



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RIENZY ARAÚJO DE AZEVÊDO

**PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS
DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM LARGA ESCALA**

Recife

2021

RIENZY ARAÚJO DE AZEVÊDO

**PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS
DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM LARGA ESCALA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração:
Processamento de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Pedro André Carvalho Rosas.

Coorientador: Prof. Dr. Gustavo Medeiros de Souza Azevedo.

Recife

2021

Catálogo na fonte
Bibliotecária Maria Luiza de Moura Ferreira, CRB-4 / 1469

A994p Azevêdo, Rienzy Araújo de.

Proposta de metodologia para dimensionamento de sistemas de armazenamento de energia em larga escala / Rienzy Araújo de Azevêdo. - 2021.

67 folhas, il.; abr., sigl. e símb.

Orientador: Prof. Dr. Pedro André Carvalho Rosas.

Coorientador: Prof. Dr. Gustavo Medeiros de Souza Azevedo.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2021.

Inclui Referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Sistema de armazenamento de energia. 3. Geração renovável. 4. Baterias. 5. Dimensionamento. 6. Otimização. I. Rosas, Pedro André Carvalho (Orientador). II. Azevedo, Gustavo Medeiros de Souza (Coorientador). III. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.)

BCTG/2021-242

**PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS
DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM LARGA ESCALA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Processamento de Energia.

Aprovada em: 26 de agosto de 2021.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Pedro André Carvalho Rosas
(Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Gustavo Medeiros de Souza Azevedo
(Coorientador e Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Leonardo Rodrigues Limongi
(Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. José Filho Da Costa Castro
(Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais por acreditarem na minha capacidade, não medirem esforços para apoiar a busca de meus objetivos e me ensinarem desde cedo a importância da educação. Aos meus irmãos pela fraternidade e exemplos constantes.

Agradeço a minha noiva Emanuela Souza, pelo companheirismo, carinho, parceria, solidariedade e inspiração para superar os momentos difíceis e por comemorar comigo os momentos felizes.

Agradeço ao meu orientador Professor Pedro Rosas e ao meu coorientador Professor Gustavo Azevedo, pela liberdade e confiança no meu trabalho, além da compreensão e companheirismo nessa caminhada.

A todos do ONS que contribuíram para esta conquista, em especial a Heloiza Menezes, Alonso Torres, Cláudia Alves, Mariana Camurça, Robson Luís, Otaciano Ricardo, Alisson Lira, Tibiriçá Leão e Eduardo Ledu, integrantes e ex-integrantes da gerência de Procedimentos Operativos de Recife. Não tenho dúvida de que este trabalho é fruto de um esforço de toda a equipe.

Por fim, agradeço a todos que, como esses, de alguma forma colaboraram para o meu crescimento pessoal e profissional, me ajudando a chegar até aqui.

RESUMO

Devido às recentes mudanças na matriz elétrica brasileira, com maior participação de usinas de geração renovável intermitente e menor capacidade de armazenamento de energia nos reservatórios das usinas hidráulicas em relação à carga, novos desafios têm se apresentado na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Visando a mitigação das dificuldades impostas pelo novo cenário vivenciado, o uso de tecnologias alternativas vem sendo estudado, dentre as quais destacam-se os sistemas de armazenamento de energia, como baterias, em função de sua versatilidade, velocidade de resposta, flexibilidade operativa e relativamente rápida instalação. Entretanto, em razão do alto custo dessa tecnologia, estudos devem ser realizados para aproveitar ao máximo seu potencial, buscando o dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento. Com este objetivo, o trabalho atual apresenta uma proposta de metodologia para dimensionamento de sistemas de armazenamento em larga escala, para viabilização do escoamento da geração renovável intermitente conectada à rede de transmissão, baseada na utilização de algoritmos de otimização para buscar as soluções de armazenamento que propiciam o mínimo custo global para o sistema elétrico.

Palavras-chave: sistema de armazenamento de energia; geração renovável; baterias; dimensionamento; otimização.

ABSTRACT

Due to the recent changes to the Brazilian total primary energy supply, with higher penetration of renewable sources and lower energy storage capacity in the hydroelectric reservoirs when compared to the demand, new challenges have been presenting themselves regarding the operation of the National Interconnected System. Aiming the attenuation of the difficulties imposed by the new scenario, the utilization of alternative technologies has been widely studied, among which the energy storage systems, such as batteries, have lately gained notoriety by virtue of its versatility, quick response time, operational flexibility and relatively fast installation. However, because of the high cost associated with the technology, a few studies must be conducted to utilize its full potential, by investigating the optimal sizing of the energy storage system. In that regard, this study presents a methodology proposal to size energy storage systems in large scale, to enable the penetration of renewable energy sources connected to the electrical power transmission system, based on the use of optimization algorithms to search for storage solutions that provide the minimum global cost of the electric system.

Keywords: energy storage systems; renewable energy; batteries; sizing; optimization.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	– Evolução da geração eólica instalada no SIN.....	14
Figura 2	– Evolução da geração fotovoltaica instalada no SIN.....	15
Figura 3	– Energia compensada (em azul) para os casos em que a energia compensável é (a) menor do que a capacidade nominal do ESS; (b) maior do que a capacidade nominal do ESS, porém inferior à energia necessária para carregá-lo totalmente; (c) maior do que a energia necessária para carregá-lo totalmente.....	24
Figura 4	– Fluxograma do algoritmo de dimensionamento do ESS por busca exaustiva.....	28
Figura 5	– (a) Um único cromossomo no espaço de busca; (b) uma população de cromossomos distribuída no espaço de busca.....	32
Figura 6	– Exemplo de dois novos indivíduos gerados a partir da operação de cruzamento uniforme.....	34
Figura 7	– Exemplo de mutação por permutação.....	34
Figura 8	– Fluxograma do algoritmo de dimensionamento do ESS usando algoritmo genético.....	36
Figura 9	– Interface para aplicação da metodologia de dimensionamento de ESS de energia.....	36
Figura 10	– Erro absoluto e percentual da previsão de energia gerada em relação à energia de fato gerado pela usina.....	42
Figura 11	– Tipos e causas de restrição de geração renovável intermitente registrada em 2018.....	48
Figura 12	– Mapa geoeletrico do estado da Bahia, onde as subestações selecionadas para avaliação estão localizadas. As linhas de transmissão de 500 kV são representadas em vermelho, enquanto as de 230 kV são representadas em verde.....	49
Figura 13	– Custo Global para o Sistema Elétrico em função da Capacidade Nominal e Potência Nominal do ESS.....	52
Figura 14	– (a) Economia gerada pela solução de armazenamento dimensionada em cada execução do algoritmo genético; (b) Erro da economia gerada com a solução dimensionada pelo algoritmo genético em relação à	

	economia gerada com a solução dimensionada pelo algoritmo por busca exaustiva.....	53
Figura 15	– Economia no custo global para o sistema elétrico considerando a instalação de cada tecnologia para compensação da energia frustrada na Subestação A.....	54
Figura 16	– Fluxo na LT de saída da usina e carga do SIN no dia 19.01.2018.....	55
Figura 17	– Fluxo na LT de saída da usina, geração natural da usina e carga do SIN no dia 19.01.2018.....	56
Figura 18	– Fluxo na LT de saída da usina, geração natural da usina, fluxo do ESS e carga do SIN no dia 19.01.2018.....	57
Figura 19	– Economia no custo global para o sistema elétrico considerando a instalação de cada tecnologia para compensação da energia frustrada na Subestação B.....	58

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias (<i>Battery Energy Storage System</i>)
DOE	Departamento de Energia dos Estados Unidos (<i>U.S. Department of Energy</i>)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Sistema de Armazenamento de Energia (<i>Energy Storage System</i>)
EUMENA	Europa, Oriente Médio e Norte da África (<i>Europe, Middle East and North Africa</i>)
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>)
LT	Linha de Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PSO	Otimização por Enxame de Partículas (<i>Particle Swarm Optimization</i>)
RNA	Redes Neurais Artificiais
RTE	Eficiência Total do Sistema de Armazenamento de Energia (<i>Roundtrip Efficiency</i>)
SIN	Sistema Interligado Nacional
VBA	<i>Visual Basic for Applications</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

$AG_{em\ operação}$	Número de aerogeradores em operação durante o período de restrição
$Aptidão_k$	Valor da função de avaliação do indivíduo k
C_{ANUAL}	Custo anual de compensação da energia frustrada para o sistema elétrico, em US\$
$C_{eólica}$	Coefficiente de geração eólica da usina, utilizado para a determinação do número de aerogeradores em operação
C_{ESS}	Custo anualizado do ESS, em US\$
C_{GER}	Custo de energia gerada em usinas convencionais para compensar a energia não compensada pelo ESS, em US\$
C_k	Custo global para a solução k, em US\$
C_{MAX}	Maior custo global de toda a população atual, em US\$
C_{MIN}	Menor custo global de toda a população atual, em US\$
E_C	Energia que não foi compensada por insuficiência de capacidade do ESS no ciclo de carga/descarga, em MWh
$E_{COMPENSÁVEL}$	Energia que pode ser compensada pelo ESS, a depender de sua capacidade nominal, em MWh
$E_{ENTRADA}$	Energia injetada no ESS, em MWh
E_{ESS}	Energia compensada pelo ESS no ciclo de carga/descarga, em MWh
E_F	Energia frustrada total no ciclo de carga/descarga, em MWh
$E_{F\ ANUAL}$	Energia frustrada total por ano, em MWh
E_G	Energia de fato gerada pela usina, em MWh
E_{MAX}	Capacidade nominal máxima, escolhida pelo usuário, em MWh
E_{MIN}	Capacidade nominal mínima, escolhida pelo usuário, em MWh
E_{NOM}	Capacidade nominal do ESS, em MWh
E_P	Energia que não foi compensada por insuficiência de potência do ESS no ciclo de carga/descarga, em MWh
E_{PZV}	Energia que cada usina poderia gerar caso não houvesse limitação, em MWh
E_{REF}	Previsão de energia máxima requerida pelo ESS, em MWh
$E_{SAÍDA}$	Energia fornecida pelo ESS, em MWh

n_i	Número de aerogeradores do modelo i instalados na usina
P_F	Potência frustrada para cada instante do período de restrição, em MW
P_G	Potência de fato gerada pela usina, em MW
P_i	Expectativa de potência gerada pelo modelo i de aerogerador para a velocidade de vento medida, em MW
P_{MAX}	Potência nominal máxima, escolhida pelo usuário, em MW
P_{MIN}	Potência nominal mínima, escolhida pelo usuário, em MW
P_{NOM}	Potência nominal do ESS, em MW
P_{PZV}	Potência instantânea que cada usina poderia gerar caso não houvesse limitação, em MW
P_{REF}	Previsão de potência máxima requerida pelo ESS, em MW
r_k	Número aleatório, entre 0 e 1, para o indivíduo k
T_F	Período de restrição de geração em horas
v_{vento}	Velocidade de vento, em m/s

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	OBJETIVOS GERAIS E ESPECÍFICOS	19
1.2	ORGANIZAÇÃO TEXTUAL	20
2	MODELAGEM MATEMÁTICA E DESENVOLVIMENTO DA METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO DE ESS.....	21
2.1	ESTIMATIVA DA RESTRIÇÃO DE GERAÇÃO	21
2.2	MODELAGEM MATEMÁTICA DO CUSTO DA RESTRIÇÃO DE GERAÇÃO RENOVÁVEL PARA O SISTEMA ELÉTRICO.....	22
2.3	DESENVOLVIMENTO DA METODOLOGIA	26
2.3.1	Método por Busca Exaustiva	26
2.3.2	Método por Algoritmo Genético	29
2.3.2.1	Geração da população inicial de indivíduos	31
2.3.2.2	Avaliação da população.....	32
2.3.2.3	Seleção de indivíduos para reprodução	32
2.3.2.4	Operação de Recombinação	33
2.3.2.5	Operação de Mutação	34
2.3.2.6	Verificação de critérios de parada	35
3	IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO DE ESS.....	37
3.1	PROCESSAMENTO DO ALGORITMO GENÉTICO	38
3.1.1	Geração da primeira população de soluções.....	38
3.1.2	Avaliação da população.....	39
3.1.2.1	Leitura dos registros de restrição de geração.....	39
3.1.2.2	Determinação do número de aerogeradores em operação	39
3.1.2.3	Determinação da potência produzível de cada usina.....	40
3.1.2.4	Cálculo da Energia Frustrada	41

3.1.2.5	Cálculo da função de avaliação	42
3.1.3	Nova geração da população	43
3.1.3.1	Seleção.....	43
3.1.3.2	Recombinação	43
3.1.3.3	Mutação	44
3.1.4	Fim do processamento e apresentação dos resultados	44
3.2	PROCESSAMENTO DO ALGORITMO POR BUSCA EXAUSTIVA	45
4	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA E ANÁLISE DOS RESULTADOS..	47
4.1	SELEÇÃO DE SUBESTAÇÕES PARA INSTALAÇÃO DO ESS	47
4.2	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA	50
4.2.1	Análise dos Resultados	51
4.2.2	Avaliação das Tecnologias de Armazenamento Usando a Metodologia Proposta para a Subestação A	53
4.2.3	Avaliação das Tecnologias de Armazenamento Usando a Metodologia Proposta para a Subestação B	57
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	60
5.1	CONCLUSÕES	60
5.2	TRABALHOS FUTUROS	61
	REFERÊNCIAS.....	63

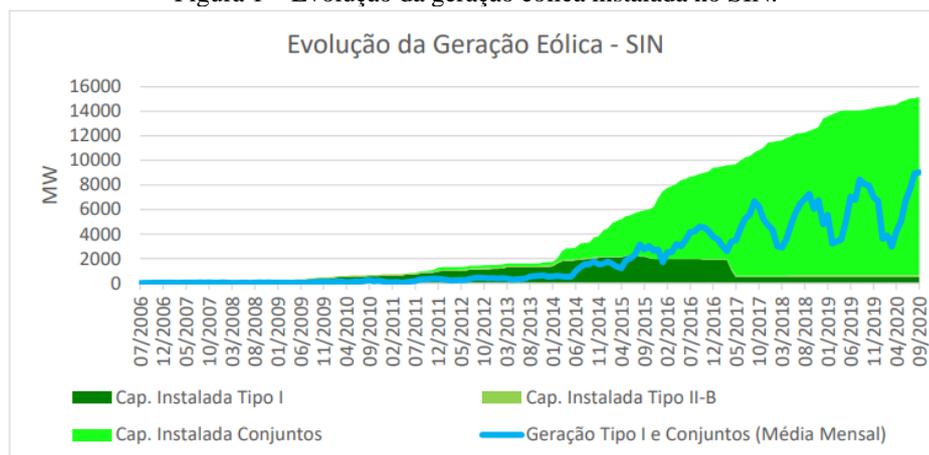
1 INTRODUÇÃO

Devido ao desabastecimento de energia vivenciado no Brasil no início dos anos 2000, ficou evidenciada a necessidade de diversificação da matriz elétrica brasileira, predominantemente hidráulica, como uma prevenção a períodos de hidrologia desfavoráveis.

Dentre as possíveis alternativas, a inserção de geração eólica se mostrou exitosa (EPE; MME, 2017a), uma vez que o país dispõe atualmente de 16,0 GW de potência instalada desta fonte, dentre os quais 13,8 GW estão instalados na região Nordeste (ONS, 2020a). Adicionalmente, por ser uma fonte renovável e que não emite poluentes na atmosfera durante a sua operação, a geração eólica é promissora também do ponto de vista ambiental (PINTO et al., 2017).

Segundo Camargo (2015), o aproveitamento do potencial eólico brasileiro é vantajoso principalmente devido à alta velocidade média dos ventos e da mudança de direção angular relativamente baixa em curto espaço de tempo. Por conta disso, o Brasil tem atraído investimentos privados em parques eólicos e de fabricantes de aerogeradores nos últimos anos, de forma descentralizada, com parte expressiva dos investimentos conferidas à região Nordeste do país (GOUVÊA; DA SILVA, 2018). Desta forma, como pode ser observado na Figura 1, a potência instalada de usinas eólicas vem crescendo substancialmente no Sistema Interligado Nacional (SIN) nos últimos anos.

Figura 1 – Evolução da geração eólica instalada no SIN.



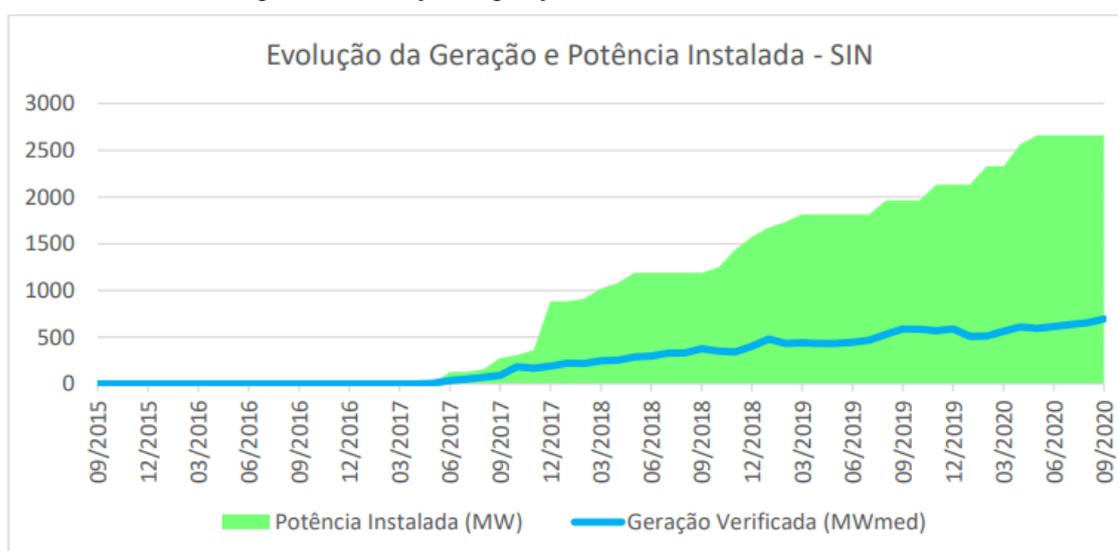
Fonte: (ONS, 2020a).

De maneira mais discreta, a geração fotovoltaica também vem ganhando relevância na matriz elétrica, com 3,1 GW instalados (ONS, 2020b). Espera-se que a fonte ganhe ainda mais destaque com a inserção em massa de geração fotovoltaica na rede de distribuição, prevista para os próximos anos (ABSOLAR, 2017), sendo responsável por 86% da geração distribuída no

país até 2029 e caracterizando-se como a tecnologia com maior potencial de penetração, devido à sua modularidade, custo decrescente e difusão na sociedade (MME; EPE, 2020). A região Nordeste do Brasil também vem se destacando em relação à geração fotovoltaica, em função do elevado potencial solar, níveis de irradiação mais favoráveis em relação às demais regiões e pela competitividade da fonte ante as tarifas praticadas pelas concessionárias de energia elétrica (BEZERRA, 2018).

Conforme Figura 2, a potência instalada das usinas fotovoltaicas vem crescendo significativamente no SIN, em especial desde 2017.

Figura 2 – Evolução da geração fotovoltaica instalada no SIN.



Fonte: (ONS, 2020a).

Porém, o reforço no sistema de transmissão planejado para possibilitar o escoamento da geração renovável e intermitente muitas vezes não é viabilizado em tempo hábil, principalmente em razão de questões relacionadas a licenciamento ambiental, concepção de projetos, assinatura de contratos, aquisição de materiais e execução física da obra (ANEEL, 2019). Com isso, observa-se na operação em tempo real restrições da geração renovável intermitente, visando evitar problemas de carregamento, tensão e frequência na rede.

Neste sentido, a aplicação de tecnologias de armazenamento tem sido estudada mundialmente como uma alternativa para viabilizar o escoamento da geração renovável e, possivelmente, adiar reforços no sistema de transmissão. De acordo com a base de dados de acompanhamento de sistemas de armazenamento de energia (*Energy Storage System – ESS*) do Departamento de Energia dos Estados Unidos, 50,2% dos ESS comissionados desde 2010 entraram em operação com a função de auxiliar na integração de geração eólica ou solar (DOE, 2020), seja como reforço para mitigar problemas na rede de transmissão/distribuição, para

deslocamento temporal de energia ou para viabilizar a participação da geração renovável no mercado de capacidade (energia e potência).

Dos empreendimentos comissionados desde 2010 para auxílio na integração de geração renovável intermitente, destaca-se a utilização da tecnologia eletroquímica em 81,1% dos casos, por meio de baterias de Chumbo-Ácido, íons de Lítio, Sódio, Níquel, Zinco, Sódio-Enxofre, Chumbo-Carbono e de fluxo (DOE, 2020), o que evidencia a compatibilidade das baterias para esse tipo de aplicação.

Segundo a EPE (2019), o armazenamento de energia por meio de baterias apresenta grande potencial para tornar-se uma das principais tecnologias utilizadas nas matrizes elétricas do futuro. Além da tendência de queda das curvas de custos, características como alta densidade de energia, alta eficiência, baixo tempo de resposta em operação, flexibilidade quanto à capacidade de instalação e alocação física, versatilidade de aplicações e rapidez na instalação justificam o crescimento no número de projetos desenvolvidos e a expectativa sobre o futuro dessa tecnologia aplicada ao setor elétrico.

Para melhor entender o impacto da inserção dos ESS no planejamento e operação do sistema elétrico, diversas análises devem ser realizadas, dentre as quais destaca-se o dimensionamento ótimo do ESS, visando a minimização dos custos e o melhor aproveitamento da tecnologia. Com este intuito, métodos de dimensionamento de ESS vêm sendo propostos nos últimos anos.

Para viabilizar o atendimento total da demanda de energia do mundo por meio de geração renovável em 2050, um método de dimensionamento baseado na otimização do custo global do sistema foi concebido por Pleßmann et al. (2013). Neste estudo, a capacidade de armazenamento de cada região foi dimensionada, de modo a manter o equilíbrio horário e anual entre geração e carga. A tecnologia de armazenamento foi, então, selecionada visando a compatibilidade com o tipo de geração renovável presente na região. Estudo semelhante foi realizado por Bussar et al. (2013) para viabilizar o atendimento total da demanda de energia da Europa, Oriente Médio e Norte da África (EUMENA) por meio de geração renovável.

Uma usina hidráulica reversível foi dimensionada para servir como ESS de modo a viabilizar a integração de geração eólica na região de Jiangsu, China, por Zhang et al. (2013). O método proposto é baseado na comparação entre os custos operacionais e de investimento da usina, para quatro cenários de potência instalada. A capacidade de armazenamento da usina foi definida para suportar sete horas de geração na potência máxima.

Em (BUDISCHAK et al., 2012), o dimensionamento do ESS foi realizado com base em uma avaliação de 28 bilhões de possibilidades de combinações entre usinas renováveis e ESS,

selecionando a solução de menor custo para o sistema da região leste dos Estados Unidos. A combinação mais economicamente viável foi escolhida por meio do balanço ótimo entre o custo de restrição por excesso de geração e o investimento em usinas renováveis e ESS.

Também com foco em minimização dos custos, Pudjianto et al. (2014) propuseram uma metodologia de otimização conjunta de investimentos na expansão da rede, da geração e em ESS. Mediante a modelagem detalhada dos custos associados à expansão do sistema, o método determina a capacidade de armazenamento necessária e pode determinar os melhores locais de instalação, caso seja optado por uma alocação distribuída dos ESS. Semelhantemente, Yang (2016) apresentou uma proposta de utilização e dimensionamento de ESS para viabilizar a integração de geração eólica, com o objetivo de minimizar custos operativos e de investimento.

Com o objetivo de minimizar a intermitência de potência da geração eólica entre os períodos de despacho econômico, Zhao et al. (2015) propuseram um algoritmo de otimização para determinação da melhor localização de instalação e dimensionamento dos ESS, com base na probabilidade de geração das usinas eólicas. A execução do fluxo de potência ótimo em corrente contínua foi utilizada para determinar as barras em que um ESS seria mais vantajoso para o sistema, e o dimensionamento foi calculado de modo a atender a 95% dos períodos de despacho econômico.

Uma metodologia de dimensionamento de sistemas de armazenamento de energia em baterias (*Battery Energy Storage System* – BESS) é proposta em (KUMAR et al., 2020) para evitar sobrecarga em linhas de um sistema com alta inserção de geração renovável e para adiar investimentos na expansão da rede de transmissão. O dimensionamento é realizado por meio da definição da demanda de potência necessária para evitar sobrecarga na rede.

Em (BREKKEN et al., 2011), os autores propõem uma metodologia de dimensionamento do ESS, além de controles do ESS baseado em lógica Fuzzy e redes neurais artificiais (RNA). O intuito do método é minimizar o erro entre a geração programada e a verificada de usinas de fontes renováveis. De forma similar, Luo et al. (2015) também propõem um esquema de despacho conjunto entre usinas eólicas e ESS. O dimensionamento do ESS é realizado com base na probabilidade de geração da usina eólica, de modo a maximizar as receitas do agente gerador.

Um algoritmo genético foi desenvolvido em (GHOFRANI et al., 2013a) para definição da localização dos ESS em um sistema elétrico com alta inserção de geração renovável. Em estudo similar, a capacidade ótima e a melhor localização para instalação dos ESS foram determinadas por meio de um algoritmo genético por Ghofrani et al. (2013b).

Através de um algoritmo de otimização baseado em decomposição de Benders e programação linear, Fallahi et al. (2013) dimensionaram as potências nominais ótimas de usinas eólicas e ESS em um sistema fictício de 24 barras, selecionando a solução de menor custo. Também baseado em programação linear, PANDŽIĆ et al. (2014) elaboraram um algoritmo de otimização para determinar a localização e o dimensionamento de ESS, com foco na minimização dos custos através da arbitragem de energia. Já em (LIU et al., 2020), um método de dimensionamento baseado em programação dinâmica multiobjetivo é proposto, com o intuito de otimizar a vida útil do BESS e minimizar custos relacionados à restrição de geração eólica.

Mediante um algoritmo baseado em programação semidefinida inteira mista (MI-SDP), visando o fluxo de potência ótimo, Torchio et al. (2015) focaram na determinação da melhor localização para instalação de ESS nos sistemas do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE) de 14 e 30 barras, com alta penetração de geração renovável, buscando a minimização dos custos de produção de energia.

Visando minimizar os custos e maximizar as receitas provenientes da instalação de BESS, Kelly e Leahy (2020) desenvolveram um método de dimensionamento com foco nos benefícios econômicos de instalação de ESS. O algoritmo de otimização utiliza programação por compromisso para selecionar a melhor solução. Semelhantemente, Shin e Hur (2020) propuseram um método de dimensionamento para maximizar os lucros. Adicionalmente, o algoritmo leva em consideração a degradação das baterias do ESS ao longo do tempo.

Também com o objetivo de maximização dos lucros do agente gerador, Siface (2019) apresentou um método de dimensionamento utilizando programação linear, em que receitas por participação do BESS em serviços ancilares, como controle de frequência, também foram consideradas. Utilizando programação linear, Elsir et al. (2019) propuseram um método de dimensionamento com execução de fluxo de potência ótimo para determinar o melhor local de instalação do ESS, de modo a minimizar os custos de operação do sistema elétrico e de investimento no ESS.

Em (WEN et al., 2014), foi proposto um método de dimensionamento e alocação de ESS, por meio de um algoritmo de otimização multiobjetivo de enxame de partículas (*Particle Swarm Optimization* - PSO), visando a minimização de custos e estabilidade de tensão. Também utilizando PSO para otimização dos resultados, Nanewortor et al. (2016) propuseram um método de dimensionamento de ESS para auxílio na integração de geração eólica, com base na aquisição de dados históricos da usina e da demanda de potência do sistema. Já em (PASTOR et al., 2020), um método de dimensionamento e definição dos locais mais apropriados para

instalação de ESS foi apresentado, baseado em um algoritmo evolucionário PSO. A metodologia busca a solução de armazenamento que mais contribui para o escoamento da geração renovável, de modo a evitar violações de carregamento da rede de transmissão e minimizar o custo relacionado à restrição de geração.

Uma otimização metaheurística inspirada na ecolocalização de morcegos foi proposta por Ramírez et al. (2018) para o dimensionamento de BESS, visando o controle primário de frequência. A melhor localização do BESS foi determinada com base na contingência de geração com maior impacto para o sistema. Estudo semelhante foi realizado por El-Bidairi et al. (2020), utilizando um algoritmo de otimização de lobos cinzentos para o dimensionamento do BESS.

Com base na literatura revisada, observa-se que as metodologias de dimensionamento e alocação ótima de instalação dos ESS são tratadas, em geral, como problemas de otimização, que podem ser resolvidos por métodos analíticos, programação matemática, busca exaustiva ou métodos heurísticos (SOTO et al., 2018). Os objetivos envolvem minimização de custos, maximização de receitas do agente gerador, controle de frequência, controle de carregamento, estabilidade de tensão, reduzir efeitos da intermitência da geração eólica, elevar a previsibilidade da geração renovável e reduzir os efeitos da degradação das baterias ao longo do tempo.

Observa-se que muitos dos métodos desenvolvidos focam em sistemas isolados ou fictícios, ou são aplicáveis apenas a situações regulatórias específicas. Em outros casos, as tecnologias de armazenamento são escolhidas como premissa do algoritmo, não sendo analisadas as possibilidades de aplicação de alternativas mais vantajosas para o caso estudado.

1.1 OBJETIVOS GERAIS E ESPECÍFICOS

Visando o desenvolvimento de uma proposta de metodologia para dimensionamento de ESS que possa ser aplicada aos diferentes mercados de energia, este trabalho foi realizado com o objetivo de minimizar os custos do sistema elétrico, por meio da redução da restrição de geração renovável intermitente em larga escala, considerando limitações práticas dos ESS, como eficiência total e tempo de vida útil, e baseando-se em dados reais das usinas eólicas e de seus respectivos aerogeradores.

Como objetivos específicos da pesquisa, destacam-se:

- estudar a viabilidade de instalação de ESS para o escoamento de geração renovável, visando minimizar o custo global do sistema elétrico;

- desenvolver metodologia que possa ser aplicada para o dimensionamento de ESS em qualquer sistema elétrico, avaliando todas as tecnologias de armazenamento cujos dados técnicos estejam disponíveis;
- aplicar a metodologia desenvolvida em um caso de estudo utilizando dados reais de usinas com restrições ao escoamento da sua geração;
- simular a operação do ESS dimensionado por meio da metodologia desenvolvida e verificar as possíveis vantagens à operação do sistema elétrico.

1.2 ORGANIZAÇÃO TEXTUAL

Este trabalho está organizado conforme capítulos descritos a seguir:

- Capítulo 2: são apresentados os conceitos teóricos necessários para o desenvolvimento da proposta de metodologia de dimensionamento de ESS, como a estimativa da restrição de geração renovável, modelagem matemática do custo da restrição de geração e os princípios de funcionamento dos algoritmos de otimização utilizados.
- Capítulo 3: é detalhado como a proposta de metodologia de dimensionamento de ESS foi implementada por meio de uma ferramenta computacional, apresentando também uma validação dos resultados obtidos em relação à efetividade da ferramenta para estimação da energia frustrada.
- Capítulo 4: os resultados obtidos ao utilizar a ferramenta para dimensionar ESS para instalação em subestações do SIN são apresentados neste capítulo. O modo de seleção do local instalação e uma simulação da operação do ESS dimensionado também são descritos.
- Capítulo 5: são apresentadas as conclusões do trabalho e as sugestões de trabalhos futuros.

2 MODELAGEM MATEMÁTICA E DESENVOLVIMENTO DA METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO DE ESS

Para concepção de uma proposta de metodologia aplicada ao dimensionamento de ESS em larga escala, visando maximizar o aproveitamento da geração renovável intermitente, mediante a redução da energia disponível não despachada por restrição elétrica, algumas etapas são importantes para especificação da capacidade nominal, da potência nominal e do tipo de tecnologia do ESS que propicie maior economia ao custo global do sistema elétrico.

Partindo do pressuposto que a capacidade da rede de transmissão é insuficiente para escoar toda a geração disponível, é imprescindível que se estime a restrição de geração renovável prevista para os anos subsequentes. Quanto mais detalhada e precisa for a estimativa de restrição de geração, maior será a probabilidade de dimensionamento ótimo do ESS, tendo em vista as diversas possibilidades dos cenários de operação.

Outra etapa fundamental para o desenvolvimento da metodologia de dimensionamento de ESS, é a modelagem dos custos relacionados à restrição de geração renovável. Com base nesse modelo, será possível buscar as soluções de armazenamento que promovem os menores custos para o sistema elétrico.

A última etapa de desenvolvimento consiste na elaboração de um método de otimização que seja capaz de buscar as soluções de armazenamento de acordo com a função de avaliação estabelecida. As etapas do desenvolvimento serão detalhadas nas seções subsequentes.

2.1 ESTIMATIVA DA RESTRIÇÃO DE GERAÇÃO

Como ponto de partida para o dimensionamento do ESS necessário para escoamento de geração renovável, é necessário estimar as restrições de geração de um determinado ponto do sistema elétrico, proveniente da limitação de capacidade de escoamento do sistema de transmissão. Para essa estimativa, os seguintes aspectos são considerados:

- Histórico de restrição de geração conectada à subestação, ponto de conexão ou região em análise;
- Projeção de carga para as barras adjacentes para os anos subsequentes;
- Reforços de transmissão planejados para a área, considerando o horizonte de análise;
- Entrada em operação de novas usinas na área/região elétrica em análise;
- Planejamento energético de médio e longo prazo e indicativos da EPE para a região.

É importante destacar que as restrições de geração podem ser verificadas em diferentes condições, em função de condições associadas à vizinhança eletrogeográfica imediata, como, por exemplo, controle de tensão ou controle de carregamento, como também por aspectos correlacionados à operação sistêmica em termos globais, como em casos de controle de frequência ou de confiabilidade do sistema, em que os fluxos de potência nas linhas de transmissão são mantidos dentro de determinados limites de segurança elétrica e/ou energética.

Considerar o tipo de restrição é importante para diferenciar as limitações que são específicas para as usinas em estudo e as que são globais, ou seja, podem ser aplicadas a qualquer usina do sistema.

A estimativa da restrição de geração está diretamente ligada à precisão com que se consegue projetar o fluxo de potência do sistema elétrico estudado. Por isso, é necessário analisar com precisão os cenários de geração e carga previstos, bem como possíveis reforços à rede de transmissão. Ressalta-se que esse parâmetro é fundamental na determinação da energia armazenável.

Com base nesses estudos, é possível estimar a limitação de geração renovável intermitente em uma barra do sistema para o horizonte de análise. Com isso, é possível estabelecer quantas horas anuais as usinas conectadas ao barramento poderão permanecer em cada patamar de restrição. Logo, é possível quantificar em termos de potência e energia necessárias para o ESS suprir para cada barramento do sistema, de modo a minimizar os impactos das limitações de geração.

2.2 MODELAGEM MATEMÁTICA DO CUSTO DA RESTRIÇÃO DE GERAÇÃO RENOVÁVEL PARA O SISTEMA ELÉTRICO

Para obter o dimensionamento “ótimo” do ESS, é necessário realizar a modelagem matemática do custo da restrição de geração renovável para o sistema elétrico no ponto de conexão do ESS. Em seguida, a metodologia de dimensionamento do ESS pode ser desenvolvida para minimização do custo global.

Parte-se do pressuposto que a energia que deixa de ser injetada pela usina renovável precisará ser compensada futuramente, em um momento de déficit de geração. A compensação pode ser realizada pelo ESS ou por uma usina de fonte convencional, como térmicas hidráulicas. No caso de compensação pela geração de uma usina convencional, o custo estará associado ao preço da geração da usina de referência.

Considerando que o ESS dispõe de uma potência limitada, parte da energia renovável que não pode ser transmitida no momento em que foi gerada não poderia ser compensada,

independente da capacidade de energia do ESS, devido à insuficiência de fornecimento de potência. Portanto, esta parcela necessariamente seria suprida por uma usina convencional. Conseqüentemente, a energia compensável pelo ESS pode ser definida como:

$$E_{COMPENSÁVEL} = E_{FRUSTRADA\ TOTAL} - E_{P\ INSUFICIENTE} \quad (1)$$

Onde:

$E_{COMPENSÁVEL}$ = Energia que pode ser compensada pelo ESS, a depender de sua capacidade nominal, em MWh;

$E_{FRUSTRADA\ TOTAL}$ = Energia frustrada total no ciclo de carga/descarga, em MWh;

$E_{P\ INSUFICIENTE}$ = Energia que não foi compensada por insuficiência de potência do ESS no ciclo de carga/descarga, em MWh.

É importante levar em consideração que os ESS não são ideais, ou seja, há uma perda entre a energia de entrada necessária para carregar o ESS e a capacidade de fornecimento de energia do ESS. Essa diferença pode ser representada pela eficiência total do ESS (RTE, do inglês *System Round-Trip Efficiency*), que varia entre 0 e 1.

$$E_{SAÍDA} = RTE \cdot E_{ENTRADA} \quad (2)$$

Onde:

$E_{SAÍDA}$ = Energia fornecida pelo ESS, em MWh;

RTE = Eficiência total do ESS;

$E_{ENTRADA}$ = Energia injetada no ESS, em MWh.

A energia necessária para carregar o ESS totalmente, de modo que possa fornecer a energia nominal na saída é equivalente à capacidade nominal do ESS dividida por RTE. Conseqüentemente, a energia de fato compensada pelo ESS em cada ciclo de carga/descarga depende de sua eficiência total, limitada à capacidade nominal, que representa a energia máxima de saída.

$$E_{COMPENSÁVEL} < E_{NOM}/RTE: \quad E_{COMPENSADA} = RTE \cdot E_{COMPENSÁVEL} \quad (3)$$

$$E_{COMPENSÁVEL} \geq E_{NOM}/RTE: \quad E_{COMPENSADA} = \max \{E_{SAÍDA}\} = E_{NOM} \quad (4)$$

Onde:

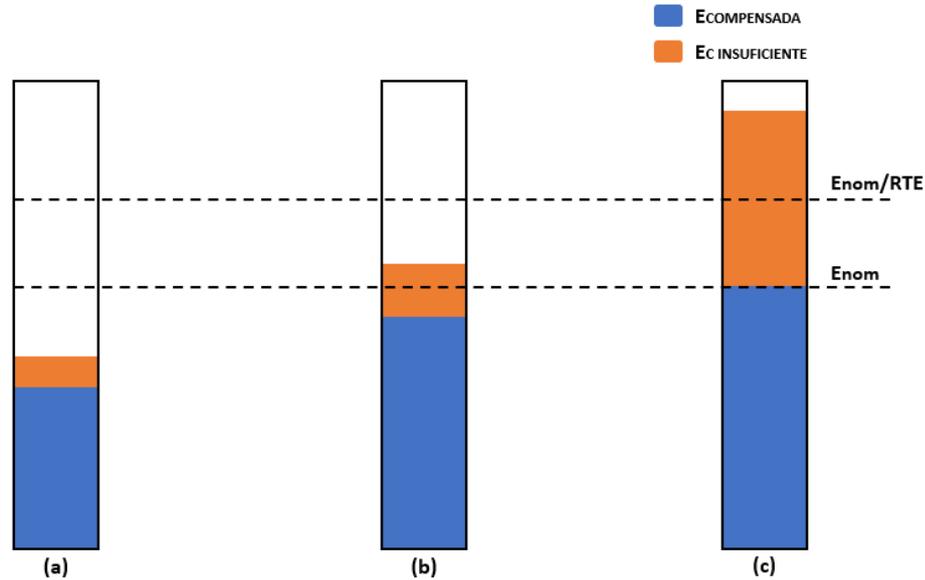
E_{NOM} = Capacidade nominal do ESS, em MWh;

$E_{COMPENSADA}$ = Energia compensada pelo ESS no ciclo de carga/descarga.

Como pode ser observado na Figura 3, a energia compensada pelo ESS depende unicamente da eficiência RTE quando a energia compensável é inferior à energia necessária para carregá-lo totalmente (Figura 3.a e Figura 3.b). Entretanto, quando a energia compensável

é maior do que esse patamar (Figura 3.c), a energia compensada pelo ESS fica limitada à sua capacidade nominal de fornecimento.

Figura 3 – Energia compensada (em azul) para os casos em que a energia compensável é (a) menor do que a capacidade nominal do ESS; (b) maior do que a capacidade nominal do ESS, porém inferior à energia necessária para carregá-lo totalmente; (c) maior do que a energia necessária para carregá-lo totalmente.



Fonte: O autor (2021).

Portanto, para cada ciclo de carga/descarga a energia frustrada total pode ser expressa pela Equação 5, onde $E_{C\ INSUFICIENTE}$ é a energia que não pode ser compensada por insuficiência de capacidade do ESS, a qual inclui a energia perdida no carregamento do ESS e a que não pode ser fornecida porque a demanda de energia é maior do que a capacidade nominal do ESS.

$$E_{FRUSTRADA\ TOTAL} = E_{COMPENSADA} + E_{C\ INSUFICIENTE} + E_{P\ INSUFICIENTE} \quad (5)$$

Ou, por simplicidade de notação:

$$E_F = E_{ESS}(E_{NOM}, RTE) + E_C(E_{NOM}, RTE) + E_P(P_{NOM}) \quad (6)$$

Onde:

E_F = Energia frustrada total no ciclo de carga/descarga, em MWh;

E_{ESS} = Energia compensada pelo ESS no ciclo de carga/descarga, em MWh;

E_{NOM} = Capacidade nominal do ESS, em MWh;

E_P = Energia que não foi compensada por insuficiência de potência do ESS no ciclo de carga/descarga, em MWh;

P_{NOM} = Potência nominal do ESS, em MW;

E_C = Energia que não foi compensada por insuficiência de capacidade do ESS no ciclo de carga/descarga, em MWh;

$$E_{COMPENSÁVEL} < E_{NOM}/RTE: \quad E_{Ci}(C) = E_{COMPENSADA} \cdot \frac{1 - RTE}{RTE} \quad (7)$$

$$E_{COMPENSÁVEL} \geq E_{NOM}/RTE: \quad E_{Ci}(C) = E_{COMPENSÁVEL} - E_{NOM} \quad (8)$$

Com base nos cálculos anteriores, a energia frustrada anualmente pode ser expressa pelo seguinte somatório, que contempla as parcelas de energia compensada pelo ESS, não compensada pelo ESS por insuficiência de capacidade e não compensada pelo ESS por insuficiência de fornecimento de potência:

$$E_{F ANUAL} = \sum_{i=1}^n E_{ESSi}(E_{NOM}, RTE) + E_{Ci}(E_{NOM}, RTE) + E_{Pi}(P_{NOM}) \quad (9)$$

Onde:

n = número de ciclos de carga/descarga por ano.

Ao associar um custo anualizado a cada parcela da Equação 9, é possível determinar o custo anual de compensação da energia frustrada para o sistema elétrico. O custo para instalação do ESS está associado à parcela de energia compensada pelo ESS, enquanto a parcela de energia não compensada pelo ESS está associada ao custo da geração das usinas convencionais. Portanto, o custo anual para compensação da energia frustrada para o sistema elétrico pode ser obtido pela expressão:

$$C_{ANUAL} = C_{ESS}(E_{NOM}, P_{NOM}) + C_{GER} \cdot \sum_{i=1}^n E_{Ci}(E_{NOM}, RTE) + E_{Pi}(P_{NOM}) \quad (10)$$

Onde:

C_{ANUAL} = Custo anual de compensação da energia frustrada para o sistema elétrico, em US\$;

C_{ESS} = Custo anualizado do ESS, em US\$;

C_{GER} = Custo de energia gerada em usinas convencionais para compensar a energia não compensada pelo ESS, em US\$/MWh.

Como pode ser observado, o custo do ESS depende da capacidade e da potência nominal dimensionada. Neste trabalho foram levados também em consideração custos anuais para operação e manutenção do ESS. A parcela do custo associado à geração de usinas convencionais depende da energia que não é compensada pelo ESS, a qual pode ser decomposta em parcelas dependentes da potência nominal, da capacidade nominal e da eficiência total do sistema.

Desta forma, a partir da definição da capacidade e da potência nominal, e conhecendo as características de preço e eficiência total de cada tecnologia, é possível determinar o custo global anualizado para cada solução de armazenamento proposta.

2.3 DESENVOLVIMENTO DA METODOLOGIA

O intuito da metodologia de dimensionamento desenvolvida é determinar a tecnologia, potência e capacidade nominal do ESS para uma dada previsão de restrição de geração, ao menor custo possível.

Segundo Sivanandam e Deepa (2008), o princípio básico das técnicas de otimização é a alocação eficiente de recursos escassos. São técnicas que podem ser aplicadas em qualquer área da ciência ou da engenharia. O objetivo é encontrar um algoritmo que resolva uma classe determinada de problemas.

Neste sentido, dois métodos foram desenvolvidos para busca da otimização do dimensionamento dos ESS. O primeiro método utilizado é baseado em busca exaustiva, onde todas as soluções de armazenamento dentro de um escopo definido são testadas, incrementando os valores de potência e capacidade a um passo pré-determinado.

O segundo método desenvolvido é baseado em algoritmo genético, que é fundamentado no processo de seleção natural. Os detalhes das metodologias desenvolvidas estão especificados nas seções subsequentes.

2.3.1 Método por Busca Exaustiva

O método por busca exaustiva desenvolvido parte de uma determinada potência nominal inicial. Com este valor definido, calcula-se a previsão de energia que não poderá ser compensada devido à insuficiência de potência do ESS.

Em seguida, aplicando o algoritmo se calcula o balanço ideal entre a energia que deve ser compensada pelo ESS e a energia que será compensada por usinas convencionais do sistema, através da variação da capacidade nominal do ESS. Quanto maior a capacidade nominal, maior a quantidade de energia compensada pelo ESS e menor a quantidade de energia compensada por usinas convencionais.

O algoritmo é aplicado e executado para cada tecnologia considerada no escopo do trabalho, de modo a determinar os custos associados às diferentes soluções tecnológicas. Para o cálculo do custo anual do ESS, são utilizados valores disponíveis na literatura para o preço de instalação a depender de sua capacidade nominal e sua potência nominal (US\$/MWh e US\$/MW), além de um valor anual associado à operação e manutenção também relacionado à

potência nominal (US\$/MW). Os dados utilizados contemplam aquisição de baterias, instalação de sistemas auxiliares, conversores de potência, construção e comissionamento do ESS, conforme (DOE, 2019). Os valores empregados neste trabalho serão detalhados no Capítulo 4.

Portanto, a partir da definição da potência nominal e capacidade nominal do ESS é possível determinar os demais custos associados ao sistema elétrico. Como resultado, após a execução da simulação, os seguintes dados são apresentados:

- Capacidade nominal e potência nominal ótimas do ESS;
- Custos da melhor solução encontrada;
- Tecnologia que obteve os melhores resultados;
- Projeção anual de energia que seria compensada pelo ESS;
- Projeção anual de energia que seria compensada por usina convencionais por insuficiência de potência ou por insuficiência de capacidade do ESS.

As etapas de processamento do algoritmo desenvolvido são detalhadas a seguir:

- a. Definição da potência nominal do ESS: Inicialmente igual a um valor mínimo definido pelo analista, sendo incrementada em 1% a cada nova iteração do algoritmo, até um valor máximo escolhido, conforme Equação 11. A referência para a potência nominal do ESS é a previsão de potência máxima requerida pelo ESS.

$$P_{NOM} = k \cdot P_{REF} \quad k_{min} \leq k \leq k_{max} \quad (11)$$

Onde:

P_{REF} = Potência máxima requerida pelo ESS, em MW;

k = Fator utilizado para varrer as possibilidades de valores para a potência nominal do ESS;

k_{min} = Fator que, multiplicado pela potência máxima requerida, irá definir a potência nominal mínima que poderá ser aplicada ao ESS;

k_{max} = Fator que, multiplicado pela potência máxima requerida, irá definir a potência nominal máxima que poderá ser aplicada ao ESS.

- b. Após definição da potência nominal do ESS, pode-se calcular a energia que não poderá ser compensada por insuficiência de fornecimento de potência. Em seguida, é realizada a atualização da energia compensável em cada ciclo de carga/descarga registrados nos períodos de restrição da usina, conforme Equação 1.
- c. A capacidade nominal do ESS é variada de um valor mínimo até um valor máximo, definidos pelo analista, em incrementos de 1%, conforme Equação 12. A referência para a capacidade nominal do ESS é a previsão de energia máxima requerida pelo ESS em

um ciclo de carga/descarga. Com isso, determina-se o custo anual do ESS e a energia que deverá ser compensada por usinas convencionais. Enfim, é calculado o custo total para o sistema elétrico, conforme Equação 10.

$$E_{NOM} = h \cdot E_{REF} \quad h_{min} \leq h \leq h_{max} \quad (12)$$

Onde:

E_{REF} = Energia máxima requerida pelo ESS, em MWh;

h = Fator utilizado para varrer as possibilidades de valores para a capacidade nominal do ESS;

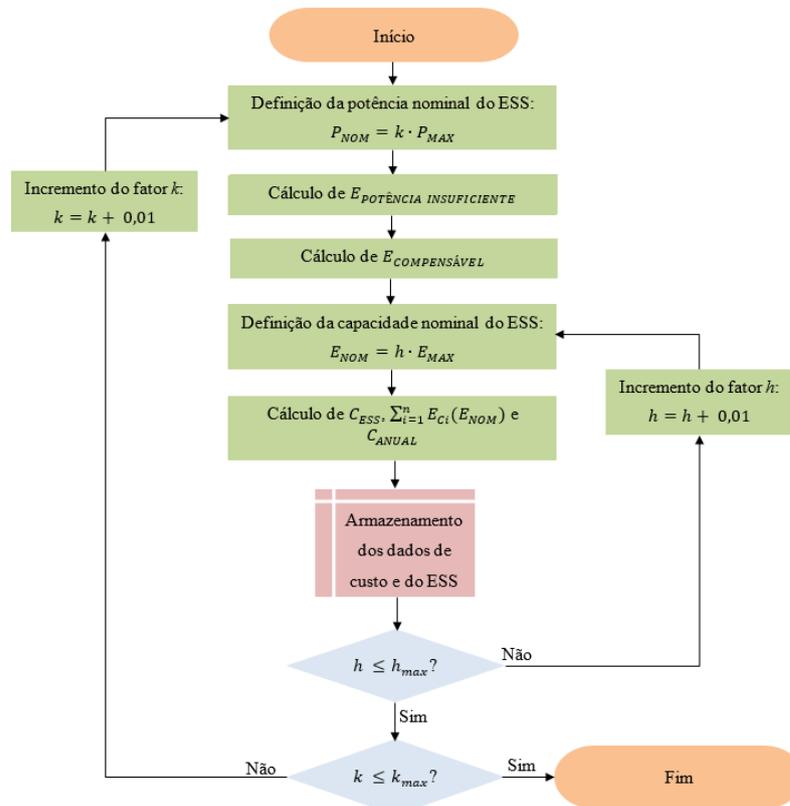
h_{min} = Fator que, multiplicado pela energia máxima requerida, irá definir a capacidade nominal mínima que poderá ser aplicada ao ESS;

h_{max} = Fator que, multiplicado pela energia máxima requerida, irá definir a capacidade nominal máxima que poderá ser aplicada ao ESS.

- d. O algoritmo retorna ao primeiro passo, incrementando o valor de potência nominal em 1% e todo o processamento é refeito.
- e. O algoritmo é executado novamente considerando as demais tecnologias.

Um fluxograma representativo do processamento do algoritmo por busca exaustiva é apresentado na Figura 4.

Figura 4 – Fluxograma do algoritmo de dimensionamento do ESS por busca exaustiva.



Fonte: O autor (2021).

2.3.2 Método por Algoritmo Genético

O segundo método de otimização desenvolvido é baseado em algoritmo genético, que é inspirado na teoria da evolução natural de Charles Darwin. Segundo Darwin, as plantas e animais que existem hoje são resultantes de milhões de anos de adaptação às demandas do ambiente em que estão inseridos. Diferentes organismos habitam e competem pelos mesmos recursos de um ecossistema e os indivíduos que estão melhor adaptados ao seu ambiente possuem maior probabilidade de sobreviver, se reproduzir e passar suas características genéticas para as próximas gerações. Organismos menos capazes, por qualquer motivo, tendem a ter menos descendentes no futuro. Assim, com o advento de novas gerações, as espécies se tornam mais adaptadas ao ambiente e aos desafios encontrados para sua sobrevivência (SIVANANDAM; DEEPA, 2008).

Técnicas de computação evolucionárias abstraem os princípios do Darwinismo para algoritmos de otimização. Dentre a família de técnicas de computação evolucionárias, a mais proeminente e popularmente utilizada é denominada de algoritmo genético. Ao imitar os processos de seleção natural e reprodução, algoritmos genéticos podem produzir soluções de alta qualidade para diversos problemas mediante a busca, otimização e aprendizagem. No algoritmo genético, uma população de candidatos a solução de um problema, denominados indivíduos, passam pelo processo iterativo de evolução para criar gerações. Aqueles indivíduos que melhor solucionam o problema possuem maior probabilidade de serem selecionados para reprodução e repassar suas qualidades para a geração seguinte (WIRSANSKY, 2020). Assim, com o advento de novas gerações, os indivíduos gerados tendem a solucionar o problema de forma mais eficiente.

Algoritmos genéticos são técnicas estocásticas, onde a aleatoriedade exerce um papel importante no processo de seleção e reprodução dos indivíduos. Um segundo aspecto importante é que os algoritmos genéticos sempre consideram uma população de soluções, o que oferece a possibilidade de combinação de diferentes soluções para obter melhores resultados. A robustez do algoritmo também é uma qualidade interessante, visto que os algoritmos genéticos exibem boa performance em problemas de diferentes tipos e características (SIVANANDAM; DEEPA, 2008).

De acordo com Wirsansky (2020), as principais vantagens da utilização de algoritmos genéticos são:

- Capacidade de otimização global: muitos algoritmos de otimização podem encontrar soluções locais que são o máximo ou mínimo local, porém, em alguns casos, não são

capazes de determinar a solução ótima global. Devido às operações de recombinação e mutação e por trabalhar com uma população de soluções, os algoritmos genéticos apresentam maior probabilidade de encontrar a solução global para o problema especificado.

- Tratamento de problemas com representação matemática complexa ou inexistente: como algoritmos genéticos precisam apenas do resultado da função de avaliação, eles podem ser usados para resolução de problemas com representação matemática complexa, como funções que utilizam equações diferenciais ou problemas com número elevado de parâmetros. O algoritmo genético também é eficiente para tratamento de problemas sem representação matemática, como nos casos em que a aptidão de cada solução é medida por critérios subjetivos, como a opinião de seres humanos.
- Resiliência a ruído: alguns sistemas e problemas apresentam comportamento ruidoso, em que, ao fornecer os mesmos parâmetros de entrada, se obtém saídas diferentes como resultado. Para estes casos, os algoritmos genéticos podem ser uma opção interessante para resolução, visto que as soluções são reavaliadas constantemente para se encontrar as que melhor se adequem ao problema.
- Possibilidade de paralelismo e processamento distribuído: algoritmos genéticos são compatíveis com paralelismo e processamento distribuído, em que as operações de avaliação, seleção, recombinação e mutação podem ocorrer simultaneamente para cada indivíduo da população. Com isso, o processamento distribuído pode contribuir significativamente para o tempo de processamento da ferramenta.
- Capacidade de aprendizagem contínua: na natureza, os indivíduos devem se adaptar a possíveis mudanças no ambiente e os que apresentarem melhor aptidão irão prosperar. Da mesma forma, os algoritmos genéticos são capazes de buscar candidatos mais aptos para solução do problema após alterações nas condições de contorno.

Entretanto, segundo Wirsansky (2020), os algoritmos genéticos possuem algumas limitações relevantes, as quais são detalhadas a seguir:

- Necessidade de definições específicas: ao aplicar algoritmos genéticos, é necessário criar uma representação apropriada para o problema que está sendo tratado, o que implica a definição da função de avaliação, da estrutura do cromossomo, além das operações de seleção, recombinação e mutação.
- Necessidade de ajustes de parâmetros: na utilização de algoritmos genéticos, é necessário ajustar parâmetros internos como a taxa de mutação, tamanho da população

e o número máximo de gerações, os quais impactam diretamente o funcionamento da ferramenta.

- Operações de elevado esforço computacional: as operações características dos algoritmos genéticos, que são realizadas de maneira repetitiva em uma população de soluções, potencialmente com número elevado de indivíduos, podem implicar um esforço computacional elevado. Como medida paliativa, pode-se utilizar processamento paralelo e realizar o ajuste fino dos parâmetros internos ao algoritmo para obter uma melhor performance da ferramenta.
- Risco de convergência prematura: se a avaliação de um indivíduo da população for muito maior do que a dos demais, ele pode ser duplicado suficientes vezes de modo a se tornar predominante na população, o que implicará uma convergência prematura dos resultados. Para que isso seja evitado, é necessário desenvolver mecanismos internos ao algoritmo que garantam a diversidade da população.

As etapas de processamento necessárias para aplicação do algoritmo genético são detalhadas nas seções subsequentes.

2.3.2.1 Geração da população inicial de indivíduos

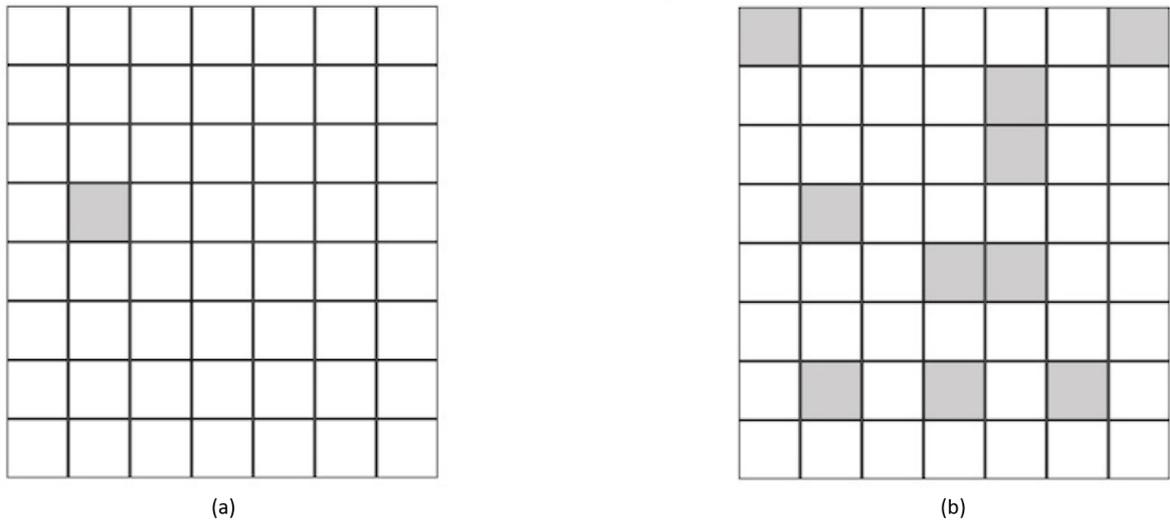
De acordo com Moriarity (2021), o primeiro passo na execução de algoritmos genéticos é a inicialização da população. Tipicamente, a primeira geração de indivíduos é gerada aleatoriamente, de modo que se possa examinar diferentes soluções e convergir lentamente para as melhores alternativas. Como os algoritmos genéticos utilizam cromossomos para representação dos indivíduos, a população inicial é um conjunto de cromossomos que seguem uma estrutura pré-determinada.

Frequentemente se busca a melhor solução em um conjunto específico de possibilidades. Ao conjunto de soluções possíveis se dá o nome de espaço de busca, em que cada ponto dentro desse espaço representa um candidato a solução, conforme representado pela Figura 5. O objetivo da escolha aleatória dos cromossomos que irão compor a população inicial é cobrir o máximo possível do espaço de busca. Dessa forma, populações com maior número de indivíduos exploram melhor o espaço. Em contrapartida, o esforço computacional cresce com o aumento da população. Na prática, populações com 100 indivíduos são frequentes, porém esse valor pode ser ajustado conforme a disponibilidade de recursos (SIVANANDAM; DEEPA, 2008).

Os cromossomos são formados por genes, que irão determinar as características de um indivíduo. Os cromossomos podem ser codificados utilizando diversas estratégias, podendo ser

binária, com valores reais, com caracteres ou qualquer outra estrutura que seja mais conveniente. De modo geral, a codificação dos cromossomos é flexível e pode ser adaptada de acordo com a natureza do problema (MORIARITY, 2021).

Figura 5 – (a) Um único cromossomo no espaço de busca; (b) uma população de cromossomos distribuída no espaço de busca.



Fonte: (MORIARITY, 2021).

2.3.2.2 Avaliação da população

O próximo passo do algoritmo genético é a avaliação de cada cromossomo de acordo com uma função de avaliação e classificação da população conforme resultado da avaliação (MORIARITY, 2021), o que determinará a aptidão dos indivíduos para resolução do problema especificado.

A avaliação dos cromossomos é feita para a população inicial e é realizada novamente para cada nova geração, após as operações de seleção, recombinação e mutação. Como a avaliação de cada indivíduo é independente das dos demais, essa operação pode ser processada paralelamente (WIRSANSKY, 2020).

Segundo Wirsansky (2020), a etapa de seleção, que sucede à de avaliação, normalmente considera que indivíduos com resultados maiores de avaliação são melhores soluções. Dessa forma, se o intuito da otimização é buscar a solução que minimiza o resultado da função de avaliação, é necessário ajustar o algoritmo para inverter o sinal do cálculo de aptidão.

2.3.2.3 Seleção de indivíduos para reprodução

O processo de reprodução é a essência do algoritmo genético, em que se busca criar indivíduos novos e mais aptos. De acordo com Wirsansky (2020), a criação da nova geração é

realizada mediante três operações: seleção, recombinação e mutação. A operação de seleção é responsável por selecionar indivíduos da população atual para reprodução, de forma que descendentes mais aptos sejam criados para a geração seguinte.

Para isso, o método seleciona aleatoriamente cromossomos da população de acordo com seus valores de aptidão. Quanto maior o resultado do indivíduo na função de avaliação, maior a probabilidade de ser selecionado para reprodução. O grau em que os indivíduos mais aptos são favorecidos no processo de seleção é definido como pressão seletiva, em que, quanto maior a pressão seletiva do método, mais os indivíduos melhor avaliados serão favorecidos. A taxa de convergência do algoritmo genético está intimamente ligada à pressão seletiva, em que métodos com pressão maior apresentam taxas de convergência mais rápidas (SIVANANDAM; DEEPA, 2008).

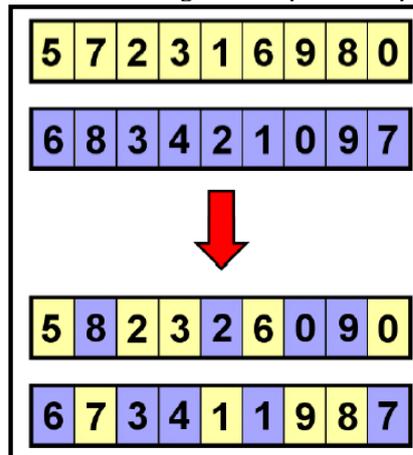
Segundo Wirsansky (2020), o processo de seleção pode ser realizado através de diferentes mecanismos, sendo os principais a seleção por torneios, amostragem universal estocástica, roleta, por ranking e por escala. Cada mecanismo apresenta uma pressão seletiva diferente e, portanto, a escolha do método de seleção mais apropriado impactará na taxa de convergência do algoritmo.

2.3.2.4 Operação de Recombinação

A operação de recombinação, também denominada de cruzamento (ou *crossover*, em inglês), é análoga ao cruzamento que ocorre na reprodução sexual na biologia, e é usada para combinar a informação genética de dois indivíduos, denominados genitores, para produzir novos indivíduos (WIRSANSKY, 2020). Segundo Moriarity (2021), o objetivo é explorar os pontos fortes da população atual para criar soluções novas e melhores.

Assim como para a operação de seleção, há diversas técnicas que podem ser utilizadas para executar a recombinação, entretanto, em algumas situações, pode-se optar pela implementação de uma técnica que seja mais adaptada ao problema representado. De acordo com Sivanandam e Deepa (2008), os principais métodos de recombinação utilizados são cruzamento em ponto único de corte, em dois pontos de corte, em múltiplos pontos de corte, uniforme, com três genitores, com substituição reduzida, ordenado, com posições desordenadas, com preservação de precedência e parcialmente combinada. Um exemplo de criação de dois novos indivíduos a partir do cruzamento uniforme entre dois genitores pode ser observada na Figura 6.

Figura 6 – Exemplo de dois novos indivíduos gerados a partir da operação de cruzamento uniforme.



Fonte: (WIRSANSKY, 2020)

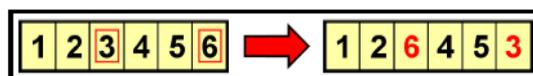
2.3.2.5 Operação de Mutação

A operação de mutação é a última etapa para estabelecimento da nova geração da população de soluções. O objetivo desta etapa é prevenir a convergência prematura ao transformar a informação genética de alguns cromossomos da população (MORIARITY, 2021).

Segundo Sivanandam e Deepa (2008), enquanto a recombinação tem o intuito de explorar as soluções atuais para gerar soluções melhores, esta etapa deve ajudar na exploração de todo o espaço de busca. A mutação pode ser observada como uma operação para evitar que a busca fique restrita a pontos de mínimo e máximo locais, além de preservar a diversidade genética da população, visto que introduz novas estruturas genéticas ao modificar aleatoriamente partes dos cromossomos.

De acordo com Wirsansky (2020), a operação de mutação ocorre usualmente a uma taxa de probabilidade muito baixa, uma vez que há risco de prejudicar a aptidão dos indivíduos em que é aplicada. Dessa forma, a taxa de mutação deve ser ajustada para garantir a diversidade genética da população, porém sem prejudicar o funcionamento apropriado do algoritmo genético. Os principais métodos de mutação são por inversão de bit, por permutação, por inversão de valores e por mudança de ordem. Um exemplo de mutação por permutação pode ser observado na Figura 7.

Figura 7 – Exemplo de mutação por permutação.



Fonte: (WIRSANSKY, 2020).

2.3.2.6 Verificação de critérios de parada

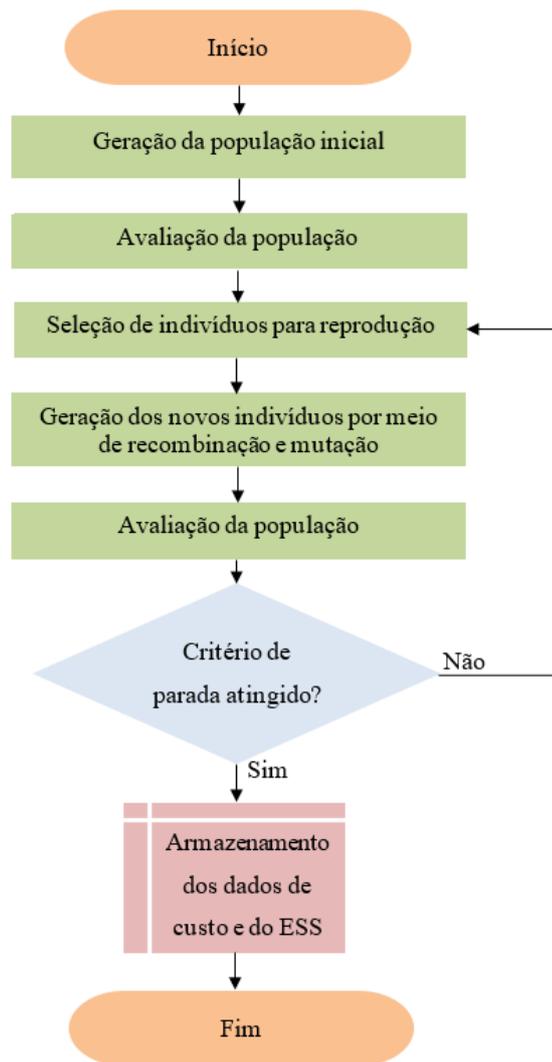
Para finalizar o processamento do algoritmo genético, é necessário definir os critérios de parada da simulação. De acordo com Sivanandam e Deepa (2008), os principais critérios de parada utilizados são:

- Número máximo de gerações: o processamento é finalizado quando a população atinge um número especificado de gerações.
- Tempo de processamento: o algoritmo será interrompido ao atingir o tempo de simulação pré-determinado.
- Constância da aptidão da população: caso não haja alteração no valor de aptidão do indivíduo mais bem avaliado por um número especificado de gerações, o processamento é encerrado.
- Gerações estagnadas: o algoritmo é interrompido, caso não haja melhora na avaliação da população em uma sequência de gerações consecutivas.
- Tempo limite de estagnação: o algoritmo é interrompido, caso não haja melhora na avaliação da população por um tempo pré-determinado de simulação.

Após a conclusão do processamento, o algoritmo pode apresentar as soluções que compõem a última geração da população, sendo as mais bem avaliadas as que melhor resolvem o problema apresentado.

O fluxograma apresentado na Figura 8 resume a sequência de processamento do algoritmo genético aplicado ao dimensionamento ótimo de ESS.

Figura 8 – Fluxograma do algoritmo de dimensionamento do ESS usando algoritmo genético.



Fonte: O autor (2021).

3 IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO DE ESS

Para viabilizar a aplicação da metodologia de dimensionamento, foi desenvolvida uma ferramenta utilizando código *Visual Basic for Applications* (VBA), de forma a auxiliar no levantamento de dados e na execução do algoritmo iterativo proposto. Inicialmente, foi necessário construir um banco de dados das usinas que compõem os conjuntos eólicos que tiveram sua geração restringida e um banco de dados com as informações dos aerogeradores instalados em cada conjunto.

Como pode ser observado na Figura 9, foi desenvolvida uma interface na qual é possível escolher as tecnologias de ESS que serão incluídas na avaliação, a subestação em que se pretende instalar o ESS, os valores mínimos e máximos de potência e capacidade. As referências para os valores mínimos e máximos de potência e capacidade são os maiores valores de potência e energia frustrada previstos. Em relação aos parâmetros do algoritmo genético, é possível escolher a taxa de mutação e o número máximo de gerações da população.

Figura 9 – Interface para aplicação da metodologia de dimensionamento de ESS de energia.

Fonte: O autor (2021).

As etapas de processamento da ferramenta serão detalhadas nas seções subsequentes, para os casos de execução por algoritmo genético ou por busca exaustiva.

3.1 PROCESSAMENTO DO ALGORITMO GENÉTICO

Caso o algoritmo de otimização executado seja o algoritmo genético, as seguintes etapas são realizadas:

- Geração da primeira população de soluções;
- Avaliação da população;
- Nova geração da população;
- Fim do processamento e apresentação dos resultados

Todo o processamento é repetido para cada tecnologia selecionada para análise. As etapas executadas pelo algoritmo são detalhadas nas seções seguintes.

3.1.1 Geração da primeira população de soluções

Na primeira etapa de processamento, é necessário gerar a população inicial de soluções de capacidade nominal e potência nominal. A quantidade de indivíduos da população se mantém fixa durante toda a simulação. Foram realizados testes com tamanhos da população entre 30 e 200 indivíduos, e foram obtidos resultados satisfatórios com tamanhos de população a partir de 100 indivíduos. Visando diminuir o esforço computacional e o tempo de processamento provenientes da execução do algoritmo, todas as simulações executadas neste trabalho foram realizadas com o tamanho da população igual a 120 indivíduos.

Conforme as expressões a seguir, os indivíduos da primeira geração são gerados aleatoriamente, de acordo com a capacidade nominal e potência nominal máximas, escolhidas inicialmente pelo usuário.

$$E_{NOMk} = E_{MIN} + r_k (E_{MAX} - E_{MIN}) \quad (13)$$

$$P_{NOMk} = P_{MIN} + r_k (P_{MAX} - P_{MIN}) \quad (14)$$

Onde:

E_{NOMk} , P_{NOMk} = Capacidade nominal e potência nominal do indivíduo k, em MWh e MW, respectivamente;

E_{MIN} , P_{MIN} = Capacidade nominal e potência nominal mínimas, escolhidas pelo usuário, em MWh e MW, respectivamente;

E_{MAX} , P_{MAX} = Capacidade nominal e potência nominal máximas, escolhidas pelo usuário, em MWh e MW, respectivamente;

r_k = Número aleatório, entre 0 e 1, para o indivíduo k.

3.1.2 Avaliação da população

Na etapa seguinte, é necessário avaliar a aptidão de cada indivíduo da população de acordo com a função de avaliação. Como o intuito da metodologia é o dimensionamento de um ESS que implique o mínimo custo global, os indivíduos melhor avaliados são aqueles que apresentarem o menor custo em relação aos demais indivíduos da população.

As etapas descritas a seguir são necessárias para o cálculo da função de avaliação e são repetidas para cada indivíduo da população.

3.1.2.1 Leitura dos registros de restrição de geração

A ferramenta faz uma varredura dos registros de restrição de geração relatados pelo ONS, arquivando informações como os dias e horários de início e fim da restrição, conjuntos eólicos cuja geração foi reduzida, as usinas que compõem cada conjunto, número de aerogeradores instalados, os modelos dos aerogeradores de cada usina e sua respectiva potência nominal. Estas informações serão utilizadas nas etapas de processamento subsequentes.

3.1.2.2 Determinação do número de aerogeradores em operação

Inicialmente, o intuito da ferramenta é o cálculo da geração de energia frustrada de cada usina, o que servirá de base para o dimensionamento do ESS. No Brasil, a referência para frustração de geração é obtida a partir da velocidade do vento e da curva de produtividade da usina eólica, fornecida pelos agentes proprietários, que são elaboradas a partir de dados medidos de geração e velocidade do vento pelo período de um ano (ANEEL, 2018).

Como as curvas de produtividade das usinas não estão disponíveis, neste trabalho foram utilizadas as curvas de potência *versus* velocidade do vento fornecidas pelos fabricantes dos aerogeradores no processo de integração das usinas ao SIN. Para representação da velocidade do vento, foram utilizados os dados coletados das torres anemométricas.

Visto que há ressalvas em relação à confiabilidade dos dados das torres anemométricas (ANEEL, 2018), foi realizada uma avaliação dos dados coletados e verificado que a supervisão da velocidade de vento esteve em falha em menos de 10% dos períodos de restrição para as usinas em análise. Já que a referência do índice de perda de dados permitido para medições de velocidade de vento no ato do Cadastramento e Habilitação Técnica com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é de dez por cento (MME, 2016), constatou-se que a confiabilidade dos dados é satisfatória para o desenvolvimento deste trabalho.

Para a estimativa correta da geração de energia frustrada, é necessário determinar o número de aerogeradores em operação no momento da restrição de geração. Para isso, a ferramenta realiza uma comparação entre a expectativa de potência gerada por cada aerogerador da usina para a velocidade do vento medida nos quinze minutos anteriores ao início da restrição e a potência de fato gerada.

Inicialmente, é calculado um coeficiente de geração eólica da usina, por meio da comparação entre o somatório da expectativa de potência gerada por cada modelo de aerogerador da usina, para a velocidade de vento medida, e a potência de fato gerada pela usina.

$$c_{eólica} = \frac{\sum n_i P_i(v_{vento})}{P_G} \quad (15)$$

Onde:

$c_{eólica}$ = Coeficiente de geração eólica da usina

n_i = Número de aerogeradores do modelo i instalados na usina;

v_{vento} = Velocidade de vento, em m/s;

P_i = Expectativa de potência gerada pelo modelo i de aerogerador para a velocidade de vento medida, em MW;

P_G = Potência de fato gerada pela usina, em MW.

Mediante a comparação deste coeficiente de geração eólica da usina com a quantidade de aerogeradores instalados, a ferramenta calcula o número de aerogeradores em operação e os que estão em manutenção, fazendo um arredondamento para cima, limitado ao número total de aerogeradores instalados na usina. Foi considerado que o número de aerogeradores em operação no início da restrição se mantém constante durante todo o período de limitação.

3.1.2.3 Determinação da potência produzível de cada usina

Uma vez determinado o número de aerogeradores em operação, a potência instantânea que cada usina poderia gerar durante o período de restrição, caso não houvesse limitação, é calculada utilizando a curva de potência *versus* velocidade do vento de seu respectivo modelo de aerogerador, por meio da multiplicação do número de aerogeradores em operação pela potência que cada um deles poderia gerar para a velocidade de vento verificada.

$$P_{PZV} = AG_{em\ operação} \cdot P_i(v_{vento}) \quad (16)$$

Onde:

P_{PZV} = Potência produzível pela usina, caso não houvesse limitação, em MW;

$AG_{em\ operação}$ = Número de aerogeradores em operação durante o período de restrição.

Vale destacar que, caso a usina possua mais de um modelo de aerogerador, a Equação 17 deve ser aplicada para cada modelo e a potência produzível pela usina será igual à soma da potência produzível por cada aerogerador.

A potência frustrada para cada instante do período de restrição será, portanto, a diferença entre a potência produzível da usina e a potência de fato gerada.

$$P_F = P_{PZV} - P_G \quad (17)$$

Nos casos em que houve falha de supervisão do dado de velocidade do vento, o último dado válido foi considerado para o cálculo da potência produzível e, conseqüentemente, para a potência frustrada.

3.1.2.4 Cálculo da Energia Frustrada

Após a determinação da potência produzível por cada usina, a energia frustrada em um determinado período de restrição pode ser estimada pelo somatório da potência frustrada ao longo do período de restrição.

$$E_F = T_F \sum_{n=0}^N P_{F_n} \quad (18)$$

Onde:

P_{F_n} = Potência frustrada para cada instante do período de restrição n , em MW.

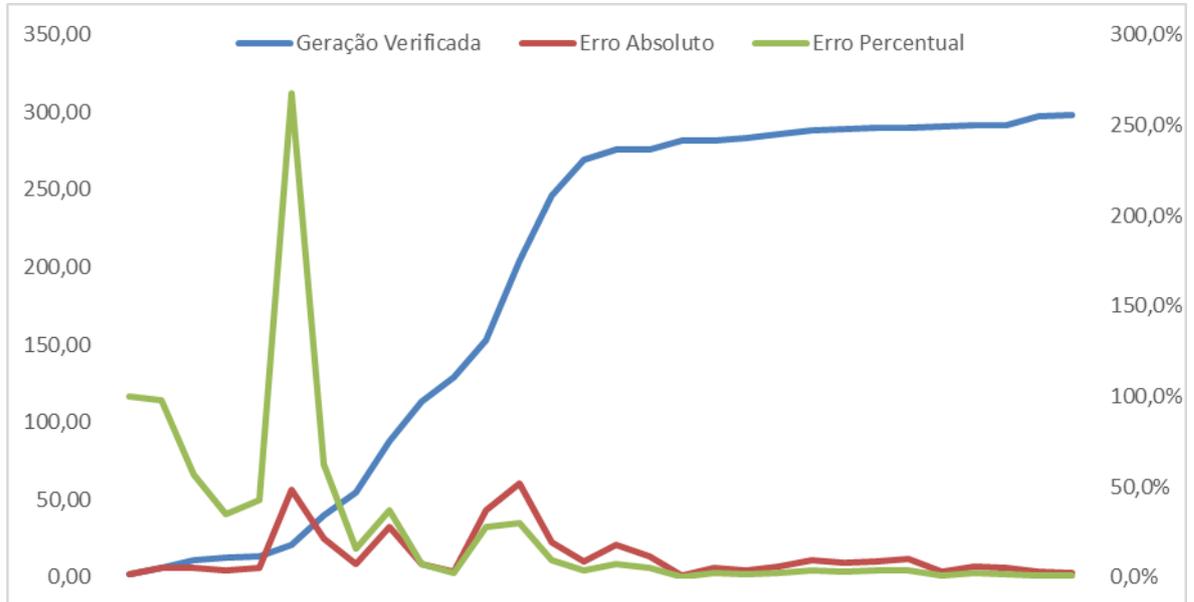
T_F = Período de restrição de geração, em horas.

Para avaliar a precisão desta metodologia de estimação da energia frustrada das usinas eólicas em questão, foram identificados períodos ao longo do ano em que não houve restrição de geração. Em seguida, foi calculada a energia produzível pelas usinas para verificar a exatidão da estimação em relação à energia produzida. Desta maneira, se calculou o erro absoluto de cada período selecionado usando $\Delta = |E_{PZV} - E_G|$. Em seguida, foi calculado o erro relativo entre a energia produzível estimada e a energia de fato produzida por $\delta = \frac{\Delta}{E_G}$. Foram selecionados períodos em que a geração produzida pelas usinas analisadas atingiu fator de capacidade médio entre 1% e 98%, desta maneira, varrendo a maior parte dos casos possíveis.

Como resultado, observou-se erro médio de 13,8 MWh para períodos de uma hora. Foi verificado também que o erro é significativamente menor para valores mais altos de fator de capacidade, quando as restrições de geração, objetos deste trabalho, têm maior probabilidade de ocorrência. Para fatores de capacidade médio superiores a 80%, foi observado que o erro

absoluto médio foi de 8,9 MWh, e o erro percentual de 3,2%, conforme representado pela Figura 10.

Figura 10 – Erro absoluto e percentual da previsão de energia gerada em relação à energia de fato gerado pela usina.



Fonte: O autor (2021).

Para cadastramento e habilitação técnica, as usinas eólicas precisam apresentar valores de produção anual de energia certificada com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior que 50% e 90% e da respectiva incerteza padrão (EPE; MME, 2017b). Como os níveis de acerto de previsão verificados são superiores aos padrões estabelecidos, conclui-se que o algoritmo estima com sucesso a energia produzível pelas usinas analisadas.

3.1.2.5 Cálculo da função de avaliação

A partir dos dados de energia frustrada levantados, é possível determinar os valores de energia compensável, energia que não foi compensada por insuficiência de potência do ESS, energia que não foi compensada por insuficiência de capacidade do ESS e energia de fato compensada pelo ESS, conforme expressões apresentadas no capítulo anterior.

Em seguida, são determinados o custo anualizado do ESS e o custo global para o sistema elétrico. Finalmente, é possível calcular a função de avaliação do indivíduo em relação ao restante da população, o que é feito por meio da comparação com os indivíduos que obtiveram o menor e o maior custos globais.

$$Aptidão_k = 1 - \frac{(C_k - C_{MIN})}{(C_{MAX} - C_{MIN})} \quad (19)$$

Onde:

$Aptidão_k$ = Valor da função de avaliação do indivíduo k;

C_k = Custo global para a solução k, em US\$;

C_{MIN} = Menor custo global de toda a população atual, em US\$;

C_{MAX} = Maior custo global de toda a população atual, em US\$.

3.1.3 Nova geração da população

Após avaliar a aptidão de cada indivíduo da população, uma nova geração deve ser concebida, onde os indivíduos com maior aptidão terão maior probabilidade de reprodução. As etapas descritas a seguir são realizadas para cada indivíduo da nova geração.

3.1.3.1 Seleção

Os genitores de cada indivíduo da nova geração são selecionados de acordo com sua aptidão. Um número aleatório entre 0 e 1 é usado para multiplicar a soma do valor de aptidão de toda a população, e obter um valor que será utilizado para selecionar um dos indivíduos para reprodução.

$$ValorDeSeleção = r \sum_k Aptidão_k \quad (20)$$

Onde:

ValorDeSeleção = Valor intermediário utilizado para seleção de cromossomos para reprodução;

r = Número aleatório, entre 0 e 1.

Em seguida, um código iterativo soma o valor da aptidão de todos os indivíduos e o compara com o resultado anterior. Caso o somatório se torne maior, o indivíduo cujo valor de aptidão foi o último incluído no somatório será selecionado para reprodução.

Como pode ser observado, os indivíduos com maior resultado da função de avaliação têm maior probabilidade de serem selecionados, uma vez que seus valores de aptidão são maiores. Com isso, esses indivíduos têm mais chance de que, ao ser incluído na soma iterativa, seus valores de aptidão façam com que o somatório supere o *ValorDeSeleção* previamente determinado.

3.1.3.2 Recombinação

Após selecionar os genitores do novo indivíduo para a geração seguinte, os principais genes são gerados por meio do processo de recombinação. Neste trabalho, o foco principal é a determinação da potência nominal e da capacidade nominal do ESS. Portanto, o método de

recombinação escolhido foi a concepção desses genes pela média dos genes dos cromossomos selecionados como pai e mãe.

$$E_{NOM}(filho) = \frac{E_{NOM}(pai) + E_{NOM}(mãe)}{2} \quad (21)$$

$$P_{NOM}(filho) = \frac{P_{NOM}(pai) + P_{NOM}(mãe)}{2} \quad (22)$$

Onde:

$E_{NOM}(filho)$, $E_{NOM}(pai)$, $E_{NOM}(mãe)$: Capacidade nominal dos indivíduos filho, pai e mãe, respectivamente, em MWh;

$P_{NOM}(filho)$, $P_{NOM}(pai)$, $P_{NOM}(mãe)$ = Potência nominal dos indivíduos filho, pai e mãe, respectivamente, em MW.

3.1.3.3 Mutação

Como parte do processo de reprodução, a mutação seleciona alguns cromossomos que sofrerão a mutação de um de seus genes, a uma taxa de mutação definida pelo usuário que varia de 0 a 1. O algoritmo gera um número aleatório entre 0 e 1 e o compara com a taxa de mutação escolhida. Caso o número aleatório seja menor, o cromossomo deverá sofrer mutação. Caso contrário, os genes do cromossomo permanecerão aqueles definidos pelo processo de recombinação.

Em seguida, deve-se determinar qual gene deverá passar pelo processo de mutação. Um novo número aleatório entre 0 e 1 é gerado, o qual será usado para definir se a capacidade nominal ou a potência nominal sofrerá mutação, cada um com 50% de probabilidade. Se o número aleatório for inferior a 0,5, a potência nominal será escolhida e, caso contrário, a capacidade nominal será selecionada.

Para o gene selecionado será atribuído um novo valor aleatório, entre os valores máximo e mínimo permitidos para o gene, em processo análogo ao que foi realizado para a geração da população inicial.

3.1.4 Fim do processamento e apresentação dos resultados

De forma iterativa, o algoritmo repete as etapas de geração e avaliação da população, até que o número máximo de gerações, definido pelo usuário, seja atingido. Em seguida, todo o processamento é realizado novamente para a próxima tecnologia de ESS, caso mais de uma tenha sido selecionada para análise.

Por fim, a ferramenta apresenta os seguintes dados das soluções constantes na última geração processada, para cada tecnologia analisada, classificadas de acordo com o menor custo global para o sistema elétrico:

- Capacidade nominal e potência nominal do ESS;
- Energia anual compensável;
- Energia anual que não foi compensada por insuficiência de potência do ESS;
- Energia anual que não foi compensada por insuficiência de capacidade do ESS;
- Energia anual compensada pelo ESS;
- Custo anual do ESS;
- Custo global para o sistema elétrico.

3.2 PROCESSAMENTO DO ALGORITMO POR BUSCA EXAUSTIVA

O algoritmo por busca exaustiva é iniciado com a determinação da primeira solução analisada, a qual é definida pelo usuário de acordo com a potência e a capacidade mínima especificadas na interface da ferramenta. O custo total para o sistema desta solução é calculado de maneira análoga à etapa de avaliação do algoritmo genético.

Em seguida, a ferramenta inicia a varredura das possibilidades de ESS, variando a potência e a capacidade nominal, até os valores máximos definidos pelo usuário e avaliando o custo global para cada alternativa. Caso uma solução seja encontrada com custo inferior aos das soluções analisadas anteriormente, ela passará a ser classificada como a melhor solução possível.

A varredura das possibilidades de solução é realizada inicialmente pela fixação da potência nominal do ESS. Em seguida, a capacidade nominal é variada do valor mínimo até o máximo especificados, sendo cada possibilidade avaliada e a que apresentar o menor custo é a que permanecerá armazenada como melhor solução. Logo após, a potência nominal é incrementada em 1% e o processamento se repete, até que a potência nominal atinja o valor máximo definido pelo usuário.

Ao final do processamento, a ferramenta irá exibir os seguintes dados da solução que apresentar o menor custo global para o sistema elétrico.

- Capacidade nominal e potência nominal do ESS;
- Energia anual compensável;
- Energia anual que não foi compensada por insuficiência de potência do ESS;
- Energia anual que não foi compensada por insuficiência de capacidade do ESS;

- Energia anual compensada pelo ESS;
- Custo anual do ESS;
- Custo global para o sistema elétrico.

Finalmente, todo o processamento é repetido para cada tecnologia selecionada para análise.

4 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Visando avaliar a aplicabilidade da metodologia proposta, o algoritmo foi empregado no dimensionamento de ESS hipotéticos para escoamento da geração renovável intermitente de usinas instaladas no SIN. Para identificação de quais usinas poderiam se beneficiar da instalação de um ESS, foram levantados os registros de restrição de geração realizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) ao longo do ano de 2018.

Desta forma, a partir dos dados coletados, subestações foram selecionadas para avaliar a possibilidade de instalação dos ESS por meio da aplicação da metodologia de dimensionamento desenvolvida. Após o processo de seleção da subestação, foi possível analisar o desempenho da ferramenta e, em seguida, simular a operação do sistema elétrico, considerando a operação dos ESS dimensionados.

4.1 SELEÇÃO DE SUBESTAÇÕES PARA INSTALAÇÃO DO ESS

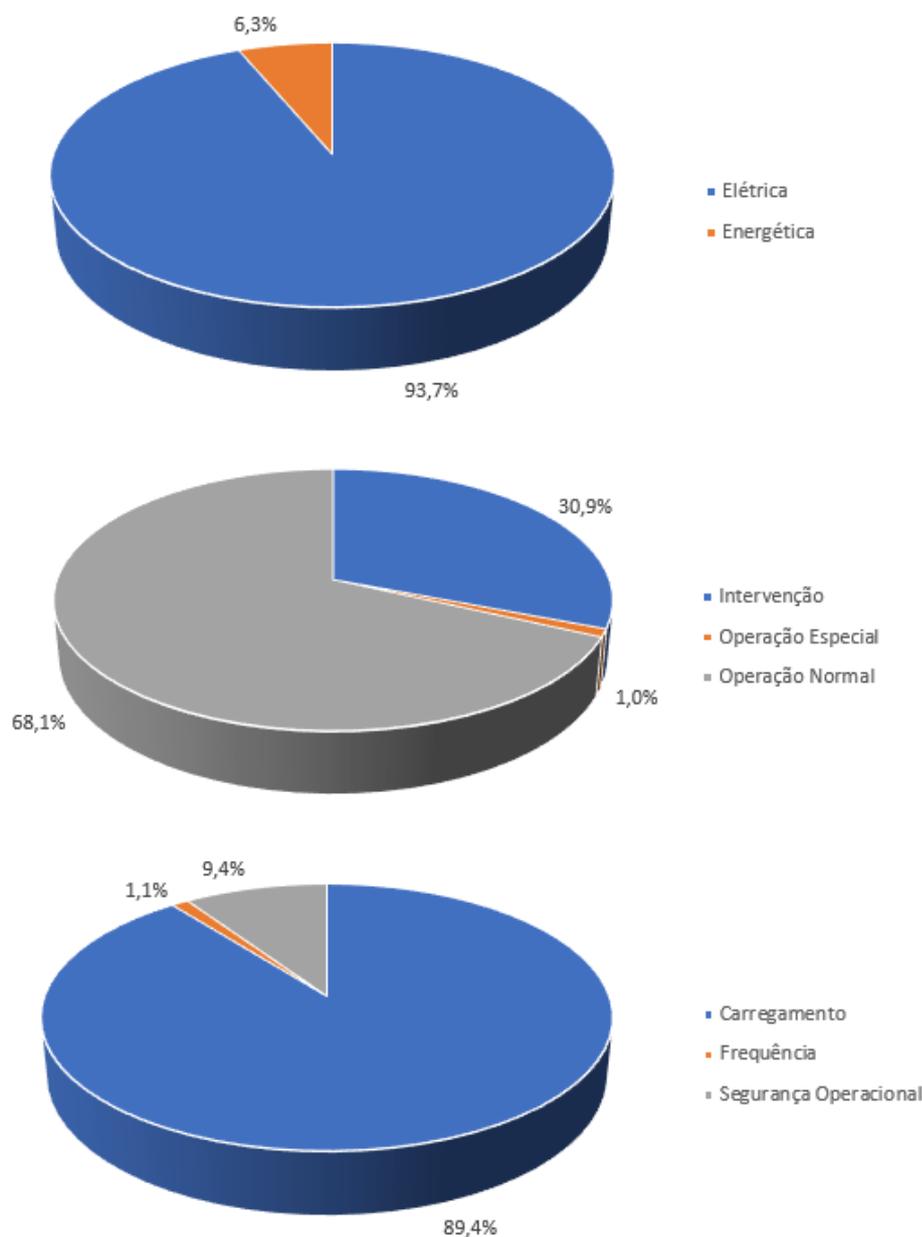
Após realizar o levantamento e processamento dos dados, verificou-se que houve 1325 registros de limitação de geração renovável no SIN em 2018. Foi apurado que as restrições de geração ocorreram por razão predominantemente elétrica (93,7%) em relação às restrições de razão energética (6,3%), como pode ser observado na Figura 11.

Adicionalmente, verificou-se que a maior parte das restrições de geração ocorreram em operação normal ou devido à realização de intervenções com desligamento de equipamentos do SIN, como pode ser verificado na Figura 11. Houve registro, ainda, de limitação de geração devido à realização de eventos de grande porte, como Eleições, Copa do Mundo e Carnaval, em que são tomadas medidas de segurança mais restritivas.

Conforme observado na Figura 11, as restrições de geração renovável em 2018 ocorreram majoritariamente para realização de controle de carregamento (89,4%), ou seja, para evitar ou eliminar sobrecarga nos equipamentos da Rede de Operação. Em 9,4% dos registros, as limitações ocorreram para evitar riscos à segurança operacional do SIN e apenas 1,1% das restrições foram realizadas para manter a frequência do SIN dentro dos limites operativos. Não houve registros de limitação de geração para controle de tensão no ano em estudo.

Com base nos dados levantados, buscou-se identificar uma subestação em que a instalação de um ESS seria mais vantajosa para as usinas conectadas ao seu barramento. Foi verificado que as usinas conectadas a uma subestação 230/138 kV localizada na Bahia, denominada Subestação A, apresentaram o maior número de registros de limitação de geração renovável, totalizando 195 ocorrências no ano estudado.

Figura 11 – Tipos e causas de restrição de geração renovável intermitente registrada em 2018.



Fonte: O autor (2021).

Após uma análise mais aprofundada, verificou-se que os registros de restrição de geração das usinas conectadas à Subestação A ocorreram, predominantemente, em operação normal (94% dos casos) e foram realizados em sua totalidade para controle de carregamento (100% dos casos), para eliminar sobrecarga em linhas de transmissão próximas à subestação, o que indica uma limitação local da rede de escoamento de geração. Adicionalmente, foi observado que as usinas conectadas a esta subestação possuem valor elevado de potência instalada, totalizando 303 MW, o que contribui para a possibilidade de instalação de um ESS nesta subestação.

Os dados levantados indicam que a subestação selecionada tem potencial favorável para a instalação de um ESS, de modo a contribuir para o escoamento da geração renovável a ela

conectada. Desta maneira, esta subestação foi escolhida para ser um dos locais de instalação para aplicação da metodologia desenvolvida para dimensionamento de ESS.

Buscando uma outra subestação para aplicação da metodologia de dimensionamento de ESS, foi identificado que uma subestação 230/69 kV, também localizada no estado da Bahia, denominada Subestação B, apresenta características distintas da selecionada anteriormente. O mapa geoeletrico da região onde as subestações A e B estão localizadas pode ser observado na Figura 12. Na Subestação B, das 56 ocorrências de restrição de geração registradas no ano de estudo, 71% aconteceram para controle de carregamento, ou seja, para evitar ou eliminar sobrecargas em linhas de transmissão próximas à subestação.

Figura 12 – Mapa geoeletrico do estado da Bahia, onde as subestações selecionadas para avaliação estão localizadas. As linhas de transmissão de 500 kV são representadas em vermelho, enquanto as de 230 kV são representadas em verde.



Fonte: (ONS, 2021).

Entretanto, os 29% dos registros de limitação de geração restantes ocorreram para resguardar a segurança operacional do SIN. Nestas ocasiões, a geração foi restringida de modo a manter o intercâmbio entre as regiões dentro de determinados limites, para evitar blecautes em caso de contingências de linhas de transmissão de interligação entre as regiões do SIN.

Verificou-se também que 32% dos registros de geração conectada à Subestação B aconteceram durante a realização de intervenções, em que equipamentos do SIN foram desligados para manutenção, o que impactou a capacidade de escoamento da geração renovável da área. Os 68% dos registros de limitação de geração restantes ocorreram em operação normal, em que todos os equipamentos necessários para transmissão se encontravam em operação.

Desta forma, esta subestação também foi selecionada para aplicação da metodologia de dimensionamento de ESS, visando avaliar sua aplicabilidade a diferentes cenários de restrição de geração.

4.2 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

Para aplicação do algoritmo de dimensionamento de ESS, foi considerado que a probabilidade de restrição de geração das usinas analisadas se manterá igual à ocorrida em 2018 nos anos subsequentes e que não haverá obras de transmissão significativas na região que impactem a limitação registrada.

Com relação às tecnologias analisadas, as que mais se desenvolveram nos últimos anos, de acordo com a EPE (2019), e que apresentam maior participação no mercado são as baterias de Chumbo-Ácido, íons de Lítio, Sódio-Enxofre e de Fluxo-Redox. Nas simulações deste trabalho, estas serão as tecnologias avaliadas. Entretanto, vale destacar que a ferramenta desenvolvida permite avaliar qualquer tecnologia de armazenamento, desde que os dados de custos, RTE e tempo de vida útil estejam disponíveis.

Também é importante que o analista avalie se a tecnologia selecionada possui alguma limitação técnica que inviabilize sua escolha para a aplicação desejada, como tempo de resposta, potência mínima e máxima, capacidade mínima e máxima ou qualquer outro requisito técnico que julgue ser relevante. Segundo a EPE (2019), cada tecnologia possui diferentes características e vocações e, conseqüentemente, as comparações técnicas devem ser realizadas de acordo com o caso estudado, visto que a viabilidade de cada solução deve ser analisada conforme a aplicação desejada.

Os dados de custos, eficiência e tempo de vida útil das tecnologias de armazenamento analisadas estão apresentados na Tabela 1.

Tabela 1: Dados de custos, eficiência e tempo de vida útil das tecnologias de armazenamento analisadas.

Tecnologia	Sódio-Enxofre	Íons de Lítio	Chumbo-Ácido	Fluxo-Redox
Custo p/ Capacidade (\$/kWh)	592	285	387	573
Custo p/ Potência (\$/kW)	306	306	306	306
Custo fixo de O&M (\$/kW anual)	10	10	10	10
Eficiência RTE	0,75	0,86	0,72	0,675
Tempo de vida útil (anos)	13,5	10	2,6	15

Fonte: (DOE, 2019).

Para representação do custo de geração para compensação da energia frustrada, foram utilizados valores entre 0 e 2000 US\$/MWh, para que seja possível observar a partir de qual valor de custo associado à geração de usinas convencionais a instalação de um ESS se tornaria viável.

Como resultado, a ferramenta fornece os custos de todas as possíveis soluções de ESS para as tecnologias selecionadas, em ordem crescente de custo global para o sistema elétrico. Neste trabalho, as simulações que foram executadas utilizando algoritmo genético foram realizadas com os seguintes parâmetros internos:

- Tamanho da população: 120 indivíduos;
- Taxa de mutação: 0,01;
- Número máximo de gerações: 500 gerações.

Conforme apresentado nos capítulos anteriores, o algoritmo por busca exaustiva não necessita de ajustes de parâmetros internos. Em todas as simulações executadas, para ambos os algoritmos, as tecnologias selecionadas para análise foram: baterias de íons de Lítio, Chumbo-Ácido, Fluxo-Redox e Sódio-Enxofre.

4.2.1 Análise dos Resultados

Com o objetivo de comparar o desempenho dos algoritmos de otimização desenvolvidos, simulações iniciais foram executadas com o método por algoritmo genético e com o método por busca exaustiva para o dimensionamento de um ESS instalado na Subestação A, considerando o custo de geração de usinas convencionais igual a US\$350. Os resultados obtidos estão apresentados na Tabela 2.

Tabela 2: Resultados obtidos para o dimensionamento de um ESS, utilizando algoritmo genético (AG) e algoritmo por busca exaustiva (BE).

Resultado	Sódio-Enxofre		Íons de Lítio		Chumbo-Ácido		Fluxo-Redox	
	AG	BE	AG	BE	AG	BE	AG	BE
Potência nominal (MW)	24,4	16,0	53,2	52,4	0	0	38,1	29,6
Capacidade nominal (MWh)	79,2	58,8	303,5	302,4	0	0	131,3	109,2
Economia do custo anual do sistema elétrico (%)	0,29	0,39	7,55	7,56	0	0	1,47	1,53

Fonte: O autor (2021).

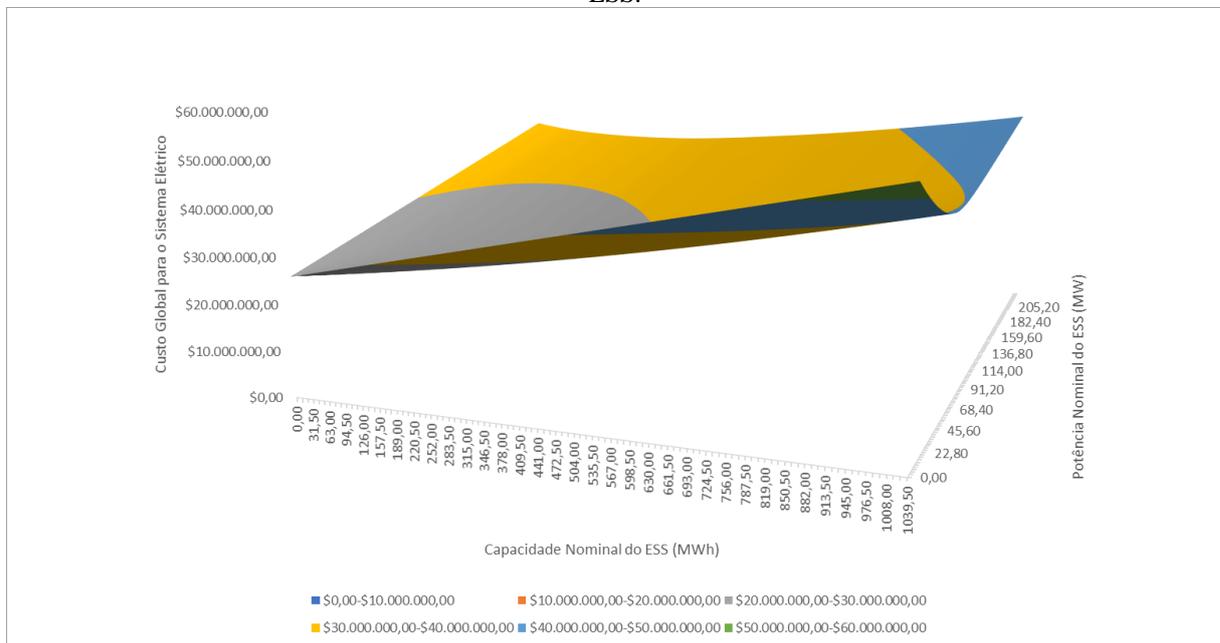
Como pode ser observado na Tabela 2, ambos os algoritmos apresentaram resultados iguais para as baterias de chumbo-ácido, ou seja, não foram encontradas soluções viáveis de armazenamento para esta tecnologia no cenário analisado. Para as demais tecnologias, ambos

os algoritmos obtiveram soluções viáveis para o cenário estudado, entretanto, percebe-se que o método por busca exaustiva apresentou resultados melhores, que implicam maior economia ao custo global, mesmo com o dimensionamento de ESS menores em potência e capacidade em relação aos dimensionados pelo algoritmo genético.

Utilizando os resultados do algoritmo por busca exaustiva como referência, os resultados obtidos pela execução do algoritmo genético apresentaram erro médio de -7% para a economia gerada pela melhor solução dimensionada.

Para aprofundar a análise em relação aos resultados apresentados pelos algoritmos de otimização desenvolvidos, a tecnologia que apresentou os melhores resultados, as baterias de íons de Lítio, foi utilizada para avaliar se as melhores soluções dimensionadas de fato se encontravam na região de mínimo custo global para o sistema elétrico. Como pode ser observado na Figura 13, as soluções dimensionadas para esta tecnologia encontram-se na região do gráfico que apresentaram menor valor ao custo para o sistema elétrico, representada em cinza, indicando a capacidade da ferramenta de buscar o ponto mínimo global para os cenários avaliados.

Figura 13 - Custo Global para o Sistema Elétrico em função da Capacidade Nominal e Potência Nominal do ESS.

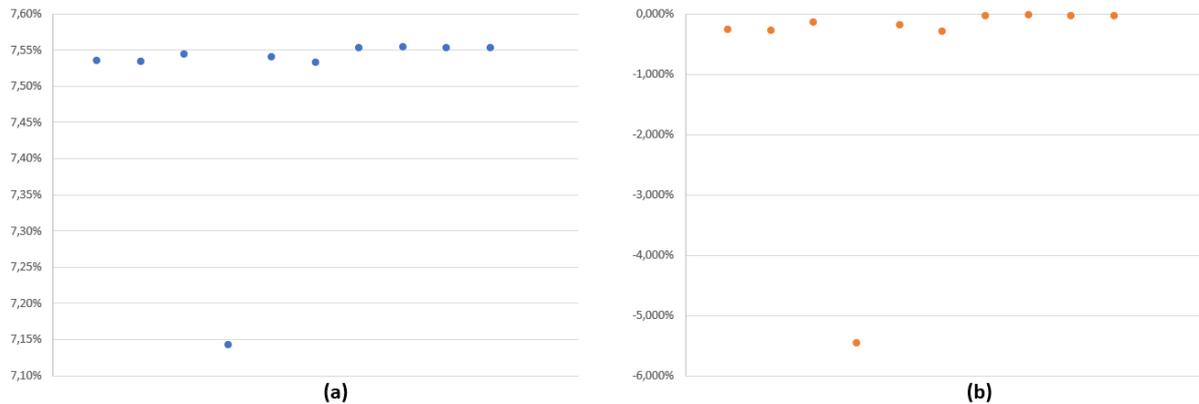


Fonte: O autor (2021).

Utilizando o mesmo cenário e as baterias de íons de Lítio como tecnologia selecionada para o ESS, o algoritmo genético foi executado dez vezes para comparação com os resultados obtidos pela execução do algoritmo por busca exaustiva. Os resultados das simulações quanto à economia gerada estão apresentados na Figura 14, bem como o erro em relação à economia gerada pela solução dimensionada pelo algoritmo por busca exaustiva. De acordo com os dados

levantados, as soluções dimensionadas pelo algoritmo genético em cada execução apresentaram erros entre -0,03% e -5,46%, totalizando erro médio de -0,67%.

Figura 14 – (a) Economia gerada pela solução de armazenamento dimensionada em cada execução do algoritmo genético; (b) Erro da economia gerada com a solução dimensionada pelo algoritmo genético em relação à economia gerada com a solução dimensionada pelo algoritmo por busca exaustiva.



Fonte: O autor (2021).

Vale destacar que, apesar de ter gerado melhores resultados, o funcionamento do algoritmo por busca exaustiva depende da escolha do passo de incremento para a potência nominal e capacidade nominal das soluções. Neste trabalho, o passo de incremento utilizado foi de 1%. Valores maiores resultam em menor precisão no dimensionamento do ESS, enquanto reduzem o esforço computacional. Em contrapartida, valores menores resultam em maior precisão, enquanto elevam o tempo de processamento.

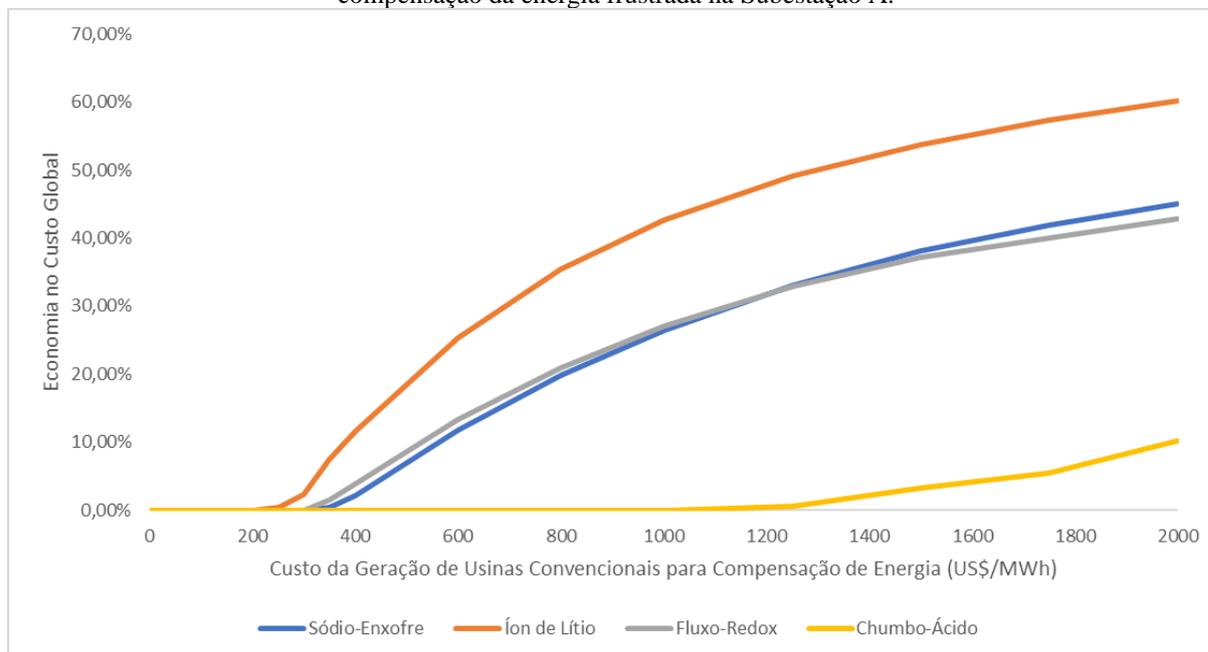
Quanto à performance da ferramenta, foi verificado que o algoritmo genético é capaz de apresentar os resultados da simulação após três a quatro horas de execução, a depender dos parâmetros internos escolhidos, enquanto o método por busca exaustiva requer maior esforço computacional, sendo necessárias sete a oito horas de processamento. O *hardware* utilizado para execução das simulações foi um computador com processador Intel Core i7-6600U, memória RAM de 8,0 Gb e sistema operacional Windows 10 de 64 bits.

4.2.2 Avaliação das Tecnologias de Armazenamento Usando a Metodologia Proposta para a Subestação A

Com o intuito de examinar o desempenho das tecnologias de armazenamento, diversos cenários foram simulados para a Subestação A, com o custo de geração das usinas convencionais para compensação da energia frustrada variando entre US\$0 e US\$2000. Como o objetivo desta análise inicial é apenas constatar se há soluções viáveis para cada cenário, o método por algoritmo genético foi utilizado, dado que apresentou menor tempo de

processamento. Os resultados em relação à economia do custo anual do sistema elétrico para cada tecnologia avaliada podem ser observados na Figura 15.

Figura 15 – Economia no custo global para o sistema elétrico considerando a instalação de cada tecnologia para compensação da energia frustrada na Subestação A.



Fonte: O autor (2021).

Conforme verificado na Figura 15, as baterias de chumbo-ácido apresentaram os piores resultados quanto à viabilidade de soluções de armazenamento para os casos estudados, em função de seus valores relativamente baixos de RTE e tempo de vida. De acordo com as simulações realizadas, a instalação de baterias de chumbo-ácido só seria vantajosa para cenários em que os custos de geração das usinas convencionais para compensação da energia frustrada ultrapassassem US\$1250.

Já as baterias de Fluxo-Redox e de Sódio-Enxofre apresentaram resultados intermediários, com soluções viáveis para cenários a partir de US\$325 e US\$350, respectivamente, de custos de geração das usinas convencionais.

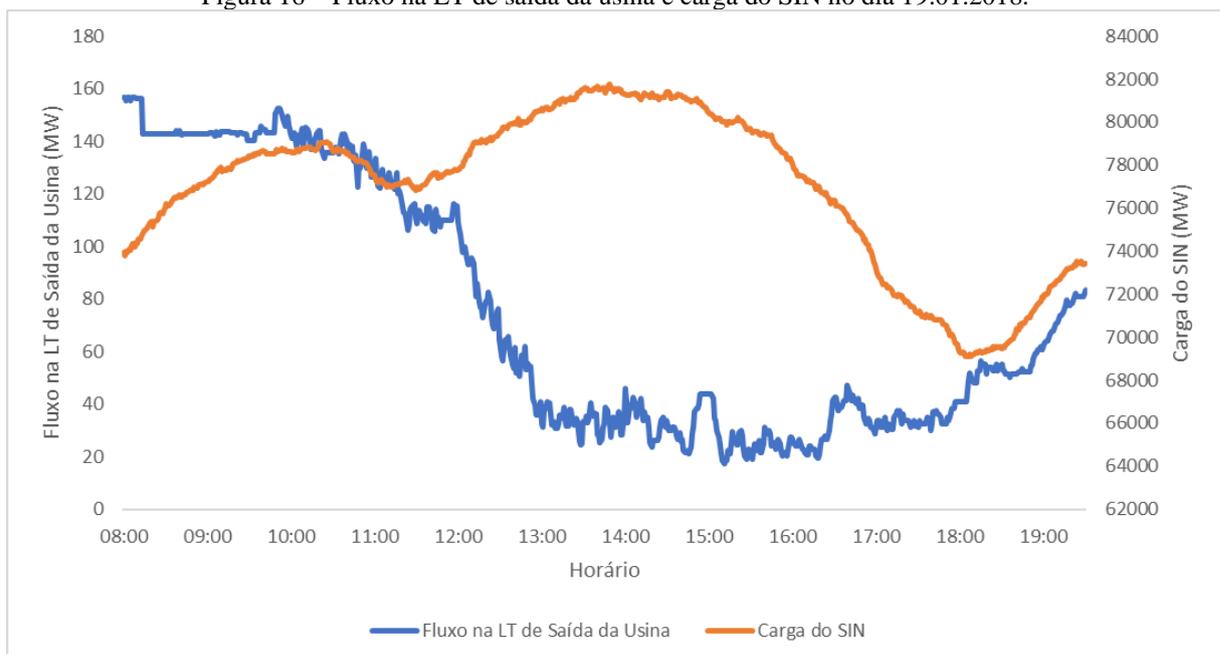
Em contrapartida, de acordo com as simulações executadas, as baterias de íons de Lítio obtiveram os melhores resultados, proporcionando maior economia ao custo global do sistema, com soluções viáveis a partir de cenários com US\$240 de custos de geração das usinas convencionais. Segundo a EPE (2019), a maioria das instituições de pesquisa do setor apontam esta tecnologia como a alternativa mais viável para aplicação no sistema elétrico. Dentre os principais fatores para a expectativa relacionada às baterias de íons de Lítio, destacam-se a inserção de veículos elétricos na matriz mundial de transportes e sua utilização em equipamentos eletrônicos, o que deve contribuir para o barateamento da tecnologia.

Para aprofundar as análises quanto à possibilidade da instalação de baterias de íons de Lítio na subestação selecionada, o método por busca exaustiva foi escolhido para realização de novas simulações, visto que este algoritmo apresentou os melhores resultados, conforme Tabela 2. Utilizando um dos cenários mais conservadores onde se constatou viabilidade de utilização de baterias de íons de Lítio, com US\$ 250 de custo de geração de usinas convencionais para compensação da energia frustrada, a ferramenta apresentou como melhor solução um banco de baterias com 67,2 MWh de capacidade e 13,68 MW de potência nominal.

Para observar como a solução dimensionada poderia atuar na compensação da energia eólica frustrada, a operação do ESS foi simulada para um dia em que houve restrição de geração nas usinas analisadas. O dia selecionado para análise foi 19 de janeiro de 2018, em que, às 08h14min, a usina teve sua geração reduzida de 155 MW para 142 MW, ficando limitada neste valor até 09h50min do mesmo dia, para controle de carregamento de linhas de transmissão próximas às usinas.

Conforme observado na Figura 16, o período de restrição pode ser facilmente identificado no gráfico como o intervalo em que o fluxo de potência ativa na linha de transmissão (LT) de saída da usina torna-se constante e igual a 142 MW. Através da representação da carga total do SIN, percebe-se que a restrição ocorre em um momento de demanda crescente do sistema. Entretanto, quando a carga do SIN apresenta o valor máximo do dia, verificado às 13h49min, a geração da usina, já sem restrição, encontra-se no patamar de fornecimento de energia mais baixo registrado no dia.

Figura 16 – Fluxo na LT de saída da usina e carga do SIN no dia 19.01.2018.

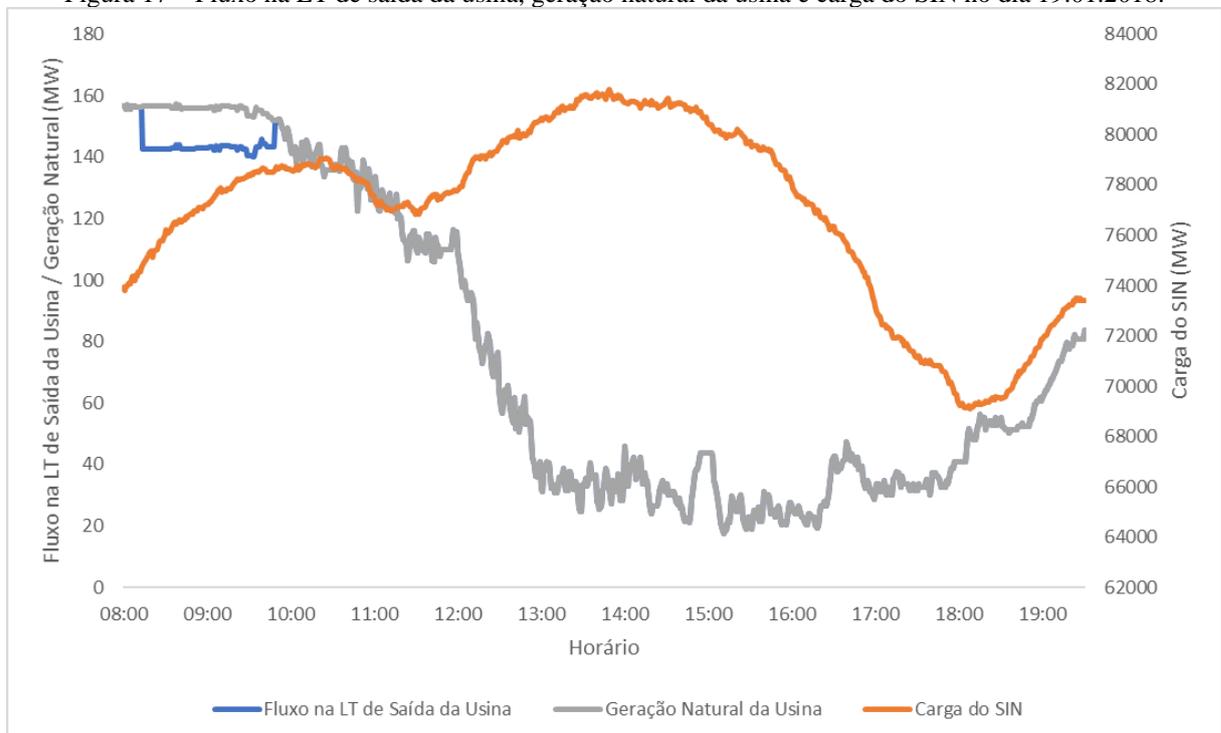


Fonte: O autor (2021).

Portanto, de acordo com os dados analisados, a operação do sistema elétrico se beneficiaria significativamente de um ESS instalado na subestação selecionada neste dia, uma vez que foi necessário restringir a geração das usinas em um período de carga crescente, enquanto no período de carga máxima, em que o sistema mais demanda de energia, a geração verificada da usina estava no menor patamar do dia.

Ao projetar a curva natural de geração da usina, caso não houvesse restrição de geração, percebe-se que a limitação ocorreu no período de maior potencial eólico do dia, conforme Figura 17. A potência média restringida durante o período de limitação foi de 12,9 MW, totalizando 20,9 MWh de energia frustrada em 1h37min de operação.

Figura 17 – Fluxo na LT de saída da usina, geração natural da usina e carga do SIN no dia 19.01.2018.



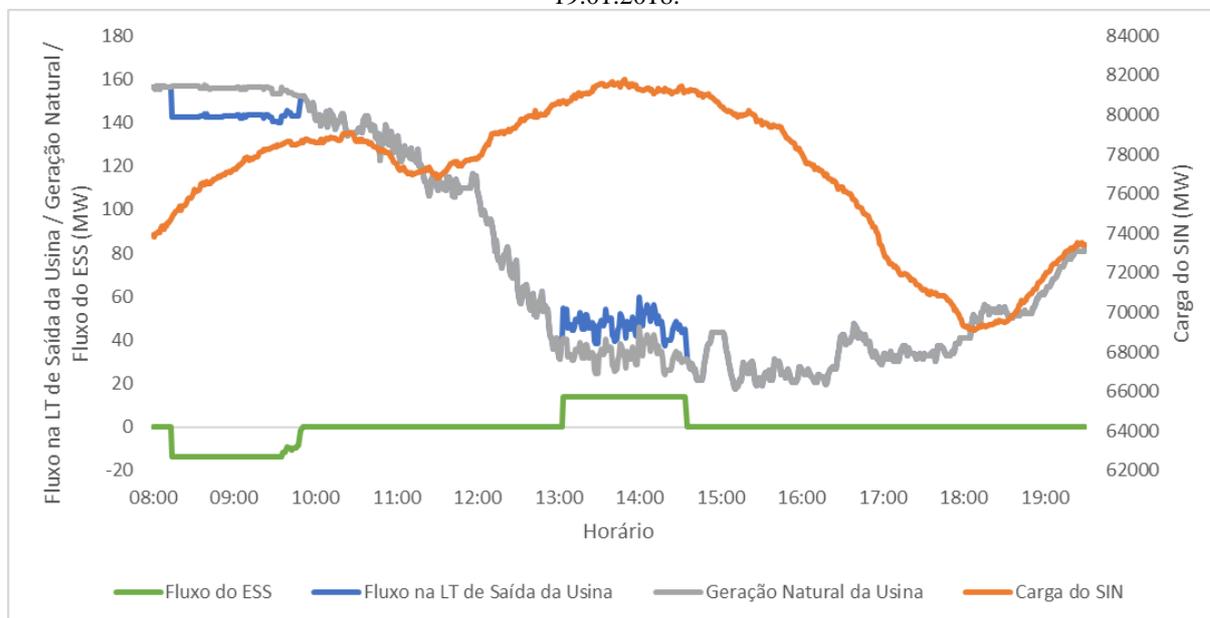
Fonte: O autor (2021).

Finalmente, considerando a instalação de um ESS conforme dimensionado, verifica-se que as baterias seriam capazes de fornecer a energia frustrada no momento de pico de demanda do sistema. Desta forma, ao traçar o fluxo de potência ativa de saída do ESS, as baterias seriam carregadas durante o período de restrição com o excedente de geração e poderiam ser descarregadas três horas mais tarde, para auxílio no atendimento à carga do SIN, como pode ser observado na Figura 18.

Com a solução indicada, é previsto que o ESS seja capaz de compensar 10.267 MWh anuais, correspondentes a 10,3% da energia frustrada anualmente, o que implicaria uma economia de pelo menos 0,37% ao custo global para o sistema elétrico por ano relativo à restrição de geração eólica das usinas conectadas à subestação selecionada. Com base nesses

dados e nas simulações realizadas, foi possível demonstrar como a instalação de um ESS pode contribuir para o escoamento de geração renovável intermitente e para a operação do sistema elétrico como um todo.

Figura 18 – Fluxo na LT de saída da usina, geração natural da usina, fluxo do ESS e carga do SIN no dia 19.01.2018.



Fonte: O autor (2021).

4.2.3 Avaliação das Tecnologias de Armazenamento Usando a Metodologia Proposta para a Subestação B

Para verificar a aplicabilidade de instalação de um ESS no auxílio ao escoamento de geração das usinas conectadas à Subestação B, novas simulações foram executadas de forma semelhante ao que foi realizado anteriormente para a Subestação A. Com o intuito de examinar o desempenho das tecnologias de armazenamento, diversos cenários foram simulados com o custo de geração das usinas convencionais para compensação de energia variando entre US\$0 e US\$2000, utilizando algoritmo genético.

Após a conclusão das simulações, nenhuma solução de armazenamento economicamente viável foi identificada em nenhum dos cenários analisados. Ao aprofundar a análise, verificou-se que a instalação de um ESS nesta subestação só seria economicamente viável a partir do custo de geração das usinas convencionais de US\$3650, selecionando como tecnologia de armazenamento as baterias de íons de Lítio, como pode ser observado na Figura 19. Vale ressaltar que este valor de custo de geração das usinas convencionais é muito superior ao escopo definido inicialmente, o que indica que a instalação de um ESS para escoamento da

geração conectada a esta subestação não é vantajosa para minimização do custo global do sistema elétrico.

Figura 19 – Economia no custo global para o sistema elétrico considerando a instalação de cada tecnologia para compensação da energia frustrada na Subestação B.



Fonte: O autor (2021).

Alguns fatores contribuem para o resultado obtido, sendo o principal deles o montante de restrição de geração anual previsto para a Subestação B. Além de possuir 70% a menos de registros de limitação de geração anuais do que as usinas conectadas à Subestação A no ano estudado, os períodos de restrição de cada ocorrência da Subestação B são também menores, com 5h28min em média contra 8h40min da Subestação A. Conseqüentemente, a energia restringida em cada ocorrência da Subestação B é também menor, com 313 MWh em média contra 531 MWh da Subestação A, equivalente a 41% a menos.

Outro fator a ser considerado na análise é a natureza das restrições de geração das usinas conectadas à Subestação B. Percebe-se que 32% dos registros de limitação ocorreram devido à realização de intervenções com desligamento de equipamentos do SIN. Nestas situações, o analista deve avaliar a possibilidade de desconsiderar estes registros da análise, caso se verifique que os desligamentos que motivaram as restrições não se tratam de manutenções periódicas, que devem ser realizadas todos os anos, ou caso se tratem de desligamentos que poderiam ser programados para momentos mais oportunos, em épocas do ano com velocidade de vento média mais baixa, de modo a evitar cortes de geração.

Desta forma, caso se configure que os registros de geração motivados pela realização de intervenções devam ser desconsiderados, com base nos critérios mencionados anteriormente, a constatação de que a instalação de um ESS para escoamento da geração conectada à

Subestação B não é vantajosa para minimização dos custos do sistema elétrico se torna ainda mais fundamentada, visto que a previsão de restrição de geração anual das usinas conectadas a esta subestação será reduzida ainda mais.

Portanto, pode-se concluir que não há soluções de armazenamento economicamente viáveis para instalação na Subestação B, com base na restrição de geração eólica anual prevista para as usinas conectadas a esta subestação.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho foi desenvolvida uma proposta de metodologia para dimensionamento de ESS em larga escala, visando o escoamento e maior participação de geração renovável intermitente no SIN. As conclusões e as propostas de trabalhos futuros são detalhadas nas seções subsequentes.

5.1 CONCLUSÕES

A metodologia para dimensionamento de ESS em larga escala proposta neste trabalho foi desenvolvida visando o escoamento e maior participação de geração renovável intermitente no SIN. Para tal, foram estabelecidos métodos para cálculo da energia frustrada pelas usinas analisadas, através de uma ferramenta específica definida nessa dissertação que envolve a leitura dos registros de operação, determinação dos aerogeradores ligados e definição da potência produzível por cada usina durante os períodos de restrição, sendo ela de fácil aplicação em outros pontos de conexão e sistemas elétricos.

Adicionalmente, neste trabalho foram desenvolvidos e implementados dois algoritmos de otimização. Na execução de testes na ferramenta, verificou-se que o algoritmo genético é mais rápido em relação ao tempo de processamento, enquanto o algoritmo por busca exaustiva é capaz de fornecer resultados mais precisos.

Após análises, foi constatado que, enquanto um algoritmo realiza uma varredura completa no espaço de busca, o outro executa uma varredura aleatória em menor tempo computacional. Portanto, conclui-se pela combinação de ambos os métodos para obtenção de resultados mais precisos e com tempo de processamento intermediário, ao utilizar o algoritmo genético para as simulações iniciais, em que se busca investigar a viabilidade das tecnologias para os cenários estudados, e utilizar o algoritmo por busca exaustiva para as simulações posteriores, em que se deseja o dimensionamento preciso do ESS para cenários específicos.

A ferramenta foi utilizada para o dimensionamento de um ESS de modo a contribuir no escoamento de geração de usinas localizadas no Nordeste do Brasil, região com maior participação de geração eólica no país, encontrando, assim, valores efetivos de ESS.

Como observado a partir dos resultados obtidos, a aplicação do ESS em uma das subestações selecionadas para análise proporciona ganhos no escoamento da geração eólica para os cenários estudados.

Ressalta-se que, apesar de ser projetado para contribuir no controle de carregamento das linhas de transmissão para escoar a geração das usinas selecionadas, o ESS pode ser utilizado

para outras aplicações, como controle de frequência e de tensão, reserva operativa e controle de carregamento para evitar restrições em usinas adjacentes à subestação escolhida para instalação, com possibilidade de proporcionar receita adicional que auxilia na remuneração do ESS

Neste trabalho não foram levados em consideração aspectos operativos das usinas convencionais, como tempo de sincronização, tempo de rampa para elevação/redução de potência e tempo mínimo em operação. Levando essas ressalvas em consideração, o custo-benefício da instalação de um ESS poderia ser ainda maior do que o projetado, tendo em vista a possibilidade de utilização para outras aplicações até então não previstas e as possíveis limitações relacionadas à compensação de energia pelas usinas convencionais.

Com base nas simulações executadas, identificou-se que, das tecnologias analisadas, a mais indicada para a aplicação proposta é a de bateria de íons de Lítio, o que está de acordo com a literatura revisada, em função da demanda crescente por essa bateria, o que pode contribuir para o barateamento da tecnologia.

Finalmente, de acordo com o trabalho desenvolvido e com base nos dados levantados, constata-se que a metodologia proposta apresentou resultados satisfatórios no dimensionamento de ESS, indicando, inclusive, os cenários para os quais a instalação de um ESS não seria vantajosa. Em face da importância da etapa do dimensionamento, conclui-se que a concepção de uma metodologia para esta finalidade representa uma contribuição importante para viabilizar a inserção dos ESS no setor elétrico.

5.2 TRABALHOS FUTUROS

Visando aperfeiçoar a metodologia desenvolvida, sugere-se os seguintes temas como propostas para trabalhos futuros:

- Explorar maneiras de incorporar a variabilidade do Custo Marginal de Operação em base semi-horária no custo associado à geração das usinas convencionais.
- Buscar formas de levantar as restrições operativas das usinas convencionais e incorporá-las aos cálculos de compensação de energia anualmente por estas usinas.
- Considerar restrições devido aos valores comerciais de potência nominal e capacidade nominal das tecnologias de armazenamento.
- Desenvolver ferramentas mais robustas para análise e tratamento dos dados e execução dos algoritmos de otimização, visando reduzir o tempo de processamento verificado. Conforme apresentado nos capítulos anteriores, o processamento paralelo apresenta-se como uma alternativa promissora.

- Utilizar outros métodos de otimização, como programação linear e metaheurísticas, para comparação com os algoritmos implementados neste trabalho.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Acompanhamento Diferenciado da Expansão da Transmissão**. Brasília: ANEEL, 2019. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656808/0/Relat%C3%B3rio+Trimestral+de+Acompanhamento+Diferenciado+dos+Empreendimentos+de+Transmiss%C3%A3o/46a5edc5-c67c-48fe-b7dc-abeaa023402c>. Acesso em 10 out. 2020
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Nota Técnica nº 147/2018-SRG/ANEEL**. ANEEL, 2018. 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_ideDocumento=32973&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em 26 mar. 2020
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR – ABSOLAR. **Energia solar: um futuro sustentável**. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/energia-solar-um-futuro-sustentavel/>. Acesso em 11 out. 2020.
- BEZERRA, F. Nordeste: Futuro Promissor Para Energia Solar. **Caderno Setorial ETENE**, ano 3, n. 31, Fortaleza, mai. 2018. Disponível em: https://www.bnb.gov.br/documents/80223/3365127/solar_31-2018-FINAL.pdf/2c59b789-02ee-9a5a-3d8c-e5b95a0e3cb7. Acesso em: 03 dez. 2020.
- BREKKEN, T. et al. Optimal energy storage sizing and control for wind power applications. **IEEE Trans. Sustain. Energy**, v. 2, n. 1, p. 69–77, jan. 2011. DOI: 10.1109/TSTE.2010.2066294.
- BUSSAR, C. et al. Optimal allocation and capacity of energy storage systems in a future European power system with 100% renewable energy generation. **Energy Procedia**, v. 46, p. 40-47, 2014. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.01.156
- BUDISCHAK, C.; SEWELL, D.; THOMSON, H.; MACH, L.; VERON, D. E.; KEMPTON, W. Cost-minimized combinations of wind power, solar power and electrochemical storage, powering the grid up to 99.9% of the time. **Journal of Power Sources**, v. 225, p. 60-74, mar. 2013. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2012.09.054
- CAMARGO, F. **Desafios e oportunidades para a energia eólica no Brasil: recomendações para políticas públicas**. Brasília, DF: WWF-Brasil, 2015. Disponível em: https://wwfbr.awsassets.panda.org/downloads/15_6_2015_wwf_energ_eolica_final_web.pdf. Acesso em: 25 nov. 2020.
- GHOFRANI, M. et al. A framework for optimal placement of energy storage units in a power system with high wind penetration. **IEEE Trans. Sustain. Energy**, v. 4, n. 2, p. 434–442, abr. 2013a. DOI: 10.1109/TSTE.2012.2227343.

GHOFRANI, M. et al. Energy storage application for performance enhancement of wind integration. **IEEE Trans. Power Syst.**, v. 28, n. 4, p. 4803–4811, nov. 2013b. DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2274076.

GOUVÊA, R.; DA SILVA, P. A. Desenvolvimento do setor eólico no Brasil. **R. BNDES**, Rio de Janeiro, v. 25, n. 49, p. 81-118, jun. 2018. Disponível em: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/16081/1/PRArt_Desenvolvimento%20do%20setor%20e%C3%B3lico%20no%20Brasil_compl.pdf. Acesso em: 10 dez. 2020.

EL-BIDAIRI, K. et al. Optimal sizing of Battery Energy Storage Systems for dynamic frequency control in an islanded microgrid: A case study of Flinders Island, Australia. **Energy**, v. 195, p. 117059, mar. 2020. DOI: 10.1016/j.energy.2020.117059.

ELSIR, M. T.; ABDULGALIL, M. A.; AL-AWAMI, A. T.; KHALID, M. Sizing and Allocation for Solar Energy Storage System Considering the Cost Optimization. *In*: 2019 8th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2019, Brasov, Romania, p. 407-41. DOI: 10.1109/ICRERA47325.2019.8997082.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Balanco Energético Nacional 2018**. Rio de Janeiro: EPE, 2017a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018>. Acesso em 27 out. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. Rio de Janeiro: EPE, 2017b. **EPE-DEE-017/2009-r14 “Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/leiloes-de-energia/Documents/Instrucoes/EPE-DEE-017_2009_R14_2017_EOL.pdf. Acesso em 25 jun. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Sistemas de Armazenamento de Baterias: Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento**. Rio de Janeiro: EPE, 2019. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-441/EPE-DEE-NT-098_2019_Baterias%20no%20planejamento.pdf. Acesso em 26 mar. 2020.

FALLAHI, F. et al. The value of energy storage in optimal non-firm wind capacity connection to power systems. **Renew. Energy**, v. 64, p. 34–42, abr. 2014. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.10.025>

KELLY, J. J.; LEAHY, P. G. Sizing Battery Energy Storage Systems: Using Multi-Objective Optimization to Overcome the Investment Scale Problem of Annual Worth. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 11, n. 4, p. 2305-2314, out. 2020. DOI: 10.1109/TSTE.2019.2954673.

KUMAR, J.; PARTHASARATHY, C.; VÄSTI, M.; LAAKSONEN, H.; SHAFIE-KHAH, M.; KAUHANIEMI, K. Sizing and Allocation of Battery Energy Storage Systems in Åland Islands for Large-Scale Integration of Renewables and Electric Ferry Charging Stations. **Energies**, v. 13, n. 2, p. 317, jan. 2020. DOI: 10.3390/en13020317.

LIU, F. et al. Optimal sizing of a wind-energy storage system considering battery life. **Renewable Energy**, v. 147, n. 1, p. 2470-2483, mar. 2020. DOI: 10.1016/j.renene.2019.09.123.

LUO, F. et al. Coordinated operational planning for wind farm with battery energy storage system. **IEEE Trans. Sustain. Energy**, v. 6, n. 1, p. 253–262, jan. 2015. DOI: 10.1109/TSTE.2014.2367550

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Portaria MME nº 102/2016**. MME, 2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2016102mme.pdf>. Acesso em 06 jul. 2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Brasília: MME/EPE, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>. Acesso em: 03 dez. 2020.

MORIARITY, S. **Genetic Algorithms in Elixir: Solve Problems Using Evolution**. [S.l.]: Pragmatic Bookshelf, 2021.

NANEWORTOR, X.; JANIK, P.; WACLAWEK, Z.; LEONOWICZ, Z. Optimal sizing of renewable energy plant-storage system for network support. *In: 2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, 2016, Florence, Italy, p. 1-6. DOI: 10.1109/EEEIC.2016.7555856.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Sumário do Programa Mensal de Operação – janeiro a dezembro de 2018**. ONS, 2018. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes>. Acesso em 23 nov. 2020.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Boletim Mensal de Geração Eólica: Setembro/2020**. ONS, 2020a. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/boletins-da-operacao>. Acesso em 14 out. 2020.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica: Setembro/2020**. ONS, 2020b. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/boletins-da-operacao>. Acesso em 14 out. 2020.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Manual de Procedimentos da Operação**. ONS, 2020c. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-ons/procedimentos-de-rede/mpo>. Acesso em 30 set. 2020.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Sobre o SIN: Mapas**. ONS, 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso em 13 set. 2021.

- PANDŽIĆ, H. et al. Near-optimal method for siting and sizing of distributed storage in a transmission network, **IEEE Trans. Power Syst.**, v. 30, n. 5, p. 2288–3000, set. 2015. DOI: 10.1109/TPWRS.2014.2364257.
- PASTOR, R.; YANG, W.; DA SILVA, N. P.; RODRIGUES, S.; REIS, F.; JINHUA, X. Improving grid security in the presence of a high penetration of RES through optimal planning and operation of distributed energy storage devices. *In*: 2020 IEEE 14th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG), 2020, Setubal, Portugal, p. 370-376. DOI: 10.1109/CPE-POWERENG48600.2020.9161689.
- PINTO, L.; MARTINS, F. R.; PEREIRA, E.B. O mercado brasileiro da energia eólica, impactos sociais e ambientais. **Rev. Ambient. Água**, Taubaté, v. 12, n. 6, p. 1082-1100, dez. 2017. Disponível em http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1980-993X2017000601082&lng=pt&nrm=iso. Acesso em 20 nov. 2020. DOI: <https://doi.org/10.4136/ambi-agua.2064>.
- PLEßMANN, G.; ERDMANN, M.; HLUSIAK, M.; BREYER, C. Global energy storage demand for a 100% renewable electricity supply. **Energy Procedia**, v. 46, p. 22-31, 2014. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.01.154
- PUDJIANTO, D. et al. Whole-systems assessment of the value of energy storage in low-carbon electricity systems. **IEEE Trans. Smart Grid**, v. 5, n. 2, p. 1098–1109, mar. 2014. DOI: 10.1109/TSG.2013.2282039.
- RAMÍREZ, M. et al. Placement and sizing of battery energy storage for primary frequency control in an isolated section of the Mexican power system. **Electric Power Systems Research**, v. 160, p. 142-150, jul. 2018. DOI: 10.1016/j.epsr.2018.02.013.
- SHIN, H.; HUR, J. Optimal Energy Storage Sizing With Battery Augmentation for Renewable-Plus-Storage Power Plants. **IEEE Access**, v. 8, p. 187730-187743, out. 2020. Doi: 10.1109/ACCESS.2020.3031197.
- SIFACE, D. Optimal Economical and Technical Sizing Tool for Battery Energy Storage Systems Supplying Simultaneous Services to the Power System. *In*: 2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2019, Ljubljana, Slovenia, p. 1-6. DOI: 10.1109/EEM.2019.8916360.
- SIVANANDAM, S.; DEEPA, S. **Introduction to Genetic Algorithms**. Berlin, Germany: Springer Science & Business Media, 2008.
- SOTO, L.; MARTÍNEZ, R.; VARGAS, H.; MENDOZA, J.; CHACÓN, J.; DE LA TORRE, L. Sizing and placement model of energy storage systems in an interactive simulation tool for power distribution networks. *In*: 2018 IEEE International Conference on Automation/XXIII Congress of the Chilean Association of Automatic Control (ICA-ACCA), 2018, Concepcion, Chile, p. 1-7. DOI: 10.1109/ICA-ACCA.2018.8609803.
- TORCHIO, M.; MAGNI, L.; RAIMONDO, D. M. A mixed integer SDP approach for the optimal placement of energy storage devices in power grids with renewable penetration. *In*:

2015 American Control Conference (ACC), 2015, Chicago, IL, USA, p. 3892-3897. DOI: 10.1109/ACC.2015.7171937.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY – DOE. **Energy Storage Technology and Cost Characterization Report**. Oak Ridge: DOE, 2019. Disponível em: <https://energystorage.pnnl.gov/pdf/PNNL-28866.pdf>. Acesso em 23 nov 2020.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY – DOE. **DOE OE Global Energy Storage Database Projects (10-27-2020)**. atual. 27 out. 2020. Disponível em: <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database>. Acesso em 06 nov. 2020.

WEN, S. et al. Economic allocation for energy storage system considering wind power distribution. **IEEE Trans. Power Syst.**, v. 30, n. 2, p. 644–652, mar. 2015. DOI: 10.1109/TPWRS.2014.2337936.

WIRSANSKY, E. **Hands-On Genetic Algorithms with Python: Applying genetic algorithms to solve real-world deep learning and artificial intelligence problems**. Birmingham, United Kingdom: Packt Publishing Ltd., 2020.

YANG, T. Optimal sizing of the hybrid energy storage system aiming at improving the penetration of wind power. *In*: 2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2016, Xi'an, China, p. 2358-2362, DOI: 10.1109/APPEEC.2016.7779906.

ZHANG, N. et al. Planning pumped storage capacity for wind power integration. **IEEE Trans. Sustain. Energy**, v. 4, n. 2, p. 393–401, abr. 2013. DOI: 10.1109/TSTE.2012.2226067.

ZHAO, H. et al. Optimal siting and sizing of Energy Storage System for power systems with large-scale wind power integration. *In*: 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, 2015, Eindhoven, Netherlands, p. 1-6. DOI: 10.1109/PTC.2015.7232615.