introdução

1.1 – Problema de pesquisa

Nas últimas décadas, o consumo de energia aumentou significativamente devido ao aumento da população mundial e do padrão de vida (MAHMOUD *et al.*, 2020). Segundo a Agência Internacional de Energia, o crescimento mais rápido do consumo de energia nesta década foi registrado em 2018, com um aumento de 2,3% da demanda de energia mundial (IEA, 2019). Por ser o principal vetor de energia disponível hoje (ROCHA *et al.*, 2018), a energia elétrica representa grande parte deste aumento no consumo.

Entretanto, segundo Marrasso *et al.* (2019), os combustíveis fósseis não podem ser considerados uma solução para atender à crescente demanda de energia devido aos seus efeitos negativos críticos sobre o meio ambiente. Assim, um dos principais impulsionadores da transformação do setor de energia elétrica é a necessidade de mudar para uma produção de eletricidade mais limpa e diversificada.

Essa diversificação das fontes de energia está estritamente relacionada à inserção de fontes de energia renováveis (FER) no setor de geração de eletricidade. Na última

década, a parcela de eletricidade proveniente de fontes renováveis registrou um crescimento notável no mundo, principalmente de fontes eólica e solar (MARRASSO *et al.*, 2019).

Entretanto, a participação cada vez mais relevante de FER na matriz elétrica, sobretudo de energia eólica e solar, traz novos desafios para os gestores das redes elétricas. A disponibilidade das FER é de natureza intermitente, ou seja, são não contínuas e, diferentemente das fontes tradicionais de produção elétrica, como as hidrelétricas e a geração térmica, fornecem energia de maneira variável e não-controlável para a rede.

No Brasil, assim como no resto do mundo, o crescimento da participação de FER na matriz energética e sua natureza intermitente faz com que a flexibilidade oferecida por recursos de armazenamento ganhe relevância, a tal ponto que a capacidade de armazenamento de energia poderá ser um importante recurso para atender aos crescentes requisitos de capacidade e flexibilidade do sistema (EPE, 2019a, ANEEL, 2020).

Apesar do reconhecimento da importância do armazenamento para a gestão da rede elétrica, inexistente no Brasil regulamentação para sua implementação. De fato, a discussão sobre armazenamento no Brasil foi relegada a segundo plano, principalmente devido à grande capacidade hidrelétrica do país (SILVEIRA *et al.*, 2018, DRANKA; FERREIRA, 2020). Contudo, essa situação está prestes a mudar e as discussões acerca das adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento de energia (SAE's) no contexto brasileiro já se iniciaram (ANEEL, 2020).

Assim, surge o seguinte problema de pesquisa: como otimizar a configuração de projetos de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas com SAE em baterias de grande porte diante do possível impacto das adequações regulatórias propostas?

1.2 – Contextualização e justificativa

Por ser um ativo estratégico, a disponibilidade de energia em quantidade e qualidade tem sido um pré-requisito para o desenvolvimento econômico das nações. Além disso, a segurança energética é tratada como uma questão central nas agendas dos países por todo o mundo (LACERDA *et al.*, 2020).

Uma vez que a matriz energética mundial está se deslocando para uma maior participação de eletricidade (ANEEL, 2020) e que há a necessidade de transformar

o setor de energia, fortemente dependente de combustíveis fósseis, em um setor com baixas emissões de carbono, as FER ganham relevância.

Energia renovável refere-se a formas de energia que ocorrem na natureza e são produzidas continuamente devido à energia absorvida pelo sol, que do ponto de vista da humanidade tem duração infinita. Muitos tipos de energia se encaixam nesta definição, tais como aqueles que vêm diretamente do sol (como a fotovoltaica), vento, biomassa, e do movimento da água em geral (marés, ondas e assim por diante) (ROCHA *et al.*, 2018). O aumento do uso de recursos renováveis contribui para o crescimento econômico sem negligenciar as questões ambientais (SENER *et al.*, 2018; REDISKE *et al.*, 2019). No entanto, as FER enfrentam vários obstáculos técnicos e econômicos ao seu desenvolvimento, sendo necessárias medidas adequadas para promover a captação de recursos para pesquisa e desenvolvimento da tecnologia no setor (AQUILA *et al.*, 2016; ROCHA *et al.*, 2017a).

Nas últimas décadas, o Brasil presenciou a abertura de seu setor elétrico (SILVA *et al.*, 2016) e a realização de estratégias para incentivar o uso de FER, a fim de reduzir a dependência de grandes hidrelétricas em sua matriz energética (AQUILA *et al.*, 2016). Embora o Brasil tenha um dos maiores potenciais hidrelétricos do mundo (SILVA *et al.*, 2016), a dependência dos recursos hídricos levantou questões sobre o impacto social e ambiental decorrente da construção de grandes barragens, além da seca que causou apagões generalizados em 2001 e 2002, e levou à discussão sobre a necessidade de expandir a participação de novas fontes de suprimento de energia na matriz energética do país. Após a crise energética de 2001 e 2002, o Brasil foi um dos países a adotar políticas de incentivo ao mercado de energia renovável (AQUILA *et al.*, 2018a), lançando o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), destinado a contratar 3.300 MW de energia elétrica, produzida por fonte eólica, pequenas usinas hidrelétricas e biomassa (DUTRA; SZKLO, 2008). Em 2014, uma seca, novamente, ameaçou o fornecimento de eletricidade no Brasil (ROTELA JUNIOR *et al.*, 2019). Os baixos níveis de reservatórios hidrelétricos levaram a um aumento nos preços da energia no mercado, o que reforçou ainda mais o discurso sobre a necessidade de promover alternativas às barragens hidrelétricas no Brasil (SCHMIDT *et al.*, 2016). No final do mesmo ano, pela primeira vez, a energia fotovoltaica participou de um leilão de energia e, em abril de 2015, um leilão de fontes alternativas contratou três parques eólicos. Adicionalmente, em 2015, ocorreram leilões com a participação de energia fotovoltaica e eólica (AQUILA *et al.*, 2018b).

Entretanto, as duas fontes também possuem desvantagens. No caso da energia

eólica, de acordo com Fadigas (2011), as principais desvantagens são: poluição visual causada nos locais em que são instaladas usinas eólicas; poluição sonora devido ao ruído proporcionado pelo som do vento batendo nas pás; e impacto dos aerogeradores sobre as aves do local, podendo ocasionar a morte dos animais que se chocam com os aerogeradores. Além disso, as usinas eólicas ocupam um tamanho de área significativo, e, por essa razão, sua construção pode causar uma descaracterização no habitat natural onde forem instaladas, aumentar os gastos com terra e limitar a opção de expansão futura do empreendimento (RAMANATHAN, 2001). Já em relação à energia solar as principais desvantagens são: o fato de não haver produção alguma de energia no período noturno (VAN DER ZWAAN; RABL, 2003); tecnologia ainda em fase de amadurecimento, sendo o custo ainda superior ao de outras FER, como a eólica e a biomassa (REN 21, 2016); e em locais com latitudes médias e altas a produção cai de forma brusca durante o inverno (AQUILA *et al.*, 2018b). Dessa forma, uma alternativa interessante para aproveitar a energia eólica e fotovoltaica para a produção de energia elétrica, reduzindo o impacto das desvantagens de cada uma das fontes, são os sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos. Os projetos de geração híbrida otimizados, além de serem mais confiáveis e mais baratos, maximizam o potencial de recursos naturais como o sol e o vento (AQUILA *et al.*, 2018b).

Devido ao potencial eólico e solar do Brasil, o uso da geração híbrida é oportuno e se torna realidade com a recente construção de várias plantas eólico-fotovoltaicas (EPE, 2017). Aquila *et al.* (2018b) destacam que as vantagens da geração de energia nesses sistemas híbridos incluem: complementaridade de fontes, pois o regime de vento é mais intenso à noite, enquanto a incidência do sol ocorre durante o dia; economias de escala, reduzindo o custo médio para empresas que investem nas duas fontes; e a necessidade de apenas um estudo de impacto ambiental para o projeto que utiliza as duas fontes, o que acelera o processo de licenciamento ambiental. Os autores ainda citam a redução dos custos operacionais e dos impactos sociais e ambientais relacionados aos projetos híbridos eólico-fotovoltaicos. Com base nesses argumentos, alguns agentes propuseram leilões de energia específicos para a contratação de usinas híbridas, o que ampliaria o espaço para novos projetos.

As hidrelétricas convencionais e a geração térmica utilizando carvão, petróleo ou gás, fornecem energia de maneira constante e previsível para a rede elétrica, com programação precisa da produção (FALCO; MASTRANDREA, 2014). Por outro lado, a disponibilidade das FER é de natureza intermitente e fortemente influenciada por sua localização geográfica (MARRASSO *et al.*, 2019), resultando

em uma produção de energia altamente variável e difícil de prever (WEITZEL; GLOCKK, 2018). Biswas *et al.* (2017) afirmam que, geralmente, as FER não podem ser autônomas em uma usina por causa de sua natureza intermitente e das flutuações significativas na produção, especialmente quando se considera as energias eólica e solar. Devido à alta volatilidade na produção de energia, esta precisa ser balanceada para fins de estabilidade da rede elétrica (GÖTZ *et al.*, 2016; MÜNDERLEIN *et al.*, 2019). Uma alta participação de energias renováveis gera novos desafios à gestão da rede elétrica, aumentando a preocupação com o nível de confiabilidade do sistema (GBADEGESIN *et al.*, 2019; KUCEVIC *et al.*, 2020). Portanto, um dos desafios atuais para os gestores da rede é a questão de como combinar várias fontes de energia de uma maneira que melhor controle a variabilidade em todo o sistema de distribuição (FALCO; MASTRANDREA, 2014).

Das *et al.* (2018) citam que o Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica dos EUA estimou o custo anual das interrupções no sistema de distribuição de energia em US\$ 100 bilhões. Dessa forma, embora a geração de energia a partir de FER seja mais ambientalmente sustentável, uma alta dependência de energia renovável pode tornar os sistemas de distribuição menos confiáveis, colaborando para o aumento destes custos (DAS *et al.*, 2018). Com o intuito de evitar os problemas oriundos da flutuação e intermitência da energia eólica e solar, se faz necessário o armazenamento de eletricidade de longo prazo e com grande capacidade, que, para além do objetivo de estabilização do sistema, pode servir como uma capacidade de produção reserva (MÜNDERLEIN *et al.*, 2020).

O sistema de armazenamento de energia (SAE) fornece flexibilidade ao sistema elétrico para lidar com as flutuações e a natureza intermitente das fontes renováveis. Além disso, o SAE pode acomodar as flutuações da demanda de energia, atenuando o desequilíbrio entre oferta e demanda. Dessa forma, os SAE's podem melhorar a estabilidade da rede e o desempenho do sistema, aumentar a inserção de FER e reduzir a utilização de fontes de energia de combustíveis fósseis e, conseqüentemente, seus impactos ambientais (MAHMOUD *et al.*, 2020). Nesse mesmo sentido, Das *et al.* (2018) afirmam que o uso apropriado do SAE pode mitigar alguns desafios operacionais relacionados ao uso da energia eólica e solar, fornecendo regulagem de tensão, suavizando as flutuações da produção, equilibrando o fluxo de energia na rede, adequando oferta e demanda e ajudando as empresas de distribuição (operadores de rede e concessionárias de energia) a atender à demanda de maneira confiável e sustentável.

Münderlein *et al.* (2020) citam que sistemas de armazenamento como baterias, supercapacitores, volantes de inércia, sistemas de armazenamento de energia

por bombeamento hidráulico e por ar comprimido podem ser utilizados para armazenar energia temporariamente, para uso posterior. Cada uma dessas tecnologias possui propriedades diferentes em relação à eficiência, custo e tempo de vida. Segundo Schmidt *et al.* (2019), sistemas de armazenamento de energia por bombeamento hidráulico e por ar comprimido são caracterizados por tempos de resposta relativamente lentos (maiores que 10 segundos) e por sistemas com tamanhos mínimos muito grandes (maiores que 5 MW) e, por isso, eles não são adequados para aplicações de resposta rápida, como controle primário de frequência e qualidade de energia, nem para aplicações de consumo em pequena escala. Os volantes de inércia e os supercapacitores são caracterizados por possuir descargas de curta duração (menores que 1 hora) e não são adequados para aplicações que requerem fornecimento de energia por um prazo maior (SCHMIDT *et al.*, 2019). Levando em conta todas essas características, a opção que se apresenta como a mais adequada é o sistema de armazenamento em bateria (ZHANG *et al.*, 2016; MÜNDELERLEIN *et al.*, 2019). O armazenamento em bateria é o mais apropriado, pois possui a potência e a densidade de energia necessárias, bem como um tempo de resposta adequado (SILVEIRA *et al.*, 2018). Nos últimos anos, as baterias de íon-Lítio tornaram-se a tecnologia dominante nesse campo (HALLER *et al.*, 2020). O custo dessa tecnologia foi reduzido drasticamente e espera-se uma redução substancial nos próximos cinco a dez anos (COLE; FRAZIER, 2019; HALLER *et al.*, 2020). Além disso, a tecnologia das baterias de íon-Lítio é considerada madura (ANEEL, 2020) e a possibilidade de reuso de baterias usadas provenientes de veículos elétricos favorece seu uso futuro para o setor de armazenamento de energia (EPE, 2019a).

Apesar dos benefícios trazidos pelo armazenamento de energia, esta ainda é uma tecnologia incipiente com uso limitado no Brasil (SILVEIRA *et al.*, 2018). Existe uma ausência histórica de financiamento na pesquisa de tecnologias de armazenamento no Brasil, principalmente devido ao grande sistema hidrelétrico existente no país (DRANKA; FERREIRA, 2020). Por isso, segundo Silvera *et al.* (2018), é difícil encontrar estudos e pesquisas com aplicações no cenário brasileiro. No entanto, devido à variação na geração e à necessidade de equilibrar energia e regular tensão e frequência, o uso de SAE's é inevitável na rede moderna (SILVEIRA *et al.*, 2018).

Entretanto, a viabilidade financeira dos sistemas de armazenamento, na atual configuração regulatória brasileira é vista como pouco provável (EPE, 2019a). De fato, os avanços regulatórios não acompanham os avanços tecnológicos e somente no ano de 2020 a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) iniciou um

processo de tomada de subsídios, visando obter contribuições para adequações regulatórias do setor de armazenamento no Brasil. As propostas de adequações regulatórias visam, de maneira geral, definir quais as aplicações do sistema de armazenamento, com o intuito de definir as medidas necessárias para se criar um ambiente de mercado propício à inserção dos recursos de armazenamento no sistema de energia elétrica do Brasil (ANEEL, 2020). De maneira geral, entende-se que o sistema regulatório deve evoluir para reconhecer e compensar os benefícios gerados pelos sistemas de armazenamento de energia (ANEEL, 2020, EPE, 2019a).

Alguns estudos recentes sobre a utilização de energia eólica e fotovoltaica no Brasil incluem a análise de viabilidade econômica de geração eólica em pequena escala (ROCHA *et al.*, 2018; ROTELA JUNIOR *et al.*, 2019; LACERDA *et al.*, 2020), a análise de viabilidade econômica de geração fotovoltaica em pequena escala (ROCHA *et al.*, 2017a), a otimização de sistemas híbridos isolados em pequena escala (SILVA *et al.*, 2013; FONSECA *et al.*, 2018), a análise de viabilidade econômica de plantas eólicas em grande escala (AQUILA *et al.*, 2016; AQUILA *et al.*, 2020a), otimização da configuração de plantas eólicas (AQUILA *et al.*, 2020b) e a otimização de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas em grande escala (AQUILA *et al.*, 2018b; AQUILA *et al.*, 2020c). Nenhum desses estudos contempla a otimização da configuração de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas considerando SAE em baterias de grande escala, confirmando a existência de uma lacuna na literatura, conforme anteriormente exposto por Silvera *et al.*, (2018) e Dranka e Ferreira (2020). Além disso, o estudo proposto torna-se bastante oportuno no contexto das discussões sobre as adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), fornecendo informações essenciais sobre a viabilidade econômica da aplicação desta tecnologia em projetos de usinas eólico-fotovoltaicas já em desenvolvimento no Brasil.

Usinas eólicas e/ou fotovoltaicas, se diferem de sistemas instalados em residências e indústrias porque fornecem energia de alta voltagem para fins de distribuição, e não para consumo próprio. Muitos países estão apoiando a ideia de instalação de usinas eólico-fotovoltaicas por meio da modificação de regulamentações e incentivos em expansão, já que o custo nivelado de energia (LCOE) para essas fontes tem caído nos últimos anos, levando-as a serem consideradas mais competitivas (REDISKE *et al.*, 2018). No lastro dessa tendência, muitos países também têm trabalhado no sentido de viabilizar a inserção dos SAE's nesses projetos. Contudo, segundo Durusu e Edruman

(2018), os investidores da indústria estão procurando métodos para minimizar os custos de instalação e maximizar a produção de energia, visando um rápido crescimento no mercado.

Nas decisões em que se considera apenas o menor investimento ou a redução de custos, não existe conflito entre dois ou mais objetivos. Nesse caso, nenhum método especial é necessário (MIETTINEN, 1999). Porém, quando o problema abrange mais de um objetivo ou fator que possam influenciar a decisão, a complexidade aumenta, pois, os objetivos são função do mesmo conjunto de variáveis de decisão e são conflitantes entre si (BARIL *et al.*, 2011). Quando se trata de problemas com mais de um objetivo e esses objetivos são conflitantes entre si, faz-se necessária a utilização de métodos de otimização multiobjetivo como técnica de solução (ROCHA *et al.*, 2020).

Considerando o recente interesse dos investidores em projetos de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas com SAE, há a necessidade de se implementar modelos matemáticos capazes de auxiliar na tomada de decisão sobre a configuração ideal para instalação desses empreendimentos, considerando os diferentes fatores técnicos, ambientais, sociais e econômicos. Assim, um processo de otimização multiobjetivo foi utilizado para guiar a elaboração de projetos híbridos eólico-fotovoltaicos com SAE em baterias de íon-Lítio de grande porte, de modo que simultaneamente reduzissem o LCOE, maximizassem a densidade de produção de energia diversificada e fossem economicamente viáveis. Os objetivos a serem otimizados foram modelados pela técnica de arranjo de misturas com posterior otimização utilizando a abordagem de interseção normal à fronteira (NBI). A configuração final da planta híbrida foi alcançada pela utilização da medida de entropia de Shannon (1948).



2.

Sistema de
armazenamento de
energia



2. Sistema de armazenamento de energia

Segundo Shaqsi *et al.* (2020), a demanda de energia não se mantém uniforme ao longo do dia, nem ao longo do ano, mas varia drasticamente em um dia e durante as várias estações do ano. Assim, as demandas de pico e fora de pico surgem no dia a dia e durante as diferentes estações devido às necessidades individuais e aos efeitos climáticos. Esses fenômenos requerem armazenamento de energia.

Além desses fenômenos, um novo cenário se apresenta: um cenário em que a matriz elétrica mundial migra de uma composição altamente dependente de combustíveis fósseis para uma matriz focada em energia elétrica proveniente de fontes renováveis (IEA, 2020a). Neste contexto, os sistemas de armazenamento de energia (SAE's) são vistos como essenciais para a descarbonização da matriz energética e para a transição para uma economia de carbono zero (IEA, 2020a, DRANKA; FERREIRA, 2020, MAHMOUD *et al.*, 2020, DAS *et al.*, 2018).

A crescente participação de FER, como solar e eólica, exige um sistema de energia mais flexível para garantir que as FER sejam integradas de forma eficiente e confiável (IRENA, 2019, EPE, 2018), sendo que os SAE's se apresentam como potencial

solução para aumentar a flexibilidade do sistema. A este respeito, Di Silvestre *et al.* (2018) afirmam que o futuro da implementação de sistemas energéticos baseados em FER está fortemente ligado às opções de armazenamento de energia disponíveis.

Os desafios operacionais impostos pela maior inserção de FER de natureza intermitente à matriz energética mundial podem ser minimizados pela incorporação de SAE's, os quais desempenham um papel importante na melhoria da estabilidade e confiabilidade da rede (DIVYA; ØSTERGAARD, 2009, SUBERU *et al.*, 2014, FALCO; MASTRANDREA, 2014, DAS *et al.*, 2018, MAHMOUD *et al.*, 2020, MÜNDELEIN *et al.*, 2020). Entre os serviços que podem ser prestados pelos SAE's ao sistema elétrico, tanto no setor de geração quanto nos setores de transmissão, distribuição e comercialização, estão a arbitragem de preços, suprimento de capacidade, regulação de frequência, reserva girante e não-girante, suporte de tensão, autorrestabelecimento (*black start*), postergação de investimentos em redes de transmissão e distribuição, alívio de congestionamento e suporte reativo (UGARTE *et al.*, 2015, HONG; RADCLIFFE, 2016, IRENA, 2017, IRENA, 2019, EPE, 2019a, ANEEL, 2020, SHAQSI *et al.*, 2020). Ainda, devido à intermitência das FER, pode ocorrer que a produção de energia produzida em um dado momento seja maior do que a demanda, causando a perda dessa energia, o que é conhecido como *curtailment*. O uso de SAE's poderia limitar a ocorrência desse fenômeno (ZHANG *et al.*, 2020, IEA, 2020b, EPE, 2018), favorecendo a crescente participação de FER na matriz energética ao redor do mundo, reduzindo a volatilidade dos preços de energia e evitando a ocorrência de preços negativos (GRÜNEWALD *et al.*, 2011, ANUTA *et al.*, 2014, LAGARDE; LANTZ, 2018, BLAZQUEZ *et al.*, 2018, BARBRY *et al.*, 2019, AUST; HORSCH, 2020).

De acordo com Kyriakopoulos e Arabatzis (2016), as principais funções de um SAE são: 1. reduzir o custo da energia, armazenando energia em momentos de baixa demanda e liberando nos horários de pico; 2. melhorar a confiabilidade do sistema elétrico; e 3. melhorar a qualidade de potência, frequência, voltagem e eficiência da geração de energia existente.

Em 2011, estimativas apontavam que seria necessária no mundo uma capacidade de armazenamento de energia entre 189 GW a 305 GW em 2050, correspondendo a uma taxa de variação da produção de energias renováveis de 15% a 30%, respectivamente (IEC, 2011). Mais recentemente, as estimativas atestam que as instalações de armazenamento de energia ao redor do mundo se multiplicarão exponencialmente dos 9 GW implementados até 2018 para 1095 GW até 2040, exigindo investimentos da ordem de US\$ 662 bilhões, sendo que a maioria da

geralmente categorizadas como (SCHOENUNG *et al.*, 1996, MA *et al.*, 2014): elétrica, como os supercapacitores; mecânica, como por exemplo volantes de inércia, usinas hidrelétricas reversíveis e sistemas de armazenamento de energia por ar comprimido; eletroquímica, como as baterias de chumbo-ácido, íon-lítio e sódio-enxofre; térmica, como o armazenamento de energia por calor sensível; e química, como por exemplo a célula de combustível. Segundo Münderlein *et al.* (2020), todas essas tecnologias podem ser utilizadas para armazenar energia temporariamente, para uso posterior. Dependendo das características de armazenamento e descarga de energia, um SAE pode servir a muitas funções no mercado de eletricidade. De acordo com Ma *et al.* (2014), o SAE em uso para energia elétrica geralmente inclui os tipos elétrico, mecânico e eletroquímico. Devido à sua versatilidade, os sistemas eletroquímicos, dos quais as baterias são os principais dispositivos, têm apresentado maior relevância hoje (SCHMIDT *et al.*, 2017, NC STATE ENERGY STORAGE STUDY TEAM, 2019, IRENA, 2019, BAUMGARTE *et al.*, 2020).

Cada uma das tecnologias apresentadas possui propriedades diferentes em relação à eficiência, custo e tempo de vida. Segundo Schmidt *et al.* (2019), usinas hidrelétricas reversíveis e sistemas de armazenamento de energia por ar comprimido são caracterizados por tempos de resposta relativamente lentos (maiores que 10 segundos) e por sistemas com tamanhos mínimos muito grandes (maiores que 5 MW) e, por isso, eles não são adequados para aplicações de resposta rápida, como controle primário de frequência e qualidade de energia, nem para aplicações de consumo em pequena escala. Os volantes de inércia e os supercapacitores são caracterizados por possuir descargas de curta duração (menores que 1 hora) e não são adequados para aplicações que requerem fornecimento de energia por um prazo maior (SCHMIDT *et al.*, 2019). Levando em conta todas essas características, a opção que se apresenta como a mais adequada é o sistema de armazenamento em bateria (ZHANG *et al.*, 2016; MÜNDERLEIN *et al.*, 2019). O armazenamento em bateria é o mais apropriado, pois possui a potência e a densidade de energia necessárias, bem como um tempo de resposta adequado (SILVEIRA *et al.*, 2018). Além disso, as baterias têm a vantagem da flexibilidade de localização e de dimensionamento e, portanto, podem ser instaladas mais perto do local em que sua atuação é necessária e podem ser facilmente dimensionadas (IRENA, 2019).

Hoje estima-se que exista 4,67 TWh de capacidade de armazenamento de eletricidade no mundo (IRENA, 2017). Deste total, aproximadamente 96% é proveniente de usinas hidrelétricas reversíveis, sendo o sistema de armazenamento de energia por ar comprimido outra tecnologia considerada

madura e com quantidade representativa de capacidade instalada (IRENA, 2017, KYRIAKOPOULOS; ARABATZIS, 2016, NORDLING *et al.*, 2016). Embora essas tecnologias já sejam consideradas economicamente viáveis, seu futuro potencial é bastante limitado devido à exigência de condições geológicas/geográficas específicas, além do impacto ambiental causado pela sua implementação (KYRIAKOPOULOS; ARABATZIS, 2016, IRENA, 2019, BAUMGARTE *et al.*, 2020). Além disso, são tecnologias consideradas de capital intensivo, envolvendo grandes obras de engenharia civil com longos prazos de entrega (IEA, 2020c). Dessa forma, enquanto as baterias apresentam uma tendência de queda nos preços, as usinas hidrelétricas reversíveis apresentam tendência de preços estáveis e o sistema de armazenamento de energia por ar comprimido apresenta tendência de aumento nos preços (HAMEER; VAN NIEKERK, 2015).

Nos últimos anos, as baterias de íon-lítio tornaram-se a tecnologia dominante para o armazenamento de energia em larga escala (HALLER *et al.*, 2020), sendo considerado o mais bem-sucedido dispositivo para armazenamento de energia elétrica (KYRIAKOPOULOS; ARABATZIS, 2016). O custo dessa tecnologia foi reduzido drasticamente e espera-se uma redução substancial nos próximos cinco a dez anos (SCHMIDT *et al.*, 2017, COLE; FRAZIER, 2019, HALLER *et al.*, 2020). Além disso, a tecnologia das baterias de íon-lítio é considerada madura (ANEEL, 2020) e a possibilidade de reuso de baterias usadas provenientes de veículos elétricos favorece seu uso futuro para o setor de armazenamento de energia (EPE, 2019a). Beneficiando-se do crescimento na escala de fabricação de baterias de íon-lítio para veículos elétricos, o custo das baterias de íon-lítio em grande escala pode diminuir entre 54% a 61% em aplicações estacionárias até 2030. Isso refletiria uma queda no custo total de instalação para baterias de íon-lítio para aplicações estacionárias, gerando valores entre US\$ 145 a US\$ 480 por quilowatt-hora (kWh) (IRENA, 2017). Já o atual custo nivelado de energia (LCOE) varia de US\$ 108 a US\$ 471 por megawatt-hora (MWh), a depender do tamanho do SAE em bateria (LAZARD, 2018).

Os SAE's em bateria para aplicações estacionárias vêm crescendo exponencialmente nos últimos anos no mundo (IEA, 2020c), alcançando 1,62 GW em 2016 (IRENA, 2019). Ainda, estimativas recentes atestam que a capacidade total da bateria em aplicações estacionárias pode aumentar dos atuais 11 GWh estimados para entre 100 GWh e 167 GWh em 2030, o que representaria um aumento de 9 a 15 vezes em relação ao valor atual (IRENA, 2019). Segundo dados do IEA (2020c), excluindo-se as usinas hidrelétricas reversíveis, as variantes da tecnologia de íon-lítio representam agora mais de 90% das novas instalações de

Alemanha e Estados Unidos com, aproximadamente, 0,6 GW, 0,5 GW, 0,5 GW e 0,4 GW, respectivamente (IEA, 2020d). Corroborando este dado, a *International Renewable Energy Agency* - Irena (2019) define algumas regiões-chave onde SAE's em baterias de larga escala são utilizados: Alemanha, Austrália, China, Coreia do Sul, Estados Unidos, Itália, Japão e Reino Unido. Ainda, alguns casos recentes de diferentes aplicações de SAE's em baterias de larga escala são citados (IRENA, 2019): projeto de armazenamento de energia na usina eólica de Hornsdale na Austrália, utilizando uma bateria de íon-lítio de 100 MW/ 129 MWh; projeto de armazenamento em bateria de 15 MW/ 20 MWh em 6 diferentes lugares na Alemanha; instalação de bateria de sódio-enxofre (NaS) de 38,4 MW/ 250 MWh na Itália; SAE em bateria de sódio-enxofre (NaS) de 34 MW/ 204 MWh conectado a uma usina eólica no norte do Japão; baterias de íon-lítio de 40 MW e 10 MW instaladas em duas cidades do Reino Unido; e projetos de SAE em bateria de 30MW/ 120 MWh, 2 MW/ 6 MWh e 4 MW/ 2,4 MWh em 3 diferentes lugares nos Estados Unidos.

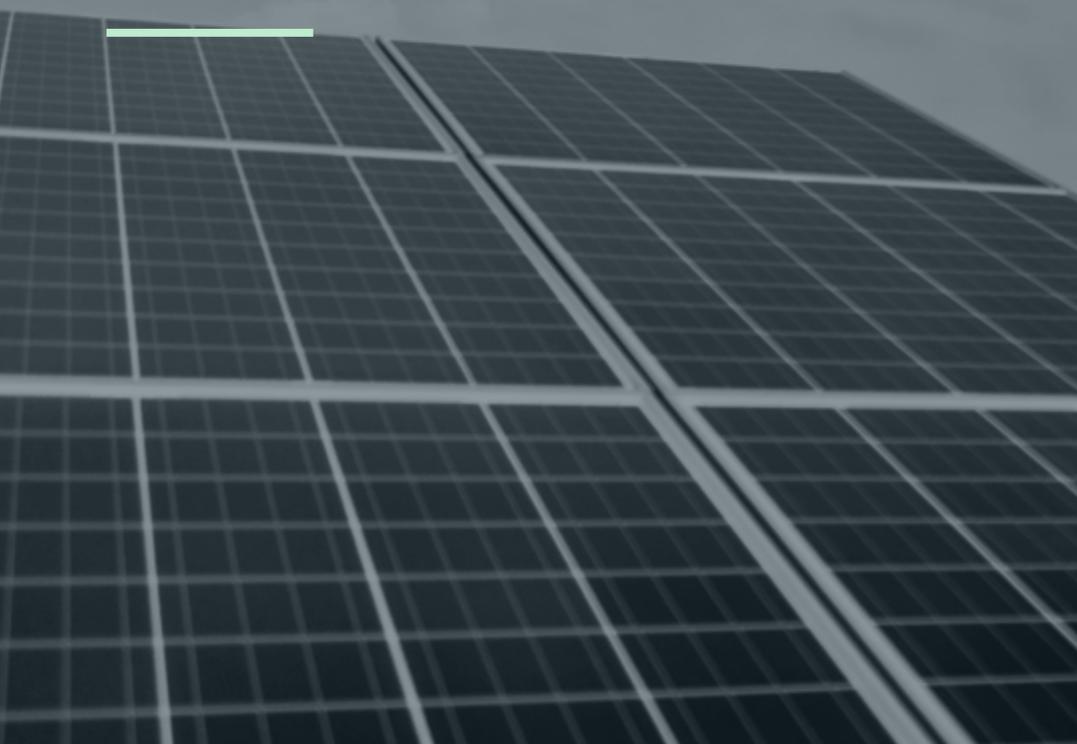
Como apresentado anteriormente, as tecnologias de armazenamento de energia não-convencionais, como as baterias, são tecnologias com uso limitado no Brasil, principalmente devido ao grande sistema hidrelétrico existente no país. De acordo com o Balanço Energético Nacional (EPE, 2020), em 2019 a geração de eletricidade foi prioritariamente composta por FER, incluindo 64,9% hidrelétrica, 8,6% eólica, 8,4% biomassa e 1,0% solar fotovoltaica. Embora a previsão seja de que a energia hidrelétrica continue a ser a principal fonte de eletricidade no futuro, ela será comparativamente menor, em termos percentuais, ao cenário atual (DRANKA; FERREIRA, 2020). Segundo Dranka e Ferreira (2020), uma das causas para essa diminuição são as restrições ambientais para a construção de novas plantas hidrelétricas no futuro. Além disso, pode-se citar a maior participação de FER intermitentes como as energias eólica e solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira.

A alta capacidade de regularização das hidrelétricas no Brasil é capaz de fornecer serviços de balanceamento para permitir maior inserção de FER na matriz elétrica brasileira (DRANKA; FERREIRA, 2020). Entretanto, a alta dependência das chuvas e das condições climáticas pode afetar de maneira relevante o papel da energia hidrelétrica no país. Embora a capacidade máxima de armazenamento de energia hidrelétrica tenha aumentado em termos absolutos nos últimos anos, a capacidade de regularização hidrelétrica brasileira tem diminuído consideravelmente, cerca de 30% entre 2001 e 2017, o que é explicado principalmente pelo aumento da demanda e pelo crescimento da capacidade

instalada total de usinas hidrelétricas "a fio d'água" (DRANKA; FERREIRA, 2020), causando um aumento no uso das termoelétricas (DRANKA; FERREIRA, 2018). Dessa forma, a discussão sobre as adequações regulatórias para a viabilização do mercado de armazenamento de eletricidade se torna relevante e urgente, inclusive no Brasil.

3.

Situação regulatória
para o mercado de
armazenamento de
energia





3. Situação regulatória para o mercado de armazenamento de energia

O mercado amplo de energia elétrica se divide em quatro mercados (CADE, 2018): 1. Geração de energia, que corresponde ao processo de produzir energia a partir de diversas fontes (hidráulica, termelétrica, nuclear, biomassa, eólica, solar fotovoltaica etc.); 2. Transmissão de energia, que consiste na atividade de transporte de grandes quantidades de energia elétrica em alta tensão por longas distâncias das usinas de geração até as estações para rebaixamento de tensão, por meio de uma rede de linhas de transmissão e subestações, em tensões iguais ou superiores a 230 kV; 3. Distribuição de energia, que corresponde ao transporte de energia das estações de rebaixamento de tensão aos consumidores finais; e 4. Comercialização de energia, que corresponde à intermediação financeira envolvida nas transações de compra e venda de energia no mercado *spot*.

Segundo Huneault (2001), a liberalização ou abertura do setor elétrico tem sido a principal preocupação em muitos países desde o final da década de 1980, tendo como pioneiros o Chile (1982), a Inglaterra e o País de Gales (1990). Sob o prisma da liberalização do setor elétrico está o intuito de aumentar a competitividade, fornecer melhores serviços

e reduzir custos, garantindo melhores preços aos consumidores (HUNEALT, 2001, RITSCHER; SMESTAD, 2003).

Em um setor elétrico aberto e desregulamentado, as funções de geração e comercialização geralmente permitem a livre concorrência entre os ofertantes, sendo classificadas como competitivas, enquanto os segmentos de transmissão e distribuição são considerados monopólios naturais, uma vez que existe inviabilidade técnica e econômica para a duplicidade da estrutura física, impossibilitando a existência de vários concorrentes, e por isso sofrem rígida regulação dos governos (JAMASB; POLLITT, 2007, OLIVEIRA *et al.*, 2018).

Segundo Anuta *et al.* (2014), a desagregação decorrente da liberalização do setor elétrico oferece um método de separação das atividades de geração e comercialização das atividades de transmissão e distribuição, que são monopólios naturais, facilitando a regulação e o controle do setor elétrico. A regulação é necessária para conter a exploração das empresas devido à falta de competição pela prestação de serviços e é empregada na maioria dos países para proteger os clientes e outras partes interessadas no setor elétrico (ANUTA *et al.*, 2014). Segundo Sani *et al.* (2020), as políticas públicas são projetadas para estabelecer limites e fornecer diretrizes regulatórias a um determinado setor. Dessa forma, políticas públicas relacionadas ao setor elétrico passam, obrigatoriamente, por mudanças e adequações regulatórias.

Muitas políticas públicas relacionadas ao setor elétrico, como as políticas de abertura do setor ou de incentivo à geração de energia elétrica por FER, foram implementadas em muitas partes do mundo. No entanto, as políticas de SAE só recentemente começaram a ser adotadas e promovidas em alguns países (SANI *et al.*, 2020).

As políticas para tornar o mercado de armazenamento de energia elétrica, uma realidade predominantemente presente nos países desenvolvidos, uma vez que esses são possuidores da experiência e dos recursos necessários para a implementação dos SAE's (SANI *et al.*, 2020). Entretanto, o crescente mercado de energia renovável nos países em desenvolvimento e uma maior consciência do aquecimento global tornam o SAE atraente também nesses países. Segundo Sani *et al.* (2020), a política para implementação de SAE's terá um impacto positivo e abrirá muitas oportunidades para as economias emergentes.

Segundo Guimarães (2020), na América Latina, os governos e a sociedade ainda carecem do senso de urgência promovido pelas pressões ambientais e pela dependência do petróleo. Com relação ao setor elétrico, enquanto a

digitalização parece longe de ser de fato implementada, a descentralização e a descarbonização das matrizes energéticas dos países já são temas que ocupam o centro das discussões (GUIMARÃES, 2020).

Dada a falta de desenvolvimento tecnológico, os países da América Latina podem ser considerados usuários tardios (GRUBLER, 2012), em contraponto aos pioneiros países europeus desenvolvedores de tecnologia. Isto gera uma dependência tecnológica por parte dos países latino-americanos e determina, segundo Guimarães (2020), a necessidade de maiores importações, tanto de tecnologia quanto de material. Estruturas regulatórias e jurídicas imprevisíveis e cenários econômicos e políticos instáveis tornam ainda mais complexa a análise do setor elétrico nesses países (GUIMARÃES, 2020). De fato, o setor elétrico nos países da América Latina não é tão sofisticado quanto aquele dos países da América do Norte e da Europa (MUÑOZ *et al.*, 2018) e não acompanhou a última onda de reformas ocorridas nos países desenvolvidos (MUÑOZ *et al.*, 2021).

Diante do exposto, fica evidente que os mercados de energia nos países da América Latina ainda precisam evoluir muito para atingir o nível de sofisticação regulatória dos países desenvolvidos. Entretanto, até mesmo nos países desenvolvidos, as políticas públicas para o setor elétrico não abordaram adequadamente o armazenamento de energia em uma perspectiva de longo prazo (LAI; LOCATELLI, 2021). Dessa forma, surgem algumas barreiras regulatórias que podem ser prejudiciais ao pleno desenvolvimento das tecnologias de armazenamento, principalmente aquelas que ainda não se encontram totalmente maduras do ponto de vista tecnológico ou que, apesar de já estarem tecnologicamente consolidadas, ainda apresentam custos elevados para sua implementação.

Potau *et al.* (2018) citam algumas políticas que podem se configurar como barreiras à implementação dos SAE's em baterias. Os autores citam subsídios para geração convencional de energia, *net metering* (no caso de armazenamento de energia residencial), falta de clareza nos licenciamentos, diminuição da taxa de degradação (*de-rating*) das baterias e/ou penalização pela duração de descarga limitada das baterias nos leilões do mercado de capacidade e, por fim, políticas instáveis e mudanças abruptas no ambiente político como pontos que podem prejudicar o desenvolvimento de um mercado de armazenamento de energia. Baumgarte *et al.* (2020) citam que as barreiras regulatórias ao desenvolvimento de um projeto de armazenamento de energia incluem acesso limitado aos mercados, proibições de empilhamento (*stacking*) de receitas e interferências regulatórias sobre os preços da eletricidade.

De maneira mais detalhada, Gissey *et al.* (2018) identificaram 16 barreiras de investimento que impedem a implantação no curto prazo de tecnologias de armazenamento de energia em mercados de eletricidade: 1. Ausência de incentivos ao investimento e/ou suporte direto; 2. Classificação do armazenamento como um ativo de geração, dificultando seu acesso ao mercado de capacidade; 3. Dupla taxa para acesso à rede, ou seja, como consumidor e como fornecedor de energia; 4. Ausência de reconhecimento a respeito dos benefícios do armazenamento ao sistema elétrico, impactando no nível de remuneração estabelecida e na renda dos projetos; 5. Incerteza sobre quais agentes do mercado serão os proprietários dos ativos de armazenamento; 6. Incerteza sobre quais agentes do mercado serão os responsáveis pela operação dos ativos de armazenamento; 7. Ausência de mercados de serviços ancilares e de balanceamento de resposta ultrarrápida (*ultrafast-response balancing*); 8. Complexos processos de licenciamento; 9. Ausência, por fontes governamentais oficiais, de levantamentos sobre a real necessidade de armazenamento nos sistemas elétricos; 10. Ausência, por fontes governamentais oficiais, da definição das funções do armazenamento no sistema elétrico, com modelos de negócio e respectivas viabilidades regulatórias; 11. Ausência de arcabouços regulatórios (*regulatory frameworks*); 12. Distorções nos mercados de energia; 13. A falta de reflexão regulatória a respeito da grande dependência do armazenamento para o desenvolvimento mais amplo do sistema elétrico; 14. Ausência de um planejamento eficiente da modernização da rede de transmissão de energia visando a inserção de tecnologias de armazenamento; 15. Competição com outros ativos que podem prestar serviços ancilares e de balanceamento da rede; e 16. Insuficiente conscientização do público em geral sobre o armazenamento e seus benefícios. Os autores afirmam que essas barreiras de investimento estão ligadas à quatro barreiras regulatórias e de atitude pública: 1. Problemas quanto à classificação; 2. Diferenças nas regras dos mercados de serviços ancilares e de balanceamento entre mercados próximos; 3. Falta de mercados de serviços ancilares; 4. Sentimento público.

Segundo Baumgarte *et al.* (2020), somente com melhorias incrementais nos parâmetros regulatórios, além dos parâmetros técnicos, é que se alcançará maior lucratividade com o armazenamento de energia. Embora as tecnologias de armazenamento de eletricidade possam fornecer flexibilidade aos sistemas elétricos modernos que possuem considerável parcela de geração a partir de FER intermitentes, as oportunidades de investimento e sua lucratividade permaneceram ambíguas. Isso ocorre devido, principalmente, a uma identificação incompleta das oportunidades de negócios e a conclusões

contraditórias sobre a lucratividade de oportunidades individuais (BAUMGARTE *et al.*, 2020).

Dessa forma, Baumgarte *et al.* (2020) propõem caracterizar os modelos de negócio de armazenamento de energia como a combinação de 3 fatores: 1. O modo de aplicação do SAE; 2. A função de mercado de potenciais investidores; e 3. O fluxo de receitas auferido com sua operação. Segundo os autores, esses modelos de negócio podem então ser usados para diferenciar oportunidades de investimento, para avaliar quais tecnologias de armazenamento se adequam a um modelo de negócio e para avaliar a lucratividade de combinações individuais de modelos de negócio e tecnologias (BAUMGARTE *et al.*, 2020).

Os autores descrevem 8 possíveis aplicações, das quais 5 são aplicações para serviços ancilares (prover controle de frequência, restauração de frequência de curto e longo prazo, controle de tensão, fornecimento de autorrestabelecimento ou *black start* e fornecimento de *back-up* de energia) e 3 são aplicações para deslocamento de carga (atender a previsão de venda e/ou compra de energia, suavizar os picos de oferta e/ou demanda e comprar energia quando os preços estiverem baixos e vender quando os preços estiverem altos). As funções de mercado referem-se aos segmentos de geração, transmissão e distribuição, comercialização e consumo de energia. Com relação aos fluxos de renda, os autores delimitaram 3 diferentes tipos englobando "arbitragem de preços" (*price arbitrage*), "custo evitado" (*cost avoidance*) e "postergação de investimento" (*investment deferral*). Da combinação desses fatores, resultam 28 modelos de negócio, conforme pode ser visto no Quadro 1.

Quadro 1 – Modelos de negócio para armazenamento de energia

	<i>Custo evitado</i>	<i>Postergação de investimento</i>	<i>Arbitragem de preços</i>
Geração	1. Controle de frequência 2. Restauração de frequência de curto prazo 3. Restauração de frequência de longo prazo 4. Flexibilidade de programação 5. Previsão de produção	6. Controle de tensão 7. Fornecimento de autorrestabelecimento (<i>black-start</i>) 8. Fornecimento de <i>back-up</i> de energia 9. Redução dos picos de demanda	

	<i>Custo evitado</i>	<i>Postergação de investimento</i>	<i>Arbitragem de preços</i>
Transmissão e distribuição	10. Controle de frequência 11. Restauração de frequência de curto prazo 12. Restauração de frequência de longo prazo 13. Fornecimento de auto-restabelecimento (<i>black-start</i>)	14. Controle de tensão 15. Redução dos picos de demanda e/ou oferta	
Comercialização	16. Controle de frequência 17. Restauração de frequência de curto prazo 18. Restauração de frequência de longo prazo 19. Atender previsão de compra/venda de energia		20. Arbitragem comercial
Consumo	21. Controle de frequência 22. Restauração de frequência de curto prazo 23. Restauração de frequência de longo prazo 24. Redução dos picos de demanda	25. Controle de tensão 26. Fornecimento de <i>back-up</i> de energia	27. Arbitragem de consumo 28. Autossuficiência

Fonte: modificado de Baumgarte *et al.* (2020).

Segundo Baumgarte *et al.* (2020), cada modelo de negócio pode ser atendido por pelo menos uma das tecnologias de armazenamento disponíveis comercialmente, sendo que a maioria dos modelos de negócio pode até mesmo contar com várias tecnologias, tendo os autores confirmado a preferência generalizada por baterias, uma vez que essa tecnologia pode servir a quase todos os modelos de negócio. Entretanto, os modelos de negócio para armazenamento de energia utilizando baterias mostraram-se não lucrativos na maioria das possibilidades analisadas, o que se opõe à imagem de um complemento promissor às FER intermitentes. De maneira geral, melhorias em parâmetros de performance das baterias e redução de custos são de fundamental importância para mudar esse cenário (ANUTA *et al.*, 2014, BAUMGARTE *et al.*, 2020).

Em países cujos setores elétricos são abertos ou liberalizados, a estrutura de licitações estabelece os limites e os meios para empresas geradoras, empresas

distribuidoras e proprietários de sistemas de armazenamento de energia comunicarem suas ofertas, delimitando o campo de atuação para que os agentes participem estrategicamente do mercado (VIVERO-SERRANO *et al.*, 2019).

Segundo Pérez-Arriaga e Knittel (2016), no contexto da transição energética, estruturas de licitação convencionais definidas como combinações preço-quantidade (*price-quantity pairs*) podem ter que ser revistas para melhor refletir as restrições operacionais de todos os recursos, incluindo os SAE's. Dessa forma, Vivero-Serrano *et al.* (2019), ao apresentar 4 tipos de estrutura de licitações no mercado de energia (licitação simples de quantidade, licitação simples de preço, licitação combinando preço-quantidade e licitação complexa), chegaram à conclusão de que a estrutura de licitação afeta a lucratividade do SAE e, em menor grau, a eficiência do mercado e os custos de geração do sistema.

Diante do exposto, depreende-se que somente com políticas públicas voltadas aos SAE's que as barreiras que bloqueiam o desenvolvimento do mercado de armazenamento de energia podem ser eliminadas para garantir que um dia este mercado se torne uma realidade em sua plenitude.

4.

Sistemas de armazenamento de energia no contexto brasileiro





4. Sistemas de armazenamento de energia no contexto brasileiro

Como já apresentado anteriormente, a demanda por eletricidade no mundo tem aumentado consideravelmente nos últimos anos, principalmente devido à demanda oriunda dos países em desenvolvimento (IEA, 2019, MAHMOUD *et al.*, 2020). Aliado a isso, vivenciamos um contexto de transição energética, no qual o sistema de energia dependerá fortemente de FER, visando a descarbonização da matriz energética (ANDREY *et al.*, 2020).

O Brasil não foge ao contexto mundial. A geração elétrica no país, em 2019, aumentou 4,1% em relação a 2018, alcançando 626,3 TWh. Já o consumo final aumentou 1,3% em relação a 2018, atingindo 545,6 TWh (EPE, 2020). A energia de origem renovável representa 83% da matriz elétrica do Brasil, conforme pode ser visto na Figura 3.

reduzir a sua responsabilidade em relação ao setor elétrico, dando início aos processos de desverticalização e privatização dos serviços relacionados à oferta de energia elétrica (OLIVEIRA *et al.*, 2018).

Em 1995, a Lei nº 8.987 foi promulgada, a chamada Lei Geral das Concessões (BRASIL, 1995a). Ainda no mesmo ano, a Lei nº 9.074 (BRASIL, 1995b) estabeleceu as regras para a concessão de serviços públicos de eletricidade e, de maneira geral, permitiu o acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, o que deu maior liberdade aos consumidores de grande porte, além de reconhecer a figura do produtor independente de energia. Essa primeira reforma, segundo Oliveira *et al.* (2018) redefiniu o papel do estado no setor elétrico visando a inserção de maior grau de competitividade.

Entre os anos de 1996 e 1998, foi conduzido o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB) o qual resultou na criação de novas instituições como a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) pela Lei nº 9.427 de 1996 (BRASIL, 1996), e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (ASMAE) pela Lei nº 9.648 de 1998 (BRASIL, 1998). Posteriormente, a Lei nº 10.433 de 2002 (BRASIL, 2002) criou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), com a finalidade de possibilitar transações de energia elétrica entre os agentes, seja por contratos bilaterais ou no mercado de curto prazo. Em 2000, a Lei nº 9.991 (BRASIL, 2000) estabeleceu o mínimo de investimentos que deveriam ser disponibilizados pelas concessionárias de energia elétrica para financiar os programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética. Em 2016 a Lei nº 9.991 foi alterada pela Lei nº 13.280 (BRASIL, 2016), visando disciplinar a aplicação dos recursos destinados a programas de eficiência energética, a qual estabeleceu que 20% dos recursos para eficiência energética deveriam ser destinados ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel). Em 2001, a Lei nº 10.295 (BRASIL, 2001), chamada de Lei de Eficiência Energética, estabeleceu os níveis mínimos de eficiência energética para máquinas e aparelhos consumidores de energia fabricados ou comercializados no Brasil.

A última reforma do setor elétrico aconteceu em 2004, gerando o modelo regulatório atualmente vigente no país. A Lei nº 10.847 de 2004 (BRASIL, 2004a) autorizou a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Já a Lei nº 10.848, também de 2004, criou a CCEE, em substituição ao MAE e redefiniu as regras de comercialização de energia no SIN (BRASIL, 2004b). Essas leis, juntamente com o Decreto nº 5.163 de 2004 (BRASIL, 2004c), representam o atual modelo regulatório brasileiro e foram oriundas da última reforma do setor elétrico.

O modelo de comercialização de energia elétrica atual é baseado em contratos bilaterais, que podem ser firmados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), em formato de leilões centralizados, introduzido nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, ou no Ambiente de Contratação Livre (ACL), em que os preços são livremente negociados na geração e comercialização, sendo estes limitados a consumidores de grande porte (OLIVEIRA *et al.*, 2018). O contrato firmado no ACR é denominado Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Já no ACL tem-se o Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica no Ambiente Livre (CCEAL) que deve ser registrado na CCEE.

Dantas *et al.* (2017) ao desenvolverem cenários qualitativos para o setor elétrico brasileiro em 2030, identificam que novas tecnologias serão desenvolvidas, associadas tanto ao surgimento de novos modelos de negócio, quanto a um marco regulatório menos intervencionista, mesmo que os avanços no desenvolvimento de uma rede inteligente (*smart grid*) e na mobilidade elétrica sejam limitados.

Segundo Zhang *et al.* (2017), a rede inteligente representa uma considerável evolução com relação aos sistemas de gestão por permitir sistemas integrados que incluem geração descentralizada ou distribuída, o uso em larga escala de energia proveniente de FER e gestão do lado da demanda. A este respeito, Dranka e Ferreira (2020) citam que a geração distribuída, a gestão do lado da demanda e novos esquemas tarifários estão sendo rapidamente implementados no Brasil, enquanto que a implementação de tecnologias de armazenamento cresce lentamente. Ainda, segundo os autores, a maioria das resoluções normativas brasileiras relacionadas à implementação de uma rede inteligente é destinada aos consumidores domésticos, como pode ser visto no Quadro 2.

Quadro 2 – Resoluções normativas aplicadas ao contexto da rede inteligente (*smart grid*)

Resolução	Objetivo	Modificações	Situação
Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012	Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.	Resolução Normativa nº 517, de 11 de dezembro de 2012 Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015 Resolução Normativa nº 786, de 17 de outubro de 2017 Resolução Normativa prevista para 2021, após Consulta Pública nº 025/2019	Implementado

pode estimular o uso de tecnologias de armazenamento para uso residencial ao estabelecer uma "cobrança" ao *prosumer* (produtor-consumidor) pela energia injetada na rede para consumo posterior.

Como já mencionado, apesar do reconhecimento da importância do armazenamento para a gestão da rede elétrica, inexistente no Brasil regulamentação para sua implementação, sendo a discussão sobre armazenamento de eletricidade no Brasil relegada a segundo plano, principalmente devido à grande capacidade hidrelétrica do país (SILVEIRA *et al.*, 2018, DRANKA; FERREIRA, 2020). Contudo, essa situação está prestes a mudar e as discussões acerca das adequações regulatórias necessárias à inserção de SAE's no contexto brasileiro já se iniciaram. Exemplos desse movimento são a Portaria nº 187/2019 do Ministério de Minas e Energia (MME), que instituiu um Grupo de Trabalho para aprimorar propostas que viabilizem a modernização do setor elétrico e o processo de Tomada de Subsídios nº 011/2020 da Aneel, que visa obter subsídios para a elaboração de propostas de adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento no setor elétrico brasileiro.

A Aneel (2020b), em sua nota técnica de abertura do processo de Tomada de Subsídios nº 011/2020, apresenta alguns pontos que podem afetar a viabilidade econômica de sistemas de armazenamento, dos quais destacam-se aqueles atinentes aos SAE's em larga escala:

1. definir claramente o que é um recurso de armazenamento, medida recentemente adotada pelo Reino Unido (OFGEM, 2020), ao definir "armazenamento de eletricidade" e "instalação de armazenamento de eletricidade";
2. manter a neutralidade tecnológica nos processos de contratação dos serviços, cujo principal desafio será possibilitar que os recursos de armazenamento sejam competitivos e que sejam remunerados adequadamente, refletindo os serviços que de fato são prestados;
3. a atividade de armazenamento deve resguardar a concorrência pelo mercado, de forma que a atuação pelos monopólios naturais deve ser limitada pelo órgão regulador;
4. deve ser permitida a geração de múltiplas receitas (também chamado de empilhamento de receitas), permitindo que os recursos de armazenamento atuem na arbitragem de preços no mercado *spot*, na prestação de serviços no mercado de capacidade e na prestação de

serviços ancilares, em vários segmentos do mercado amplo de energia;

5. o mercado *spot* deve se modernizar para viabilizar a participação de recursos de armazenamento sem a restrição quanto ao tamanho, além da necessidade de ampliar a granularidade temporal dos preços e revisão dos limites de preços do mercado. A granularidade de tempo aumentou a partir de janeiro de 2021, passando o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) a ser calculado em base horário, conforme Portaria nº 301/2019 do MME, sendo que a programação da operação deve utilizar o Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo (DESSEM), conforme Resolução Normativa nº 862/2019. Já os novos limites de preços do mercado foram definidos pela Resolução Normativa nº 858/2019, em que um limite máximo estrutural e um limite máximo horário foram definidos, o que permite um sinal de preço mais eficiente para arbitragem de preços. Ainda, o MME (2019c) propõe que, com a ajuda da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e do Sistema de Pagamento Brasileiro (SPB), seja criada uma bolsa de valores de energia associada a uma câmara de liquidação e compensação (*clearing house*), o que se configuraria como uma evolução do modelo de comercialização de energia no Brasil;

6. deve-se criar um mercado de capacidade sem a restrição quanto ao tamanho dos recursos que podem participar e com a criação de produtos com menor tempo de descarga. A este respeito, tem-se o Projeto de Lei do Senado nº 232/2016 (BRASIL, 2016) propondo que seja possível contratar o lastro em separado da energia elétrica. Segundo a Aneel (2020b), a contratação em separado do lastro equivale a um mercado de capacidade que asseguraria que o operador tem condições de operar o sistema elétrico com segurança caso ocorram perturbações na rede elétrica;

7. pela maior inserção de energia gerada por FER intermitentes faz-se necessária uma reavaliação dos serviços ancilares necessários para a operação do sistema. Nesse sentido, necessita-se de uma definição clara dos serviços a serem contratados, aumento da amplitude de serviços, com a inclusão de serviços de resposta rápida (menores do que 1 segundo) e redução do tamanho mínimo dos recursos que podem participar na prestação do serviço. Para efeitos regulatórios, o ONS (2009, 2019) reconhece como serviços ancilares o controle primário de frequência, o controle secundário de frequência, a reserva de

potência para controle primário, a reserva de potência para controle secundário, suporte de reativos, autorrestabelecimento (*black-start*) parcial e integral e o Sistema Especial de Proteção (SEP). Atualmente, conforme Resolução Normativa nº 697/2015 (ANEEL, 2015) e Resolução Normativa nº 822/2018 (ANEEL, 2018), o controle primário de frequência não é remunerado explicitamente já que o sistema foi pensado para ser síncrono, sendo seu fornecimento obrigatório a todas as unidades geradoras do SIN. Os demais serviços ancilares são remunerados via Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) ou receita de autorrestabelecimento;

8. deve-se definir precisamente como se dará o acesso, pelos recursos de armazenamento, à rede de distribuição e transmissão, de forma a detalhar as condições contratuais e as tarifas a serem cobradas. Potau *et al.* (2018) argumentam a favor da proibição de tarifas de rede discriminatórias para a atividade de armazenamento, além de defenderem que seja evitada a tarifação dupla (tarifa de uso da rede como consumidor ao carregar o recurso de armazenamento e tarifa como distribuidor ao descarregar energia na rede) e, até mesmo, que devam existir isenções completas de taxas de uso da rede;

9. deve-se definir as normas e regulamentos para implementação e operação de usinas híbridas, como as eólico-fotovoltaicas, por exemplo. Discussões sobre adequações regulatórias para a implementação de usinas híbridas no Brasil estão sendo travadas, como por exemplo a Consulta Pública nº 014/2019 da Aneel, sendo o tópico mais discutido aquele em que se permitiria a contratação de uma capacidade menor de uso da rede do que a potência nominal da usina híbrida, gerando uma economia com a contratação do Montante do Uso do Sistema de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD). Dessa forma, segundo a EPE (2019b), o compartilhamento do MUST ou MUSD criaria um mercado em potencial para os SAE's, em especial para aqueles em baterias. O objetivo seria evitar o *curtailment*, armazenando energia que seria cortada por falta de capacidade de escoamento para ser injetada na rede em momentos de baixa geração, o que aumentaria o fator de capacidade do projeto e otimizaria o uso da rede (EPE, 2019b). Entretanto, o ONS, em sua contribuição à Consulta Pública nº 014/2019 da Aneel, afirma que pode ser necessário firmar um Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) permanente adicional na modalidade consumo

nos casos de usinas híbridas com capacidade de armazenamento, o que acarretaria em maiores custos para implementação dos SAE's associados às usinas híbridas; e

10. deve-se investir em pesquisa, desenvolvimento e inovação, de modo que projetos pilotos sejam implementados visando melhor avaliar a viabilidade técnico-econômica dos recursos de armazenamento. Exemplo disso, é a Chamada nº 021/2016 (ANEEL, 2016) contemplando "arranjos técnicos e comerciais para a inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro", que financiou projetos para testar diversas tecnologias de armazenamento.

Em 2019, o MME instituiu, por meio da Portaria 187/2019, o Grupo de Trabalho "Modernização do Setor Elétrico" visando realizar um diagnóstico do funcionamento atual do setor elétrico que subsidiasse a geração de propostas para sua modernização. Nesse sentido, os seguintes grupos temáticos foram criados: Abertura de Mercado, Alocação de Custos e Riscos, Critério de Garantia de Suprimento, Desburocratização e Melhoria de Processos, Formação de Preços, Governança, Inserção de Novas Tecnologias, Lastro e Energia, Mecanismo de realocação de energia (MRE), Processo de Contratação, Racionalização de Encargos e Subsídios, Sistemática de Leilões, Sustentabilidade da Distribuição e Sustentabilidade da Transmissão. Dentre os citados, o grupo temático "Inserção de Novas Tecnologias", coordenado pela EPE, abordou diretamente a questão das tecnologias de armazenamento.

Em seu relatório, a EPE (2019c) afirma que os SAE's, principalmente em baterias, se configuram como ferramenta essencial para o alcance dos objetivos da política energética de longo prazo. Devido à grande amplitude de serviços que podem ser oferecidos pelos SAE's, os benefícios gerados ao sistema elétrico pela sua implementação podem ser vários, englobando benefícios financeiros, ambientais e de flexibilidade e confiabilidade do sistema.

Dessa forma, a EPE (2019c) apresenta como pontos fundamentais para o pleno desenvolvimento das baterias: 1. A necessidade por preços de mercado que sejam mais dinâmicos, como a precificação horária recentemente implementada no Brasil; 2. A necessidade de se criar regulamentos que permitam a livre participação de baterias no mercado de energia, tanto diretamente pelos consumidores de energia, quanto por um agente independente; 3. A necessidade de subsídios para o desenvolvimento da tecnologia, porém, de maneira limitada, permitindo que as baterias alcancem seu potencial econômico em justa concorrência com

outras tecnologias; e 4. A necessidade de se viabilizar a aplicação da tecnologia junto ao mercado de geração, como no caso das usinas híbridas, caso seja possível a contratação de um MUST menor do que a capacidade da usina.

Percebe-se, pelos pontos apresentados, que existe certa convergência sobre as questões regulatórias básicas que devem ser adequadas no mercado de energia brasileiro, no sentido de viabilizar a implementação de SAE's em grande escala. Entretanto, a maneira como de fato essas alterações devem ser operacionalizadas ainda é objeto de muita discussão entre os agentes envolvidos.

H1-HC
Design

5.

Metamodelagem





5. Metamodelagem

5.1 – Experimentos por Arranjo de Misturas

O arranjo de misturas é a única técnica de planejamento de experimentos capaz de fornecer um meio de determinar a formulação para uma mistura específica (CORNELL, 2002). No que concerne ao arranjo experimental de misturas, os fatores são componentes ou ingredientes de uma mistura, e, portanto, existe uma relação de dependência entre os níveis de composição (MONTGOMERY, 2009). Com isso, se estabelece uma restrição de totalidade para os níveis dos componentes que fazem parte da mistura. Se x_1, x_2, \dots, x_p representam as proporções dos p componentes, logo tem-se as restrições: $x_1 + x_2 + \dots + x_p = 1$ e $0 \leq x_p \leq 1$.

Os cenários experimentais formados nos arranjos de mistura são configurados a partir de um sistema de coordenadas simples, portanto, nesse contexto, os arranjos denominados como *simplex* são os mais utilizados (CORNELL, 2002). O planejamento de um *simplex lattice*, com p componentes e modelo polinomial ajustado na ordem m , é feito a partir de $m + 1$ proporções, igualmente espaçadas entre 0 e 1, testadas para cada fator no delineamento (MONTGOMERY, 2009). Os níveis dos fatores x_i são obtidos da

seguinte forma:

$$(1) x_i = 0, \frac{1}{m}, \frac{2}{m}, \dots, 1; \text{ para } i = 1, 2, \dots, p$$

Todas as combinações ou misturas são utilizadas, sendo o número de experimentos (N) no *simplex lattice* dado por:

$$(2) N = \frac{(p + m - 1)!}{m!(p - 1)!}$$

Uma alternativa para o *simplex lattice* é o arranjo *simplex* centróide. Para este caso, as k variáveis de entrada são configuradas em $2^k - 1$ pontos, correspondentes

a k permutações de $(1, 0, 0, \dots, 0)$, a $\binom{k}{2}$ permutações de $(\frac{1}{2}, \frac{1}{2}, 0, \dots, 0)$, a $\binom{k}{3}$ permutações de $(\frac{1}{3}, \frac{1}{3}, \frac{1}{3}, 0, \dots, 0)$ e o centróide $(\frac{1}{k}, \frac{1}{k}, \dots, \frac{1}{k})$ (MONTGOMERY, 2009).

Uma desvantagem dos arranjos *simplex* diz respeito ao fato de que a maioria dos experimentos ocorre nas fronteiras do arranjo, o que faz com que poucos pontos da parte interna sejam testados. Assim, recomenda-se, sempre que possível, aumentar o número de experimentos pela adição de pontos internos aos arranjos, como os pontos centrais e também os pontos axiais. Os pontos axiais poderiam ser definidos como todas as permutações de $((k + 1)/2k, 1/2k, \dots, 1/2k)$, onde k é o número de variáveis de entrada. No caso dos arranjos de misturas, vale destacar que os pontos centrais correspondem ao próprio centróide.

Quanto aos modelos matemáticos utilizados para a representação das respostas, verifica-se que os modelos de misturas apresentam algumas diferenças em relação aos polinômios padrão empregados na metodologia de superfície de resposta, principalmente devido à existência da restrição $x_1 + x_2 + \dots + x_p = 1$. Se β_0 for multiplicado por $x_1 + x_2 + \dots + x_p = 1$ em um modelo de primeira ordem, gera-se o seguinte:

$$(3) E(y) = \beta_0 + \sum_{i=1}^q \beta_i x_i = \beta_0(x_1 + x_2 + \dots + x_q) + \sum_{i=1}^q \beta_i x_i = \sum_{i=1}^q \beta_i^{\text{canônico}} x_i$$

onde $\beta_i^{\text{canônico}} = \beta_0 + \beta_i$

Isso é chamado de forma canônica do modelo de misturas de primeira ordem (MYERS *et al.*, 2009). As formas padrão dos polinômios canônicos de misturas, ou polinômios de Scheffé, mais difundidos são (MONTGOMERY, 2009):

- Linear:

$$(4) E(y) = \sum_{i=1}^q \beta_i x_i$$

- Quadrática:

$$(5) E(y) = \sum_{i=1}^q \beta_i x_i + \sum_{i < j} \beta_{ij} x_i x_j$$

- Cúbico completo:

$$(6) E(y) = \sum_{i=1}^q \beta_i x_i + \sum_{i < j} \beta_{ij} x_i x_j + \sum_{i < j} \delta_{ij} x_i x_j (x_i - x_j) + \sum_{i < j < k} \beta_{ijk} x_i x_j x_k$$

- Cúbico especial:

$$(7) E(y) = \sum_{i=1}^q \beta_i x_i + \sum_{i < j} \beta_{ij} x_i x_j + \sum_{i < j < k} \beta_{ijk} x_i x_j x_k$$

5.2 – Otimização multiobjetivo

Os impactos derivados de projetos de geração de energia têm se mostrado uma questão cada vez mais crítica, tornando cada vez mais complexo o planejamento da expansão da geração. Diante disso, Oree *et al.* (2017) afirmam que formulações clássicas, como modelos que incluem como único objetivo a minimização de custos são cada vez menos realistas, sendo necessário considerar mais atributos

no processo de planejamento energético.

Para estudar os *trade-offs* entre os objetivos conflitantes e explorar as opções disponíveis, é necessário formular um problema de otimização a partir de métodos capazes de trabalhar com múltiplas funções objetivo. A expressão matemática a seguir demonstra um típico problema de otimização multiobjetivo (ROCHA *et al.*, 2020):

$$(8) \quad \begin{aligned} \text{Min. } F(x) &= \{f_1(x), f_2(x), \dots, f_k(x)\}^T \\ \text{s.t.: } &\{x \in \mathbb{R}^n \mid g_r(x) \leq 0, r \in I, h_q(x) = 0, q \in J\} \end{aligned}$$

onde: $F(x)$ é o vetor de funções objetivo (f_i) consistindo de k critérios, funções essas que são mutuamente conflitantes; x é o vetor de variáveis de decisão; g_r e h_q são as funções de restrição de desigualdade e igualdade, respectivamente; e I e J são os conjuntos de índices contendo tantos elementos quantas restrições de desigualdades e igualdades, respectivamente.

Os modelos elaborados a partir destes métodos auxiliam na identificação da solução satisfatória, a partir de um conjunto de soluções não-dominadas ou Pareto-ótimas. Dessa forma, o NBI se baseia em um método geométrico de parametrização intuitiva para produzir um conjunto de pontos na fronteira de Pareto, mesmo para problemas não-convexos, sendo considerada uma técnica eficiente para a comparação entre soluções distribuídas uniformemente na fronteira de Pareto (DAS; DENNIS, 1998). A abordagem NBI utiliza a seguinte equação para resolver os problemas de otimização multiobjetivo:

$$(9) \quad \begin{aligned} \text{Max}_{(x, D)} D \\ \text{s.t.: } \bar{\Phi}w - D\bar{\Phi}e = \bar{F}(x) \\ x \in \Omega \end{aligned}$$

onde: w é a ponderação convexa; D é a distância entre a linha de utopia e a fronteira de Pareto; $\bar{F}(x)$ é o vetor contendo os valores individuais dos objetivos normalizados; e é um vetor coluna de valor 1; e Φ e $\bar{\Phi}$ são a matriz *payoff* e a matriz *payoff* normalizada, respectivamente, e podem ser escritas como:

$$(10) \Phi = \begin{bmatrix} f_1^*(x_1^*) & \cdots & f_1(x_m^*) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ f_m(x_1^*) & \cdots & f_m^*(x_m^*) \end{bmatrix} \Rightarrow \bar{\Phi} = \begin{bmatrix} \frac{f_1^*(x_1^*) - f_1^*(x_1^*)}{f_1(x_m^*) - f_1^*(x_1^*)} & \cdots & \frac{f_1(x_m^*) - f_1^*(x_1^*)}{f_1(x_m^*) - f_1^*(x_1^*)} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{f_m(x_1^*) - f_m^*(x_m^*)}{f_m(x_1^*) - f_m^*(x_m^*)} & \cdots & \frac{f_m^*(x_m^*) - f_m^*(x_m^*)}{f_m(x_1^*) - f_m^*(x_m^*)} \end{bmatrix}$$

Como critério para a escolha de uma melhor solução ótima dentro da fronteira de Pareto construída a partir do NBI, será utilizada a medida de entropia de Shannon (1948):

$$(11) S(x) = -\sum_{i=1}^m x_i \ln x_i$$

onde: x_i representa as variáveis de decisão das funções a serem otimizadas, sendo as proporções das tecnologias eólica, solar fotovoltaica e de armazenamento utilizadas na usina projetada.

A medida de entropia permite encontrar um ponto ótimo com a máxima diversificação em um sistema com diferentes componentes. Além disso, Rocha *et al.* (2017b, 2020) demonstraram que o uso desse tipo de métrica reduz a variância de previsão da resposta obtida. Por fim, este procedimento está em acordo com a metodologia de seleção robusta do ponto ótimo (ROPS), proposta em Rocha *et al.* (2015a, 2015b, 2017c, 2020). A metodologia ROPS envolve a razão de uma medida de diversificação, como a entropia, com uma medida de erro das funções modeladas. Como a metodologia ROPS é mais complexa, optou-se, no presente estudo, somente pelo uso da medida de entropia. Além disso, a metodologia ROPS nos remete à discussão sobre a qualidade das previsões, discussão esta que foge do ponto central do presente trabalho.

5.3 – Objetivos a serem otimizados

Os objetivos a serem otimizados contemplam questões sócio-ambientais e econômico-financeiras relacionadas à implementação de uma usina híbrida eólico-fotovoltaica com SAE em baterias de grande porte.

5.3.1 – Densidade de Produção de Energia Diversificada

A densidade de energia produzida por uma usina híbrida eólica-fotovoltaica com SAE em baterias de grande escala corresponde à quantidade de energia produzida por área durante determinado período, e dessa forma pode ser considerada uma variável que, ao ser maximizada, contribui para o bem-estar do setor elétrico. O cálculo da densidade de produção de energia pode ser descrito matematicamente, conforme a Equação 12:

$$(12) \rho_e = \frac{TEP}{A}$$

onde: p_e = densidade de produção de energia (kWh/m²); TEP = energia total produzida ao longo da vida útil do projeto (kWh); A = área ocupada (m²).

A energia total produzida ao longo da vida útil do projeto (TEP) pode ser determinada pelo somatório da energia total produzida ao ano (AEP) ajustada pela taxa de degradação (φ) durante a duração do projeto e trazida para a data zero:

$$(13) TEP = \sum_{t=0}^n \frac{AEP_{adj.}}{(1+i)^t}$$

onde: n é um dado ano da vida útil do projeto; $AEP_{adj.}$ é a AEP ajustada, conforme Equação 15; t é o tempo em anos; e i é a taxa de desconto, representada pelo custo médio ponderado do capital (WACC), deflacionada, conforme Equações 27 e 30.

A estimativa da AEP é obtida a partir da soma da energia eólica e da energia fotovoltaica a serem geradas, associadas à demanda de energia gerada pela SAE, desde que este tipo de sistema consome mais energia do que a quantidade efetivamente devolvida à rede (Equação 14).

$$(14) AEP = PVe + We - Be \quad (\text{kWh})$$

onde: AEP = energia total produzida ao ano; PVe = energia fotovoltaica produzida ao ano; We = energia eólica produzida ao ano; Be = déficit de energia produzido ao ano pelo SAE.

A tendência é que a estimativa de AEP seja decrescente ao longo do tempo, à medida em que os equipamentos vão se desgastando. Assim, de acordo com Rocha *et al.* (2017a), para o cálculo da energia produzida, deve-se considerar a taxa de degradação (φ) para cada tipo de equipamento, gerando a Equação 15, que representa a AEP ajustada ($AEP_{adj.}$) em um determinado ano da vida útil dos equipamentos:

$$(15) AEP_{adj.} = AEP (1 - \varphi)^n \text{ (kWh)}$$

onde: φ é a taxa de degradação (%) por ano; e n é um dado ano da vida útil do equipamento.

A produção de energia solar fotovoltaica depende do nível de insolação, assim como da temperatura. Portanto, é crucial para o planejamento técnico e econômico de sistemas fotovoltaicos, a estimativa da potência resultante (NAVABI *et al.*, 2015). Para o cálculo da produção de energia solar fotovoltaica serão necessários os dados do nível de irradiância, em kW/m^2 , em cada hora do dia para cada mês do ano, relativo ao local de análise. A Equação 16 apresenta o cálculo da potência gerada pelos painéis fotovoltaicos.

$$(16) P = \eta_{PV} \times I_m \times A \times (1 - \Delta T \times \theta_T)$$

onde: P é a potência gerada (kW); η_{PV} é o rendimento dos painéis fotovoltaicos (adimensional); I_m é a irradiância (kW/m^2); A é a área dos painéis fotovoltaicos (m^2); ΔT é a diferença de temperatura acima dos 25°C ; e θ_T é o coeficiente de perda pela temperatura.

De posse da potência dos painéis, é possível estimar a quantidade de energia produzida pelos equipamentos em determinado período. A Equação 17 apresenta o cálculo para a produção de energia.

$$(17) E = P \times t$$

onde: E é a quantidade de energia produzida (kWh); P é a potência gerada (kW); e t é o tempo de duração da insolação (horas).

No cálculo da geração anual de energia solar fotovoltaica, simplesmente serão somadas as produções horárias simuladas para cada ano, conforme pode ser visto na Equação 18 (ROCHA *et al.*, 2017a):

$$(18) PVe = \sum E(t) \text{ (kWh)}$$

Para estimar a produção de energia de cada turbina eólica utilizada neste estudo foi estimado um modelo de regressão para a curva de potência, considerando a velocidade do vento como termo independente. Os dados utilizados foram fornecidos pelo fabricante das turbinas eólicas. Assim, optou-se por uma interpolação polinomial de quinto grau para as curvas de potência das turbinas (Equação 19).

$$(19) \begin{cases} P = \beta_0 + \beta_1 v^1 + \beta_2 v^2 + \beta_3 v^3 + \beta_4 v^4 + \beta_5 v^5, \text{ se } v < v_{max} \\ P = P_{max}, \text{ se } v \geq v_{max} \end{cases}$$

onde: P é a potência gerada (kW); B_i são os coeficientes da equação; v é a velocidade do vento; v_{max} é a velocidade máxima definida pelo fabricante a partir da qual a potência gerada é constante; e P_{max} é a potência máxima gerada pela turbina eólica.

Os dados horários de velocidade de vento serão utilizados para o local analisado, de modo que serão empregados 8760 (365 dias x 24 horas) cálculos horários de geração de energia por ano. O somatório desses dados equivale à geração anual de energia eólica, da qual ainda serão descontadas as perdas relativas aos sistemas gerador e de transmissão, conforme Equação 20:

$$(20) We = \sum E(t)\eta_w \quad (\text{kWh})$$

onde: E é a quantidade de energia horária produzida (kWh); η_w é a eficiência da turbina eólica, calculada como $(1 - \% \text{perdas})$.

É importante destacar que os dados de velocidade de vento serão corrigidos para a altura do cubo do motor do aerogerador por meio da Equação 21 (BROWER, 2012):

$$(21) v_2 = v_1 \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha$$

onde: v_2 é a velocidade de vento projetada na altura desejada h_2 ; v_1 é a velocidade do vento medida na altura h_1 ; α é o expoente adimensional de cisalhamento do vento (*wind shear*).

No caso do SAE em baterias de grande porte, a lógica se inverte, pois, o sistema

absorve mais energia da rede do que a que é efetivamente devolvida, gerando um déficit na produção. Assim, a quantidade de energia entregue por um SAE em baterias de grande porte pode ser calculada pela Equação 22, obtida a partir de modificações dos dados apresentados em Rahman *et al.* (2021):

$$(22) E_{entregue} = P \times t \times \eta_{bateria} \times DOD \times NC \times \eta_{PCS}$$

onde: $E_{entregue}$ é a quantidade de energia (MWh) injetada na rede pelo SAE em um ano; P é a potência nominal da bateria (MW); t é o tempo de duração da descarga (horas); $\eta_{bateria}$ é a eficiência da bateria (*round-trip efficiency*) (%); DOD é a profundidade de descarga da bateria (%); NC é o número de ciclos em um ano; e η_{PCS} é a eficiência do sistema de conversão de energia (*power conversion system*) (%).

Já a quantidade de energia absorvida da rede pelo SAE em baterias de grande porte pode ser calculada pela Equação 23, também modificada de Rahman *et al.* (2021):

$$(23) E_{absorvida} = \left(\frac{P \times t \times \eta_{bateria} \times DOD}{\eta_{bateria} \times \eta_{PCS}} \right) \times NC$$

onde: $E_{absorvida}$ é a quantidade de energia (MWh) necessária para carregar o SAE durante um ano.

Assim, pode-se definir a demanda de energia do SAE como sendo:

$$(24) Be = E_{absorvida} - E_{entregue}$$

onde: Be é o déficit de energia (MWh) anual gerado pela operação do SAE.

De posse dos dados de produção de energia das diferentes fontes, do consumo de energia do SAE e das respectivas áreas necessárias para a implementação de cada tecnologia é possível então calcular a densidade de produção de energia (ρ_e), conforme apresentado na Equação 12.

A métrica de densidade de produção de energia será associada a uma métrica de diversificação que, a partir de modificações nos trabalhos de Stirling (1994, 2007, 2010), resultou na seguinte equação:

$$(25) \rho_e \Delta = \sum_{ij(i \neq j)} \rho_{e_{ij}} (w_i w_j)$$

onde: $\rho_e \Delta$ é a métrica de densidade de produção de energia diversificada; w_i e w_j são os pesos atribuídos a cada tecnologia em um dado projeto.

A métrica de densidade de produção de energia diversificada, ao ser maximizada, garante a máxima produção de energia por área ocupada associada à máxima diversificação entre as tecnologias envolvidas no projeto em análise.

5.3.2 – Custo Nivelado de Energia

O custo nivelado de energia (LCOE) é uma métrica muito utilizada na literatura acadêmica para avaliar os custos de geração a partir de diferentes tecnologias e fontes de energia. Segundo Aquila *et al.* (2018b), esse método relaciona os custos totais de geração de energia com a energia elétrica produzida ou a garantia física da usina. Os custos totais que envolvem as despesas diretamente relacionadas à produção de energia são: desembolso com o investimento no projeto; custos de operação e manutenção (O&M); pagamentos de juros do projeto; encargos setoriais; e impostos. A garantia física corresponde à capacidade máxima que pode ser negociada em contratos de compra e venda de energia em um determinado período (FARIA *et al.*, 2009).

No presente estudo, que incorpora um SAE em baterias em grande escala ao projeto, o custo de carregamento das baterias também deve ser considerado, assim como o custo de reposição dos equipamentos ao longo da vida útil do projeto. Apesar de a literatura apresentar diferentes denominações para esta métrica quando associada ao armazenamento, como LCOS (*levelized cost of storage*) por exemplo, optou-se por manter a denominação mais abrangente, LCOE.

$$(26) \text{ LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{Ep_t}{(1+i)^t}}$$

onde: C_t equivale aos custos totais com a geração de energia, além do custo de armazenamento e operação da bateria, em um dado período t ; t é o tempo em anos; Ep_t é a garantia física da planta em cada período t e equivale à AEP_{adj} descrita na Equação 15; i é a taxa de desconto deflacionada.

A metodologia utilizada para a determinação da taxa de desconto no LCOE é o

custo médio ponderado do capital (WACC). Segundo Rocha *et al.* (2017a), o WACC é obtido através do cálculo da seguinte equação:

$$(27) WACC = k_d D(1 - \tau) + k_e E$$

onde: k_d é o custo de capital de terceiros; D é o capital de terceiros aplicado no investimento (%); τ é a alíquota de imposto de renda (%); k_e é o custo de capital próprio; e E é o capital próprio aplicado no investimento (%).

Em relação ao custo de capital próprio, adotou-se o modelo *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), originalmente apresentado por Sharpe (1964). Assim como aplicado em Aquila *et al.* (2021) e apresentado em Steffen (2020), a seguinte equação é utilizada:

$$(28) k_e = r_f + \beta \times (r_m - r_f)$$

onde: r_f é a taxa livre de risco (%); β é o beta alavancado e mede o risco do projeto em relação ao mercado; e $(r_m - r_f)$ é o prêmio de risco de mercado (%).

O β alavancado foi calculado a partir do β desalavancado do setor de energia renovável apresentado em Aquila *et al.* (2021). O procedimento para a obtenção do beta alavancado é apresentado na Equação 29 (DAMODARAN, 2012):

$$(29) \beta = \beta_{desalavancado} \left(1 + \frac{D}{E}\right) (1 - \tau)$$

onde: D é o capital de terceiros aplicado no investimento (%); E é o capital próprio aplicado no investimento (%); e τ é a alíquota de imposto de renda (%).

Uma vez obtida a taxa de desconto, a mesma é deflacionada, utilizando-se para tanto o principal índice de inflação brasileiro chamado Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Esse processo é necessário, pois, não serão consideradas variações de preços decorrentes da inflação nos fluxos de caixa anuais do projeto. A Equação 30 apresenta o processo para deflacionar a taxa de desconto:

$$(30) i = \frac{(1 + WACC)}{(1 + IPCA)} - 1$$

5.3.3 – Valor Presente Líquido

A análise de viabilidade econômica é realizada com o objetivo de auxiliar a tomada de decisão para indicar se um investimento deve ou não ser realizado. Dentre os critérios disponíveis, o mais utilizado em estudos da literatura envolvendo a análise financeira de projetos de geração de energia a partir de FER é o Valor Presente Líquido (VPL). A literatura sobre administração financeira destaca que um investimento deve ser considerado quando o VPL for maior ou igual a zero (Ross *et al.*, 2002). A equação para o cálculo do VPL é:

$$(31) \quad VPL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t}$$

onde: i é a taxa de desconto deflacionada; t é o tempo em anos; e CF_t é o fluxo de caixa líquido no ano t .

Assim como no caso do LCOE, o WACC será utilizado para a determinação da taxa de desconto, que posteriormente será deflacionada.

A grayscale photograph of a hand reaching for a book on a library shelf. The hand is wearing a ribbed sweater cuff. The background is filled with rows of books on shelves, creating a sense of depth. A solid green vertical bar is on the right side of the image.

6.

Metodologia



6. Metodologia

O objetivo geral do presente estudo é propor um método de otimização para a configuração de projetos de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas com SAE em baterias de íon-Lítio de grande porte diante do possível impacto das adequações regulatórias necessárias à inserção de SAE's no contexto brasileiro. Para tanto, foi considerado um projeto de uma usina híbrida eólico-fotovoltaica com SAE, com capacidade instalada total de 60 MW, onde os percentuais da quantidade de fonte eólica, fonte solar e armazenamento no projeto são as variáveis de entrada (x_i), e as variáveis de resposta (y_j) LCOE, densidade de produção de energia diversificada e VPL, foram calculadas para cada configuração da usina, definida pelo arranjo experimental.

Essa pesquisa se caracteriza como de natureza aplicada, já que seus objetivos são práticos, com a finalidade de que os resultados possam ser aplicados ou utilizados na resolução de um problema real. A abordagem do problema pode ser considerada como quantitativa, classificação pertinente para pesquisas nas quais relações entre variáveis de controle e variáveis de desempenho são desenvolvidas, analisadas ou testadas e se alteram sobre um domínio específico

(BERTRAND; FRANSOO, 2002). Finalmente, para atender aos objetivos deste trabalho será adotado o método de modelagem e simulação. Segundo Martins, Mello e Turrioni (2014), a modelagem e simulação são o processo de criar e experimentar um sistema físico por intermédio de um modelo matemático computadorizado.

A partir do presente estudo espera-se contribuir com a discussão acerca da utilização de SAE em baterias de grande escala associados a projetos de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas, tecnologia esta pouco utilizada no Brasil e que ganha relevância mundial com a transição do setor de energia para a utilização de FER. A otimização da configuração de usinas com estas características para o cenário brasileiro, possibilitará a discussão sobre sua viabilidade econômica, na atual situação e diante das adequações regulatórias necessárias à inserção de SAE's no Sistema Interligado Nacional (SIN). Assim, como resultados esperados têm-se: 1. Definição da configuração ótima de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas com SAE em baterias de grande escala; 2. Análise de sua viabilidade econômica considerando a situação atual de falta de regulamentação para o uso de SAE's; e 3. Análise de como as adequações regulatórias poderiam interferir na viabilidade econômica do emprego de SAE's para o contexto analisado.

O presente projeto seguiu os seguintes passos: 1. Gerar as condições experimentais a partir dos níveis das variáveis de decisão (x_i), que serão os percentuais da quantidade de fonte eólica, fonte solar e armazenamento; 2. Calcular as respostas (y_i) - LCOE, densidade de produção de energia diversificada e VPL - a partir do arranjo experimental; 3. Modelar matematicamente as respostas (y_i) em função dos percentuais das diferentes tecnologias (eólica, solar, armazenamento) associadas ao projeto; 4. Otimizar o problema multiobjetivo; 5. Discutir as adequações regulatórias necessárias à inserção de SAE's no contexto brasileiro.

Para se modelar as funções objetivo do presente estudo (LCOE, densidade de produção de energia diversificada e VPL), foram gerados experimentos a partir da metodologia de arranjo de misturas, utilizando-se um *simplex lattice* de grau 4, e as proporções percentuais de fonte eólica, fonte solar e armazenamento como variáveis de entrada (x_i) no modelo. A Tabela 1 apresenta o arranjo experimental proposto.

Tabela 1 – Arranjo experimental

Número do experimento	Eólico		Solar		SAE		Somatório	
	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
1	1.000	60	0.000	0	0.000	0	1.000	60
2	0.750	45	0.250	15	0.000	0	1.000	60
3	0.750	45	0.000	0	0.250	15	1.000	60
4	0.500	30	0.500	30	0.000	0	1.000	60
5	0.500	30	0.250	15	0.250	15	1.000	60
6	0.500	30	0.000	0	0.500	30	1.000	60
7	0.250	15	0.750	45	0.000	0	1.000	60
8	0.250	15	0.500	30	0.250	15	1.000	60
9	0.250	15	0.250	15	0.500	30	1.000	60
10	0.250	15	0.000	0	0.750	45	1.000	60
11	0.000	0	1.000	60	0.000	0	1.000	60
12	0.000	0	0.750	45	0.250	15	1.000	60
13	0.000	0	0.500	30	0.500	30	1.000	60
14	0.000	0	0.250	15	0.750	45	1.000	60
15	0.000	0	0.000	0	1.000	60	1.000	60
16	0.333	20	0.333	20	0.333	20	1.000	60
17	0.667	40	0.167	10	0.167	10	1.000	60
18	0.167	10	0.667	40	0.167	10	1.000	60
19	0.167	10	0.167	10	0.667	40	1.000	60

Fonte: elaboração própria.

Após a modelagem matemática das funções, o método NBI foi utilizado para a otimização multiobjetivo. Para os propósitos deste estudo, o VPL foi minimizado com restrição maior ou igual a zero, para garantir a viabilidade mínima ao investidor, ao mesmo tempo em que evita-se um alto repasse do custo de investimento nesses sistemas para o consumidor final. O LCOE foi minimizado, buscando-se a minimização dos custos, enquanto que a resposta de densidade de produção de energia diversificada ($\rho_e \Delta$) possui sentido de maximização. Para realizar as análises estatísticas, modelagens matemáticas, simulações e otimizações foram utilizados softwares, tais como Excel® e Minitab®.

A cidade escolhida para análise no presente estudo foi Caetité na Bahia, local que possui aptidão para a produção tanto de energia eólica, pela característica de alta velocidade dos ventos, quanto de energia solar, pelo alto índice de irradiação.

6.1 – Dados climáticos: velocidade do vento e irradiação solar

Os dados climáticos utilizados no presente trabalho, com relação à velocidade do vento e irradiação solar foram acessados por meio do *Solar and Wind Energy Resource Assessment* (SWERA, 2021a, 2021b) para a cidade de Caetité, no Estado da Bahia. Já os dados de temperatura média máxima para a localidade em estudo foram disponibilizados pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE, 2021).

As Tabelas 2, 3 e 4 apresentam, respectivamente, os dados de irradiação solar para cada faixa horária, as temperaturas médias máximas em cada mês e os dados de velocidade de vento, a 100 metros de altura, para cada faixa horária.

Tabela 2 – Dados de irradiação (Wh/m²) para Caetité-BA

Hora	Irradiação (Wh/m ²)											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0 - 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1 - 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2 - 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3 - 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4 - 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5 - 6	12	0	0	0	0	0	0	0	0	49	53	47
6 - 7	188	160	129	129	114	91	88	146	177	261	219	216
7 - 8	345	333	301	289	302	299	323	392	371	434	355	355
8 - 9	504	479	432	419	420	430	452	545	549	579	490	493
9 - 10	603	569	536	519	533	538	574	679	676	658	545	572
10 - 11	620	601	569	569	612	617	667	744	740	688	535	570
11 - 12	575	588	556	579	614	643	704	761	747	678	502	549
12 - 13	544	559	538	573	593	643	709	761	740	646	476	517
13 - 14	519	547	525	549	573	622	691	733	702	587	433	485
14 - 15	500	525	507	527	546	596	663	693	649	541	393	449
15 - 16	470	490	476	502	513	556	613	634	575	486	353	413
16 - 17	419	433	428	431	397	430	506	530	463	402	319	369
17 - 18	299	312	217	128	45	45	134	157	132	120	136	247
18 - 19	17	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19 - 20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20 - 21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21 - 22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22 - 23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23 - 24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: SWERA (2021a).

Tabela 3 - Temperatura média máxima para Caetité-BA

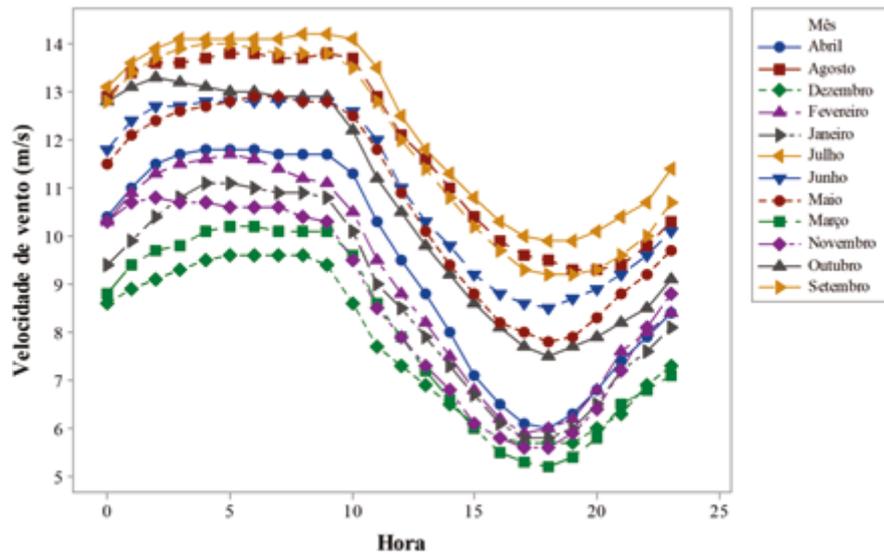
<i>Mês</i>	<i>Temperatura média máxima</i>
Janeiro	30
Fevereiro	31
Março	30
Abril	29
Maio	25
Junho	25
Julho	25
Agosto	26
Setembro	29
Outubro	31
Novembro	32
Dezembro	32

Fonte: INPE (2021).

Tabela 4 - Dados de velocidade de vento (m/s) a 100 m de altura para Caetité-BA

<i>Hora</i>	<i>Velocidade do vento (m/s)</i>											
	<i>Jan</i>	<i>Fev</i>	<i>Mar</i>	<i>Abr</i>	<i>Mai</i>	<i>Jun</i>	<i>Jul</i>	<i>Ago</i>	<i>Set</i>	<i>Out</i>	<i>Nov</i>	<i>Dez</i>
0 - 1	9.4	10.3	8.8	10.4	11.5	11.8	13.1	12.9	12.8	12.8	10.3	8.6
1 - 2	9.9	10.9	9.4	11	12.1	12.4	13.6	13.4	13.4	13.1	10.7	8.9
2 - 3	10.4	11.3	9.7	11.5	12.4	12.7	13.9	13.6	13.7	13.3	10.8	9.1
3 - 4	10.8	11.5	9.8	11.7	12.6	12.7	14.1	13.6	13.9	13.2	10.7	9.3
4 - 5	11.1	11.6	10.1	11.8	12.7	12.8	14.1	13.7	14	13.1	10.7	9.5
5 - 6	11.1	11.7	10.2	11.8	12.8	12.8	14.1	13.8	14	13	10.6	9.6
6 - 7	11	11.6	10.2	11.8	12.9	12.8	14.1	13.8	13.9	13	10.6	9.6
7 - 8	10.9	11.4	10.1	11.7	12.9	12.8	14.1	13.7	13.8	12.9	10.6	9.6
8 - 9	10.9	11.2	10.1	11.7	12.8	12.8	14.2	13.7	13.8	12.9	10.4	9.6
9 - 10	10.8	11.1	10.1	11.7	12.8	12.8	14.2	13.8	13.8	12.9	10.3	9.4
10 - 11	10.1	10.5	9.6	11.3	12.5	12.6	14.1	13.7	13.5	12.2	9.5	8.6
11 - 12	9	9.5	8.6	10.3	11.8	12	13.5	12.9	12.8	11.2	8.5	7.7
12 - 13	8.5	8.8	7.9	9.5	10.9	11	12.5	12.1	12	10.5	7.9	7.3

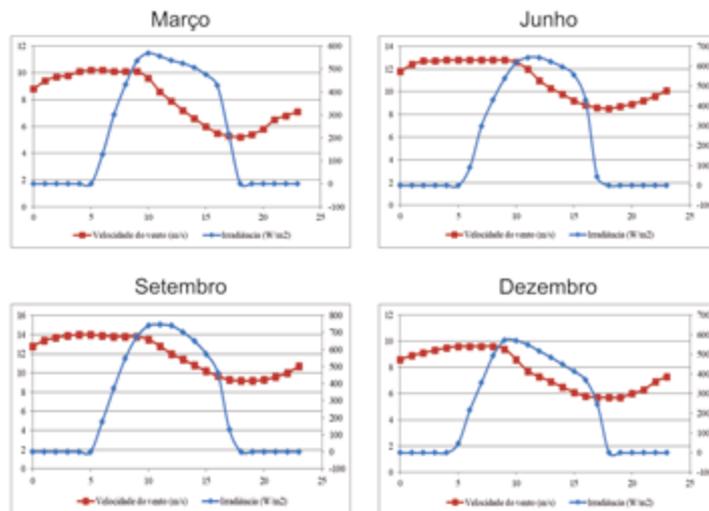
Figura 6 - Dados de velocidade de vento (m/s) para Caetité-BA



Fonte: elaboração própria (2021).

Pelas Figuras 5 e 6 é possível observar que os meses de julho, agosto e setembro são os meses com melhores condições de velocidade de vento e irradiação, coincidindo com os meses com menores níveis de precipitação no Brasil (em especial julho e agosto). Este é um argumento em favor do investimento em produção de energia por essas fontes, visando a diversificação da matriz elétrica brasileira. Outro argumento em favor das usinas híbridas são a complementaridade de produção de energia entre essas fontes, pois, no momento do dia em que a produção de energia por fonte eólica começa a diminuir, a produção solar alcança seu ápice, conforme pode ser observado na Figura 7.

Figura 7 - Complementaridade entre as fontes eólica e solar em Caetité-BA



Fonte: elaboração própria (2021).

6.2 – Pressupostos para os modelos de geração de energia elétrica

Para os cálculos referentes à produção de energia por geração solar fotovoltaica, os seguintes dados foram utilizados (YINGLI ENERGY, 2020): potência nominal da célula de 320 W; rendimento dos painéis fotovoltaicos (η_{pv}) de 19,6%; irradiação (kWh), que é igual ao cálculo de irradiância (I_m) vezes o tempo (t), conforme Tabela 1; área dos painéis fotovoltaicos (A) igual a 1,94432 m²; e coeficiente de perda pela temperatura (θT) de 0,39 %/°C para temperaturas acima dos 25°C. O número de células fotovoltaicas a serem utilizadas é definido dividindo-se a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica em cada condição experimental pela potência nominal da célula, que é de 320 W.

Para os cálculos referentes à produção de energia por geração eólica, os dados do fabricante (WOBLEN WINDPOWER, 2015) foram utilizados para gerar os modelos de regressão das curvas de potência para cada modelo de aerogerador, conforme Equação 17, considerando a velocidade do vento como termo independente. A Tabela 5 apresenta os modelos matemáticos para cada aerogerador, com seu respectivo coeficiente de determinação ajustado (R^2_{adj}), enquanto a Figura 8 traz a representação gráfica dos modelos matemáticos em relação aos dados fornecidos pelo fabricante, para alguns dos aerogeradores utilizados no estudo.

Tabela 5 - Funções de potência para os aerogeradores

Potência nominal dos aerogeradores	Altura do cubo (m)	R^2_{adj}	Funções de potência (kW)
2000 kW	108	99,40%	(32) $0,939 - 18,980v^1 + 18,389v^2 - 5,718v^3 + 1,092v^4 - 0,053v^5$
2300 kW	114	99,90%	(33) $-10,252 + 47,467v^1 - 28,959v^2 + 6,013v^3 - 0,223v^4 - 0,001v^5$
2300 kW	108	99,92%	(34) $-4,898 + 23,137v^1 - 14,296v^2 + 2,927v^3 + 0,163v^4 - 0,018v^5$
2350 kW	84	99,92%	(35) $-4,898 + 23,137v^1 - 14,296v^2 + 2,927v^3 + 0,163v^4 - 0,018v^5$
3000 kW	84	99,98%	(36) $-10,845 + 56,798v^1 - 39,354v^2 + 9,524v^3 - 0,557v^4 + 0,009v^5$
3050 kW	124	99,94%	(37) $11,084 - 97,144v^1 + 78,550v^2 - 21,207v^3 + 2,867v^4 - 0,120v^5$
3500 kW	74	99,93%	(38) $-10,797 + 51,616v^1 - 32,958v^2 + 7,236v^3 - 0,077v^4 - 0,014v^5$
4200 kW	135	99,98%	(39) $-7,636 + 52,374v^1 - 44,998v^2 + 12,780v^3 - 0,489v^4 - 0,008v^5$
7580 kW	135	99,91%	(40) $-47,652 + 211,978v^1 - 129,195v^2 + 27,331v^3 - 1,489v^4 + 0,022v^5$

Fonte: elaboração própria (2021).

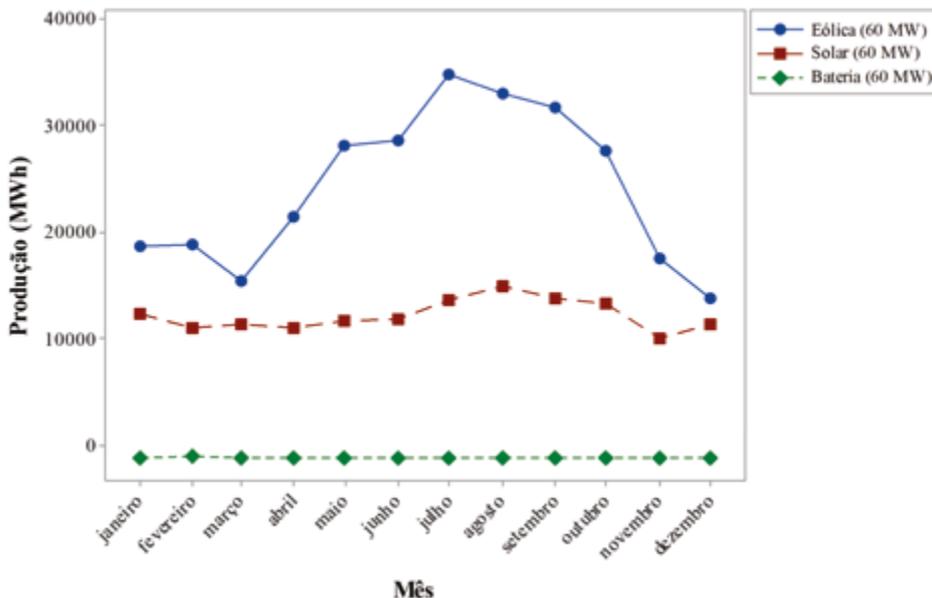
de descarga da bateria (%); e e é o algarismo neperiano.

Com relação às taxas de degradação anual (φ) para cada tipo de equipamento, tem-se os valores de: 0,57% para a usina eólica (STAFFELL; GREEN, 2014); 0,60% para a usina solar fotovoltaica (AZEVEDO *et al.*, 2020); e 0,50% para o SAE (MONGIRD *et al.*, 2019).

Com relação às áreas ocupadas por cada tecnologia, tem-se: 28.571,43 m²/MW para energia solar fotovoltaica (HERNANDEZ *et al.*, 2014); 431.499,00 m²/MW para energia eólica (LOVINS, 2011, DENHOLM *et al.*, 2009); e 118,92 m²/MW para bateria (Fu *et al.*, 2018).

A produção de energia mensal para cada fonte, considerando-se a capacidade instalada máxima, ou seja 60 MW, pode ser vista na Figura 9. É importante salientar que os fatores de capacidade para os projetos eólico e solar fotovoltaico foram de 54,93% e 27,76%, respectivamente, valores muito próximos dos valores reais reportados para a região em análise (ONS, 2021a, ONS, 2021b). Os resultados de fator de capacidade apresentados, de certa forma, validam os modelos matemáticos utilizados no presente estudo para o cálculo da produção de energia, modelos estes considerados mais completos por incluir diversos parâmetros, como por exemplo a taxa de degradação e o coeficiente de perda pela temperatura no cálculo da produção de energia solar fotovoltaica. Já o déficit médio mensal de produção energia, ou simplesmente consumo de energia, do SAE, ficou em 1.154,17 MWh.

Figura 9 - Produção mensal de energia



Fonte: elaboração própria (2021).

6.3 – Pressupostos para os modelos de análise financeira

A análise financeira do presente projeto, representada pelo cálculo do LCOE e do VPL, apresenta-se como uma atividade não trivial, englobando diversas variáveis em sua análise. Com o intuito de dar maior clareza à forma como os cálculos foram executados, apresentam-se, na Tabela 6, os pressupostos utilizados no presente estudo, seus valores e as respectivas fontes.

Tabela 6 - Pressupostos para a análise financeira

<i>Parâmetro</i>	<i>Valor</i>	<i>Referências</i>
Investimento eólico	R\$ 4.315.289,33 por MW instalado	CCEE (2021a)
Investimento solar fotovoltaico	R\$ 4.044.305,06 por MW instalado	CCEE (2021a)
Investimento em SAE (atual)	R\$ 8.000.000,00 por MW instalado	Rahman <i>et al.</i> (2021), Cole e Frazier (2020), Fu <i>et al.</i> (2018)
Investimento em SAE (ideal)	R\$ 2.000.000,00 por MW instalado	Penisa <i>et al.</i> (2020)
Preço da energia eólica*	R\$ 189,00 por MWh	EPE (2019d)
Preço da energia solar*	R\$ 209,00 por MWh	EPE (2019d)
Remuneração pelo armazenamento (atual)	R\$ 0,00 por MWh	ANEEL (2020), EPE (2019a)
Remuneração pelo armazenamento (ideal)**	R\$ 380,12 por MWh	Davies <i>et al.</i> (2019)
Custo para recarregar a bateria***	R\$ 49,77 por MWh	CCEE (2021b)
Produção anual de energia (kWh)	Calculada para cada condição experimental	Equação 15
Valor residual	10% sobre investimento	Modificado de Azevêdo <i>et al.</i> (2020)
Depreciação	5% ao ano	Aquila <i>et al.</i> (2018b)

Tempo de construção do projeto	2 anos	Aquila <i>et al.</i> (2018b)
Vida útil do projeto	20 anos	Aquila <i>et al.</i> (2018b)
Arrendamento	1,0 % sobre investimento	Aquila <i>et al.</i> (2016)
Custos de Operação e Manutenção (O&M) eólico	2,0 % sobre investimento	Aquila <i>et al.</i> (2018b)
Custos de O&M solar fotovoltaico	0,9 % sobre investimento	Azevêdo <i>et al.</i> (2020)
Custos de O&M SAE	R\$ 57.917,77 por MW instalado	Rahman <i>et al.</i> (2021)
Taxa de uso do sistema de transmissão (TUST)	R\$ 4.580,00 por MW instalado	Aquila <i>et al.</i> (2020b)
Desconto na TUST	0 %	Brasil (2021)
Taxa da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)	R\$ 0,07 por MWh	Aquila <i>et al.</i> (2020b)
Taxa do Operador Nacional do Sistema (ONS)	R\$ 470,00 por MW instalado	Aquila <i>et al.</i> (2020b)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	R\$ 3.058,92 por MW instalado	MME (2020), Brasil (2013)
Seguro da planta	0,3 % sobre investimento	Aquila <i>et al.</i> (2020b)
Imposto: Programa de Integração Social (PIS)	3,0 % sobre faturamento	Aquila <i>et al.</i> (2020b)
Imposto: Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS)	0,65% sobre faturamento	Aquila <i>et al.</i> (2020b)
Base de cálculo para lucro presumido	8,0 % sobre faturamento	Modificado de Aquila <i>et al.</i> (2020b)

Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ)	15% sobre base de cálculo + 10% sobre o que passar de R\$ 240.000,00	Modificado de Aquila <i>et al.</i> (2020b)
Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL)	9% sobre base de cálculo	Modificado de Aquila <i>et al.</i> (2020b)
Percentual de capital de terceiros (D)	40,0 %	Aquila <i>et al.</i> (2021)
Percentual de capital próprio (E)	60,0 %	Aquila <i>et al.</i> (2021)
Taxa livre de risco (r_f)	3,07 %	Aquila <i>et al.</i> (2021)
Retorno esperado do mercado (r_m)	11,20 %	FGV (2021)
$B_{desalavancado}$	0,70	Aquila <i>et al.</i> (2021)
Custo de capital de terceiros (k_d)	8,08 %	BNDES (2021)
Custo de capital próprio (k_e)	9,37 %	Equação 28
Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)	4,52 %	IBGE (2021)
WACC	7,77 %	Equação 27
Taxa de desconto deflacionada (i)	3,11 %	Equação 30
Taxa de câmbio (R\$/US\$)	R\$ 5,59	Cotação em 16/04/2021

* preço-teto do 30º leilão de energia nova com horizonte de entrega em seis anos (A-6), realizado em 2019.

** considerando a possibilidade de empilhamento (*stacking*) de receitas.

*** Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) horário mínimo para o submercado Nordeste até 31/03/2021.

O custo de investimento atual do SAE foi obtido a partir de um média entre os valores apresentados nos estudos de Rahman *et al.* (2021), Cole e Frazier (2020) e Fu *et al.* (2018), o qual gerou o valor de US\$ 1.393.333,33/MW ou R\$ 7.788.733,33/MW, sendo este valor arredondado para R\$ 8.000.000,00/MW. O custo de investimento ideal do SAE foi apresentado por Penisa *et al.* (2020)

como US\$ 100,00/MWh, o que resulta em US\$ 400,00/MW para baterias com 4 horas de duração. Esse valor, após conversão e arredondamento, gerou o valor de R\$ 2.000.000,00/MW. Já para a remuneração pelos serviços prestados pelo SAE adotou-se o valor de R\$ 0,00/MWh para a situação atual, devido à falta de regulamentação, e o valor de R\$ 380,12/MWh para a remuneração ideal, tomando-se como base o valor de US\$ 68,00 apresentado por Davies *et al.* (2019), desde que se permita a prática de geração de múltiplas receitas ou empilhamento (*stacking*) de receitas.

A grayscale photograph of a man with a beard and dark hair, seen in profile from the side, looking at a computer monitor. The scene is dimly lit, with the primary light source coming from the monitor. The man is wearing a dark shirt. The background shows a window with light coming through. The overall mood is focused and professional.

7.

Resultados



7. Resultados

Com base nos custos de investimento, atual e ideal do SAE em baterias de íon-Lítio de grande porte e no nível de remuneração do SAE, atual e ideal, foram gerados 4 cenários de análise: o Cenário 1 considera um custo de investimento em SAE de R\$ 2.000.000,00 por MW instalado (ideal) com remuneração pelo armazenamento de R\$ 0,00 por MWh (atual); o Cenário 2 considera um custo de investimento em SAE de R\$ 8.000.000,00 por MW instalado (atual) com remuneração pelo armazenamento de R\$ 0,00 por MWh (atual); o Cenário 3 considera um custo de investimento em SAE de R\$ 2.000.000,00 por MW instalado (ideal) com remuneração pelo armazenamento de R\$ 380,12 por MWh (ideal); e o Cenário 4 considera um custo de investimento em SAE de R\$ 8.000.000,00 por MW instalado (atual) com remuneração pelo armazenamento de R\$ 380,12 por MWh (ideal). A análise comparativa desses cenários nos darão indícios de como os custos de investimento e a remuneração do SAE impactam a inserção dessa tecnologia no contexto brasileiro.

7.1 – Resultados para o Cenário 1

Partindo das condições iniciais estipuladas com relação ao

SAE para o Cenário 1 (investimento de R\$ 2.000.000,00 por MW instalado com remuneração pelo armazenamento de R\$ 0,00 por MWh), foram calculados os valores das variáveis de resposta (y_i), VPL, LCOE e densidade de produção de energia diversificada, para todo o arranjo experimental, conforme Tabela 7.

Tabela 7 – Arranjo experimental - Cenário 1

<i>N</i>	<i>Eólico (%)</i>	<i>Solar (%)</i>	<i>SAE (%)</i>	<i>VPL (R\$)</i>	<i>LCOE (R\$/MWh)</i>	$\rho_e \Delta$ (adimensional)
1	1.000	0.000	0.000	317.834.128,48	108.18	0.000
2	0.750	0.250	0.000	243.949.569,68	119.67	0.032
3	0.750	0,000	0.250	148.195.975,81	128.23	0.027
4	0.500	0.500	0.000	185.237.478,18	132.05	0.053
5	0.500	0.250	0.250	89.483.884,31	143.50	0.055
6	0.500	0.000	0.500	-6.269.709,56	157.77	0.035
7	0.250	0.750	0.000	129.139.448,93	148.39	0.059
8	0.250	0.500	0.250	33.385.855,07	164.43	0.081
9	0.250	0.250	0.500	-62.367.738,80	185.36	0.062
10	0.250	0.000	0.750	-158.121.332,67	213.84	0.024
11	0,000	1.000	0.000	71.347.361,75	173.00	0.000
12	0,000	0.750	0.250	-24.406.232,12	197.60	0.209
13	0,000	0.500	0.500	-120.159.825,99	232.19	0.260
14	0,000	0.250	0.750	-215.913.419,86	284.41	0.151
15	0,00	0.000	1.000	-312.009.957,22	372.77	0.000
16	0.333	0.333	0.333	25.819.039,27	159.97	0.069
17	0.667	0.167	0.167	165.964.646,25	128.28	0.041
18	0.167	0.667	0.167	48.583.200,51	166.07	0.089
19	0.167	0.167	0.667	-142.923.987,23	217.55	0.047

Fonte: elaboração própria (2021).

Os dados apresentados na Tabela 7 foram utilizados para gerar as equações de VPL (y_1), LCOE (y_2) e densidade de produção de energia diversificada (y_3) em função das proporções de cada tecnologia considerada (x_i). As equações obtidas podem ser vistas na Tabela 8.

Tabela 8 – Modelos matemáticos para as funções objetivo - Cenário 1

<i>Termos</i>	<i>VPL (R\$)</i>	<i>LCOE (R\$/MWh)</i>	$\rho_e \Delta$ (adimensional)
% Eólica	313.142.811,338	118.044	0.002
% Solar	71.655.963,520	174.106	0.013
% SAE	-311.589.249,372	356.884	-0.020
% Eólica x % Solar	-22.503.448,690	-46.695	0.209
% Eólica x % SAE	-21909269,001	-336.860	0.178
% Solar x % SAE	8.303.413,778	-137.975	0.984
% Eólica x % Solar x % SAE	-	-	-2.453
p-value	0,000	0,000	0,000
R ² (%)	99,97%	98,13%	95,08%
R ² ajustado (%)	99,96%	97,40%	92,61%

Nota: valores em negrito representam termos significantes nos modelos (p-value < 5%).

Fonte: elaboração própria (2021).

A adequação dos modelos foi analisada pela ANOVA. Os p-values para as funções objetivo em análise mostram uma regressão estatisticamente significativa ao nível de significância de 5%, provando a adequação das funções. Além disso, os valores de R² e R² ajustado mostram que os modelos têm um bom ajuste. As Figuras 10, 11 e 12 apresentam as superfícies de resposta para VPL (y_1), LCOE (y_2) e densidade de produção de energia diversificada (y_3), respectivamente.

Para implementar o processo de otimização NBI, a matriz *payoff*, conforme Equação 10, foi inicialmente estimada, obtendo-se os resultados apresentados na Tabela 9. Com o intuito de definir a configuração de uma usina híbrida que permitisse a inserção do SAE ainda mantendo-se a viabilidade do projeto, ou seja, com VPL maior ou igual a zero (0), adotou-se o sentido de minimização da função de VPL (AQUILA *et al.*, 2020b). A função de LCOE também possui sentido de minimização, buscando-se a minimização dos custos, enquanto que a resposta de densidade de produção de energia diversificada ($\rho_e \Delta$) possui sentido de maximização.

Tabela 9 – Matriz *payoff* para as funções objetivo - Cenário 1

VPL	LCOE	$\rho_e \Delta$
-311.589.249,37	356.88	-0.020
219.526.230,77	110.91	0.021
-111.491.143,52	227.99	0.243

Nota: valores em negrito representam ótimos individuais.

Fonte: elaboração própria (2021).

Para realizar o processo de otimização multiobjetivo, foi utilizada a abordagem NBI, conforme apresentada na Equação 9. Portanto, pesos ou graus de importância (w_i) foram atribuídos às funções objetivo de VPL (y_1), LCOE (y_2) e densidade de produção de energia diversificada (y_3). Escolhendo w_i no intervalo [0; 1], foi possível implementar iterativamente a Equação 9. Ao usar valores para w_i de 0,20 em 0,20, foram alcançados 21 pontos, além de mais 3 pontos axiais (as 3 combinações dos pesos 0,667, 0,167 e 0,167) e um ponto central (w_1, w_2 e w_3 iguais a 0,333), totalizando 25 pontos. Assim, é possível obter a resposta para otimização em cada combinação de pesos.

Os resultados apresentados na Tabela 10 constituem o conjunto ótimo de Pareto para o problema multiobjetivo. Ao alterar os pesos ou o grau de importância atribuído a cada resposta, os resultados do processo de otimização são alterados, favorecendo a resposta com maior peso (ROCHA *et al.*, 2021). A Figura 13 apresenta graficamente a Fronteira de Pareto obtida.

Tabela 10 – Conjunto ótimo de Pareto - Cenário 1

Pesos			Eólica	Solar	SAE	VPL	LCOE	$\rho_e \Delta$	Entropia
w_1	w_2	w_3	(x_1)	(x_2)	(x_3)	(y_1)	(y_2)	(y_3)	
1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	-311.589.249,37	356.88	-0.020	0.000
0.800	0.200	0.000	0.114	0.013	0.872	-237.192.151,73	291.89	0.009	0.425
0.800	0.000	0.200	0.019	0.059	0.923	-277.278.023,12	328.27	0.037	0.316
0.600	0.400	0.000	0.232	0.045	0.723	-153.017.901,28	231.75	0.032	0.713
0.600	0.200	0.200	0.119	0.107	0.774	-197.802.133,72	265.80	0.062	0.691
0.600	0.000	0.400	0.031	0.133	0.836	-240.794.967,94	300.73	0.091	0.527
0.400	0.600	0.000	0.337	0.136	0.526	-52.902.109,74	179.52	0.044	0.976
0.400	0.400	0.200	0.208	0.207	0.586	-105.235.158,13	209.82	0.080	0.966
0.400	0.200	0.400	0.115	0.224	0.661	-155.078.238,13	241.36	0.113	0.857
0.400	0.000	0.600	0.036	0.227	0.737	-201.664.918,01	274.51	0.145	0.681
0.200	0.800	0.000	0.449	0.288	0.263	74.340.257,91	140.76	0.039	1.069
0.200	0.600	0.200	0.267	0.414	0.319	10.580.681,67	165.39	0.081	1.082
0.200	0.400	0.400	0.168	0.409	0.423	-51.406.013,14	190.90	0.123	1.030
0.200	0.200	0.600	0.095	0.378	0.527	-107.803.625,97	219.18	0.161	0.928
0.200	0.000	0.800	0.029	0.348	0.623	-159.117.679,50	249.99	0.195	0.764
0.000	1.000	0.000	0.855	0.000	0.145	219.526.333,41	110.91	0.021	0.415
0.000	0.800	0.200	0.416	0.576	0.009	163.344.940,32	139.30	0.059	0.724
0.000	0.600	0.400	0.142	0.713	0.146	48.121.904,03	166.82	0.098	0.799
0.000	0.400	0.600	0.026	0.782	0.192	5.017.561,59	184.40	0.150	0.604
0.000	0.200	0.800	0.031	0.624	0.345	-51.985.177,33	201.25	0.203	0.768
0.000	0.000	1.000	0.000	0.517	0.483	-111.490.937,43	227.99	0.243	0.693
0.333	0.333	0.333	0.166	0.270	0.563	-105.847.119,72	213.06	0.107	0.975
0.667	0.167	0.167	0.102	0.080	0.817	-218.385.863,64	280.17	0.050	0.601
0.167	0.667	0.167	0.297	0.455	0.248	44.834.303,81	156.03	0.072	1.065
0.167	0.167	0.667	0.078	0.402	0.519	-108.378.214,06	220.67	0.175	0.906
0.254	0.625	0.121	0.304	0.327	0.369	0.00	165.41	0.067	1.095

Nota: valores em negrito representam a solução final para o problema.

Fonte: elaboração própria (2021).

Tabela 11 – Arranjo experimental - Cenário 2

<i>N</i>	<i>Eólico (%)</i>	<i>Solar (%)</i>	<i>SAE (%)</i>	<i>VPL (R\$)</i>	<i>LCOE (R\$/MWh)</i>	$\rho_e \Delta$ (adimensional)
1	1.000	0.000	0.000	317.834.128,48	108.18	0.000
2	0.750	0.250	0.000	243.949.569,68	119.67	0.032
3	0.750	0,000	0.250	-4.845.647,71	177.77	0.027
4	0.500	0.500	0.000	185.237.478,18	132.05	0.053
5	0.500	0.250	0.250	-63.557.739,21	201.95	0.055
6	0.500	0.000	0.500	-312.352.956,60	289.02	0.035
7	0.250	0.750	0.000	129.139.448,93	148.39	0.059
8	0.250	0.500	0.250	-119.655.768,45	235.22	0.081
9	0.250	0.250	0.500	-368.450.985,84	348.56	0.062
10	0.250	0.000	0.750	-617.246.203,23	502.72	0.024
11	0,000	1.000	0.000	71.347.361,75	173.00	0.000
12	0,000	0.750	0.250	-177.447.855,64	287.85	0.209
13	0,000	0.500	0.500	-426.243.073,03	449.34	0.260
14	0,000	0.250	0.750	-675.038.290,42	693.15	0.151
15	0,00	0.000	1.000	-924.176.451,30	1104.14	0.000
16	0.333	0.333	0.333	-178.236.458,75	250.64	0.069
17	0.667	0.167	0.167	63.936.897,24	161.64	0.041
18	0.167	0.667	0.167	-53.444.548,50	214.28	0.089
19	0.167	0.167	0.667	-551.034.983,28	481.91	0.047

Fonte: elaboração própria (2021).

Os dados apresentados na Tabela 11 foram utilizados para gerar as equações de VPL (y_1), LCOE (y_2) e densidade de produção de energia diversificada (y_3) em função das proporções de cada tecnologia considerada (x_i). As equações obtidas podem ser vistas na Tabela 12.

Tabela 12 – Modelos matemáticos para as funções objetivo - Cenário 2

<i>Termos</i>	<i>VPL (R\$)</i>	<i>LCOE (R\$/MWh)</i>	$\rho_e \Delta$ (adimensional)
% Eólica	314.478.175,553	138.969	0.002
% Solar	72.991.327,735	178.888	0.013
% SAE	-922.420.379,236	1039.782	-0.020
% Eólica x % Solar	-36.299.264,425	-51.057	0.209
% Eólica x % SAE	-35.705.084,737	-1251.035	0.178
% Solar x % SAE	-5.492.401,957	-637.584	0.984
% Eólica x % Solar x % SAE	152.269.421,149	-	-2.453
p-value	0,000	0,000	0,000
R ² (%)	100,00%	98,18%	95,08%
R ² ajustado (%)	99,99%	97,48%	92,61%

Nota: valores em negrito representam termos significantes nos modelos (p-value < 5%).

Fonte: elaboração própria (2021).

A adequação dos modelos foi analisada pela ANOVA. Os p-values para as funções objetivo em análise mostram uma regressão estatisticamente significativa ao nível de significância de 5%, provando a adequação das funções. Além disso, os valores de R² e R² ajustado mostram que os modelos têm um bom ajuste. As Figuras 14, 15 e 16 apresentam as superfícies de resposta para VPL (y_1), LCOE (y_2) e densidade de produção de energia diversificada (y_3), respectivamente.

Assim como no Caso 1, para implementar o processo de otimização NBI, a matriz *payoff*, conforme Equação 10, foi inicialmente estimada, obtendo-se os resultados apresentados na Tabela 13. Com o intuito de definir a configuração de uma usina híbrida que permitisse a inserção do SAE ainda mantendo-se a viabilidade do projeto, ou seja, com VPL maior ou igual a zero (0), adotou-se o sentido de minimização da função de VPL (AQUILA *et al.*, 2020b). A função de LCOE também possui sentido de minimização, buscando-se a minimização dos custos, enquanto que a resposta de densidade de produção de energia diversificada

($\rho_e \Delta$) possui sentido de maximização.

Tabela 13 – Matriz *payoff* para as funções objetivo - Cenário 2

VPL	LCOE	$\rho_e \Delta$
-922.421.301,66	1039.78	-0.020
137.047.667,25	114.46	0.021
-409.458.150,69	435.74	0.243

Nota: valores em negrito representam ótimos individuais.

Fonte: elaboração própria (2021).

Para realizar o processo de otimização multiobjetivo, foi utilizada a abordagem NBI, conforme apresentada na Equação 9. Portanto, pesos ou graus de importância (w_i) foram atribuídos às funções objetivo de VPL (y_1), LCOE (y_2) e densidade de produção de energia diversificada (y_3). Escolhendo w_i no intervalo [0; 1], foi possível implementar iterativamente a Equação 9. Ao usar valores para w_i de 0,20 em 0,20, foram alcançados 21 pontos, além de mais 3 pontos axiais (as 3 combinações dos pesos 0,667, 0,167 e 0,167) e um ponto central (w_1, w_2 e w_3 iguais a 0,333), totalizando 25 pontos. Assim, é possível obter a resposta para otimização em cada combinação de pesos.

Os resultados apresentados na Tabela 14 constituem o conjunto ótimo de Pareto para o problema multiobjetivo. Ao alterar os pesos ou o grau de importância atribuído a cada resposta, os resultados do processo de otimização são alterados, favorecendo a resposta com maior peso (ROCHA *et al.*, 2021). A Figura 17 apresenta graficamente a Fronteira de Pareto obtida.

Tabela 14 – Conjunto ótimo de Pareto - Cenário 2

Pesos			Eólica	Solar	SAE	VPL	LCOE	$\rho_e \Delta$	Entropia
w_1	w_2	w_3	(x_1)	(x_2)	(x_3)	(y_1)	(y_2)	(y_3)	
1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	-922.421.301,66	1039.78	-0.020	0.000
0.800	0.200	0.000	0.110	0.013	0.877	-777.060.259,34	801.97	0.009	0.415
0.800	0.000	0.200	0.023	0.060	0.917	-835.566.790,31	906.50	0.038	0.334
0.600	0.400	0.000	0.221	0.043	0.736	-611.861.980,29	579.89	0.031	0.694
0.600	0.200	0.200	0.116	0.105	0.779	-677.078.475,40	679.09	0.062	0.681
0.600	0.000	0.400	0.037	0.137	0.826	-742.022.148,00	778.51	0.093	0.551
0.400	0.600	0.000	0.319	0.117	0.564	-415.819.908,11	382.26	0.044	0.939
0.400	0.400	0.200	0.196	0.191	0.613	-492.877.758,73	472.07	0.079	0.935
0.400	0.200	0.400	0.111	0.220	0.670	-568.541.305,68	563.00	0.113	0.845
0.400	0.000	0.600	0.041	0.234	0.726	-640.877.050,90	656.56	0.146	0.703
0.200	0.800	0.000	0.407	0.252	0.341	-171.920.310,68	222.56	0.042	1.080
0.200	0.600	0.200	0.254	0.342	0.404	-270.045.665,26	295.68	0.083	1.081
0.200	0.400	0.400	0.162	0.362	0.476	-363.117.906,65	372.80	0.123	1.016
0.200	0.200	0.600	0.091	0.363	0.546	-449.798.277,90	454.99	0.160	0.917
0.200	0.000	0.800	0.031	0.356	0.613	-530.795.693,78	541.68	0.196	0.776
0.000	1.000	0.000	0.860	0.000	0.140	137.048.390,33	114.46	0.020	0.405
0.000	0.800	0.200	0.289	0.593	0.118	20.444.969,49	172.93	0.067	0.921
0.000	0.600	0.400	0.140	0.651	0.209	-103.743.436,97	225.38	0.116	0.882
0.000	0.400	0.600	0.087	0.603	0.310	-216.440.961,49	286.94	0.162	0.881
0.000	0.200	0.800	0.043	0.556	0.401	-317.423.992,93	357.79	0.204	0.827
0.000	0.000	1.000	0.000	0.517	0.483	-409.458.133,09	435.74	0.243	0.693
0.333	0.333	0.333	0.158	0.253	0.590	-477.893.134,74	466.87	0.106	0.950
0.667	0.167	0.167	0.100	0.080	0.820	-721.804.777,13	736.17	0.050	0.595
0.167	0.667	0.167	0.281	0.368	0.351	-210.795.029,96	258.66	0.076	1.092
0.167	0.167	0.667	0.076	0.389	0.535	-442.985.640,49	451.85	0.174	0.897
0.061	0.873	0.066	0.448	0.374	0.177	0.00	163.30	0.044	1.034

Nota: valores em negrito representam a solução final para o problema.

Fonte: elaboração própria (2021).

Tabela 15 – Arranjo experimental - Cenário 3

<i>N</i>	<i>Eólico (%)</i>	<i>Solar (%)</i>	<i>SAE (%)</i>	<i>VPL (R\$)</i>	<i>LCOE (R\$/MWh)</i>	$\rho_e \Delta$ (adimensional)
1	1.000	0.000	0.000	317.834.128,48	108.18	0.000
2	0.750	0.250	0.000	243.949.569,68	119.67	0.032
3	0.750	0,000	0.250	222.670.504,23	129.87	0.027
4	0.500	0.500	0.000	185.237.478,18	132.05	0.053
5	0.500	0.250	0.250	163.958.412,73	145.44	0.055
6	0.500	0.000	0.500	142.679.347,27	162.12	0.035
7	0.250	0.750	0.000	129.139.448,93	148.39	0.059
8	0.250	0.500	0.250	107.860.383,48	166.77	0.081
9	0.250	0.250	0.500	86.581.318,03	190.77	0.062
10	0.250	0.000	0.750	65.302.252,58	223.40	0.024
11	0,000	1.000	0.000	71.347.361,75	173.00	0.000
12	0,000	0.750	0.250	50.068.296,30	200.59	0.209
13	0,000	0.500	0.500	28.789.230,85	239.38	0.260
14	0,000	0.250	0.750	7.510.165,40	297.95	0.151
15	0,00	0.000	1.000	-13.768.900,05	396.57	0.000
16	0.333	0.333	0.333	125.118.410,50	162.97	0.069
17	0.667	0.167	0.167	215.614.331,86	129.38	0.041
18	0.167	0.667	0.167	98.232.886,12	167.67	0.089
19	0.167	0.167	0.667	55.674.755,22	226.30	0.047

Fonte: elaboração própria (2021).

Os dados apresentados na Tabela 15 foram utilizados para gerar as equações de VPL (y_1), LCOE (y_2) e densidade de produção de energia diversificada (y_3) em função das proporções de cada tecnologia considerada (x_i). As equações obtidas podem ser vistas na Tabela 16.

Tabela 16 – Modelos matemáticos para as funções objetivo - Cenário 3

<i>Termos</i>	<i>VPL (R\$)</i>	<i>LCOE (R\$/MWh)</i>	$\rho_e \Delta$ (adimensional)
% Eólica	314508332.410	118.717	0.002
% Solar	73021484.592	174.244	0.013
% SAE	-12094777.214	379.197	-0.020
% Eólica x % Solar	-36411869.284	-46.873	0.209
% Eólica x % SAE	-36411869.284	-366.450	0.178
% Solar x % SAE	-6199186.505	-153.840	0.984
% Eólica x % Solar x % SAE	153825154.528	-	-2.453
p-value	0,000	0,000	0,000
R ² (%)	99,93%	98,14%	95,08%
R ² ajustado (%)	99,90%	97,42%	92,61%

Nota: valores em negrito representam termos significantes nos modelos (p-value < 5%).

Fonte: elaboração própria (2021).

A adequação dos modelos foi analisada pela ANOVA. Os p-values para as funções objetivo em análise mostram uma regressão estatisticamente significativa ao nível de significância de 5%, provando a adequação das funções. Além disso, os valores de R² e R² ajustado mostram que os modelos têm um bom ajuste. As Figuras 18, 19 e 20 apresentam as superfícies de resposta para VPL (y_1), LCOE (y_2) e densidade de produção de energia diversificada (y_3), respectivamente.

Assim como nos casos anteriormente apresentados, para implementar o processo de otimização NBI, a matriz *payoff*, conforme Equação 10, foi inicialmente estimada, obtendo-se os resultados apresentados na Tabela 17. Com o intuito de definir a configuração de uma usina híbrida que permitisse a inserção do SAE ainda mantendo-se a viabilidade do projeto, ou seja, com VPL maior ou igual a zero (0), adotou-se o sentido de minimização da função de VPL (AQUILA *et al.*, 2020b). A função de LCOE também possui sentido de minimização, buscando-se a minimização dos custos, enquanto que a resposta de densidade de produção de energia diversificada ($\rho_e \Delta$) possui sentido de maximização.

Tabela 17 – Matriz *payoff* para as funções objetivo - Cenário 3

VPL	LCOE	$\rho_e \Delta$
-12.094.789,31	379.20	-0.020
262.781.569,49	111.06	0.021
30.337.131,41	234.88	0.243

Nota: valores em negrito representam ótimos individuais.

Fonte: elaboração própria (2021).

Para realizar o processo de otimização multiobjetivo, foi utilizada a abordagem NBI, conforme apresentada na Equação 9. Portanto, pesos ou graus de importância (w_i) foram atribuídos às funções objetivo de VPL (y_1), LCOE (y_2) e densidade de produção de energia diversificada (y_3). Escolhendo w_i no intervalo [0; 1], foi possível implementar iterativamente a Equação 9. Ao usar valores para w_i de 0,20 em 0,20, foram alcançados 21 pontos, além de mais 3 pontos axiais (as 3 combinações dos pesos 0,667, 0,167 e 0,167) e um ponto central (w_1, w_2 e w_3 iguais a 0,333), totalizando 25 pontos. Assim, é possível obter a resposta para otimização em cada combinação de pesos.

Os resultados apresentados na Tabela 18 constituem o conjunto ótimo de Pareto para o problema multiobjetivo. Ao alterar os pesos ou o grau de importância atribuído a cada resposta, os resultados do processo de otimização são alterados, favorecendo a resposta com maior peso (ROCHA *et al.*, 2021). A Figura 21 apresenta graficamente a Fronteira de Pareto obtida.

Tabela 18 – Conjunto ótimo de Pareto - Cenário 3

Pesos			Eólica	Solar	SAE	VPL	LCOE	$\rho_e \Delta$	Entropia
w_1	w_2	w_3	(x_1)	(x_2)	(x_3)	(y_1)	(y_2)	(y_3)	
1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	-12094789.31	379.20	-0.020	0.000
0.800	0.200	0.000	0.118	0.023	0.859	24899167.45	303.36	0.016	0.470
0.800	0.000	0.200	0.016	0.053	0.931	-3086872.86	350.98	0.032	0.289
0.600	0.400	0.000	0.233	0.086	0.682	66376479.54	233.05	0.045	0.811
0.600	0.200	0.200	0.121	0.116	0.763	34503141.76	275.87	0.067	0.711
0.600	0.000	0.400	0.028	0.120	0.852	5969469.85	322.82	0.084	0.490
0.400	0.600	0.000	0.307	0.322	0.372	112593863.28	168.61	0.066	1.095
0.400	0.400	0.200	0.202	0.284	0.514	75735883.58	205.27	0.096	1.022
0.400	0.200	0.400	0.115	0.239	0.646	43837172.17	248.06	0.118	0.873
0.400	0.000	0.600	0.033	0.207	0.760	14944720.13	294.56	0.135	0.647
0.200	0.800	0.000	0.502	0.445	0.052	182452111.70	133.36	0.052	0.861
0.200	0.600	0.200	0.233	0.542	0.225	107214038.56	163.56	0.089	1.007
0.200	0.400	0.400	0.121	0.596	0.283	76413527.04	183.59	0.139	0.921
0.200	0.200	0.600	0.088	0.431	0.481	51943771.43	218.73	0.171	0.929
0.200	0.000	0.800	0.029	0.323	0.648	23533696.11	265.82	0.188	0.749
0.000	1.000	0.000	0.851	0.024	0.124	263734954.29	112.23	0.019	0.487
0.000	0.800	0.200	0.607	0.393	0.000	211042185.32	129.33	0.056	0.670
0.000	0.600	0.400	0.537	0.463	0.000	193659203.39	132.77	0.059	0.690
0.000	0.400	0.600	0.100	0.609	0.291	70706376.45	187.59	0.151	0.891
0.000	0.200	0.800	0.017	0.662	0.321	48353978.33	203.95	0.206	0.706
0.000	0.000	1.000	0.000	0.517	0.483	30337119.87	234.88	0.243	0.693
0.333	0.333	0.333	0.160	0.342	0.498	67541277.23	209.43	0.121	1.007
0.667	0.167	0.167	0.104	0.086	0.811	26389645.87	292.67	0.053	0.616
0.167	0.667	0.167	0.274	0.532	0.193	119275681.44	156.52	0.076	1.008
0.167	0.167	0.667	0.072	0.449	0.479	48194471.30	221.23	0.183	0.901
0.732	0.000	0.268	0.021	0.074	0.905	0.00	341.38	0.050	0.363

Nota: valores em negrito representam a solução final para o problema.

Fonte: elaboração própria (2021).

Tabela 19 – Arranjo experimental - Cenário 4

<i>N</i>	<i>Eólico (%)</i>	<i>Solar (%)</i>	<i>SAE (%)</i>	<i>VPL (R\$)</i>	<i>LCOE (R\$/MWh)</i>	$\rho_e \Delta$ (adimensional)
1	1.000	0.000	0.000	317.834.128,48	108.18	0.000
2	0.750	0.250	0.000	243.949.569,68	119.67	0.032
3	0.750	0,000	0.250	69.628.880,71	179.41	0.027
4	0.500	0.500	0.000	185.237.478,18	132.05	0.053
5	0.500	0.250	0.250	10.916.789,21	203.89	0.055
6	0.500	0.000	0.500	-163.403.899,77	293.37	0.035
7	0.250	0.750	0.000	129.139.448,93	148.39	0.059
8	0.250	0.500	0.250	-45.181.240,04	237.57	0.081
9	0.250	0.250	0.500	-219.501.929,01	353.96	0.062
10	0.250	0.000	0.750	-393.822.617,98	512.29	0.024
11	0,000	1.000	0.000	71.347.361,75	173.00	0.000
12	0,000	0.750	0.250	-102.973.327,22	290.84	0.209
13	0,000	0.500	0.500	-277.294.016,19	456.53	0.260
14	0,000	0.250	0.750	-451.614.705,16	706.68	0.151
15	0,00	0.000	1.000	-625.935.394,13	1127.94	0.000
16	0.333	0.333	0.333	-78.937.087,53	253.64	0.069
17	0.667	0.167	0.167	113.586.582,85	162.74	0.041
18	0.167	0.667	0.167	-3.794.862,89	215.88	0.089
19	0.167	0.167	0.667	-352.436.240,83	490.66	0.047

Fonte: elaboração própria (2021).

Os dados apresentados na Tabela 19 foram utilizados para gerar as equações de VPL (y_1), LCOE (y_2) e densidade de produção de energia diversificada (y_3) em função das proporções de cada tecnologia considerada (x_i). As equações obtidas podem ser vistas na Tabela 20.

Tabela 20 – Modelos matemáticos para as funções objetivo - Cenário 4

<i>Termos</i>	<i>VPL (R\$)</i>	<i>LCOE (R\$/MWh)</i>	$\rho_e \Delta$ (adimensional)
% Eólica	314508332.410	139.642	0.002
% Solar	73021484.592	179.027	0.013
% SAE	-624261271.294	1062.095	-0.020
% Eólica x % Solar	-36411869.284	-51.235	0.209
% Eólica x % SAE	-36411869.284	-1280.624	0.178
% Solar x % SAE	-6199186.505	-653.449	0.984
% Eólica x % Solar x % SAE	153825154.528		-2.453
p-value	0,000	0,000	0,000
R ² (%)	99,99%	98,19%	95,08%
R ² ajustado (%)	99,99%	97,49%	92,61%

Nota: valores em negrito representam termos significantes nos modelos ($p\text{-value} < 5\%$).

Fonte: elaboração própria (2021).

A adequação dos modelos foi analisada pela ANOVA. Os $p\text{-values}$ para as funções objetivo em análise mostram uma regressão estatisticamente significativa ao nível de significância de 5%, provando a adequação das funções. Além disso, os valores de R² e R² ajustado mostram que os modelos têm um bom ajuste. As Figuras 22, 23 e 24 apresentam as superfícies de resposta para VPL (y_1), LCOE (y_2) e densidade de produção de energia diversificada (y_3), respectivamente.

Assim como nos casos anteriormente apresentados, para implementar o processo de otimização NBI, a matriz *payoff*, conforme Equação 10, foi inicialmente estimada, obtendo-se os resultados apresentados na Tabela 21. Com o intuito de definir a configuração de uma usina híbrida que permitisse a inserção do SAE ainda mantendo-se a viabilidade do projeto, ou seja, com VPL maior ou igual a zero (0), adotou-se o sentido de minimização da função de VPL (AQUILA *et al.*, 2020b). A função de LCOE também possui sentido de minimização, buscando-se a minimização dos custos, enquanto que a resposta de densidade de produção de energia diversificada ($\rho_e \Delta$) possui sentido de maximização.

Tabela 21 – Matriz payoff para as funções objetivo - Cenário 4

VPL	LCOE	$\rho_e \Delta$
-624.261.895,56	1062.10	-0.020
178.848.584,13	114.60	0.020
-265.520.134,63	442.63	0.243

Nota: valores em negrito representam ótimos individuais.

Fonte: elaboração própria (2021).

Para realizar o processo de otimização multiobjetivo, foi utilizada a abordagem NBI, conforme apresentada na Equação 9. Portanto, pesos ou graus de importância (w_i) foram atribuídos às funções objetivo de VPL (y_1), LCOE (y_2) e densidade de produção de energia diversificada (y_3). Escolhendo w_i no intervalo [0; 1], foi possível implementar iterativamente a Equação 9. Ao usar valores para w_i de 0,20 em 0,20, foram alcançados 21 pontos, além de mais 3 pontos axiais (as 3 combinações dos pesos 0,667, 0,167 e 0,167) e um ponto central (w_1, w_2 e w_3 iguais a 0,333), totalizando 25 pontos. Assim, é possível obter a resposta para otimização em cada combinação de pesos.

Os resultados apresentados na Tabela 22 constituem o conjunto ótimo de Pareto para o problema multiobjetivo. Ao alterar os pesos ou o grau de importância atribuído a cada resposta, os resultados do processo de otimização são alterados, favorecendo a resposta com maior peso (ROCHA *et al.*, 2021). A Figura 25 apresenta graficamente a Fronteira de Pareto obtida.

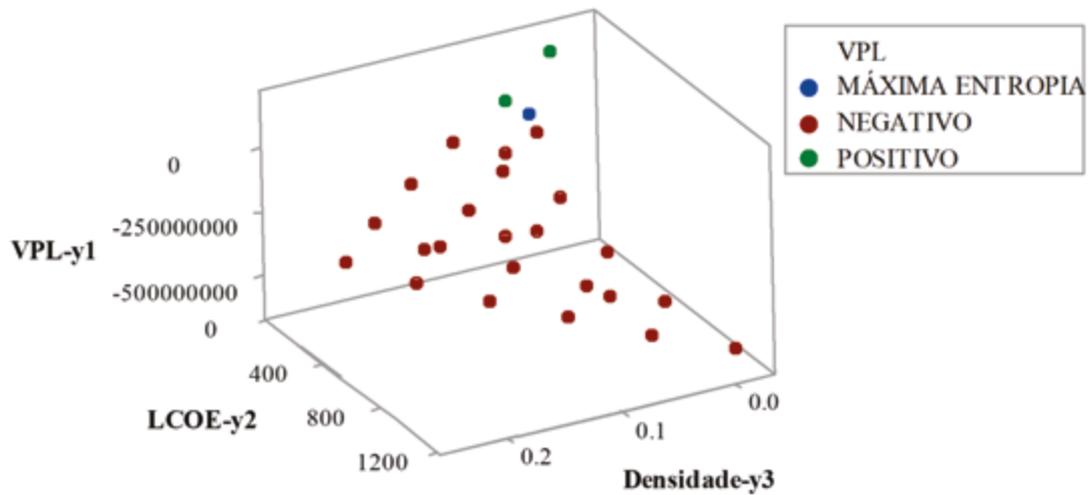
Tabela 22 – Conjunto ótimo de Pareto - Cenário 4

Pesos			Eólica	Solar	SAE	VPL	LCOE	$\rho_e \Delta$	Entropia
w_1	w_2	w_3	(x_1)	(x_2)	(x_3)	(y_1)	(y_2)	(y_3)	
1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	-624.261.271,29	1062.09	-0.020	0.000
0.800	0.200	0.000	0.110	0.014	0.876	-514.586.419,99	816.67	0.010	0.420
0.800	0.000	0.200	0.023	0.059	0.918	-562.778.658,82	926.93	0.037	0.331
0.600	0.400	0.000	0.220	0.047	0.733	-389.991.349,70	587.61	0.033	0.704
0.600	0.200	0.200	0.116	0.106	0.778	-444.168.847,26	691.31	0.063	0.683
0.600	0.000	0.400	0.037	0.135	0.828	-496.913.722,04	796.58	0.092	0.548
0.400	0.600	0.000	0.315	0.130	0.555	-242.665.272,83	383.52	0.046	0.956
0.400	0.400	0.200	0.195	0.196	0.608	-306.807.449,98	476.27	0.080	0.941
0.400	0.200	0.400	0.111	0.221	0.668	-368.116.039,87	572.14	0.113	0.847
0.400	0.000	0.600	0.041	0.232	0.728	-426.082.591,44	671.68	0.145	0.700
0.200	0.800	0.000	0.399	0.279	0.322	-59.303.752,40	218.98	0.045	1.088
0.200	0.600	0.200	0.249	0.361	0.390	-140.930.742,12	292.54	0.086	1.081
0.200	0.400	0.400	0.159	0.373	0.468	-216.158.590,77	373.13	0.125	1.016
0.200	0.200	0.600	0.091	0.366	0.543	-285.306.993,78	460.39	0.161	0.917
0.200	0.000	0.800	0.032	0.354	0.615	-349.428.989,14	553.17	0.195	0.776
0.000	1.000	0.000	0.860	0.000	0.140	178.849.069,28	114.60	0.020	0.405
0.000	0.800	0.200	0.229	0.691	0.080	67.647.772,91	172.99	0.068	0.795
0.000	0.600	0.400	0.075	0.764	0.161	-22.932.035,82	219.43	0.119	0.694
0.000	0.400	0.600	0.074	0.635	0.292	-113.947.322,13	282.68	0.165	0.840
0.000	0.200	0.800	0.039	0.567	0.394	-193.546.178,86	358.47	0.205	0.815
0.000	0.000	1.000	0.000	0.517	0.483	-265.520.129,81	442.63	0.243	0.693
0.333	0.333	0.333	0.157	0.258	0.585	-299.285.848,80	471.37	0.107	0.954
0.667	0.167	0.167	0.100	0.080	0.819	-476.861.199,50	750.17	0.050	0.596
0.167	0.667	0.167	0.274	0.393	0.333	-95.447.349,09	254.31	0.079	1.088
0.167	0.167	0.667	0.075	0.392	0.533	-281.941.320,73	457.51	0.175	0.897
0.131	0.833	0.036	0.406	0.355	0.239	0.00	187.21	0.047	1.076

Nota: valores em negrito representam a solução final para o problema.

Fonte: elaboração própria (2021).

Figura 25 – Fronteira de Pareto - Cenário 4



Fonte: elaboração própria (2021).

Para a obtenção da solução final para o problema estudado, utilizou-se a métrica de entropia de Shannon (1948), conforme Equação 11. A maximização da medida de entropia permite encontrar um ponto ótimo com a máxima diversificação em um sistema com diferentes componentes, gerando a resposta com a máxima inserção de armazenamento, com a restrição da manutenção da viabilidade econômica da resposta encontrada ($VPL \geq 0$). Assim, a solução final para o Caso 4 foi: % Eólica (x_1) = 40,6%; % Solar (x_2) = 35,5%; % SAE (x_3) = 23,9%; VPL (y_1) = R\$ 0,00; LCOE (y_2) = R\$ 187,21; e densidade de produção de energia diversificada (y_3) = 0,047.

7.5 – Comparação entre cenários

Com o intuito de comparar os resultados encontrados para os diferentes cenários analisados, a Tabela 23 foi construída. Já a Figura 26 apresenta as fronteiras de Pareto para os quatro cenários.

Tabela 23 – Resultados consolidados

Cenários	Investimento SAE (R\$/MW)	Remuneração SAE (R\$/MWh)	VPL	LCOE	$\rho_e \Delta$	% Eólica (x_1)	% Solar (x_2)	% SAE (x_3)
1	2.000.000,00	0,00	0.00	165.41	0.067	0.304	0.327	0.369
2	8.000.000,00	0,00	0.00	163.30	0.044	0.448	0.374	0.177
3	2.000.000,00	380,12	0.00	341.38	0.050	0.021	0.074	0.905
4	8.000.000,00	380,12	0.00	187.21	0.047	0.406	0.355	0.239

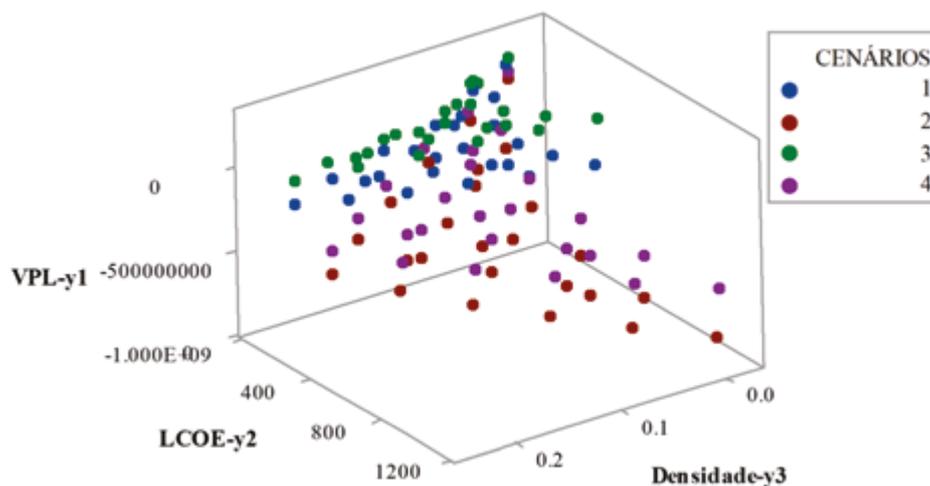
Fonte: elaboração própria (2021).

No Cenário 3, que apresenta um menor custo de investimento e uma significativa remuneração ao serviço prestado pelo SAE, seria quase possível implementar um sistema autônomo de armazenamento designado somente para este fim, ou seja, sem estar conjugado com uma usina de geração de energia. Na situação atual, ou seja, Cenário 2, só seria possível implementar 17,7% da capacidade instalada, de 60 MW, em SAE. Entretanto, é preciso destacar que os preços de venda de energia eólica e solar considerados no presente estudo são os preços-teto do leilão, sendo que nesta situação, como já estaríamos no limite da viabilidade do projeto, não seria possível implementar qualquer deságio no preço da energia. Isto significa que um projeto deste só seria possível com um mecanismo de subsídio no preço da energia que compensasse o déficit econômico causado pelo SAE.

De maneira geral, o LCOE pode ser considerado como o preço mínimo de viabilidade do projeto. Os resultados encontrados sugerem que quanto maior a participação do SAE, maior o LCOE do projeto e, portanto, maior a necessidade de remuneração para que a inserção do SAE possa se viabilizar. Nesse sentido, o LCOE obtido na otimização pode servir de referência para o status da tecnologia frente a projetos tradicionais, sem a inserção de SAE. Neste estudo, a geração eólica foi mais competitiva do que a solar fotovoltaica (LCOE de R\$108,18/MWh para eólica e R\$173,00/MWh para solar), o que está em linha com os mais recentes estudos técnicos mundiais (SHEN *et al.*, 2020, IRENA, 2021). Assim, ao se analisar o LCOE para a configuração de usinas híbridas com SAE em baterias de grande porte, esta se apresenta como uma opção competitiva para todos os cenários, apesar do déficit econômico ocasionado pela inserção do SAE. É importante destacar que o Cenário 3, que apresenta o maior LCOE, é o cenário que considera as melhores condições para a inserção do SAE em baterias de grande porte (menor custo de investimento e remuneração máxima) e, portanto, permite maior participação deste tipo de tecnologia.

Embora a densidade de produção de energia diversificada ($\rho_e \Delta$) tenha se mostrado muito útil, permitindo a inserção do SAE no espaço de solução do problema formulado, ela não possui um significado físico. Assim, a produção total de energia (Equação 8), a área ocupada e a densidade de produção de energia (Equação 7) foram calculadas para as configurações de planta híbrida alcançadas em cada cenário. O Cenário 1 obteve os seguintes resultados: 1.772.617 MWh de produção total de energia; 8.436.271 m² de área; e 0,2101 MWh/m² de densidade de produção de energia. Para o Cenário 2, os seguintes resultados foram alcançados: 2.470.848 MWh de produção total de energia; 12.249.496 m² de área; e 0,2017 MWh/m² de densidade de produção de energia. Os resultados da produção total de energia, área ocupada e densidade de produção de energia para o Cenário 3 são, respectivamente, 52.988 MWh, 665.150 m² e 0,0797 MWh/m². Finalmente, para o Cenário 4, os resultados são 2.252.350 MWh, 11.111.351 m² e 0,2027 MWh/m² para a produção total de energia, área ocupada e densidade de produção de energia, respectivamente. Os Cenários 2 e 4, que possuem a maior participação da energia eólica, tiveram a maior produção total de energia e as maiores áreas ocupadas, o que é consistente porque essa tecnologia possui um maior fator de capacidade e maior demanda de área para sua instalação. O que chama a atenção é que a métrica de produção relativa à área ocupada não variou muito entre os cenários, sendo o cenário mais diversificado, ou seja, o Cenário 1, o que apresentou melhor desempenho nesta métrica. A exceção é o Cenário 3, com alta participação de SAE, que teve o pior desempenho tanto na produção total quanto na densidade de produção.

Figura 26 – Fronteiras de Pareto para todos os cenários do estudo



Fonte: elaboração própria (2021).

8.

Considerações
finais e implicações
políticas



8. **Considerações finais e implicações políticas**

O presente estudo buscou otimizar a configuração de projetos de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas com SAE em baterias de grande porte e discutir as possibilidades de aplicação para a adequação regulatória no Brasil. O estudo proposto torna-se bastante oportuno no contexto das discussões sobre as adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento de energia no SIN, fornecendo informações essenciais sobre a viabilidade econômica da aplicação desta tecnologia em projetos de usinas eólico-fotovoltaicas já em desenvolvimento no Brasil.

Como demonstrado, a inserção de um SAE em baterias de grande porte em projetos híbridos eólico-fotovoltaicos ainda deverá percorrer um longo caminho para que possa se apresentar como uma opção economicamente viável. No cenário atual, em que os custos de investimento ainda são altos e a remuneração pelos diversos serviços prestados à rede não é adequadamente definida, a possibilidade de inserção de armazenamento é mínima, alcançando somente 17,7% da capacidade do projeto, mesmo considerando-se o preço pago pela energia gerada pela usina híbrida como o

preço-teto do leilão, ou seja, sem considerar qualquer deságio na tarifa.

No contexto das adequações regulatórias, a respeito dos mecanismos de remuneração dos SAE's, deve-se buscar um arcabouço regulatório que reconheça o valor do armazenamento para o sistema elétrico, tecendo um mecanismo baseado em maximizar benefícios mais que minimizar custos, de modo que todos os benefícios proporcionados pelo SAE possam ser reconhecidos e compensados. De fato, a literatura apresenta a dificuldade existente em se quantificar adequadamente o valor do armazenamento e não há ainda uma metodologia definitiva para este propósito (GRÜNEWALD *et al.*, 2011, DIAZ *et al.*, 2019, PEREIRA-BONCALLET *et al.*, 2020, ELSHURAF, 2020). Entretanto, os autores são unânimes em ressaltar que esta precificação deveria considerar a flexibilidade e a segurança oferecidas pelo SAE ao sistema elétrico.

Outro ponto que precisa de definição é a modalidade de contratação a ser adotada no mercado de armazenamento. Atualmente, a principal forma de contratação de energia no Brasil são os leilões no ACR, utilizando-se o critério de menor tarifa. Entretanto, Pérez-Arriaga e Knittel (2016) e Vivero-Serrano *et al.* (2019) reforçam que as estruturas convencionais de licitação podem ter que ser revistas para refletir as restrições operacionais dos recursos. Além disso, no contexto brasileiro, com a entrada cada vez maior de agentes operando no ACL, o arcabouço regulatório deverá ser suficientemente amplo para abarcar toda a complexidade inerente a esta nova configuração, trazendo segurança jurídica a todos os agentes do futuro mercado de armazenamento de energia.

No Brasil, os mercados de geração e comercialização do setor elétrico operam em livre concorrência, enquanto que os segmentos de transmissão e distribuição são monopólios naturais. Nesse sentido, a clara definição sobre o que de fato compreende a atividade de armazenamento de eletricidade e sua alocação nesses segmentos é essencial para viabilizar sua implementação. A possibilidade de aplicação dos SAE's em grande escala em diversos segmentos do mercado, traz à tona a necessidade de se criar a figura do agente armazenador de energia elétrica, fugindo da dicotomia clássica produzida pela classificação gerador/consumidor. Isso permitiria a geração de múltiplas receitas, evitaria a taxa dupla da atividade de armazenamento e permitiria a criação de regras claras para a ampla concorrência no mercado de armazenamento. Coadunando-se a esta proposta, Gähns e Knoefel (2020) afirmam que a ausência de uma definição legal de armazenamento de eletricidade gera falta de clareza, impostos e taxas exageradas sobre a eletricidade armazenada e contradições que impedem os agentes de investir em SAE's. Com relação aos critérios de concorrência entre os

agentes, Oliveira *et al.* (2018) chamam a atenção para a estrutura diferenciada de custo de capital de empresas estrangeiras, criando uma vantagem competitiva para as empresas que conseguem captar recursos mais baratos no exterior. Dessa forma, medidas restritivas à participação de empresas estrangeiras podem ser implementadas.

A criação do PLD horário permite a precificação mais precisa da energia comercializada, porém, a exemplo do que ocorreu no Chile (Muñoz *et al.*, 2021), essa granularidade temporal precisará de ampliação, visando cada vez mais melhorar a sensibilidade do mercado quanto aos sinais econômicos. Uma maior granularidade temporal associada ao acesso irrestrito ao ACL poderá viabilizar a criação de uma bolsa de valores de energia no Brasil. Nesse sentido, os SAE's de grande porte poderão ser implementados visando trabalhar com a arbitragem de preços.

Além da arbitragem de preços, no intuito de gerar múltiplas receitas para os SAE's em grande escala, faz-se necessária a criação de um mercado de capacidade, o que pode ser atendido com a implementação da proposta de separação entre lastro e energia no mercado brasileiro. Além disso, faz-se necessária uma reavaliação da forma de prestação dos serviços ancilares e de sua forma de remuneração. Nesse aspecto, ressalta-se a possível forte concorrência posta pelas hidrelétricas a ser enfrentada pelas tecnologias não-convencionais (HONG; RADCLIFFE, 2016, EPE, 2019a). Mesmo assim, abre-se a possibilidade de se criar um mercado de serviços ancilares, com serviços de resposta rápida e serviços de rampa rápida, que poderão ser atendidos especificamente por tecnologias mais modernas, como as baterias de íon-lítio.

Apesar de haver consenso na literatura quanto à necessidade de neutralidade tecnológica ao se contratar serviços de armazenamento, permitindo a livre concorrência entre as tecnologias, também existe consenso quanto à necessidade de incentivos para acelerar o investimento em armazenamento de energia (LAI; LOCATELLI, 2021). Nesse sentido, o arcabouço regulatório deve prever se haverá um pagamento mínimo definido para os serviços prestados, a exemplo das políticas de *feed-in tariff* adotadas para incentivar a geração de energia por FER e/ou se haverá uma linha de crédito subsidiada visando estimular os investimentos em SAE's de grande escala. Ainda, dentro do escopo dos mecanismos de incentivo, necessita-se de recursos financeiros para implementação de projetos-pilotos visando o aprimoramento das tecnologias e ajustes dos aspectos operacionais.

Sob as atuais condições regulatórias, soluções convencionais, como as

usinas termoelétricas são consideradas mais baratas para cobrir picos de demanda de eletricidade, enquanto que as usinas hidrelétricas seriam mais economicamente viáveis para o fornecimento de serviços ancilares. De fato, tecnologias convencionais, como a das usinas hidrelétricas reversíveis, que são amplamente utilizadas na Itália e no Reino Unido desde os anos 1960 (ANUTA *et al.*, 2014), apresentam melhor desempenho econômico-financeiro do que as baterias de íon-lítio quando se analisam os modelos de negócio associados ao armazenamento (BAUMGARTE *et al.*, 2020). Porém, o futuro dessas tecnologias, em especial a das usinas hidrelétricas reversíveis, é limitado pela disponibilidade de locais adequados, pelo alto investimento inicial e/ou pela resistência da opinião pública relativa aos seus impactos ambientais (KYRIAKOPOULOS; ARABATZIS, 2016, BAUMGARTE *et al.*, 2020).

Segundo Anuta *et al.* (2014), os principais fatores que afetam a implementação de SAE's são a performance insuficiente e os altos custos. Nesse sentido, as últimas décadas tem se mostrado importantes para o avanço dos SAE's em baterias de larga escala (MILLER *et al.*, 2010). Nesse contexto, as baterias de íon-lítio tornaram-se a tecnologia dominante para o armazenamento de energia em larga escala, tendo seu custo reduzido de maneira acentuada e sua performance tecnológica alcançado níveis satisfatórios (KYRIAKOPOULOS; ARABATZIS, 2016, SCHMIDT *et al.*, 2017, COLE; FRAZIER, 2019, HALLER *et al.*, 2020). Como vantagens das baterias podem-se citar a maior eficiência, o menor tempo de descarga e a versatilidade, pois permite mobilidade, possui construção mais rápida e fácil, e é facilmente dimensionável (KYRIAKOPOULOS; ARABATZIS, 2016; IRENA, 2019).

No presente estudo foi claramente demonstrado que o custo de investimento tem um impacto fundamental para a viabilidade econômica de projetos híbridos eólico-fotovoltaicos com SAE's em baterias de larga escala. Nesse contexto, um ponto negligenciado na nascente literatura sobre armazenamento no Brasil e que poderia ser objeto das discussões acerca das adequações regulatórias, seriam as políticas industriais para o desenvolvimento da cadeia produtiva que envolva o armazenamento de energia. No caso específico das baterias de íon-lítio, tem-se que o Brasil possui grandes reservas de lítio, sendo que as primeiras reservas foram encontradas durante a Segunda Guerra Mundial (AFGOUNI; SÁ, 1978). Nesse sentido, políticas industriais que favorecessem a cadeia de produção como um todo, desde a mineração até produção final das baterias poderia reduzir o custo do produto final, viabilizando sua implementação nas mais diversas aplicações, desde baterias para veículos elétricos até SAE's em baterias de grande porte. Outra possibilidade seria a criação de incentivos fiscais para a importação do

produto final, visando baratear seu custo.

Outro aspecto de interesse dos reguladores deve abarcar as questões ambientais envolvendo os SAE's em grande escala. O grande desafio será encontrar uma maneira de proteger o meio ambiente, sem implicar em uma barreira à implementação de novas tecnologias. Especificamente com relação às baterias de íon-lítio, Potau *et al.* (2018) argumentam que normas ambientais mais rígidas podem impulsionar a reciclagem de baterias, porém, para o caso da União Europeia, esta exigência é flexibilizada ao permitir que somente 50% do peso deva ser reciclado, deixando de fora a reciclagem do lítio, o qual é economicamente inviável atualmente. Além disso, a possibilidade de reuso de baterias de íon-lítio usadas provenientes de veículos elétricos favorece seu uso futuro para o setor de armazenamento de energia (EPE, 2019a).

Independentemente da tecnologia, o SAE em larga escala poderia se tornar viável para cenários em que a matriz elétrica possua alta participação de geração a partir de FER intermitentes. Dessa forma, o arcabouço regulatório para o armazenamento precisa ser estratégico e de longo prazo (GRÜNEWALD *et al.*, 2011). Segundo Ruester *et al.* (2012), inconsistências, com relação à regulamentação aplicável ao SAE, poderiam levar a distorções na competição e inadequada distribuição e alocação de recursos.

Na realidade brasileira, a maior geração de energia a partir de FER variáveis e a diminuição da capacidade de regularização fornecida pelos reservatórios das usinas hidrelétricas foram o ponto de partida para que se iniciassem as discussões a respeito das adequações regulatórias necessárias à criação de um mercado de armazenamento de energia elétrica no país.

Algumas ações já implementadas no mercado de eletricidade brasileiro, como o PLD horário e a redução do tamanho mínimo exigido para acesso ao ACL, são consideradas pontos iniciais necessários em busca da viabilidade econômica de SAE's em larga escala. Entretanto, essas ações são insuficientes e muitos pontos ainda carecem de definição visando a construção de um arcabouço regulatório que modernize o mercado de eletricidade do Brasil, ao mesmo tempo em que permita a inserção de SAE's em larga escala.

Por fim, vale a pena destacar que os SAE's apresentam balanço energético total negativo, conforme demonstrado no presente estudo, ou seja, a quantidade de energia absorvida pelo SAE é maior do que a energia devolvida à rede por conta das perdas. Dessa forma, os SAE's implicam em aumento de carga para o sistema como um todo e essa característica precisa ser considerada ao se

elaborar um planejamento de longo prazo visando a criação de um mercado de armazenamento de eletricidade no Brasil.

Como sugestões para estudos futuros, tem-se que as análises podem prever uma variação na capacidade instalada, de modo que o impacto do tamanho do projeto possa ser medido. Além disso, as propostas de adequações regulatórias apresentadas podem ser aprofundadas em seus aspectos mais operacionais.

REFERÊNCIAS

AFGOUNI, K.; SÁ, J. H. S. Lithium ore in Brazil. *Lithium Needs and Resources*, p. 247-253, 1978.

ALBRIGHT, G.; EDIE, J.; AL-HALLAJ, S. *A comparison of lead acid to lithium-ion in stationary storage applications*. AllCell Technologies LLC, p. 1-14, 2012.

ANDREY, C.; BARBERI, P.; LACOMBE, L.; VAN NUFFEL, L.; GÉRARD, F.; DEDECCA, J. G.; RADEMAEKERS, K.; IDRISSE, Y. E.; CRENES, M. *Study on energy storage – contribution to the security of the electricity supply in Europe*. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2020.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012*. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>. Acesso em: 06 de fevereiro de 2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 502, de 7 de agosto de 2012*. Regulamenta sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012502.pdf>>. Acesso em: 06 de fevereiro de 2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 517, de 11 de dezembro de 2012*. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>>. Acesso em: 06 de fevereiro de 2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013*. Estabelecer os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias. Disponível em: <[ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 593, de 17 de dezembro de 2013*. Altera os Submódulos 7.1 e 7.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET e a data de início de aplicação das Bandeiras Tarifárias. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2013593.pdf>>. Acesso em: 06 de fevereiro de 2021.](https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/ren2013547.pdf/c891e96e-9d30-43a0-870c-c1c4b725dbbd?version=1.0#:~:text=Page%201-,AG%C3%80NCIA%20NACIONAL%20DE%20ENERGIA%20EL%C3%89TRICA%20%E2%80%93%20ANEEL%20RESOLU%C3%87%C3%83O%20NORMATIVA%20N%C2%BA%20547,do%20sistema%20de%20bandeiras%20tarif%C3%A1rias.>>. Acesso em: 06 de fevereiro de 2021.</p></div><div data-bbox=)

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 610, de 1º de abril de 2014*. Regulamenta as modalidades de pré-pagamento e pós-pagamento eletrônico de energia elétrica. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2014610.pdf>>. Acesso em: 06 de fevereiro de 2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 626, de 30 de setembro de 2014*. Altera a Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013, que estabelece os procedimentos comerciais para a aplicação do sistema de bandeiras tarifárias. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2014626.pdf>>. Acesso em: 06 de fevereiro de 2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 649, de 27 de fevereiro de 2015*. Aprova o Submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que trata das Bandeiras Tarifárias e dá outras providências. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015649.pdf>>. Acesso em: 06 de fevereiro de 2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 650, de 27 de fevereiro de 2015*. Altera o Módulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que trata dos Procedimentos Gerais da Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015650.pdf>>. Acesso em: 06 de fevereiro de 2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015*. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 06 de fevereiro de 2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 697, de 16 de dezembro de 2015*. Estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares e adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015697.pdf>>. Acesso em: 09 de fevereiro de 2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Chamada nº 021/2016 - Projeto Estratégico: "Arranjos técnicos e comerciais para a inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro"*, julho de 2016. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656831/14930433/Chamada+PD_Estrategico_21_Armazenamento_Julho2016/0210802b-b6a6-4ed5-aa9e-2ec3911f7b44>. Acesso em: 10 de fevereiro de 2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 733, de 6 de setembro de 2016*. Estabelece as condições para a aplicação da modalidade tarifária horária branca. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016733.pdf>>. Acesso em: 06 de fevereiro de 2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 786, de 17 de outubro de 2017*. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>>. Acesso em: 06 de fevereiro de 2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 819, de 19 de junho de 2018*. Estabelece os procedimentos e as condições para a realização de atividades de recarga de veículos elétricos. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2018819.pdf>>. Acesso em: 06 de fevereiro de 2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 822, de 26 de junho de 2018*. Altera a Resolução Normativa nº 697, de 16 de dezembro de 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2018822.pdf>>. Acesso em: 09 de fevereiro de 2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Consulta Pública nº 014/2019*. Objeto: obter subsídios para a elaboração de proposta de Resolução Normativa que discipline a implantação e operação de usinas híbridas. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas-antigas?p_auth=ulE15WdA&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idParticipacaoPublica=3354&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica>. Acesso em: 13 de fevereiro de 2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 858, de 1 de outubro de 2019*. Estabelece os critérios e procedimentos para o cálculo dos limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e do valor da tarifa de energia de otimização referente à cessão de energia efetuada pelo comercializador de energia da Usina Hidroelétrica Itaipu (TEOItaipu). Disponível em: <[127](https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=39022&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp#:~:text=Estabelece%20os%20crit%C3%A9rios%20e%20procedimentos,Usina%20Hidroel%C3%A9trica%20Itaipu%20(TEOItaipu).>. Acesso em: 09 de fevereiro de 2021.</p>
</div>
<div data-bbox=)

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Consulta Pública nº 025/2019*. Objeto: obter subsídios e informações adicionais referentes às regras aplicáveis à micro e mini geração distribuída para a elaboração da minuta de texto à Resolução Normativa nº 482/2012 e à seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Disponível em: https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_auth=JyB3VqXe&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idParticipacaoPublica=3366&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica. Acesso em: 13 de fevereiro de 2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 862, de 3 de dezembro de 2019*. Dispõe sobre a implementação do modelo computacional Dessem no âmbito da programação diária da operação do Sistema Interligado Nacional. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=39048&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 09 de fevereiro de 2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 863, de 10 de dezembro de 2019*. Aprimora os procedimentos de medição e leitura para acessantes conectados ao sistema de distribuição. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2019863.pdf>. Acesso em: 06 de fevereiro de 2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Tomada de Subsídios nº 011/2020*. Objeto: Obter subsídios para a elaboração de propostas de adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento no setor elétrico brasileiro. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/tomadas-de-subsidios?p_auth=6d78ws0G&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idParticipacaoPublica=3470&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica. Acesso em: 13 de fevereiro de 2021.

AZEVEDO, R.O.; ROTELA JUNIOR, P.; ROCHA, L.C.S.; CHICCO, G.; AQUILA, G.; PERUCHI, R.S. Identification and Analysis of Impact Factors on the Economic Feasibility of Photovoltaic Energy Investments. *Sustainability*, v.12, n.17, p.7173, 2020.

BARBRY, A.; ANJOS, M. F.; DELAGE, E.; SCHELL, K. R. Robust self-scheduling of a price-maker energy storage facility in the New York electricity market. *Energy Economics*, v. 78, p. 629-646, 2019.

BARIL, C.; YACOUT, S.; CLÉMENT, B. Design for Six Sigma through collaborative multiobjective optimization. *Computers & Industrial Engineering*, v.60, n.1, p.43-55, 2011.

BAUMGARTE, F.; GLENK, G.; RIEGER, A. Business Models and Profitability of Energy Storage. *Iscience*, p. 101554, 2020.

BERTRAND, J.; FRANSOO, J. Operations management research methodologies using quantitative modeling. *International Journal of Operations & Production Management*, v.22, n.2, 2002.

BISWAS, P.P.; SUGANTHAN, P.N.; AMARATUNGA, G.A. Optimal power flow solutions incorporating stochastic wind and solar power. *Energy Conversion and Management*, v.148, p.1194-1207, 2017.

BLAZQUEZ, J.; FUENTES-BRACAMONTES, R.; BOLLINO, C. A.; NEZAMUDDIN, N. The renewable energy policy Paradox. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 82, p. 1-5, 2018.

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. *BNDES Finem - Geração de energia*. 2021. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-energia>>. Acesso em: 14/04/2021.

BNEF - Bloomberg New Energy Finance. *Energy Storage Investments Boom As Battery Costs Halve in the Next Decade*. 2019. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/energy-storage-investments-boom-battery-costs-halve-next-decade/>. Acesso: 31 de dezembro de 2020.

BRASIL. *Decreto de 27 de dezembro de 1994*. Cria o Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios - PRODEEM, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/dnn/antecedente_a_2000/1994/Dnn2793.htm>. Acesso em: 04 de fevereiro de 2021.

BRASIL. *Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995*. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L8987cons.htm>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2021.

BRASIL. *Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995*. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2021.

BRASIL. *Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996*. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2021.

BRASIL. *Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998*. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9648cons.htm>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2021.

BRASIL. *Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000*. Dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9991.htm>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2021.

BRASIL. *Resolução nº 24, de 05 de julho de 2001*. Disponível em: <<https://presrepublica.jusbrasil.com.br/legislacao/101357/resolucao-24-01?print=true>>. Acesso em: 04 de fevereiro de 2021.

BRASIL. *Lei nº 10.295, de 17 de outubro de 2001*. Dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/leis_2001/l10295.htm>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2021.

BRASIL. *Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002*. Dispõe sobre a autorização para a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, pessoa jurídica de direito privado, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/L10433.htm>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2021.

BRASIL. *Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002*. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1992, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/L10438compilada.htm>. Acesso em: 04 de fevereiro de 2021.

BRASIL. *Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004*. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2004-2006/2004/lei/l10.847.htm>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2021.

BRASIL. *Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004*. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2021.

BRASIL. *Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004*. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163compilado.htm>. Acesso em: 05 de fevereiro de 2021.

BRASIL. *Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013*. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis nos 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei no 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2011-2014/2013/lei/L12783.htm>. Acesso em: 15/04/2021.

BRASIL. *Lei nº 13.280, de 03 de maio de 2016*. Altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, para disciplinar a aplicação dos recursos destinados a programas de eficiência energética. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Ato2015-2018/2016/Lei/L13280.htm#art1>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2021.

BRASIL. Senado Federal. *Projeto de Lei do Senado nº 232, de 2016*. Dispõe sobre o modelo comercial do setor elétrico, a portabilidade da conta de luz e as concessões de geração de energia elétrica, altera as Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 10.847, de 15 de março de 2004, nº 10.848, de 15 de março de 2004, e nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e a Medida Provisória nº 2.227, de 4 de setembro de 2001, e dá outras providências. Disponível em: <<https://legis.senado.leg.br/sdleg-getter/documento?dm=4115608&ts=1612877142997&disposition=inline>>. Acesso em: 09 de fevereiro de 2021.

BRASIL. Câmara dos Deputados. *Projeto de Lei nº 151, de 2019*. Cria a modalidade do consumo de energia elétrica pré-paga. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1708200>. Acesso em: 06 de fevereiro de 2021.

BRASIL. *Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021*. Altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, e o Decreto-Lei nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974; transfere para a União as ações de titularidade da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) representativas do capital social da Indústrias Nucleares do Brasil S.A. (INB) e da Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A. (Nuclep); e dá outras providências.. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.120-de-1-de-marco-de-2021-306116199>>. Acesso em: 16/04/2021.

BROWER, M. *Wind resource assessment: a practical guide to developing a wind project*. Hoboken: John Wiley & Sons, 2012.

CADE - Conselho Administrativo de Defesa Econômica. *Parecer nº 225/2018/CGAA5/SGA1/SG*. Brasília: CADE, 2018.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. *Setor Elétrico*. s.d. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_afzLoop=78658049380243&_adf.ctrl-state=18x2xeaq2r_14#!%40%40%3F_afzLoop%3D78658049380243%26_adf.ctrl-state%3D18x2xeaq2r_18>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2021.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. *Resultado consolidado dos leilões - 03/2021*. 2021a. Disponível em: <<https://bityli.com/atDUEWROz>>. Acesso em: 15/04/2021.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. *Lista de preços horários até 31/03/2021*. 2021b. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/preco_horario_veja_tambem/preco_horario?_adf.ctrl-state=grwj51se_1&_afzLoop=112037815897725#!%40%40%3F_afzLoop%3D112037815897725%26_adf.ctrl-state%3Dgrwj51se_5>. Acesso em: 15/04/2021.

CHEN, H.; CONG, T.; YANG, W.; TAN, C.; LI, Y.; DING, Y. Progress in electrical energy storage system: a critical review. *Progress in Natural Science*, 19, p. 291–312, 2009.

COLE, W.; FRAZIER, A.W. *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-73222, 2019.

COLE, W.; FRAZIER, A.W. *Cost projections for utility-scale battery storage: 2020 update*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-75385, 2020.

CORNELL, J. *Experiments with mixtures: designs, models, and the analysis of mixture data*. 3 ed. New York: John Wiley & Sons, 2002, 649 p.

DAMODARAN, A. *Investment valuation: tools and techniques for determining the value of any asset*. 3rd edition. New York: John Wiley & Sons: 2012. 992p.

- DANTAS, G. A.; CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; ROSENAL, R.; LAFRANQUE, A. Prospects for the Brazilian electricity sector in the 2030s: scenarios and guidelines for its transformation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 68, p. 997-1007, 2017.
- DAS, C.K.; BASS, O.; KOTHAPALLI, G.; MAHMOUD, T.S.; HABIBI, D. Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.91, p.1205-1230, 2018.
- DAS, I.; DENNIS, J. E. Normal boundary intersection: a new method for generating the Pareto surface in nonlinear multicriteria optimization problems. *SIAM Journal on Optimization*, v.8, n.3, p.631-657, 1998.
- DAVIES, D.M.; VERDE, M.G.; MNYSHENKO, O.; CHEN, Y.R.; RAJEEV, R.; MENG, Y.S.; ELLIOTT, G. Combined economic and technological evaluation of battery energy storage for grid applications. *Nature Energy*, v.4, n.1, p.42-50, 2019.
- DENHOLM, P.; HAND, M.; JACKSON M.; ONG, S. *Land use requirements of modern wind power plants in the United States*. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States), 2009.
- DI SILVESTRE, M. L.; FAVUZZA, S.; SANSEVERINO, E. R.; ZIZZO, G. How Decarbonization, Digitalization and Decentralization are changing key power infrastructures. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 93, p. 483-498, 2018.
- DIAZ, G.; INZUNZA, A.; MORENO, R. The importance of time resolution, operational flexibility and risk aversion in quantifying the value of energy storage in long-term energy planning studies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 112, p. 797-812, 2019.
- DIVYA, K. C.; ØSTERGAARD, J. Battery energy storage technology for power systems—an overview. *Electric power systems research*, v. 79, n. 4, p. 511-520, 2009.
- DRANKA, G.G.; FERREIRA, P. Planning for a renewable future in the Brazilian power system. *Energy*, v. 164, p. 496-511, 2018.
- DRANKA, G.G.; FERREIRA, P. Towards a smart grid power system in Brazil: challenges and opportunities. *Energy Policy*, v.136, 111033, 2020.
- DURUSU A.; ERDUMAN, A. An Improved Methodology to Design Large-Scale Photovoltaic Power Plan. *Journal of Solar Energy Engineering*, v.140, n.1, 2018.
- DUTRA, R. M.; SZKLO, A. S. Incentive policies for promoting wind power production in Brazil: scenarios for the Alternative Energy Sources Incentive Program (PROINFA) under the New Brazilian electric power sector regulation. *Renewable Energy*, v.33, n.1, p.65-76, 2008.
- ECKROAD, S.; GYUK, I. *EPRI-DOE handbook of energy storage for transmission & distribution applications*. Electric Power Research Institute, Inc, p. 3-35, 2003.

ELETOBRÁS. *Guia de Habilitação de Projetos de Desenvolvimento e Comercialização de Energia Elétrica de Pequenas Centrais Hidrelétricas / PCHCOM*. Rio de Janeiro, 2001.

ELSGURAFÁ, A. M. The value of storage in electricity generation: A qualitative and quantitative review. *Journal of Energy Storage*, v. 32, p. 101872, 2020.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Avaliação da geração de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas: proposta metodológica e estudos de caso*. EPE: Rio de Janeiro, 2017.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Flexibilidade e capacidade: conceitos para a incorporação de atributos ao planejamento*. EPE: Rio de Janeiro, 2018.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Sistemas de armazenamento em baterias: aplicações e questões relevantes para o planejamento*. EPE: Rio de Janeiro, 2019a.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Usinas híbridas no contexto do planejamento energético*. EPE: Rio de Janeiro, 2019b.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Relatório do Grupo Temático "Inserção de Novas Tecnologias": 1º Relatório – Diagnóstico*. EPE: Rio de Janeiro, 2019c.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Leilões de Energia Elétrica de 2019: apresentando os resultados e avaliando os caminhos do planejamento energético*. 2019d. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-451/Informe%20Leil%C3%B5es%202019_v3.pdf. Acesso em: 15/04/2021.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço Energético Nacional 2020: ano base 2019*. EPE: Rio de Janeiro, 2020.

FADIGAS, E.A.F.A. *Energia Eólica*. São Paulo: Manole, 2011. 285p.

FALCO, M., MASTRANDREA, N. An Analytical Model for Optimizing the Combination of Energy Sources in a Single Power Transmission Network. *Journal of Renewable Energy*, Article ID 143736, 2014.

FARIA, E.; BARROSO, L.A.; KELMAN, R.; GRANVILLE, S.; PEREIRA, M.V. Allocation of firm-energy rights among hydro plants: an Aumann-Shapley approach. *IEEE Transaction Power System*, v.24, n.2, p.541-551, 2009.

FGV - Fundação Getúlio Vargas. *Série de equity risk premium*. 2021. Disponível em: <https://ceqef.fgv.br/node/594>. Acesso em: 14/04/2021.

FONSECA, M.N.; PAMPLONA, E.O.; QUEIROZ, A.R.; VALERIO, V.E.M.; AQUILA, G.; SILVA, S.R. Multi-objective optimization applied for designing hybrid power generation systems in isolated networks. *Solar Energy*, v.161, p.207-219, 2018.

FU, R.; REMO, T. W.; MARGOLIS, R. M. *2018 US utility-scale photovoltaics-plus-energy storage system costs benchmark*. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2018.

- GÄHRNS, S.; KNOEFEL, J. Stakeholder demands and regulatory framework for community energy storage with a focus on Germany. *Energy Policy*, v. 144, p. 111678, 2020.
- GBADEGESIN, A. O.; SUN, Y.; NWULU, N. I. Techno-economic analysis of storage degradation effect on levelised cost of hybrid energy storage systems. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v.36, 100536, 2019.
- GISSEY, G.; DODDS, P.; RADCLIFFE, J. Market and regulatory barriers to electrical energy storage innovation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 82.p. 781-790, 2018.
- Götz, M., LEFEBVRE, J., MÖRS, F., KOCH, A. M., GRAF, F., BAJOHR, S., REIMERT, R.; KOLB, T. Renewable Power-to-Gas: a technological and economic review. *Renewable energy*, v.85, p.1371-1390, 2016.
- GRUBLER, A. Energy transitions research: Insights and cautionary tales. *Energy policy*, v. 50, p. 8-16, 2012.
- GRÜNEWALD, P.; COCKERILL, T.; CONTESTABILE, M.; PEARSON, P. The role of large scale storage in a GB low carbon energy future: Issues and policy challenges. *Energy Policy*, v. 39, n. 9, p. 4807-4815, 2011.
- GUIMARÃES, L. N. (Ed.). *The Regulation and Policy of Latin American Energy Transitions*. Amsterdã: Elsevier, 2020.
- HALLER, M. Y.; CARBONELL, D.; DUDITA, M.; ZENHÄURSEN, D.; HÄBERLE, A. Seasonal energy storage in aluminium for 100 percent solar heat and electricity supply. *Energy Conversion and Management: X*, v.5, 100017, 2020.
- HAMMER, S.; VAN NIEKERK, J. L. A review of large-scale electrical energy storage. *International journal of energy research*, v. 39, n. 9, p. 1179-1195, 2015.
- HERNANDEZ, R. R.; HOFFACKER, M. K.; FIELD, C. B. Land-Use Efficiency of Big Solar. *Environmental Science & Technology*, 48 (2), p.1315-1323, 2014.
- HIREMATH, M.; DERENDORF, K.; VOGT, T. Comparative life cycle assessment of battery storage systems for stationary applications. *Environmental science & technology*, v. 49, n. 8, p. 4825-4833, 2015.
- HONG, S.; RADCLIFFE, J. *Energy storage in the UK and Brazil: challenges, capability and opportunities*. Birmingham Energy Institute: Birmingham, 2016.
- HUNEAULT, M. Electricity deregulation: doubts brought on by the California debacle. *IEEE Canadian Review*, v. 37, p. 22, 2001.
- IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. *Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA*. 2021. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?=&t=series-historicas>>. Acesso em: 14/04/2021.

IEA - International Energy Agency. *Global energy demand rose by 2.3% in 2018, its fastest pace in the last decade*, 2019. Disponível em: <<https://www.iea.org/news/global-energy-demand-rose-by-23-in-2018-its-fastest-pace-in-the-last-decade>>. Acesso em: 20/04/2020.

IEA - International Energy Agency. *World Energy Outlook 2020*. Paris: IEA, 2020a.

IEA - International Energy Agency. *Renewables 2020: analysis and forecast to 2025*. Paris: IEA, 2020b.

IEA - International Energy Agency. *Innovation in batteries and electricity storage: a global analysis based on patent data*. Paris: IEA, 2020c.

IEA - International Energy Agency. *Energy Storage*. Paris: IEA, 2020d. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/energy-storage>>. Acesso em: 20 de dezembro de 2020.

IEC - International Electrotechnical Commission. *Electrical Energy Storage – White paper*. Genebra: IEC, 2011.

INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. Dados históricos. 2021. Disponível em: <<http://sinda.crn.inpe.br/PCD/SITE/novo/site/index.php>>. Acesso em: 20/04/2021.

IRENA - International Renewable Energy Agency. *Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030*. IRENA: Abu Dhabi, 2017.

IRENA - International Renewable Energy Agency. *Utility-Scale Batteries: Innovation Landscape Brief*. IRENA: Abu Dhabi, 2019.

IRENA - International Renewable Energy Agency. *Global Renewables Outlook: energy transformation 2050*. IRENA: Abu Dhabi, 2020.

IRENA - International Renewable Energy Agency. *Renewable power generation costs in 2020*. IRENA: Abu Dhabi, 2021.

JAMASB, T.; POLLITT, M. Incentive regulation of electricity distribution networks: lessons of experience from Britain. *Energy Policy*, v. 35, n. 12, p. 6163-6187, 2007.

KYRIAKOPOULOS, G. L.; ARABATZIS, G. Electrical energy storage systems in electricity generation: energy policies, innovative technologies, and regulatory regimes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 56, p. 1044-1067, 2016.

KUCEVIC, D.; TEPE, B.; ENGLBERGER, S.; PARLIKAR, A.; MÜHLBAUER, M.; BOHLEN, O.; JOSSEN, A.; HESSE, H. Standard battery energy storage system profiles: analysis of various applications for stationary energy storage systems using a holistic simulation framework. *Journal of Energy Storage*, v.28, 101077, 2020.

LACERDA, L.S.; ROTELA JUNIOR, P.; PERUCHI, R.S.; ROCHA, L.C.S.; CHICCO, G.; AQUILA, G.; COELHO JUNIOR, L.M. Microgeneration of wind energy for micro and small businesses: application of ANN in sensitivity analysis for stochastic economic feasibility. *IEEE Access*, v. 8, p. 73931-73946, 2020. doi: 10.1109/ACCESS.2020.2988593

LAGARDE, C. M.; LANTZ, F. How renewable production depresses electricity prices: evidence from the German market. *Energy Policy*, v. 117, p. 263-277, 2018.

LAI, C. S.; LOCATELLI, G. Are energy policies for supporting low-carbon power generation killing energy storage?. *Journal of Cleaner Production*, v. 280, p. 124626, 2021.

LAZARD. *Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis – Version 4.0*. New York: Lazard, 2018. Disponível em: <<https://www.lazard.com/media/450774/lazardslevelized-cost-of-storage-version-40-vfinal.pdf>>. Acesso em: 16 de dezembro de 2020.

LOVINS, A. B. Renewable energy's 'footprint' myth. *The Electricity Journal*, v. 24, n. 6, p. 40-47, 2011.

MA, T.; YANG, H.; LU, L. Feasibility study and economic analysis of pumped hydro storage and battery storage for a renewable energy powered island. *Energy Conversion and Management*, v. 79, p. 387-397, 2014.

MAHMOUD, M.; RAMADAN, M.; OLABI, A. G., PULLEN, K., NAHER, S. A review of mechanical energy storage systems combined with wind and solar applications. *Energy Conversion and Management*, v.210, n. 112670, 2020.

MALLON, K. R.; ASSADIAN, F.; FU, B. Analysis of on-board photovoltaics for a battery electric bus and their impact on battery lifespan. *Energies*, v. 10, n. 7, p. 943, 2017.

MARRASSO E.; ROSELLI C.; SASSO M. Electric efficiency indicators and carbon dioxide emission factors for power generation by fossil and renewable energy sources on hourly basis. *Energy Conversion and Management*, v.196, 2019.

MARTINS, R.; MELLO, C.; TURRIONI, J. *Guia para elaboração de TCC em Engenharia de Produção*. São Paulo: Editora Atlas, 2014.

MIETTINEN, K. *Nonlinear multiobjective optimization*. Boston: Kluwer Academic Publishers, 1999.

MILLER, N.; MANZ, D.; ROEDEL, J.; MARKEN, P.; KRONBECK, E. *Utility scale battery energy storage systems*. In: IEEE PES general meeting. IEEE, 2010. p. 1-7.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Portaria nº 187, de 4 de abril de 2019*. Diário Oficial da União, 05 de abril de 2019, Edição 66, Seção 1, Página 119. Disponível em: <https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/70268736>. Acesso em: 06 de fevereiro de 2021.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Portaria nº 301, de 31 de julho de 2019*. Diário Oficial da União, 01 de agosto de 2019, Edição 147-A, Seção 1 - Extra, Página 3. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/portaria-n-301-de-31-de-julho-de-2019-208356624>>. Acesso em: 09 de fevereiro de 2021.

MME-MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Relatório do grupo temático: abertura de mercado*. Brasília: MME, 2019c. Disponível em: <<http://antigo.mme.gov.br/documents/20182/9d44afb1-9277-a999-979d-8ac284ddede9>>. Acesso em: 06 de fevereiro de 2021.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Retificação*. Diário Oficial da União, seção 1, nº 6, de 9 de janeiro de 2020.

MONGIRD, K.; VISWANATHAN, V.V.; BALDUCCI, P.J.; ALAM, M.J.E.; FOTEDAR, V.; KORITAROV, V.S.; HADJERIOUA, B. *Energy storage technology and cost characterization report*. Pacific Northwest National Lab.(PNNL), Richland, WA (United States), 2019.

MONTGOMERY, D. C. *Design and Analysis of Experiments*. 7 ed. New York: John Wiley & Sons, 2009, 665 p.

MÜNDELERIN, J.; STEINHOFF, M.; ZURMÜHLEN, S.; SAUER, D. U. Analysis and evaluation of operations strategies based on a large scale 5 MW and 5 MWh battery storage system. *Journal of Energy Storage*, v.24, 100778, 2019.

MÜNDELERIN, J.; IPERS, G.; STEINHOFF, M.; ZURMÜHLEN, S.; SAUER, D. U. Optimization of a hybrid storage system and evaluation of operation strategies. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v.119, 105887, 2020.

MUÑOZ, F. D.; WOGGIN, S.; OREN, S. S.; HOBBS, B. F. Economic inefficiencies of cost-based electricity market designs. *The Energy Journal*, v. 39, n. 3, 2018.

MUÑOZ, F. D.; SUAZO-MARTÍNEZ, C.; PEREIRA, E.; MORENO, R. Electricity market design for low-carbon and flexible systems: room for improvement in Chile. *Energy Policy*, v. 148, p. 111997, 2021.

MYERS, R. H.; MONTGOMERY, D. C.; ANDERSON-COOK, C. M. *Response Surface Methodology: process and product optimization using designed experiments*. 3 ed. New York: John Wiley & Sons, 2009, 680 p.

NAVABI, R.; ABEDI, S.; HOSSEINIAN, S.H.; PAL, R. On the fast convergence modeling and accurate calculation of PV output energy for operation and planning studies. *Energy Conversion and Management*, v.89, p.497-506, 2015.

NC STATE ENERGY STORAGE STUDY TEAM. *Energy storage options for North Carolina*. Energy Policy Council-Joint Legislative Commission on Energy Policy: Raleigh, 2019.

NORDLING, A.; ENGLUND, R.; HEMBJER, A.; MANNBERG, A. Energy storage-electricity storage technologies. *IVA'S Electricity crossroads project*: Estocolmo, 2016.

OFGEM - Office of Gas and Electricity Markets. *Modification of the standard conditions of all electricity generation licenses granted under section 11A(1)(b) of the Electricity Act 1989*, 2020. Disponível em: <<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/166795>>. Acesso em: 09 de fevereiro de 2021.

REDISKE, G.; SILUK, J.C.M.; GASTALDO, N.G.; RIGO, P.D.; ROSA, C.B. Determinant factors in site selection for photovoltaic projects: a systematic review. *International Journal of Energy Research*, v.43, n.5, 2019.

REN 21. *Renewables 2016: Global Status Report*, 2016. Disponível em: <https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/REN21_GSR2016_FullReport_en_11.pdf>. Acesso em: 04-2020.

RITSCHER, A.; SMESTAD, G. P. Energy subsidies in California's electricity market deregulation. *Energy Policy*, v. 31, n. 13, p. 1379-1391, 2003.

ROCHA, L. C. S.; PAIVA, A. P.; BALESTRASSI, P. P.; SEVERINO, G.; ROTELA JUNIOR, P. Entropy-Based Weighting for Multiobjective Optimization: an Application on Vertical Turning. *Mathematical Problems in Engineering*, v. 2015, Article ID 608325, 11 pages, 2015a.

ROCHA, L. C. S.; PAIVA, A. P.; BALESTRASSI, P. P.; SEVERINO, G.; ROTELA JUNIOR, P. Entropy-Based weighting applied to normal boundary intersection approach: the vertical turning of martensitic gray cast iron piston rings case. *Acta Scientiarum. Technology*, v. 37, n. 4, p. 361-371, 2015b.

ROCHA, L.C.S.; AQUILA, G.; PAMPLONA, E.; PAIVA, A.; CHIEREGATTI, B.; LIMA, J. Photovoltaic electricity production in Brazil: a stochastic economic viability analysis for small systems in the face of net metering and tax incentives. *Journal of Cleaner Production*, v.168, 2017a.

ROCHA, L.C.S.; PAIVA, A. P.; ROTELA JUNIOR, P.; BALESTRASSI, P.P.; CAMPOS, P.H.S.; DAVIM, J.P. Robust weighting applied to optimization of AISI H13 hardened-steel turning process with ceramic wiper tool: a diversity-based approach. *Precision Engineering*, v.50, p.235-247, 2017b.

ROCHA, L. C. S.; PAIVA, A. P.; ROTELA JUNIOR, P.; BALESTRASSI, P. P.; CAMPOS, P. H. S. Robust multiple criteria decision making applied to optimization of AISI H13 hardened steel turning with PCBN wiper tool. *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, v.89, p.2251-2268, 2017c.

ROCHA, L.C.S.; AQUILA, G.; ROTELA JUNIOR, P.; PAIVA, A.; PAMPLONA, E.; BALESTRASSI, P. A stochastic economic viability analysis of residential wind power generation in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.90, 2018.

ROCHA, L.C.S.; ROTELA JUNIOR, P.; AQUILA, G.; PAIVA, A.P.; BALESTRASSI, P.P. Toward a robust optimal point selection: a multiple-criteria decision-making process applied to multi-objective optimization using response surface methodology. *Engineering with Computers*, p.1-27, 2020. doi: 10.1007/s00366-020-00973-5

ROCHA, M.S.; ROCHA, L.C.S.; FEIJÓ, M.B.S.; MAROTTA, P.L.L.S.; MOURÃO, S.C. Multiobjective optimization of the flaxseed mucilage extraction process using normal-boundary intersection approach. *British Food Journal*, 2021. DOI: 10.1108/BFJ-06-2020-0501

ROSS, S.A.; WESTERFIELD, R.W.; JAFFE, J.F. *Administração Financeira: Corporate Finance*. 2ed. São Paulo: Atlas, 2002. 221p.

ROTELA JUNIOR, P.; FISCHETTI, E.; ARAUJO, V.; PERUCHI, R.S.; AQUILA, G.; ROCHA, L.C.S.; LACERDA, L. Wind economic feasibility under uncertainty and the application of ANN in sensitivity analysis. *Energies*, v.12, 2019.

RUESTER, S.; VASCONCELOS, J.; HE, X., CHONG, E.; GLACHANT, J. M. Electricity storage: how to facilitate its deployment and operation in the EU. *Policy brief*, v. 2012/05, junho 2012.

RUIZ, B. J.; RODRÍGUEZ, V.; BERMANN, C. Analysis and perspectives of the government programs to promote the renewable electricity generation in Brazil. *Energy Policy*, v. 35, n. 5, p. 2989-2994, 2007.

SANI, S. B.; CELVAKUMARAN, P.; RAMACHANDARAMURTHY, V. K.; WALKER, S.; ALRAZI, B.; YING, Y. J.; DAHLAN, N. Y.; RAHMAN, M. H. A. Energy storage system policies: Way forward and opportunities for emerging economies. *Journal of Energy Storage*, v. 32, p. 101902, 2020.

SCHMIDT, J.; CANCELLA, R.; PEREIRA JR, A. O. An optimal mix of solar PV, wind and hydro power for a low-carbon electricity supply in Brazil. *Renewable Energy*, n.85, p.137-147, 2016.

SCHMIDT, O.; HAWKES, A.; GAMBHIR, A.; STAFFELL, I. The future cost of electrical energy storage based on experience rates. *Nature Energy*, v. 2, n. 8, p. 1-8, 2017.

SCHMIDT, O.; MELCHIOR, S.; HAWKES, A.; STAFFELL, I. Projecting the future levelized cost of electricity storage technologies. *Joule*, v.3, n.1, p.81-100, 2019.

SCHOENUNG, S. M.; EYER, J. M.; IANNUCCI, J. J.; HORGAN, S. A. Energy storage for a competitive power market. *Annual review of energy and the environment*, v. 21, n. 1, p. 347-370, 1996.

SENER, S.; SHARP, J.; ANCTIL, A. Factors impacting diverging paths of renewable energy: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.81, 2018.

SHANNON, C.E. A mathematical theory of communication. *Bell System Technical Journal*, v.27, p.379-423 e p.623-656, julho e outubro, 1948.

SHAQSI, A.Z.; SOPIAN, K.; AL-HINAI. Review of energy storage services, applications, limitations, and benefits. *Energy Reports*, v.6, S. 7, 2020.

SHARPE, W. Capital asset prices: a theory of market equilibrium under conditions of risk. *Journal of Finance*, v.19, n.3, p.425-442, 1964.

SHEN, W.; CHEN, X.; QIU, J.; HAYWARD, J. A.; SAYEEF, S.; OSMAN, P.; MENG, K.; DONG, Z. Y. A comprehensive review of variable renewable energy levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 133, p. 110301, 2020.

SILVA, S.B.; SEVERINO, M.M.; OLIVEIRA, M.A.G. A stand-alone hybrid photovoltaic, fuel cell and battery system: a case study of Tocantins, Brazil. *Renewable energy*, v.57, p.384-389, 2013.

- SILVA, R.C.; MARCHI NETO, I.; SEIFERT, S.S. Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.59, p.328-341, 2016.
- SILVERA, V.; CANTANE, D.A.; REGINATTO, R.; LEDESMA, J.J.G.; SCHIMDT, M.H.; ANDO JUNIOR, O.H. Energy Storage Technologies towards Brazilian Electrical System. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, n.16, 2018.
- STAFFELL, I.; GREEN, R. How does wind farm performance decline with age? *Renewable energy*, v.66, p.775-786, 2014.
- STEFFEN, B. Estimating the cost of capital for renewable energy projects. *Energy Economics*, v.88, p.104783, 2020.
- STIRLING, A. Diversity and ignorance in electricity supply investment: addressing the solution rather than the problem. *Energy Policy*, v.22, n.3, p.195-216, 1994.
- STIRLING, A. A general framework for analysing diversity in science, technology and society. *Journal of the Royal Society Interface*, v.4, n.15, p.707-719, 2007.
- STIRLING, A. Multicriteria diversity analysis: a novel heuristic framework for appraising energy portfolios. *Energy policy*, v.38, n.4, p.1622-1634, 2010.
- SUBERU, M. Y.; MUSTAFA, M. W.; BASHIR, N. Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 35, p. 499-514, 2014.
- SWERA - Solar and Wind Energy Resource Assessment. *Global Solar Atlas*. 2021a. Disponível em: <[https://openei.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource_Assessment_\(SWERA\)](https://openei.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource_Assessment_(SWERA))>. Acesso em: 20/04/2021.
- SWERA - Solar and Wind Energy Resource Assessment. *Global Wind Atlas*. 2021b. Disponível em: <[https://openei.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource_Assessment_\(SWERA\)](https://openei.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource_Assessment_(SWERA))>. Acesso em: 20/04/2021.
- UGARTE, S.; LARKIN, J.; REE, V.; SWINKELS, V.; VOOGT, M.; FRIEDRICHSEN, N.; MICHAELIS, J.; THIELMANN, A.; WIETSCHTEL, M.; VILLAFÁFILA, R. *Energy storage: which market designs and regulatory incentives are needed*. European Parliament Committee on Industry, Research and Energy: Brussels, Belgium, 2015.
- VAN DER ZWANN, B.; RABL, A. Propescts for PV: a learning curve analysis. *Solar Energy*, v.74, p.19-31, 2003.
- VIVERO-SERRANO, G.; BRUNINX, K.; DELARUE, E. Implications of bid structures on the offering strategies of merchant energy storage systems. *Applied Energy*, v. 251, p. 113375, 2019.
- WEITZEL, T.; GLOCK, C. H. Energy management for stationary electric energy storage systems: a systematic literature review. *European Journal of Operational Research*, v.264, n.2, p.582-606, 2018.
- WOBLEN WINDPOWER. *Linha de produtos ENERCON*. 2015. Disponível em: <http://www.wobben.com.br/fileadmin/user_upload/ec_product_br.pdf>. Acesso em: 31/03/2021.
- YINGLI ENERGY. *YGE 72 CELL SERIES 2*. 2020. Disponível em: <http://www.yinglisolar.com/static/assets/uploads/products/downloads/DS_YGE72CELL%20%20SERIES%20%20-35b_35mm_EN_EN_20200709_V04.pdf>. Acesso em: 08/04/2021.

ZHANG, H.; YANG, J.; REN, X.; WU, Q.; ZHOU, D.; ELAHI, E. How to accommodate curtailed wind power: a comparative analysis between the US, Germany, India and China. *Energy Strategy Reviews*, v. 32, p. 100538, 2020.

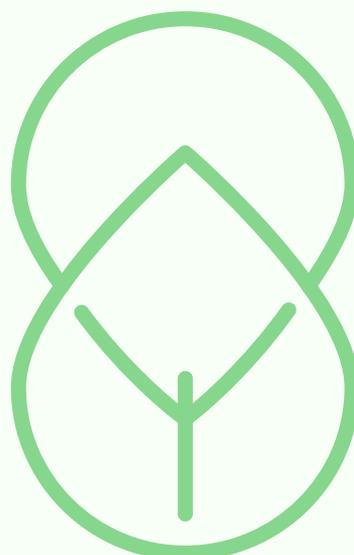
ZHANG, Y.J.A.; ZHAO, C.; TANG, W.; LOW, S.H. Profit-maximizing planning and control of battery energy storage systems for primary frequency control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v.9, n.2, p.712-723, 2016.

ZHANG, Y.; CHEN, W.; GAO, W. A survey on the development status and challenges of smart grids in main driver countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 79, p. 137-147, 2017.

ENAP

Cadernos

Caderno nº 121



Coleção: *Regulação*

