

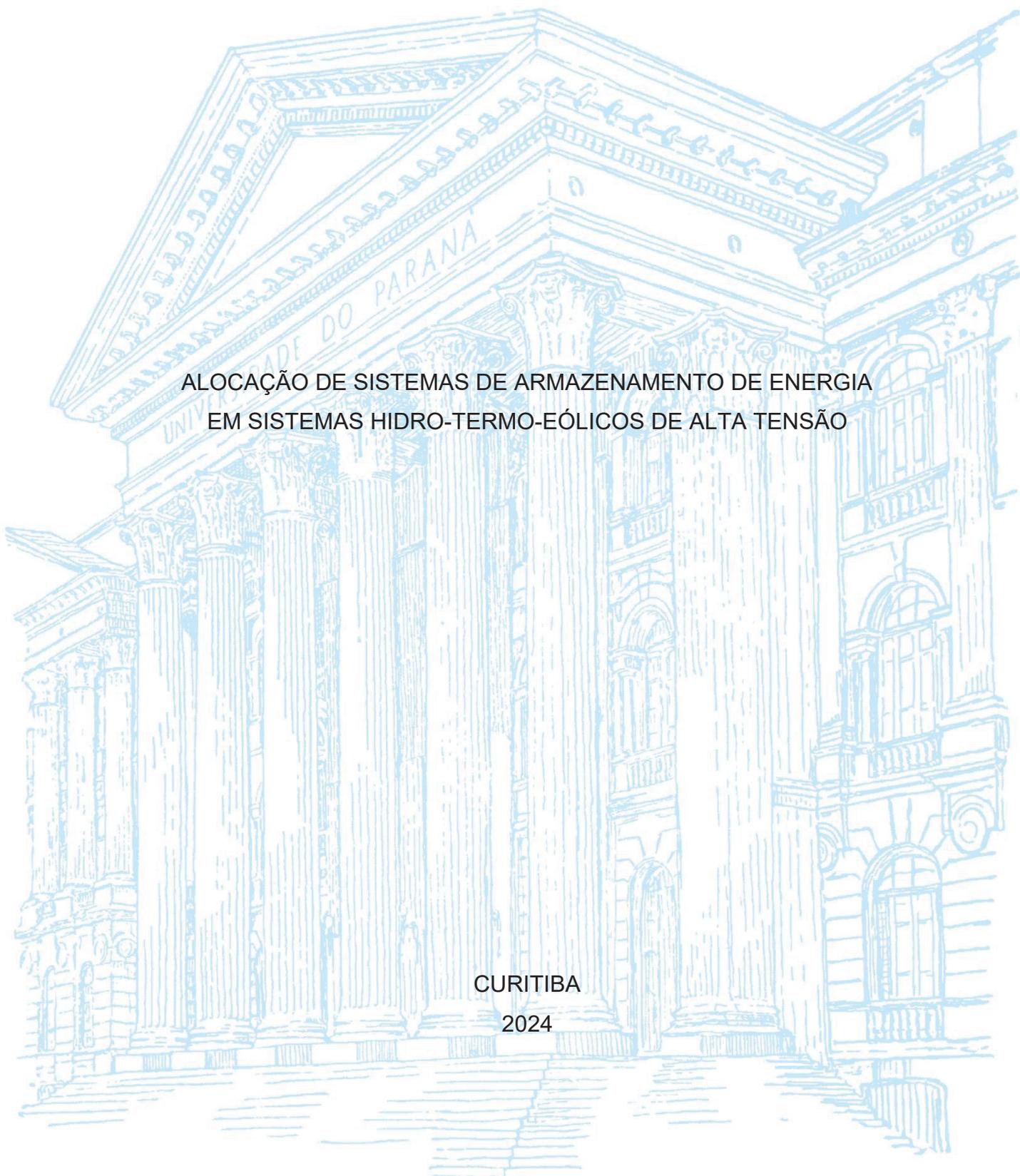
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

ALVARO AUGUSTO WALDRIGUES DE ALMEIDA

ALOCAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA
EM SISTEMAS HIDRO-TERMO-EÓLICOS DE ALTA TENSÃO

CURITIBA

2024



ALVARO AUGUSTO WALDRIGUES DE ALMEIDA

ALOCAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA
EM SISTEMAS HIDRO-TERMO-EÓLICOS DE ALTA TENSÃO

Tese apresentada como requisito parcial de qualificação à obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica, Sistemas de Energia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Thelma Solange Piazza Fernandes.

CURITIBA

2024

DADOS INTERNACIONAIS DE CATALOGAÇÃO NA PUBLICAÇÃO (CIP)
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
SISTEMA DE BIBLIOTECAS – BIBLIOTECA DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA

Almeida, Alvaro Augusto Waldrigues de
Alocação de sistemas de armazenamento de energia em sistemas hidro-
termo-eólicos de alta tensão / Alvaro Augusto Waldrigues de Almeida. –
Curitiba, 2024.

1 recurso on-line : PDF.

Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia,
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Thelma Solange Piazza Fernandes

1. Algoritmos genéticos. 2. Sistemas de armazenamento de energia. I.
Universidade Federal do Paraná. II. Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica. III. Fernandes, Thelma Solange Piazza. IV . Título.

Bibliotecário: Leticia Priscila Azevedo de Sousa CRB-9/2029

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da tese de Doutorado de **ALVARO AUGUSTO WALDRIGUES DE ALMEIDA** intitulada: **ALOCÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM SISTEMAS HIDRO-TERMO-EÓLICOS DE ALTA TENSÃO**, sob orientação da Profa. Dra. THELMA SOLANGE PIAZZA FERNANDES, que após terem inquirido o aluno e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa. A outorga do título de doutor está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

Curitiba, 05 de Julho de 2024.

Assinatura Eletrônica

08/07/2024 14:04:16.0

THELMA SOLANGE PIAZZA FERNANDES

Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica

08/07/2024 10:20:49.0

ODILON LUIS TORTELLI

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

08/07/2024 10:16:48.0

MARCELO RODRIGUES BESSA

Avaliador Externo (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

16/07/2024 13:48:45.0

PATRICIA TEIXEIRA LEITE ASANO

Avaliador Externo (UNIVERSIDADE FEDERAL DO ABC)

Dedico esta tese à Dorinha, que
esteve sempre ao meu lado 🤍

AGRADECIMENTOS

Agradeço à professora Thelma, pela orientação, transmissão de conhecimentos, ajuda na estruturação da tese e do programa, pelas sugestões e correções feitas na velocidade da luz e pelo incentivo e laços de amizade contraídos.

Agradeço ao meu pai, Alvaro Soares de Almeida (*in memoriam*), que me ensinou a ler.

Agradeço à minha mãe, Selva Terezinha Waldrigues de Almeida (*in memoriam*), que me ensinou a escrever.

Agradeço aos meus irmãos, Rosemay, Paulo Roberto, Renata (*in memoriam*) e Patricee, que me ensinaram a brincar e brigar (de vez em quando).

Agradeço aos meus colegas do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica da UTFPR, especialmente à Rosângela, à Annemarlen, ao Elder, ao Romildo e à Andrea, que me apresentou à Thelma, colega dela no doutorado da UFSC.

Agradeço ao Arlei Bichels (*in memoriam*) que, por meio de ensinamentos transmitidos especialmente pelo seu livro, ajudou-me a aprender e lecionar a disciplina de Sistemas Elétricos de Potência na UTFPR.

Agradeço à Denise Gianoti Tonelli (*in memoriam*).

Agradeço aos membros das bancas de qualificação e defesa, pelas valiosas contribuições para o aperfeiçoamento desta tese.

Agradeço à Sandra, minha eterna namorada, que tem me ensinado que a sabedoria dos lírios dos campos é frequentemente mais importante do que a ânsia por nos tornarmos senhores temporários de um pedaço de poeira suspensa em um raio de luz.

“Dif-tor heh smusma!”

*“A vida é o que acontece enquanto você
está ocupado fazendo outros planos”.*

John Lennon

*“Assim, a pesquisa procede por momentos distintos
e prolongados, intuição, cegueira, exaltação e febre.
Vem dar, um dia, nesta alegria e só a conhece quem
viveu estes momentos incomuns”*

Albert Einstein

RESUMO

Preocupações ambientais impulsionaram a evolução tecnológica de fontes transformação de energia elétrica não poluentes, como os parques eólicos e solares, fazendo, por exemplo, com que a capacidade instalada mundial de parques eólicos passasse de um valor inferior a 30 MW em 2021 para mais de 900 GW em 2023. No entanto, devido à variabilidade do vento, a geração de potência eólica não é controlada pelos operadores do sistema podendo levar a não satisfação da demanda em alguns momentos ou até mesmo à necessidade de corte de geração eólica em outros momentos. Este problema pode ser atenuado através de adequada alocação e dimensionamento de sistemas de armazenamento de energia (SAEs). Esta tese apresenta um modelo de otimização para a alocação de SAEs de alta potência utilizando Algoritmos Genéticos (AGs) e Fluxo de Potência Ótimo Linear Multiperíodo (FPOLM). Os AGs selecionam o melhor local para instalação dos SAEs, suas dimensões (seleção da potência e da energia do SAE) e os melhores tipos de tecnologias (bateria, hidrelétrica reversível, ar líquido ou gravitacional). O FPOLM é utilizado para fazer o despacho da produção hidrelétrica e termelétrica de um sistema Hidro-Termo-Eólico (tal como o do Brasil), realizando os processos de carga e descarga dos SAEs alocados pelos AGs e eventuais cortes de carga que venham a ser necessários, em um horizonte de 24 horas. Devido à grande dimensão do sistema e à complexidade da solução, optou-se por um modelo linear de rede monofásico, ou seja, o despacho de potência reativa não foi considerado. O modelo foi testado em dois sistemas: a) um sistema de 408 barras localizado no sul do Brasil e; b) um sistema de 4366 barras que abrange o Sistema Interligado Nacional do Brasil (SIN). Ambos os casos abrangem somente barras *front-of-the-meter* (frente do medidor). Os resultados mostram que a alocação ótima dos SAEs permite um deslocamento temporal da geração hidrelétrica e uma consequente redução dos custos de operação.

Palavras-chave: Alocação de sistemas de armazenamento de energia. Algoritmos Genéticos. Deslocamento temporal de energia. Fluxo de Potência Ótimo Linear Multiperíodo.

ABSTRACT

Environmental concerns have driven the technological evolution of non-polluting energy sources, such as wind and solar farms, causing, for example, the global installed capacity of wind farms to rise from less than 30 MW in 2021 to more than 900 GW in 2023. However, due to the variability of the wind, wind power generation is not controlled by system operators, which can lead to demand not being satisfied at some times or even the need to cut wind generation at other times. This problem can be mitigated through adequate allocation and sizing of energy storage systems (SAEs). This thesis proposes an optimization model for allocation high-power SAEs using Genetic Algorithms (GA) and Multiperiod Linear Optimal Power Flow (MLOPF). The GA selects the best location to install the SAEs, their dimensions (selection power and energy of SAEs) and the best types of technology (battery, reversible hydroelectric, liquid air or gravitational). The MLOPF is used to plan the system for a daily horizon of 24 hours, dispatching the production of a Hydro-Thermo-Wind system (such as the one in Brazil), carrying out the loading and unloading processes of the SAEs allocated by the AG and any load cuts that may be necessary. Due to the large size of the system and the complexity of the solution, a linear single-phase network model was chosen, i.e., reactive power dispatch was not considered. The model was tested using two systems: a) 408 bus system located in southern Brazil and b) 4366 bus system that covers the National Interconnected System of Brazil. Both cases only cover “front-of-the-meter” buses. The results show that the optimal allocation of SAEs allows a “time-shift” of hydroelectric generation and a consequent reduction in operating costs.

Keywords: Allocation of energy storage systems. Energy time-shift. Genetic Algorithms. Multiperiod Linear Optimal Power Flow.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1– NÚMERO DE GRANDES BARRAGENS INAUGURADAS NO BRASIL (VALORES ACUMULADOS).....	22
FIGURA 2 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE HIDRELÉTRICA INSTALADA NO BRASIL	23
FIGURA 3 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA EXISTENTE E CONTRATADA.....	24
FIGURA 4 – CLASSIFICAÇÃO DOS SAEs.....	27
FIGURA 5 –TECNOLOGIAS DE SAEs – POTÊNCIA E TEMPO DE DESCARGA...29	
FIGURA 6 – CAPACIDADE MUNDIAL INSTALADA DE SAEs POR FONTE	30
FIGURA 7 – SOMA CUMULATIVA DA CAPACIDADE INSTALADA MUNDIAL DAS UHRs.....	35
FIGURA 8 – SOMA CUMULATIVA DA CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO	36
FIGURA 9 – PAÍSES COM AS MAIORES CAPACIDADES INSTALADAS DE UHRs	36
FIGURA 10 – VISTA EM CORTE DA UHR RACCOON MOUNTAIN, EUA, 1.652 MW.	38
FIGURA 11 – DIAGRAMA DA UHR ESTUDADA NO P&D DA CESP	40
FIGURA 12 – DIAGRAMA DE UM LAES	43
FIGURA 13 – DIAGRAMA DE UMA BATERIA SÓDIO-ENXOFRE.....	46
FIGURA 14 – FUNCIONAMENTO DA BATERIA DE FLUXO-REDOX	47
FIGURA 15 – DIAGRAMA DE UMA BATERIA LI-ÍONS.....	48
FIGURA 16 – POTÊNCIAS DE ENTRADA E SAÍDA DA HPR E PREÇO DE VENDA DE CURTO PRAZO, DURANTE OS INCIDENTES DE JANEIRO DE 2018	49
FIGURA 17 – RESPOSTAS DAS BATERIAS DA HPR E DAS UTEs.....	49
FIGURA 18 – BESS DA ISA CTEEP, 30 MW/ 60 MWh, 2021, REGISTRO, BRASIL	50
FIGURA 19 – SOMA CUMULATIVA DA CAPACIDADE INSTALADA MUNDIAL DOS BESSs.....	51
FIGURA 20 – SOMA CUMULATIVA DA CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO MUNDIAL DOS BESSs	51
FIGURA 21 – ESQUEMA DO GESS DA ENERGY VAULT	52
FIGURA 22 – TORRE EV1, TICINO, SUIÇA.....	53

FIGURA 23 – PROJETO RUDONG, CHINA, 25 MW/100 MWh	53
FIGURA 24 – SISTEMA ARES SIMPLIFICADO	54
FIGURA 25 – OFERTA E DEMANDA EM UM SISTEMA TERMELÉTRICO	57
FIGURA 26 – ÁRVORE DO DESPACHO HIDROTÉRMICO.	58
FIGURA 27 – FUNÇÕES CUSTO FUTURO E CUSTO IMEDIATO.....	58
FIGURA 28 – CONEXÃO DO DESSEM COM OS DEMAIS MODELOS DE PREVISÃO	61
FIGURA 29 – CMO SE/CO (R\$/MWh), 18/08/2021, QUARTA-FEIRA.....	61
FIGURA 30 – CMO SE/CO (R\$/MWh), 18/12/2023, SEGUNDA-FEIRA.....	62
FIGURA 31 – ALGORITMO PARA SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO .89	
FIGURA 32 – RESULTADOS COMPARATIVOS PARA O CASO 408-A0.....	95
FIGURA 33 – RESULTADOS COMPARATIVOS PARA O CASO 408-A.....	95
FIGURA 34 – CARGA E DESCARGA DOS SAEs, GERAÇÃO EÓLICA E CORTE DE CARGA PARA O CASO 408-A	96
FIGURA 35 – ENERGIA ARMAZENADA PARA O CASO 408-A.....	96
FIGURA 36 – RESULTADOS COMPARATIVOS PARA O CASO 408-B0.....	97
FIGURA 37 – RESULTADOS COMPARATIVOS PARA O CASO 408-B.....	97
FIGURA 38 – CARGA E DESCARGA DOS SAEs, GERAÇÃO EÓLICA E CORTE DE CARGA PARA O CASO 408-B	98
FIGURA 39 – ENERGIA ARMAZENADA PARA O CASO 408-B.....	98
FIGURA 40 – MAPA DO PARANÁ COM REGIÕES ALOCADAS POR SAEs (CASO 408-A)	99
FIGURA 41 – MAPA DO PARANÁ COM REGIÕES ALOCADAS POR SAEs (CASO 408-B)	100
FIGURA 42 – GERAÇÕES HIDRELÉTRICAS PARA CADA CASO	107
FIGURA 43 – EXEMPLOS DA GERAÇÃO DE QUATRO EÓLICAS ESCOLHIDAS	108
FIGURA 44 – RESULTADOS COMPARATIVOS PARA O CASO SIN-A0.....	112
FIGURA 45 – RESULTADOS COMPARATIVOS PARA O CASO SIN-A.....	112
FIGURA 46 – CARGA E DESCARGA DOS SAEs, GERAÇÃO EÓLICA E CORTE DE CARGA PARA O CASO SIN-A	113
FIGURA 47 – ENERGIA ARMAZENADA PARA O CASO SIN-A.....	113
FIGURA 48 – RESULTADOS COMPARATIVOS PARA O CASO SIN-B0.....	114
FIGURA 49 – RESULTADOS COMPARATIVOS PARA O CASO SIN-B.....	114

FIGURA 50 – CARGA E DESCARGA DOS SAEs, GERAÇÃO EÓLICA E CORTE DE CARGA PARA O CASO SIN-B	114
FIGURA 51 – ENERGIA ARMAZENADA PARA O CASO SIN-B.....	114
FIGURA 52 – MAPA DO BRASIL COM REGIÕES ALOCADAS POR SAEs PARA O CASO SIN-A (Sim.A1).....	116
FIGURA 53 – MAPA DO BRASIL COM REGIÕES ALOCADAS POR SAEs PARA O CASO SIN-B (Sim.B1).....	118
FIGURA 54 – FLUXOGRAMA DE UM ALGORITMO GENÉTICO SIMPLES.....	157
FIGURA 55 – OPERADORES GENÉTICOS MAIS USADOS.....	158
FIGURA 56 –ROLETA COM TRANSFORMAÇÃO EXPONENCIAL	159
FIGURA 57 – MÉTODO DO TORNEIO	160
FIGURA 58 – CRUZAMENTO EM UM PONTO	161
FIGURA 59 – CRUZAMENTO EM DOIS PONTOS	161
FIGURA 60 – CRUZAMENTO DISPERSO	162
FIGURA 61 – MUTAÇÃO	162

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – CARACTERÍSTICAS DOS SAEs	28
TABELA 2– COMPARAÇÃO ENTRE QUATRO TIPOS DE SAEs.....	31
TABELA 3 – ALGUMAS DAS MAIORES UHRs EXISTENTES.....	38
TABELA 4 – UHEs PASSÍVEIS DE SEREM TRANSFORMADAS EM UHRs.....	40
TABELA 5 – RESULTADO GERAL DO PRÉ-DIMENSIONAMENTO DAS UHRs SELECIONADAS PARA O ESTADO DO RIO DE JANEIRO	41
TABELA 6 – ALGUNS DOS MAIORES PROJETOS DE BATERIAS EM OPERAÇÃO	45
TABELA 7 – SÍNTESE DE TRABALHOS SOBRE ALOCAÇÃO DE SAEs	76
TABELA 8 – PARÂMETROS DO ALGORITMO GENÉTICO	83
TABELA 9 – DIMENSÕES, CUSTOS E TEMPO DE CARGA/DESCARGA DOS SAEs	85
TABELA 10 – RENDIMENTOS USADOS PARA CADA TIPO DE TECNOLOGIA....	86
TABELA 11 – VALORES DE CAPEX-ENERGIA E VIDA ÚTIL USADOS PARA OBTENÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS DIÁRIOS E CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO.....	91
TABELA 12 – VALORES E PATAMARES DOS CMOs	92
TABELA 13 – CASOS ANALISADOS	93
TABELA 14 – RESULTADOS COMPUTACIONAIS E NÚMERO DE ALOCAÇÕES	93
TABELA 15 – RESULTADOS FINANCEIROS (EM MILHARES DE \$)	94
TABELA 16 – ENERGIA GERADA E CORTE DE CARGA (puh).....	95
TABELA 17 – ALOCAÇÕES PARA O CASO 408-A (Sim.A1)	99
TABELA 18 – ALOCAÇÕES PARA O CASO 408-B (Sim.B1)	100
TABELA 19 – TIPOS E QUANTIDADES DE SAEs ALOCADOS PARA TODAS AS SIMULAÇÕES DO CASO 408-A.....	101
TABELA 20 – TIPOS E QUANTIDADES DE SAEs ALOCADOS PARA TODAS AS SIMULAÇÕES DO CASO 408-B.....	102
TABELA 21 – NÚMERO DE SAEs ALOCADOS E RESULTADOS FINANCEIROS PARA TODAS AS SIMULAÇÕES DO CASO 408-A (EM MILHARES DE \$)	102
TABELA 22 – ENERGIA GERADA E CORTE DE CARGA PARA TODAS AS SIMULAÇÕES DO CASO 408-A (em puh).....	103

TABELA 23 – NÚMERO DE SAEs ALOCADOS E RESULTADOS FINANCEIROS PARA TODAS AS SIMULAÇÕES DO CASO 408-B (EM MILHARES DE \$).....	103
TABELA 24 – ENERGIA GERADA E CORTE DE CARGA PARA TODAS AS SIMULAÇÕES DO CASO 408-B (em puh).....	104
TABELA 25 – GRANDEZAS E VALORES USADOS NA CONSTRUÇÃO DAS CURVAS DE GERAÇÃO HIDRELÉTRICA DE CADA CASO.	107
TABELA 26 – ESTADOS BRASILEIROS COM EÓLICAS INSTALADAS.....	108
TABELA 27 – VALORES E PATAMARES DOS CMOs	109
TABELA 28 – CASOS ANALISADOS	109
TABELA 29 – RESULTADOS COMPUTACIONAIS E NÚMERO DE ALOCAÇÕES	110
TABELA 30 – RESULTADOS FINANCEIROS (EM MILHARES DE \$).....	111
TABELA 31– ENERGIA GERADA E CORTE DE CARGA (puh).....	111
TABELA 32 – ALOCAÇÕES PARA O CASO SIN-A (Sim.A1)	115
TABELA 33 – ALOCAÇÕES PARA O CASO SIN-B (Sim.B1)	117
TABELA 34 – TIPOS E QUANTIDADES DE SAEs ALOCADOS PARA TODAS AS SIMULAÇÕES DO CASO SIN-A.....	119
TABELA 35– QUANTIDADES DE SAEs ALOCADOS POR SUBSISTEMA DE TODAS AS SIMULAÇÕES DO CASO SIN-A.....	119
TABELA 36 – TIPOS E QUANTIDADES DE SAEs ALOCADOS PARA TODAS AS SIMULAÇÕES DO CASO SIN-B.....	120
TABELA 37 – QUANTIDADES DE SAEs ALOCADOS POR SUBSISTEMA DE TODAS AS SIMULAÇÕES DO CASO SIN-B	120
TABELA 38 – CASO SIN-A - NÚMERO DE SAEs ALOCADOS E RESULTADOS FINANCEIROS PARA TODAS AS SIMULAÇÕES (EM MILHARES DE \$).....	121
TABELA 39 – CASO SIN-A - ENERGIA GERADA E CORTE DE CARGA PARA TODAS AS SIMULAÇÕES (em puh)	121
TABELA 40 – CASO SIN-B - NÚMERO DE SAEs ALOCADOS E RESULTADOS FINANCEIROS PARA TODAS AS SIMULAÇÕES (EM MILHARES DE \$).....	122
TABELA 41 – CASO SIN-B - ENERGIA GERADA E CORTE DE CARGA PARA TODAS AS SIMULAÇÕES (em puh)	122
TABELA 42 – LEGENDAS DA TABELA 43	138
TABELA 43– DADOS DAS BARRAS.....	138

LISTA DE SIGLAS

ACE	Arbitragem dos Custos de Energia
AGs	Algoritmos Genéticos
ANAREDE	(Análise de Redes Elétricas) é um <i>software</i> desenvolvido pelo CEPEL para a análise de Sistemas Elétricos de Potência em regime permanente
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARES	<i>Advanced Rail Energy Storage</i> (Armazenamento Avançado de Energia Ferroviária)
BAT	Sistema de Armazenamento de Energia em Bateria Eletroquímica (o mesmo que BESS)
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i> (Sistema de Armazenamento de Energia em Bateria, o mesmo que BAT)
CAES	<i>Compressed Air Energy Storage</i> (Armazenamento de Energia em Ar Comprimido).
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> (Despesas de Capitais ou Investimentos em Bens de Capitais)
CBES	<i>Conventional Battery Energy Storage</i> (Armazenamento de Energia em Baterias Convencionais – Chumbo-Ácido, Níquel-Cádmio, íons de Lítio)
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Eletrobra Cepel). Criado em 1974 e localizado no Rio de Janeiro
CES	<i>Cryogenic Energy Storage</i> (Armazenamento de Energia Criogênica)
CMO	Custo Marginal de Operação
CVaR	<i>Conditioned Value at Risk</i> (Valor Condicionado a um Dado Risco)
CT	Custo total da usina, incluindo Capex, Opex e residual (\$)
CTC	Custo Total do Capital (\$/kW ou \$/kWh)
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
DECOMP	Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo (semanal) – desenvolvido pelo CEPEL
DESSEM	Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo (horário) – desenvolvido pelo CEPEL.
DOE	<i>U.S. Department of Energy</i> (Departamento de Energia Norte-Americano)
EOL	Usina Eólica
EOL-NaS	Plantas Wind-NaS (Eólicas-Baterias NaS)

EP	Energia total produzida ao longo da vida útil de uma usina (MWh ou GWh).
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	<i>Energy Storage System</i> (Sistema de Armazenamento de Energia)
FCF	Função de Custo Futuro
FCI	Função de Custo Imediato
FCT	Função de Custo Total ($FCT=FCF+FCI$)
FESS	<i>Flywheel Energy Storage System</i> (Sistema de Armazenamento de Energia em Volantes de Inércia)
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
FPOL	Fluxo de Potência Ótimo Linear
FPOLM	Fluxo de potência ótimo linear multiperíodo
FER	Fonte de Energia Renovável (eólica, fotovoltaica, biomassa, ondas e marés, geotérmica e hidrelétrica a fio d'água)
GD	Geração Distribuída
GESEL	Grupo de Estudos do Setor Elétrico (UFRJ)
GESS	<i>Gravity Energy Storage System</i> (Sistema de Armazenamento de Energia Gravitacional)
GLD	Gerenciamento pelo Lado da Demanda
GWh	gigawatt-hora
IA	Inteligência Artificial
IC	<i>Intercooler</i>
ICB	Índice Custo-Benefício
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
ISO	<i>Independent System Operator</i> (Operador Independente do Sistema)
kV	quilo-volt
LAES	<i>Liquid Air Energy Storage</i> (Armazenamento de Energia em Ar Líquido)
LAIR	<i>Liquid Air Reservoir</i> (Reservatório de Air Líquido)
Li-íon	Bateria de íons de Lítio
MCP	Mercado de Curto Prazo
MILP	<i>Mixed Integer Linear Programming</i> (Programação linear inteira mista)
MMGD	Micro e Minigeração Distribuídas
MUSD	Montante de Uso do Sistema de Distribuição
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão

MPI	Método dos Pontos Interiores
MPIPD	Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual
MW	megawatt
MWh	megawatt-hora
MW médio	Demanda fictícia equivalente à razão entre a demanda consumida e o número de horas de período de consumo, podendo ser mês ou ano.
NaS	Bateria de Sódio-Enxofre
NiCd	Bateria de Níquel-Cádmio
NE	Subsistema Nordeste
NEWAVE	Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo (mensal) – desenvolvido pelo CEPEL
NORTE	Subsistema Norte
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEX	<i>Operational Expenditure</i> (Despesas e Dispendios Operacionais)
PbA	Bateria de Chumbo-Ácido
PCH	Pequena Central Hidrelétrica, definida pela ANEEL como uma Hidrelétrica com capacidade instalada entre 5 MW e 30 MW e reservatório com área inferior a 13 km ² .
PD	Programação Dinâmica
PDD	Pré-Despacho Dinâmico
PDE	Programação Dinâmica Estocástica
PDE	Plano Decenal de Energia
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PIE	Produtor Independente de Energia
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PNLIM	Programação Não Linear Inteira Mista
RAC	Reservatório de Ar Comprimido
RD	Resposta da Demanda, Resposta pelo lado da Demanda
REE	Reservatório Equivalente de Energia
RE-SEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RGir	Reserva Girante
RL	Relaxação Lagrangeana
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia

SCE	Sistema de Conversão de Energia
SCES	<i>Supercapacitor Energy Storage</i> (Armazenamento de Energia em Super-capacitores).
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SE/CO	Subsistema Sudeste/Centro-Oeste
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMES	<i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i> (Armazenamento de Energia em Supercondutores).
SUL	Subsistema Sul
TD	Tempo de Descarga (h, min, s)
TD	Tarifa de Demanda (R\$/kW)
T&D	Transmissão e Distribuição
TDU	Tempo de Uso
TE	Tarifa de Energia (R\$/MWh)
TEO	Tarifas Energética de Otimização (R\$/MWh)
TES	<i>Thermal Energy Storage</i> (Armazenador de Energia Térmica, ou Reservatório de Calor).
TIR	Taxa Interna de Retorno
TSA	Tarifa de Serviços Ancilares (R\$/Mvar-h)
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (R\$/kW)
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (R\$/kW)
UFV	Usina Solar Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica
UHR	Usina Hidrelétrica Reversível
UHRS	Usina Hidrelétrica Reversível Sazonal
UTE	Usina Termelétrica, combustível genérico
UTG	Usina Termelétrica a Gás
UTN	Usina Termonuclear
VAUE	Valor Anual Uniforme Equivalente
VDA	Valor de Arbitragem
VE	Veículo Elétrico
VPL	Valor Presente Líquido
VRB	Bateria de Vanádio-Redox (<i>Vanadium-Redox Battery</i>)
ZEBRA	Bateria de Na/NiCl ₂ (sal fundido)
ZnBr	Bateria de fluxo (Zinco-Brometo).

LISTA DE SÍMBOLOS

B	Matriz de susceptância indutiva
$C(P_{gt})$	Função custo da geração termelétrica
$custoSAE$	Custo do SAE (BAT, LAES, GESS, UHR)
EH_i^t	Meta energética para a Usina Hidrelétrica i durante o período t
ESA_j^t	Energia armazenada pelo Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) j no período t .
ESA_i^{max}	Limite máximo de energia armazenada pelo SAE i
ESA_i^{min}	Limite mínimo de energia armazenada pelo SAE i
$ESA_{cheg_i}^t$	Energia de chegada do SAE j conectado na barra i , no período t . Esta energia corresponde ao armazenamento já existente no SAE j no início do período t
ET_i^t	Meta energética para a usina termelétrica i durante o período t
eta	Rendimento do Sistema de Armazenamento j
F_k^{max}	Fluxo de potência ativa máximo na linha k
F_k^{min}	Fluxo de potência ativa mínimo na linha k
Fl_k^t	Fluxo de potência ativa que percorre a linha k durante o período t
h_{pat}^t	Horas do período t por patamar ($horasPorPatamar_{pat}^t$)
nb	Número de barras
n_{gess}	Número de GESSs (sistemas gravitacionais)
n_{bess}	Número de BESSs (baterias eletroquímicas)
n_{laes}	Número de LAESs (sistemas de ar líquido)
n_{uhr}	Número UHRs (usinas hidrelétricas reversíveis)
nc	Número de cargas
$neol$	Número de aerogeradores (EOLs)
nh	Número de UHEs usinas hidrelétricas.
nl	Número de linhas de transmissão
np	Número de períodos (para cada período t em análise).
$npat$	Número de patamares
nsa	Número de Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs)
nt	Número de UTEs (usinas termelétricas)
$nvars$	Número de variáveis
pc	Probabilidade de cruzamento
P^t	Balanço de potência

P_j^t	Balanço de potência para cada patamar pat e cada barra de carga j do sistema
Pd_i^t	Carga ativa da barra i no período t
$Pfic_j^t$	Geração de potência ativa fictícia de cada barra de carga j durante o patamar pat . (um gerador fictício simula corte de carga, se necessário).
PG_j^{pat}	Potência ativa total gerada para cada patamar pat e cada barra j
$PGeol_i^t$	Geração de potência ativa do aerogerador i no período t)
PGH_j^t	Geração de potência ativa da UHE j durante o período t
PGH_j^{max}	Limite máximo da potência ativa da UHE j
PGH_j^{min}	Limite mínimo da potência ativa da UHE j
PGT_j^t	Geração de potência ativa da UTE j durante o período t
PGT_j^{max}	Limite máximo da potência ativa da UTE j
PGT_j^{min}	Limite mínimo da potência ativa da UTE j
pm	Probabilidade de mutação
PSA_j^t	Injeção de potência ativa de cada barra com SAE j durante o período t
PSA_j^{max}	Limite máximo de potência ativa do SAE j
PSA_j^{min}	Limite mínimo de potência ativa do SAE j
Σcc	Soma de Corte de carga
θ_i^t	Ângulo da barra i para o período t .

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	21
1.1. ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO BRASIL	21
1.2. VISÃO GERAL DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	27
1.3. OBJETIVOS	31
1.3.1. OBJETIVO GERAL	31
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	32
1.4. CONTRIBUIÇÕES DESTA TESE	32
1.5. ESTRUTURA DA TESE	33
2. REVISÃO DA LITERATURA SOBRE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO	35
2.1. USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS (UHRs)	35
2.2. SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO EM AR LÍQUIDO (LAESs)	42
2.3. SISTEMAS ELETROQUÍMICOS DE ARMAZENAMENTO (BESSs)	44
2.4. SISTEMAS GRAVITACIONAIS DE ARMAZENAMENTO (GESSs)	52
2.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	54
3. CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO	55
3.1. O PROJETO DE REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (RE-SEB)	55
3.2. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO (CMO) E PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS (PLD)	56
4. MÉTODOS PARA ALOCAÇÃO E ANÁLISE DE SAEs	63
4.1. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	75
5. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE ALOCAÇÃO DE SAEs	78
5.1. FORMULAÇÃO DA FUNÇÃO DE AVALIAÇÃO	82
5.2. FORMULAÇÃO DO FPOLM	86
5.3. ALGORITMO GERAL	88

5.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	89
6. ESTUDOS DE CASOS, ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÃO	91
6.1. INTRODUÇÃO	91
6.2. SISTEMA DE 408 BARRAS	92
6.2.1. Análise dos resultados dos Casos 408-A0 e 408-A	95
6.2.2. Análise dos resultados dos Casos 408-B0 e 408-B	96
6.2.3. Resultados das simulações	101
6.2.4. Considerações sobre os resultados obtidos	104
6.3. SISTEMA DE 4366 BARRAS (SIN)	106
6.3.1. Análise dos resultados dos Casos SIN-A0 e SIN-A	112
6.3.2. Análise dos resultados dos Casos SIN-B0 e SIN-B	113
6.3.3. Resultados das simulações	119
7. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	124
REFERÊNCIAS	128
ANEXO A.1: LEGENDAS DAS BARRAS	138
ANEXO A.2: DADOS DO SISTEMA DE 408 BARRAS DO ANAREDE	138
ANEXO B: ALGORITMOS GENÉTICOS.....	154
B.1 A ORIGEM BIOLÓGICA DOS ALGORITMOS GENÉTICOS.....	155
B.2 PROBLEMAS DE OTIMIZAÇÃO COM ALGORITMOS GENÉTICOS	155
B.2.1 Operadores Genéticos	157
B.2.2 Seleção	158
B.2.3 Cruzamento	160
B.2.4 Mutação	162
ANEXO C: PUBLICAÇÕES CORRELATAS.....	163

1. INTRODUÇÃO

O primeiro Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) construído em larga escala foi uma Usina Hidrelétrica Reversível (UHR), localizada entre a Itália e a Suíça em 1890. Desde então, foram desenvolvidas muitas outras tecnologias, e os SAEs têm encontrado muitas aplicações nos domínios da produção e do transporte de energia elétrica, tais como (FEARNSIDE, 2014; EYER e COREY, 2010), (STAFFELL e RUSTOMJI, 2016 e ANEKE e WANG, 2016), (ASANO Jr., 2018):

- a) integração na rede da produção de Fontes de Energia Renovável (FERs), como eólicas (EOLs) e fotovoltaicas (UFVs). Desde 2001, registrou-se um grande aumento da utilização destas fontes em nível mundial. No entanto, elas não são despacháveis e introduzem perturbações no sistema (penetrações eólica e fotovoltaica). A alocação de SAEs em barras adequadas do sistema tem o potencial de atenuar este problema;
- b) armazenamento de energia durante períodos de condições hidrológicas favoráveis. Esse é o caso das UHRs sazonais;
- c) alívio do congestionamento da transmissão, para adiar o investimento em novas linhas;
- d) redução dos custos operacionais dos sistemas de transmissão;
- e) supressão de picos de demanda (*peak shaving*), com o uso de SAEs de descarga rápida;
- f) serviços ancilares, como regulação de frequência, reservas girantes e não girantes, regulação de tensão e *black start*.

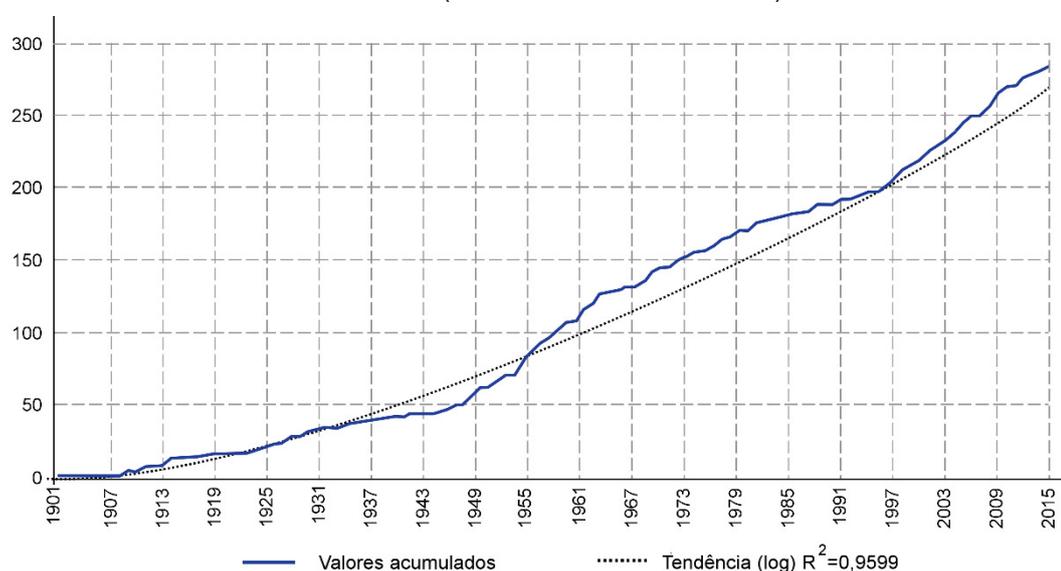
1.1. ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO BRASIL

A hidreletricidade tem sido a principal estratégia de expansão da geração de energia elétrica no Brasil, desde os primórdios da Indústria da Energia Elétrica (IEE), em 1901, até os dias atuais. A FIGURA 1 mostra a evolução do volume de barragens desde 1901 até 2015. Além do aumento da carga, Oliveira (2018) comenta que a evolução da construção de barragens também se deve aos incentivos econômicos e ao ambiente político existentes em cada período: República Velha (1903–1945); aceleração da construção de hidrelétricas (1951–1961), ocorrida entre o segundo governo de

Getúlio Vargas e o governo de João Goulart; período militar (1964–1989) e o “período ambiental” (1989–1998), quando as preocupações ambientais e a pressão dos movimentos dos atingidos por barragens começaram a tomar força.

A partir de 1998, embora as preocupações ambientais continuassem a existir, a pressão da iniciativa privada fez com que a construção de Usinas Hidrelétricas (UHEs) de elevada capacidade instalada retornasse. Um exemplo bem conhecido é o da UHE Belo Monte, cujas obras foram iniciadas em 2011 e inaugurada em 2016. A última turbina de Belo Monte foi acionada em 2019, quando a usina completou sua capacidade instalada prevista de 11.233 MW. O projeto original de Belo Monte previa uma área alagada muito maior, com mais barragens a montante, mas as pressões de ambientalistas brasileiros e internacionais levaram a várias reduções no tamanho do projeto. A consequência, segundo Biagioni et al. (2017), foi a construção de uma usina com Fator de Capacidade reduzido, em torno de 41%, gerando energia muito mais no período úmido (dezembro a abril) do que no período seco (maio a novembro).

FIGURA 1– NÚMERO DE GRANDES BARRAGENS INAUGURADAS NO BRASIL (VALORES ACUMULADOS)

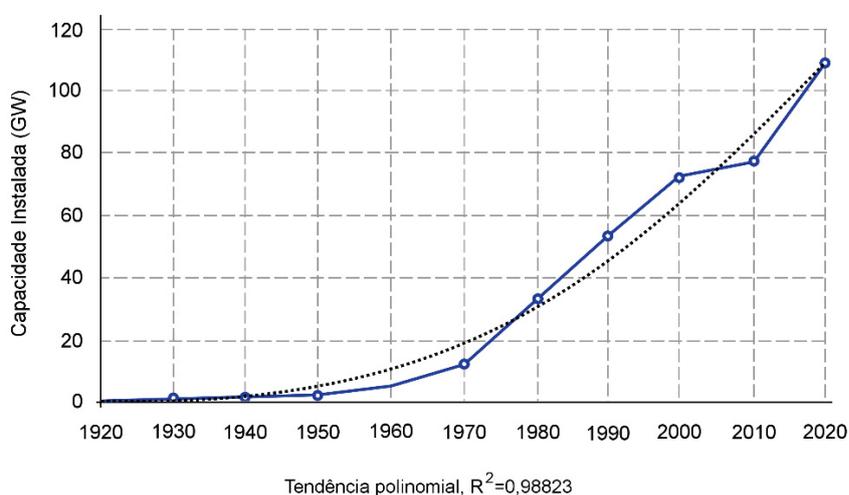


FONTE: Oliveira (2018)

A FIGURA 2 mostra a evolução da capacidade instalada no Brasil. Pereira (2015) comenta que a construção de UHEs tomou maior impulso depois da criação da Eletrobrás, em 1961. Em 1958, a empresa estatal Furnas Centrais Elétricas, que viria a se tornar subsidiária da Eletrobrás, deu início à construção da UHE Furnas, que

entrou em operação em 1963. Furnas foi a primeira UHE brasileira a ultrapassar a capacidade instalada de 1.000 MW (1.216 MW, com reservatório de 1.440 km²). Além de tais características, Furnas interliga os estados de MG, SP e RJ e deu início à construção das UHEs que formariam a chamada grande “caixa d’água” do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). A hidrologia da região Sudeste permitiu a construção de usinas em cascata nas bacias dos rios Paranaíba, Grande, Doce, Tietê, Paranapanema, Paraná e Paraíba do Sul. Na região Sul foram construídas usinas em cascata nas bacias dos rios Iguaçu, Uruguai, Jacuí, Capivari e Paraguai. Nas regiões Norte e Nordeste foram construídas usinas nas bacias dos rios Tocantins, Amazonas, Araguari, São Francisco, Parnaíba, Jequitinhonha e Paraguaçu. A FIGURA 2 também mostra que a construção de todas essas UHEs resultou em um aumento polinomial crescente da capacidade instalada, desde 1950, com 1.900 MW, até 2020, com 108.000 MW. Contudo, este aumento não se deu com a mesma intensidade nos anos seguintes.

FIGURA 2 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE HIDRELÉTRICA INSTALADA NO BRASIL



FONTE: Pereira (2015)

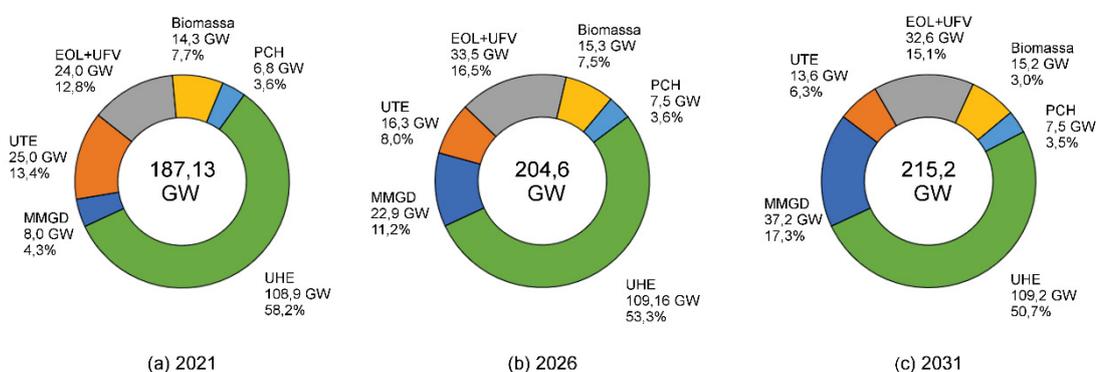
A FIGURA 3 mostra os dados do “Caso Base” do Plano Decenal de Expansão de Energia da EPE (2022). Fica evidente que a EPE não prevê um aumento significativo na capacidade instalada de UHEs até 2031. Por outro lado, é previsto um crescimento relevante das fontes EOL e UFV que, juntas, somarão 32,6 GW em 2031.

Também é previsto um aumento importante da capacidade instalada das Micro e Minigerações Distribuídas (MMGD), que deverá ser de 37,2 GW em 2031, ou seja, superior à capacidade instalada das EOLs e UFVs somadas. Finalmente, a EPE prevê uma grande redução na capacidade instalada das UTEs, de 25 GW em 2021, para 13,6 GW em 2031. Esta redução se deve principalmente ao encerramento do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), lançado no ano 2000.

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 menciona brevemente a situação dos SAEs no Brasil:

Outro desafio na consideração de sistemas de armazenamento está em sua representação nos modelos. Primeiramente pela definição prévia de quantidade fixa de horas de armazenamento, enquanto os sistemas podem ter dimensionamentos distintos, a depender da aplicação. Segundo, pela escala temporal considerada nas simulações, que não permite capturar, por exemplo, o benefício que as baterias têm como a resposta instantânea e a capacidade de carga e descarga da ordem de minutos. Portanto, faz-se necessário o constante aprimoramento metodológico no planejamento, de forma a capturar os potenciais benefícios de cada tecnologia (pag. 90).

FIGURA 3 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA EXISTENTE E CONTRATADA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)



Obs.: (1) Esse é o chamado “Caso Base” do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031; (2) Inclui a parcela da UHE Itaipu pertencente do Paraguai, cujo excedente de energia é exportado para o mercado brasileiro.

FONTE: EPE (2022)

Apesar das grandes dificuldades regulatórias, a ANEEL tem manifestado grande interesse na solução dos problemas relacionados ao Armazenamento de Energia. Em 2016 este órgão regulador lançou a Chamada Estratégica 021/2016, “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro” (ANEEL, 2016).

No momento existem vários problemas regulatórios que dificultam a construção de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs) e de outros sistemas de armazenamento no Brasil. Contudo, existe também um grande interesse pela solução destes problemas, resultando em várias iniciativas, tais como, dentre outras:

– Em 2019 a EPE realizou o “Estudo de Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis: Metodologia e Resultados Preliminares para o Estado do Rio de Janeiro” (EPE, 2019a).

– Em 2019 a EPE publicou o estudo “Sistemas de Armazenagem em Baterias: Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento” (EPE, 2019b)

– Em 2020 a ANEEL emitiu a Nota Técnica nº 094/2020, anunciando a “*Abertura da Tomada de Subsídios para obter contribuições para as adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento, incluindo usinas reversíveis*” (ANEEL, 2020).

– Em 2023 a ANEEL (2023a) promoveu a realização de um *webinar* sobre armazenamento de energia, cujos arquivos apresentados podem ser encontrados em ANEEL (2023b).

– Em 2023 a ANEEL emitiu a Consulta Pública nº 39/2023, cujo objetivo é “*obter subsídios para o aprimoramento do Relatório de Análise de Impacto Regulatório sobre a regulamentação para o Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Reversíveis*” (ANEEL, 2023c).

– Em 2021 o Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) lançou o livro “Viabilidade das Usinas Reversíveis no Sistema Interligado Nacional”, como encerramento do “Projeto UHR”, no qual são expostos os arranjos regulatórios, técnicos, operacionais e comerciais necessários para viabilizar a implantação das UHRs no Brasil (GESEL, 2021).

– Em 2022 o GESEL realizou o *webinar* “Perspectivas do armazenamento como elemento de integração entre Geração Transmissão” (GESEL, 2022).

– O governo atual, que se mostra interessado em incluir baterias de larga escala em leilões de energia de reserva, como observam Lovisi (2024) e Ruddy (2024).

O QUADRO 1 resume algumas soluções propostas pela ANEEL em sua Consulta Pública 039/2023 (ANEEL, 2023c).

QUADRO 1 – SOLUÇÕES PROPOSTAS PELA ANEEL NA NOTA 039/2023

Objetivo	Soluções normativas	Soluções não normativas
Adaptar a regulação de acesso à rede pelas novas tecnologias de armazenamento.	Definição do montante de uso da rede (MUST/MUSD) a ser contratado.	Divulgação de dados de regulação e mercado no Sistema Elétrico Brasileiro.
	Definição da forma de contratação (CUST/CUSD).	
	Definição da tarifa de uso da rede (TUST/TUSD) a ser aplicada.	
Adaptar a regulação de outorgas às novas tecnologias de armazenamento.	Definição da outorga para UHRs em ciclo fechado ou semifechado.	Incentivar os projetos de pesquisa e projetos-piloto.
	Definição da outorga para adição de UHRs em UHEs ou PCHs.	
	Criação e definição da outorga para o Agente Armazenador Autônomo.	Aproximar equipes técnicas de referência das principais instituições federais.
	Definição da outorga para usina com SAE.	
Avaliar as alternativas de estruturas remuneratórias para os sistemas de armazenamento.	Aprimorar a remuneração dos SAEs.	Ampliar o conhecimento sobre os SAEs.
Alinhar os agentes e entidades envolvidas às novas soluções de armazenamento.		Criar agenda institucional entre diversos órgãos para tratar de armazenamento.

Siglas: MUST=Montante de Uso do Sistema de Transmissão; MUSD=Montante de Uso do Sistema de Distribuição; CUST=Contrato de Uso do Sistema de Transmissão; CUSD= Contrato de Uso do Sistema de Distribuição; TUST=Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão; TUSD=Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição.

FONTE: Rolim (2023)

Desse modo, vislumbra-se a necessidade de se desenvolver algoritmos computacionais que sejam capazes de auxiliar no planejamento e operação técnica e econômica de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) regido sob um novo paradigma de operação horária que contemple de forma adequada a representação de Sistemas de Armazenamento de Energia.

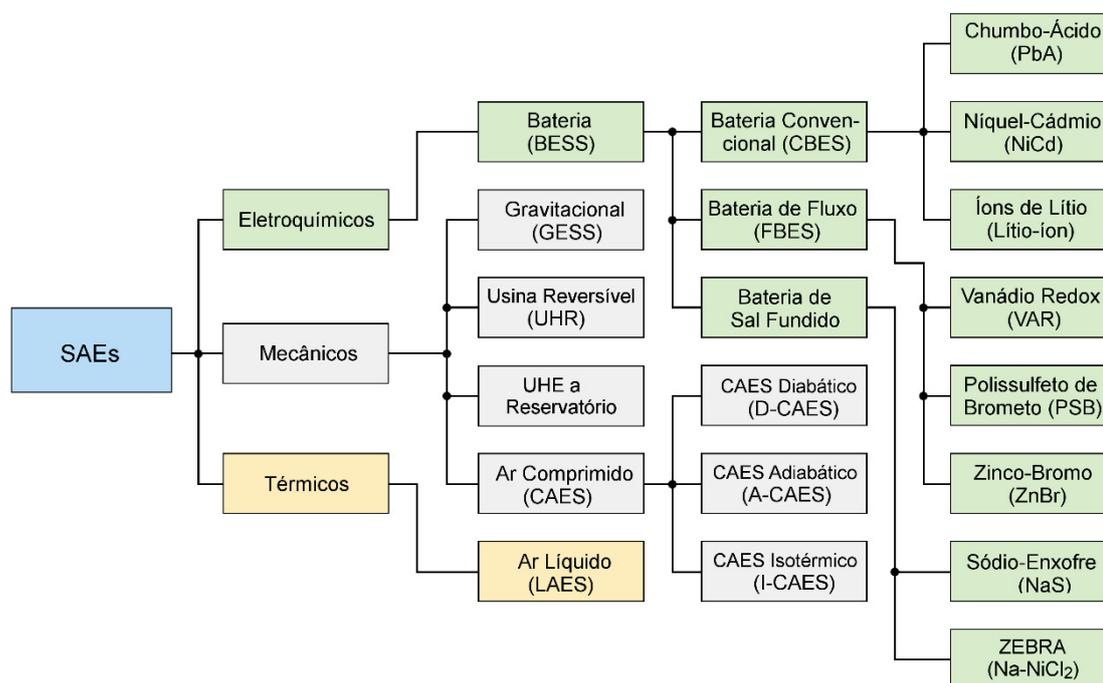
Para se preencher esta necessidade, esta tese concentra-se na instalação de SAEs de Alta Tensão de sistemas hidro-termo-eólico, tal como o brasileiro, com o intuito de complementar o modelo de planejamento energético em vigor no Brasil.

1.2. VISÃO GERAL DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

A FIGURA 4 mostra a divisão dos SAEs em alguns subgrupos. O Sistema Eletroquímico divide-se em Baterias e em Supercapacitores (SCES – *Supercapacitor Energy Storage*). Os Sistemas Mecânicos se dividem em Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs), Armazenamento de Energia por Ar Comprimido (CAES – *Compressed Air Energy Storage*), Sistemas Gravitacionais (GESS). O CAES, por sua vez, subdivide-se em Armazenamento de Energia Adiabático em Ar Comprimido (A-CAES) e Armazenamento de Energia Diabático em Ar Comprimido (D-CAES). O sistema de Armazenamento de Energia em Ar Liquefeito (LAES – *Liquid Air Energy Storage*).

Quanto a sistemas mecânicos, pode-se citar também as Usinas Hidrelétricas a reservatório, que compreendem a maior parte da matriz energética brasileira.

FIGURA 4 – CLASSIFICAÇÃO DOS SAEs



FONTE: Autor (2024) adaptado de Albadi et al. (2017), Connolly (2009) e Steinmann (2017)

Para esta tese foram exploradas as tecnologias UHRs, LAES, BESS e GESS. Em linhas gerais, uma UHR é uma Usina Hidrelétrica com reservatórios superior e inferior, que pode bombear água para o reservatório superior durante os períodos de

baixa demanda. Quando a demanda aumenta a água é liberada, acionando uma turbina hidrelétrica convencional, acoplada a um gerador que alimenta a rede. Na tecnologia LAES a energia da rede é usada para comprimir o ar até o ponto de liquefação. A seguir, o ar líquido é armazenado em um reservatório a baixa pressão. Quando necessário, o ar é liberado, aquecido e usado para acionar um turbogerador ligado à rede. Na tecnologia GESS, a mais recentemente desenvolvida, blocos de concreto são elevados por meio de guindastes a uma certa altura. Quando necessário, os blocos são liberados, gerando energia. Finalmente, a tecnologia BESS é formada por baterias eletroquímicas do tipo Chumbo-Ácido (PbA), Íons de Lítio (Li-íon), Sódio Enxofre (NaS), Sal fundido (Na/NiCl₂) ou Vanádio-Redox (VRB).

A TABELA 1 apresenta algumas aplicações típicas de SAEs. Dentre todas estas aplicações, apenas as UHRs são capazes de suportar o armazenamento sazonal, quando se aproveita a água de uma estação de elevada hidrologia para usá-la em estações de baixa hidrologia. As UHEs de reservatório também são capazes de realizar esta tarefa, mas utilizando apenas a água do fluxo a montante ou proveniente de precipitações.

TABELA 1 – CARACTERÍSTICAS DOS SAEs

Aplicação	Potência (MW)	Tempo de descarga	Ciclos	Tempo de resposta
Armazenamento sazonal	500 a 2.000	Dias a meses	1 a 5 por ano	Dia
Regulação de frequência	1 a 2.000	1 a 15 min.	20 a 40 por dia	1 min.
Seguimento de carga	1 a 2.000	15 min. a 1 dia	1 a 29 por dia	< 15 min.
Suporte de tensão	1 a 40	1 s a 1 min.	10 a 100 por dia	ms a s
<i>Black start</i>	0,1 a 400	1 a 4 horas	< 1 por ano	< 1 hora
Alívio de congestionamento de T&D	10 a 500	2 a 4 horas	0,14 a 1,25 por dia	> 1 hora
Adiamento de investimento em T&D	1 a 500	2 a 5 horas	0,75 a 1,25 por dia	> 1 hora
<i>Peak shaving</i>	0,001 a 1	Minutos a horas	1 a 29 por dia	< 15 min.
Reserva girante ou não girante	10 a 2.000	15 min. a 2 horas	15 min. a 2 horas	< 15 min.

OBS.: T&D=Transmissão e Distribuição

FONTE: IEA (2014).

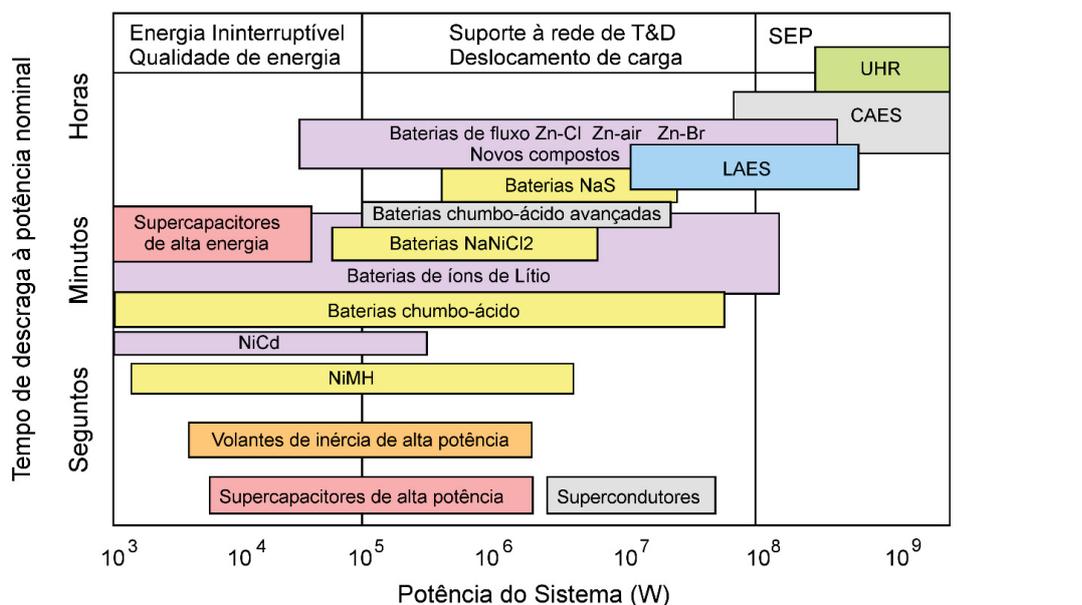
A FIGURA 5 mostra um esquema geral do tempo de descarga em função da potência nominal de cada tecnologia. Os únicos SAEs em estágio comercial capazes

de trabalhar com tempos de descarga da ordem de horas e capacidades instaladas da ordem de dezenas de mega-watts são a UHR, o BESS, o CAES e o GESS.

Quanto ao LAES, uma unidade de 5 MW/15 MWh, construída pela Highview Power (2018) perto de Manchester, Reino Unido, foi comissionada em 2018 e conectada ao sistema. A Highview Power espera que esse tipo de sistema possa alcançar potências nominais superiores a 100 MW nos próximos anos. No caso do GESS, a Energy Vault, uma empresa sediada na Suíça, iniciou o processo de comissionamento de uma unidade conectada à rede de 25 MW/100 MWh em Rudong, China, em dezembro de 2023. A tecnologia CAES enfrenta restrições geológicas ainda maiores dos que as UHRs, pois exige grandes cavernas de sal para formar reservatórios de ar comprimido. No momento só existem duas usinas de larga escala: CAES: Huntorf, 290 MW, na Alemanha, e McIntosh, 110 MW, no Alabama, EUA.

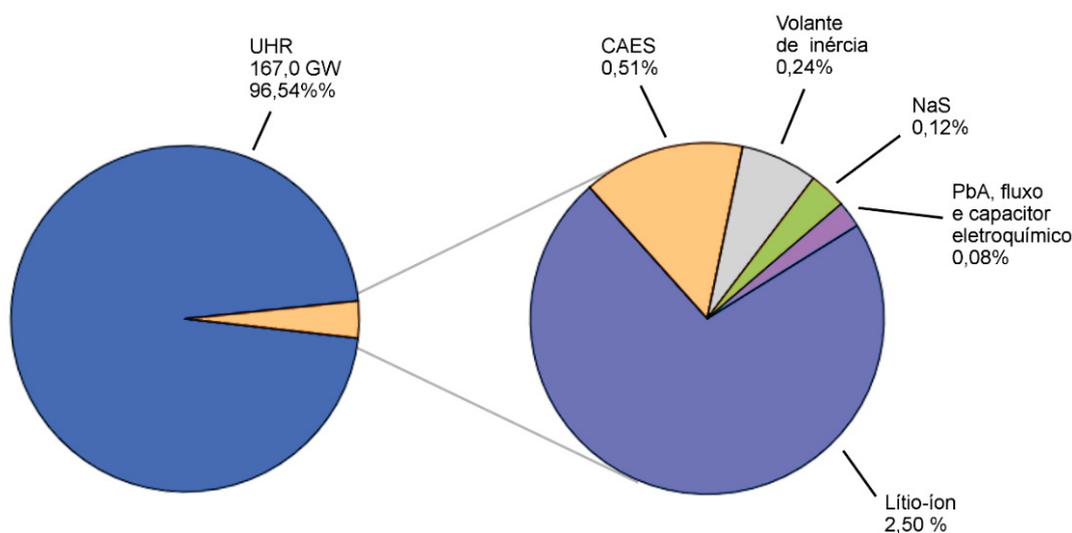
A FIGURA 6 apresenta uma divisão da capacidade instalada mundial de SAEs por fontes, de acordo com DOE (2023). Quando se removem as UHRs do cômputo geral, as baterias de Li-íon ficam em primeiro lugar, os Volantes de Inércia (FESSs) em segundo e os CAESs em terceiro.

FIGURA 5 –TECNOLOGIAS DE SAEs – POTÊNCIA E TEMPO DE DESCARGA



FONTE: Autor (2024) adaptado de Akhil et al. (2013)

FIGURA 6 – CAPACIDADE MUNDIAL INSTALADA DE SAEs POR FONTE



FONTE: Autor (2024) adaptado de DOE (2023); Energy Storage News (2024); Sapra (2023); Fischer (2022); Burger (2023); Kapolei Energy Storage (2024)

A TABELA 2 faz uma comparação entre as várias características de vários SAEs. Em comparação com as tecnologias BESS, LAES e GESS, as UHRs apresentam uma grande restrição relacionada à dependência da geologia, ou seja, só podem ser alocadas em barramentos perto de reservatórios. A presente tese não leva em consideração problemas logísticos ou ambientais, seja qual for o tipo de SAE.

Tendo por base a TABELA 2, foram escolhidas faixas de potência, valores de rendimento, tempo de descarga, vida útil e CAPEX-energia, para cada tecnologia utilizada para alocação nesta tese.

Como será apresentado em detalhes no Capítulo 5, utilizou-se valores de potência entre 20 e 1000 MW, valores de energia entre 100 e 1500 MWh, CAPEX-energia de 200 \$/kWh, vida útil entre 15 e 50 anos (TABELA 9) e rendimentos entre 60% e 95% (TABELA 10).

TABELA 2– COMPARAÇÃO ENTRE QUATRO TIPOS DE SAEs

ITEM	UHR	BESS (Li-íon)	LAES	GESS
Potência (MW)	10 a 7000	1.0 a 500	1.0 a 300	40 a 3.000
Rendimento	70% a 85%	60% a 95%	45% a 70%	80% a 90%
Tempo de descarga (h)	1 a 24>	1,0 s a 24>	1 a 24>	1 a 4>
Vida útil (anos)	40 a 50	5 a 15	20 a 30	30 a 40
Estágio	Comercial	Comercial	Demonstração	Comercial
CAPEX de energia (\$/kWh)	> 250	> 100	250 a 550	1.500
CAPEX de potência (\$/kW)	> 2.500	3.000	900 a 1.900	3.500
Flexibilidade de localização	Baixa (dependente da geologia)	Elevada	Elevada	Elevada

CAPEX= *Capital Expenditure* (Despesas de Capitais ou Investimentos em Bens de Capitais)

FONTES: Aneke; Wang (2016); Moore (2021); Zhang et al. (2021);Kebede et al. (2022).

Tendo em vista o interesse mundial e brasileiro (ANEEL, Consulta Pública 039/2023) pela utilização de sistemas de armazenamentos, percebe-se a importância do tema e a necessidade de se desenvolver ferramentas computacionais capazes de planejar técnica e economicamente sistemas com forte penetração de fontes eólicas.

Os estudos são relacionados à escolha adequada do local para se instalar SAEs, quais as tecnologias mais adequadas a serem utilizadas, seus dimensionamentos e análises de custo-benefício. Os SAEs a serem estudados são de larga escala, com dimensões superiores a 10 MW/MWh, capazes de serem conectados a Sistemas de Alta Tensão.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GERAL

O desenvolvimento de uma formulação matemática capaz de recomendar a alocação, seleção e dimensionamento de SAEs em Sistemas Hidro-Termo-Eólicos de Alta Tensão. O modelo inclui quatro tecnologias de SAEs: UHRs, BESSs, LAESs e GESSs.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) analisar o desenvolvimento tecnológico dos projetos de SAEs, tais como UHRs, BESSs, LAESs e GESSs
- b) desenvolver a formulação matemática de um problema de otimização que aloque e dimensione SAEs.
- c) testar o modelo em sistemas Hidro-Termo-Eólicos de alta tensão (modelo região Sul do Brasil e modelo completo do Brasil).
- d) testar o planejamento diário para direcionar o planejamento da expansão.

1.4. CONTRIBUIÇÕES DESTA TESE

O diferencial do presente trabalho foi a proposição de um modelo de otimização com as seguintes características:

- a) aloca quatro diferentes tecnologias de armazenamento: UHRs, baterias eletroquímicas (BESSs), sistemas de armazenamento de energia em ar líquido (LAESs) e sistemas de armazenamento de energia por gravidade (GESSs). Para isso, o modelo usou valores de custo, rendimentos, vida útil, tempos de carga e descarga e restrições físicas relativas à cada tecnologia analisada;
- b) concentra-se nas propriedades do deslocamento temporal (“*time-shift*”) de um sistema Hidro-Termo-Eólico de Alta Tensão com forte predominância de energia hidrelétrica, como é o caso do sistema brasileiro;
- c) considera a lucratividade resultante do deslocamento temporal como critério de alocação, ou seja, a alocação dos SAEs só é considerada viável no caso de um resultado líquido positivo. Esse critério também torna o modelo mais real e mais próximo de uma situação comercial prática.
- d) o problema de otimização formulado é baseado em um FPOLM e em AGs que permite definir a alocação dos SAEs por meio da minimização dos custos diários de operação. Os SAEs são conectados a um sistema de transmissão de alta tensão. Logo, são sistemas “frente do medidor”;
- e) as variáveis de entrada do problema são o número máximo de SAEs a alocar, os valores do Capex-energia dos SAEs (\$/kWh), bem como o rendimento e vida útil de cada tipo de SAE, os custos de geração termelétrica e de cortes

de carga, os Custos Marginais de Operação (CMO) nos patamares de carga pesada, média e leve, as barras onde os quatro tipos de SAEs podem ser alocados e as propriedades do sistema Hidro-Termo-Eólico em estudo, tais como UHEs, UTEs e EOLs disponíveis, número de barras e número de linhas;

- f) nos problemas de otimização da literatura em geral os SAEs são previamente alocados em barras definidas. No problema desta tese a quantidade de SAEs alocados e o tipo de cada SAE alocado a cada barra, bem como o número e nome das barras, são variáveis de saída;
- g) outras variáveis de saída são: i) financeiras, tais como custos diários das UHEs, UTEs e EOLs, do corte de carga, custo diário dos SAEs, custo diário de operação e resultado líquido diário; ii) gerações hidrelétricas totais nos patamares de carga pesada, média e leve, geração termelétrica total, geração eólica total e corte de carga total; iii) operação de carga e descarga dos SAEs;
- h) a comparação entre as gerações hidrelétricas nos três patamares e o resultado líquido diário permite o cálculo do deslocamento temporal da geração hidrelétrica.

Para alcançar este objetivo, o presente trabalho propõe um método para resolver um problema de otimização que determina as melhores barras para se alocar os SAES, as melhores tecnologias de armazenamento e as melhores dimensões para cada uma delas, com o objetivo de minimizar os custos operacionais diários do sistema em estudo.

Os sistemas testados são: a) um sistema de 408 barras e 615 linhas de transmissão, que faz parte do sul do Brasil; b) um subsistema de 4366 barras e 7469 linhas, que abrange o Sistema Interligado Nacional.

1.5. ESTRUTURA DA TESE

Esta tese é dividida em oito capítulos. O primeiro capítulo foi destinado à contextualização, objetivos, proposta da tese e revisão bibliográfica. No segundo capítulo foi feita uma revisão detalhada das características e funcionamento das UHRs, LA-ESSs, BESSs e GESSs, respectivamente. No terceiro capítulo apresentou-se o método de cálculo dos CMOs no Brasil, que mostra a particularidade de ser feito por meio de

algoritmo computacional, não por oferta e demanda do mercado de energia, como em vários países. No quarto capítulo são apresentados vários métodos existentes para alocação de SAEs. No quinto capítulo é apresentada a formulação matemática do problema de alocação de SAEs proposta neste trabalho. No sexto capítulo são apresentados os estudos para dois sistemas elétricos e no sétimo capítulo são apresentadas as conclusões do trabalho e propostas para trabalhos futuros.

2. REVISÃO DA LITERATURA SOBRE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

Este capítulo tem por finalidade descrever quatro tipos de tecnologias de armazenamento que foram selecionadas e utilizadas no trabalho, que são: UHRs, BESSs, LAESs e GESSs.

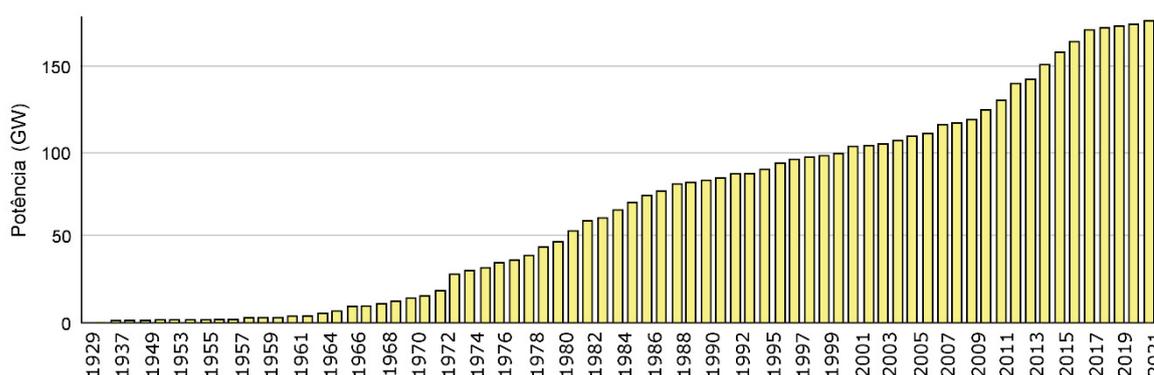
2.1. USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS (UHRs)

As UHRs fazem parte da tecnologia hidrelétrica e, sendo assim, estão em estado de maturidade quando comparadas a outros SAEs. Segundo Neto et al. (2005), a mais antiga UHR de que se tem notícia foi instalada em Schaffhausen, na Suíça, em 1909, e ainda está em operação.

A partir de 1960, o crescimento da capacidade instalada de UHRs começou a se tornar mais expressivo, tal como apresentado na FIGURA 7 e na FIGURA 8, que apresentam a evolução da capacidade instalada e do armazenamento energético cumulativo das UHRs no mundo, respectivamente.

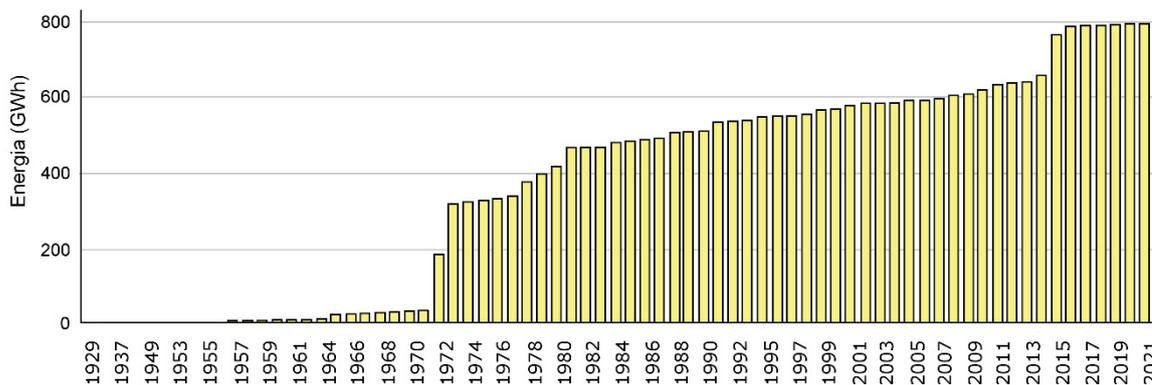
Na FIGURA 9 visualizam-se os países com as maiores capacidades instaladas de UHRs.

FIGURA 7 – SOMA CUMULATIVA DA CAPACIDADE INSTALADA MUNDIAL DAS UHRs



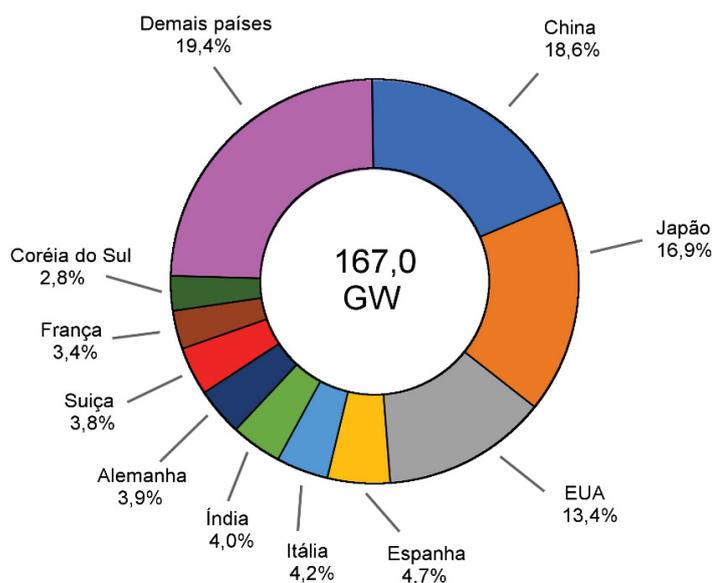
FONTE: Autor (2024) adaptado de DOE (2023)

FIGURA 8 – SOMA CUMULATIVA DA CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO MUNDIAL DAS UHRs



FONTE: Autor (2024) adaptado de DOE (2023)

FIGURA 9 – PAÍSES COM AS MAIORES CAPACIDADES INSTALADAS DE UHRs



FONTE: Autor (2024) adaptado de DOE (2023)

De acordo com Gimeno-Gutiérrez; Lacal-Aránategui (2015), as UHRs, podem ser construídas de acordo com os seguintes arranjos:

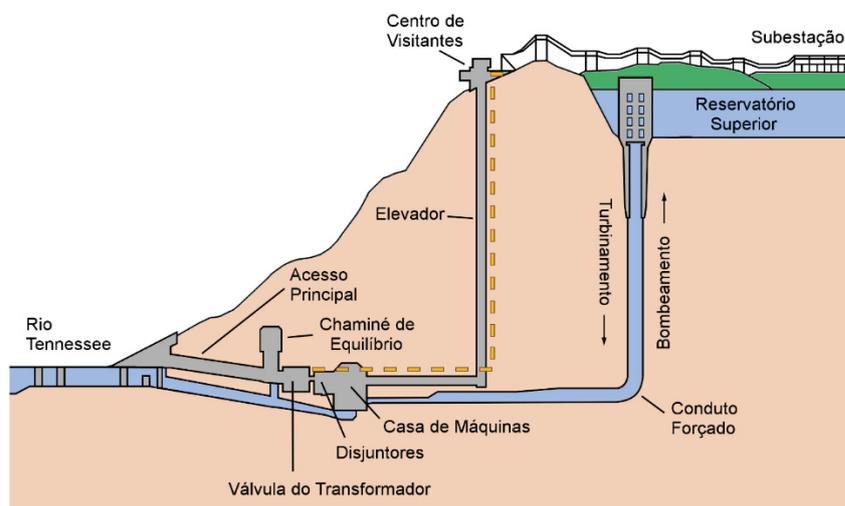
- a) reservatório inferior formado por um rio que apresenta vazão suficiente para suprir as necessidades da UHR. Por exemplo, Raccoon Mountain (EUA);

- b) reservatório existente transformado em uma UHR por meio da detecção de um local adequado para a construção de um segundo reservatório. Por exemplo, Turlough Hill, na Irlanda;
- c) reservatórios formados por minas, pedreiras ou cavernas abandonadas. Por exemplo, Lago de As Pontes, Espanha;
- d) oceano utilizado para compor um dos reservatórios da UHR. Por exemplo, o oceano pode ser o reservatório inferior, caso em que o superior seria uma colina, ou pode ser o reservatório superior, caso em que o inferior seria uma caverna. Por exemplo, Okinawa, Japão;
- e) dois reservatórios existentes interligados por meio de um circuito de adução de modo a transformá-los em uma UHR. Por exemplo, Kidston, na Austrália;
- f) UHR construída por meio da transformação de dois locais adequados em reservatórios artificiais. Por exemplo, Revin, na França;
- g) UHR é parte de um sistema de múltiplos reservatórios, o qual inclui outras UHEs. Por exemplo, Linberg, na Áustria.
- h) curto-circuito hidráulico, onde o bombeamento e geração ocorrem ao mesmo tempo, permitindo a alternância rápida da geração para bombeamento e vice-versa. Por exemplo, Kops II, 100 MW, com queda de 800 metros, localizada nos Alpes austríacos.

A FIGURA 10 apresenta o esquema de funcionamento da UHR Raccoon Mountain, 1.652 MW, localizada no estado do Tennessee, EUA. A usina é construída com dois reservatórios, um superior e outro inferior, um conduto forçado e uma casa de máquinas com um motor-gerador e uma bomba-turbina. Quando o sistema elétrico precisa de energia (*e.g.*, no período de ponta), o reservatório superior se esvazia progressivamente, enchendo o reservatório inferior e gerando energia elétrica. Quando a necessidade de energia não é elevada (*e.g.*, no período fora de ponta), o motor absorve energia da rede, bombeando água do reservatório inferior para o reservatório superior, deixando a usina preparada para o próximo ciclo de geração de energia. A UHR Raccoon Mountain é do tipo circuito aberto, no qual o reservatório superior pode ser enchido por meio da água bombeada e por meio das vazões a montante. Por sua

vez, o reservatório inferior pode ter suas águas bombeadas para o reservatório superior ou devolvidas ao rio Tennessee.

FIGURA 10 – VISTA EM CORTE DA UHR RACCOON MOUNTAIN, EUA, 1.652 MW.



FONTE: Autor (2024) adaptado de Sohn (2012)

Devido à dificuldade em se encontrar locais adequados à construção de UHRs, os empreendedores podem aproveitar a estrutura existente, tais como represas e reservatórios associados, pedreiras abandonadas e minas de vários tipos.

A TABELA 3 mostra as 10 maiores UHRs existentes (somente aquelas para as quais existem dados de armazenamento disponíveis são apresentadas).

TABELA 3 – ALGUMAS DAS MAIORES UHRs EXISTENTES

Nome da Usina	País	Capacidade (MW)	Armazenamento (MWh)
Fengning	China	3.600	30.930
Bath County	EUA	3.003	24.000
Okutataragi	Japão	1.932	15.456
Ludington	EUA	1.872	14.976
Dinorwig	País de Gales	1.728	8.640
Raccoon Mountain	EUA	1.652	36.344
Qingyuan	China	1.280	11.520
Castaic	EUA	1.247	12.470
Okuyoshino	Japão	1.206	14.689
Coo-Trois-Ponts	Bélgica	1.164	5.820

FONTE: DOE (2023)

No Brasil, de acordo com Canales et al. (2015a), a UHE Henry Borden, localizada em Cubatão, São Paulo, tem 720 m de queda e foi inaugurada em 1926. Na década de 1930 decidiu-se construir as usinas elevatórias de Pedreira e Traição, formando o reservatório Billings, com volume de 120 km³ e área de 130 km². As UHRs Pedreira e Traição foram inauguradas em 1939 e 1940, respectivamente, perfazendo uma capacidade instalada de 85,8 MW para o complexo Henry Borden, depois de completa instalação. Contudo, a partir da década de 1950 o crescimento populacional e o lançamento de esgoto sem tratamento no reservatório tornaram necessária a publicação de duas resoluções pela Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo (SMA), em 1992 e 1996, respectivamente, proibindo o bombeamento contínuo das águas do Canal Pinheiros para o reservatório Billings. Desta forma, o bombeamento é feito somente em casos de enchentes, fazendo que a UHE Henry Borden tenha sua geração reduzida em 75%. Duas outras UHRs também foram construídas no Brasil: Vigário (90,8 MW) e Edgar de Souza (14,8 MW). A primeira, localizada no Estado de Rio de Janeiro, foi inaugurada em 1952 e geralmente bombeia as águas do Rio Paraíba do Sul para a Bacia do Rio Guandu. Já a UHR Edgar de Souza foi construída na Cachoeira do Inferno do Rio Tietê, São Paulo, mas foi desativada em 1984, devido a problemas ambientais. No momento a UHR Pedreira é a única usina reversível brasileira a constar do DOE (2023) e atualmente pertence à Empresa Metropolitana de Águas e Energia (EMAE), também sendo conhecida como Usina Elevatória de Pedreira.

Bacaltchulk et al. (2014) sugerem que algumas UHEs brasileiras já existentes poderiam ser transformadas em UHRs de reservatórios compartilhados, conforme mostra a TABELA 4. A construção de UHRs deste tipo consiste em se adaptar reservatórios existentes com reservatórios inferiores, construindo-se a casa de força nas imediações.

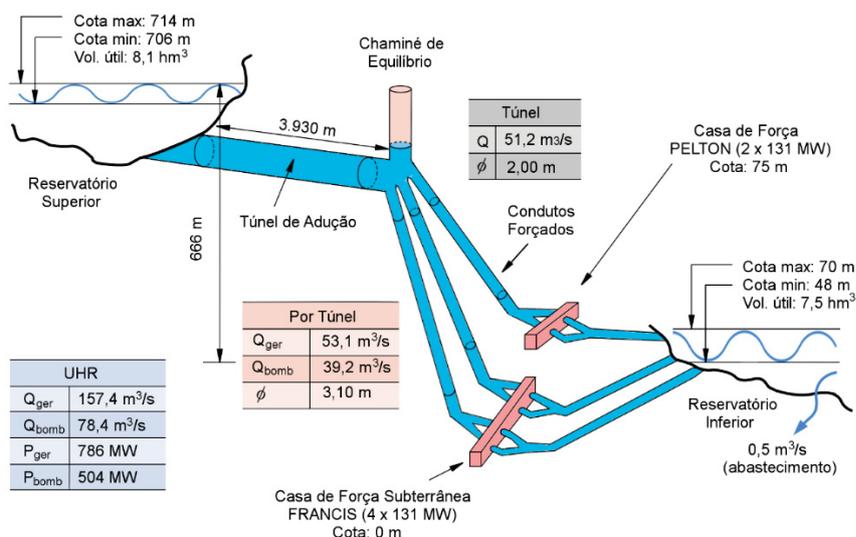
Zuculin et al. (2014) apresentam um estudo de caso em nível de concepção, desenvolvido pela CESP entre 2013 e 2014 nos termos da Lei n° 9991/2000 (Pesquisa e Desenvolvimento), na localidade da Serra do Mar. A capacidade total instalada dos geradores é 786 MW e a potência das bombas é 504 MW. A viabilidade da UHR, cujo desenho esquemático é mostrado na FIGURA 11, aumenta significativamente por causa das vantagens logísticas e ecológicas, além da existência prévia do reservatório superior.

TABELA 4 – UHEs PASSÍVEIS DE SEREM TRANSFORMADAS EM UHRs

Usina	Potência (MW)	Queda (m)	Volume bombeado (m ³ /s)
Salto-Canastra	600	720	100
Blang-Canastra	600	740	100
Capivari-Cachoeira	3.000	760	500
Voçoroca-Cubatão	3.100	780	500
Camargos-Itatiaia	2.000	500	500
Funil-Mambucaba	1.600	400	500
Fumaça-São Lourenzinho	2.000	500	550

FONTE: Bacaltchuk et al. (2014)

FIGURA 11 – DIAGRAMA DA UHR ESTUDADA NO P&D DA CESP



FONTE: Autor (2024) adaptado de Zuculin et al. (2014)

De modo a atualizar os levantamentos feitos no passado, a EPE (2019a) realizou um estudo de inventário de UHRs para o estado do Rio de Janeiro. Os resultados são mostrados na TABELA 5. Foram encontrados 15 locais propícios para construção de UHRs, totalizando aproximadamente 21,1 GW. Apenas usinas com reservatórios novos, na topologia circuito aberto, foram consideradas, pois a ferramenta para mapeamento de áreas promissoras para usinas de circuito fechado ainda está em desenvolvimento pela EPE.

A EPE menciona que:

Tendo em vista que as Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) constituem uma tecnologia que permite oferta de potência com a flexibilidade necessária para o atendimento à variação da carga no curto prazo, além de oferecer benefícios sistêmicos relacionados à economia, segurança e qualidade no fornecimento de energia elétrica (serviços ancilares), a sua participação na cesta de ofertas da matriz elétrica brasileira poderá constituir, num futuro próximo, uma expansão do sistema elétrico de forma econômica e sustentável (pag. 7).

Neste estudo a EPE também menciona que uma implantação de preços horários de energia poderia indicar mais adequadamente quando as UHRs ou outros SAEs que devem gerar e quando devem armazenar. Atualmente este indicador seria baseado apenas na curva de carga.

TABELA 5 – RESULTADO GERAL DO PRÉ-DIMENSIONAMENTO DAS UHRs SELECIONADAS PARA O ESTADO DO RIO DE JANEIRO

Característica	Valor encontrado
Número de UHRs	15
Capacidade instalada (geração)	21.109 MW
Ciclo de operação	Diário
Tempo de geração	3 [h] /ciclo
Tempo mínimo de bombeamento	4 [h] /ciclo
Energia armazenada	63.326 MWh
Energia consumida	83.936 MWh
Volume útil	71 hm ³
Rendimento global	75%
Queda bruta média	283,3 a 450,2 m
Relação L/H (distância entre reservatórios/desnível associado)	5,3 a 11,6

FONTE: EPE (2019a)

Concluindo-se esta seção, vê-se que as UHRs têm sido usadas em vários países, especialmente naqueles cujo parque gerador é formado principalmente por usinas nucleares e termelétricas. É sempre necessário aumentar a geração no horário de carga pesada e as UHRs podem desempenhar este papel. Mais recentemente, com a inserção de UFVs e EOLs nos sistemas, o papel das UHRs tem-se voltado também para a redução da intermitência e variabilidade de tais fontes, bem como para o fornecimento de serviços ancilares, tais como regulação de tensão e de frequência.

2.2. SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO EM AR LÍQUIDO (LAESs)

A tecnologia LAES foi inicialmente idealizada por Smith (1977), que propôs um ciclo utilizando compressão e descompressão adiabáticas (sem troca de calor com o ambiente), obtendo rendimentos elevados, da ordem de 72%, mas com temperaturas elevadas (1048 K) e pressões também elevadas (85 bar) em tanques térmicos. De acordo com Liang et al. (2023), esta proposta deu início a pesquisas por parte da Hitachi, entre 1980 e os anos 1990, e da Mitsubishi Heavy Industries (MHI), nos anos 1990, com a finalidade de substituir os Sistemas de Armazenamento em Ar Comprimido (CAES). Posteriormente, a partir de 2005, em uma pesquisa colaborativa entre a Universidade de Leeds e a Highview Enterprises (atualmente Highview Power), uma planta piloto desta tecnologia, com 350 kW/2,5 MWh, foi comissionada em 2010 e testada experimentalmente em 2013. Esta planta piloto encontra-se atualmente hospedada na Universidade de Birmingham, permitindo mais pesquisas e desenvolvimentos.

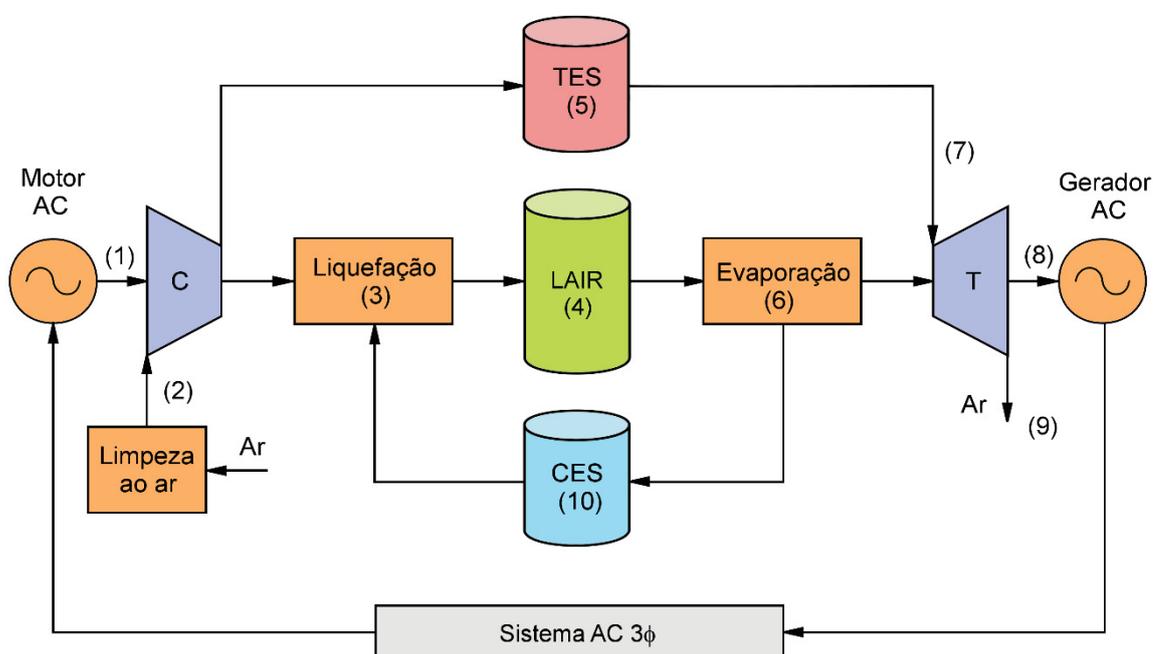
Em 2018 a Highview Power (2018) comissionou a primeira planta LAES pré-comercial, sincronizada com a rede, de 5 MW/15MWh, exibida na FIGURA 12, localizada em Bury, próximo a Manchester, Reino Unido. Em 2019 a Highview Power (2019) anunciou seus planos de construir várias plantas LAES no Reino Unido, cada uma de 50 MW/250 MWh, formando o maior sistema de armazenamento da Europa.

Na tecnologia LAES há três estágios principais: carga (transformação de energia elétrica em ar líquido), armazenamento (de calor, de frio e de ar líquido), e descarga (transformação de ar líquido em energia elétrica). Os componentes de tais estágios podem ser dimensionados de maneira independente, facilitando o projeto. Estes três estágios podem ser discretizados nos 10 estágios mostrados na FIGURA 12 e descritos a seguir:

- 1) entrada de energia mecânica no compressor de ar;
- 2) entrada de ar limpo de impurezas;
- 3) liquefação do ar;
- 4) armazenamento do ar líquido sob baixa pressão;
- 5) armazenamento do calor residual da compressão;

- 6) quando a energia elétrica for necessária, o ar líquido é evaporado e entra na turbina sob pressão;
- 7) entrada da energia térmica armazenada para auxiliar o turbinamento;
- 8) entrada da energia mecânica no gerador elétrico;
- 9) saída do ar residual do turbinamento;
- 10) armazenamento do frio residual da evaporação.

FIGURA 12 – DIAGRAMA DE UM LAES



SIGLAS: C=Compressor; CES= Armazenamento de Energia Criogênica; LAIR= Reservatório de Air Líquido; T=Turbina; TES= Armazenamento de Energia Térmica
 FONTE: Autor (2024) adaptado de Sciacovelli et al. (2017)

A liquefação do ar, no caso da planta piloto da Highview, é feita por meio do ciclo Claude, o processo mais utilizado para liquefação em larga escala e no qual o processo é conduzido por meio de expansão isentrópica (na qual a entropia permanece constante). A recuperação da energia é feita por meio do ciclo Rankine. Neste tipo de ciclo, segundo Ameel et al. (2013), o ar liquefeito é bombeado a alta pressão, superaquecido e então expandido através de uma turbina, produzindo trabalho, o qual é então convertido em energia elétrica por meio de um gerador síncrono. A partir de simulações com a planta piloto, Morgan et al. (2015) concluíram que os processos de

carga e descarga do ar são independentes entre si. Outra característica positiva é o longo prazo de armazenamento do ar líquido, possibilitando uma perda de volume de 0,05% ao dia. As simulações indicam uma resposta rápida às necessidades da rede e o rendimento encontra-se em torno de 60%, acima dos 50% projetados, podendo ser elevado a 75%.

De acordo com Brett; Barnett (2013), outras vantagens da tecnologia LAES são:

- a) baixa pressão do armazenamento, resultante em baixos custos;
- b) inexistência de risco de combustão, pois não há combustível envolvido;
- c) escalabilidade do sistema, podendo-se construir unidades de ordens superiores a 100 MW/600 MWh.

Högberg; Tholander (2018) comentam que o rendimento da tecnologia LAES é o seu maior problema. Os investimentos estão entre R\$ 400/kW e R\$ 2000/kW, dependendo do sítio, do clima e das condições ambientais. O rendimento também pode ser aumentado caso o calor residual esteja disponível de outras indústrias. A elevada densidade de energia do LAES significa menor espaço físico em comparação com a CAES, fato que reduz os problemas ambientais. Da mesma forma, comparado com o hidrogênio, altamente inflamável, o LAES é mais seguro de um ponto de vista da sustentabilidade social.

2.3. SISTEMAS ELETROQUÍMICOS DE ARMAZENAMENTO (BESSs)

A possibilidade de se utilizar baterias eletroquímicas para o armazenamento de em Sistemas Elétricos de Potência (SEPs) já havia sido percebida no início da Indústria da Energia Elétrica, conforme menciona Steinmetz (1911). Contudo, essa possibilidade deixou de ser atraente quando os SEPs passaram de CC para CA, somente vindo a ser reestabelecida quando do surgimento dos retificadores e inversores trifásicos de potência.

As baterias eletroquímicas mais exploradas atualmente como SAEs de larga escala são listadas na TABELA 6, tais como NaS, Vanádio-Redox Battery (VRB), Li-íons.

TABELA 6 – ALGUNS DOS MAIORES PROJETOS DE BATERIAS EM OPERAÇÃO

Projeto	Comissio- namento	Potência (MW)	Energia (MWh)	Tipo	País
Mira Loma ⁽¹⁾	2017	20	80	Li-íon	EUA
ISA CTEEP ⁽²⁾	2023	30	60	Li-íon	Brasil
Futamata ⁽³⁾	2010	34	224	NaS	Japão
Minami-Soma ⁽⁴⁾	2016	40	40	Li-íon	Japão
Buzen ⁽⁵⁾	2016	50	300	NaS	Japão
Hornsedale ⁽⁶⁾	2017	100	129	Li-íon	Austrália
Hubei Zaoyang ⁽⁷⁾	2018	100	500	VRB	China
Victorian Big Battery ⁽⁸⁾	2021	300	250	Li-íon	Austrália
Crimson Project ⁽⁹⁾	2023	350	1.400	Li-íon	EUA
Manatee Energy ⁽¹⁰⁾	2021	409	900	Li-íon	EUA
Moss Landing ⁽¹¹⁾	2023	750	3.000	Li-íon	EUA

FONTES: (1) Cardwell (2017); (2) Santos; Queiroz (2021); (3) Iijima et al. (2010) (4) Power Technology (2021); (5) Brown (2016); (6) Harmsen (2017); (7) Colthorpe (2021); (8) Paul; Cushing (2021); (9) Recurrent Energy (2024); (10) Proctor (2019); (11) Colthorpe (2023)

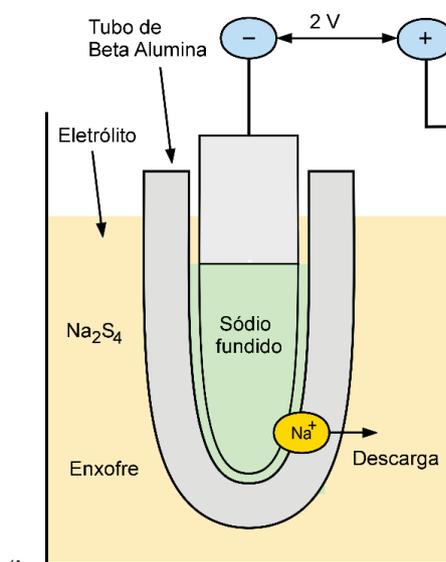
A tecnologia de bateria mais antiga é a PbA. De acordo com Chen; Sen (2016), tais baterias apresentam densidade de energia entre 30 e 50 Wh/kg, tensão elétrica por célula de 2 V e são usadas tipicamente em Sistemas de Partida, Iluminação e Ignição (SLI) de veículos a combustão. Estas baterias também têm sido usadas em aplicações com potências desde 1 kW, no caso de Fontes de Energia Ininterrupta (UPS), até mais de 700 MW, no caso de sistemas de transmissão e distribuição.

As vantagens das baterias PbA são o baixo preço em relação às demais baterias, a elevada densidade de energia e o rendimento elevado, entre 85% e 90%. Outra vantagem é que, conforme comentam Högberg; Tholander (2018), tais baterias podem ser recicladas inúmeras vezes, desde que propriamente manuseadas, constituindo no momento o produto mais reutilizado em termos mundiais. A principal desvantagem é o risco de explosão, por causa da possível formação de hidrogênio e oxigênio quando de uma eventual sobrecarga, e riscos ambientais elevados, por causa do chumbo.

As baterias do tipo NaS foram introduzidas pela *Ford Motor Company*, USA, em 1966, de acordo com Kazempour et al. (2009a). Neste tipo de bateria as células

são construídas de forma tubular, de acordo com Aneke; Wang (2016), o ânodo é feito de sódio, o cátodo é feito de enxofre e o eletrólito sólido é feito de beta alumina. A reação eletroquímica requer temperaturas entre 300°C e 350°C e cada célula produz aproximadamente 2,0 V com rendimentos entre 60% e 75%. A presença de sódio fundido requer sistemas de segurança especiais. A vida útil é reduzida, entre 10 e 15 anos, pois, como qualquer tecnologia eletroquímica, as baterias NaS também estão sujeitas a um processo de degradação. Um esquema de uma célula de bateria NaS é ilustrado na FIGURA 13.

FIGURA 13 – DIAGRAMA DE UMA BATERIA SÓDIO-ENXOFRE



FONTE: Autor (2024) adaptado de Hadjipaschalis et al. (2009)

As baterias de Vanádio-Redox Battery (VRB) são baterias de fluxo nas quais o vanádio, elemento que pode existir em quatro diferentes estágios de oxidação (V^{2+} , V^{3+} , V^{4+} e V^{5+}), é usado para armazenar energia química. De acordo com Akinyele; Rayudu (2014) e Aneke; Wang (2016), os eletrodos não sofrem degradação durante a operação e é possível projetar o sistema para potência máxima sem necessidade de maximizar a densidade de energia.

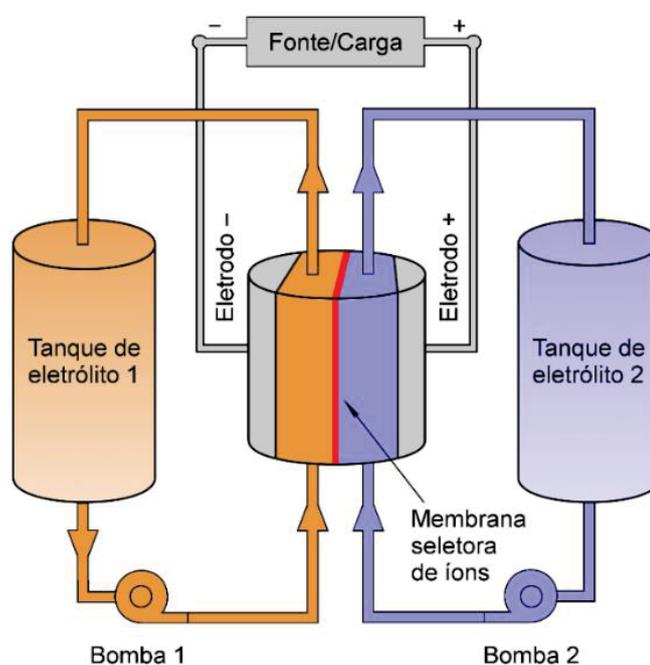
A bateria de fluxo é diferente das demais por separar a energia total armazenada da energia nominal. De acordo com Vazquez et al. (2010), dois eletrólitos são armazenados em dois tanques diferentes, impedindo a autodescarga. Uma membrana microporosa separa os eletrólitos, como mostrado na FIGURA 14, mas permite a passagem de íons selecionados, criando uma corrente elétrica. A capacidade de energia

de cada célula é uma função do volume de eletrólito e a potência é uma função da área dos eletrodos.

De acordo com Vazquez et al. (2010), outros elementos têm sido usados para a construção de baterias de fluxo. As baterias de Zinco-Ar apresentam rendimentos de 50%, enquanto das baterias de Brometo de Zinco (ZnBr) apresentam rendimentos de 70%. As VRBs são as mais eficientes, apresentando rendimentos de 80%.

A grande desvantagem das baterias de fluxo é a necessidade de partes móveis, como as bombas, necessárias para manter os eletrólitos em movimento. Tal desvantagem impossibilita o uso desta tecnologia em equipamentos de pequena potência.

FIGURA 14 – FUNCIONAMENTO DA BATERIA DE FLUXO-REDOX

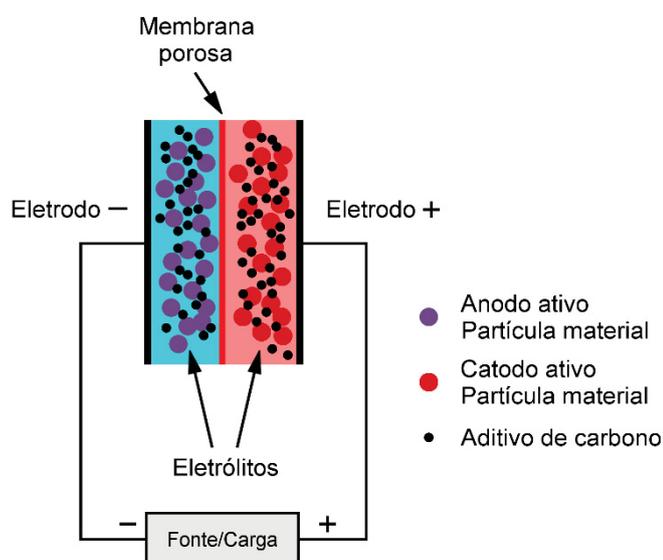


FONTE: Autor (2024) adaptado de Vazquez et al. (2010)

No caso da bateria de Li-íons, de acordo com Akinyele; Rayudu (2014) e Aneke; Wang (2016), em vez de Lítio metálico, apenas íons de Lítio estão presentes no eletrólito, na forma de sais de Lítio dissolvidos em carbonatos orgânicos. Os eletrodos das baterias Li-íon são geralmente formados por compostos de estrutura aberta, denominados compostos de intercalação, que permitem a entrada e saída de íons de Lítio. O cátodo é formado por um óxido de estrutura lamelar ou espinel. A FIGURA 15 mostra um diagrama de uma célula de bateria Li-íon. De acordo com Qi;

Koenig (2017), os aditivos de carbono condutor são misturados com os materiais ativos de modo a facilitar a transferência de elétrons dentro dos eletrodos. Os íons de Lítio são transferidos do cátodo para o ânodo durante o processo de carga e na direção inversa durante o processo de descarga.

FIGURA 15 – DIAGRAMA DE UMA BATERIA LI-ÍONS



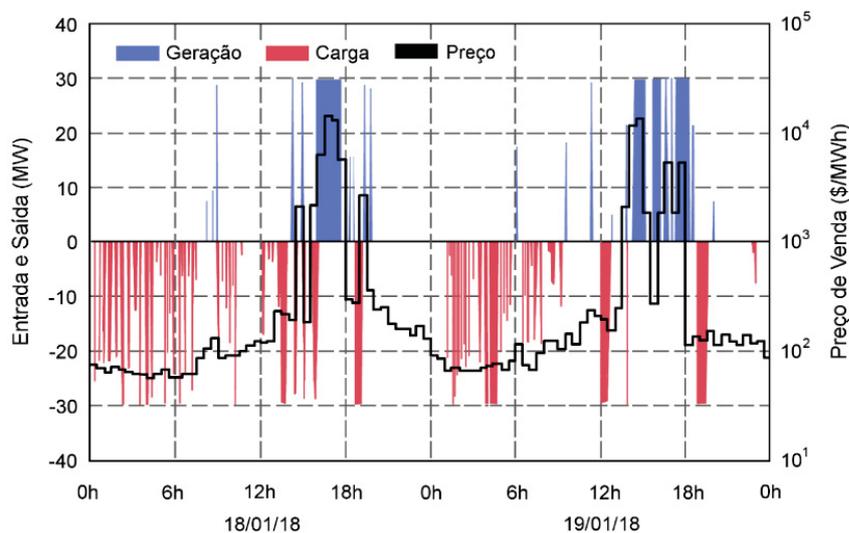
FONTE: Autor (2024) adaptado de Qi; Koenig (2017)

Um banco de baterias Li-íons, de 100 MW/129 MWh, foi construído pela Tesla, Inc. ao sul da Austrália, ao lado do parque eólico *Hornsedale*. O projeto é denominado *Hornsedale Power Reserve* (HPR) e foi conectado à rede no início de dezembro 2017, sendo operado pela Neoen, uma empresa francesa de energias renováveis.

Essas baterias mostraram bastante versatilidade. Em 18 de janeiro de 2018, por exemplo, uma UTE da rede de Vitória, na Austrália, apresentou mau funcionamento, provocando um corte de carga de 528 MW no sistema. A frequência da rede passou de 50 Hz para 49,7 Hz e o preço de curto prazo (*spot*) do mercado de energia sul-australiano, essencialmente termelétrico, passou de menos de US\$ 80,00/MWh para mais de US\$ 11.200/MWh, conforme mostra a FIGURA 16. A HPR foi convidada a gerar, estabilizando o sistema. O incidente ocorreu novamente em 19 de janeiro de 2018 e mostrou o potencial deste tipo de SAE, quando conectado a um mercado de

curto prazo, de se mostrar lucrativo. De fato, o lucro da Neoen, em apenas alguns dias, foi superior a US\$ 800.000.

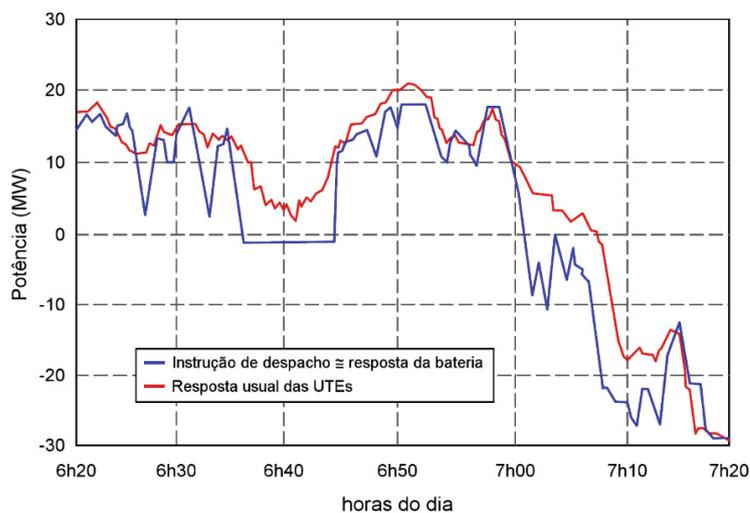
FIGURA 16 – POTÊNCIAS DE ENTRADA E SAÍDA DA HPR E PREÇO DE VENDA DE CURTO PRAZO, DURANTE OS INCIDENTES DE JANEIRO DE 2018



FONTE: Lambert (2018)

A diferença entre o tempo de resposta da tecnologia BESS em relação ao tempo de resposta das UTEs australianas fica evidente na FIGURA 17. A resposta das UTEs é lenta após uma instrução de despacho. Por outro lado, a resposta dos BESSs ocorre milissegundos após a instrução, reduzindo oscilações de frequência e possíveis cortes de carga. De fato, na escala de uma hora da FIGURA 18, a instrução de despacho é idêntica à resposta da bateria.

FIGURA 17 – RESPOSTAS DAS BATERIAS DA HPR E DAS UTEs



FONTE: Autor (2024) adaptado de Long (2018)

No Brasil, a ISA CTEEP inaugurou o primeiro projeto de armazenamento de energia utilizando baterias Li-íons em novembro de 2022, na subestação de Registro, no interior de São Paulo, exibida na FIGURA 18. O sistema, que tem dimensão de 30 MW/60 MWh e tempo de descarga de duas horas, tem a finalidade de fornecer o serviço de *peak shaving* durante o verão, evitando a instalação de geradores a diesel, que consumiriam 350 mil litros de combustível durante o período.

FIGURA 18 – BESS DA ISA CTEEP,
30 MW/ 60 MWh, 2021, REGISTRO, BRASIL



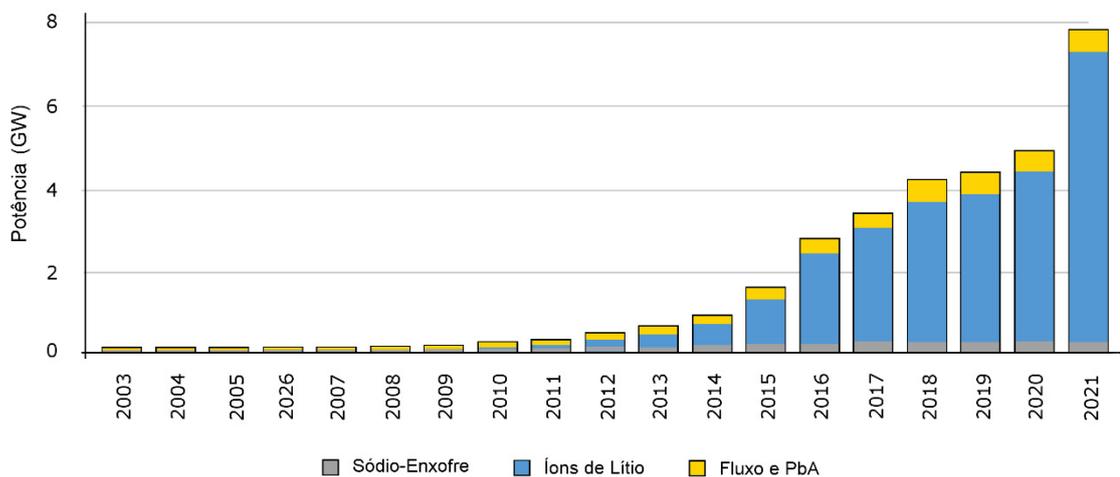
Cortesia da ISA CTEEP
FONTE: ISA CTEEP (2022)

As tecnologias BESS, especialmente a tecnologia Li-íon, têm atraído bastante atenção nos últimos dez anos. Propriedades como tempo de resposta e custos reduzidos e rendimento elevado fazem esta tecnologia ser preferível em relação à tecnologia UHR em várias circunstâncias. Uma vantagem que os BESSs compartilham com os LAESs é a existência de restrições geológicas mínimas em relação às UHRs. Um parque de BESSs, por exemplo, pode ser construído imediatamente ao lado de parques de FERs, como EOLs e UFVs, com a finalidade de redução de intermitência. Além disso, o tempo de construção dos BESSs é muito menor do que o tempo de construção de uma UHR. Contudo, a vida útil reduzida dos BESSs pode fazer com que as UHRs sejam preferíveis em determinadas circunstâncias.

As FIGURAS 19 e 20 mostram, respectivamente, a evolução da capacidade instalada e do armazenamento energético cumulativo das baterias eletroquímicas,

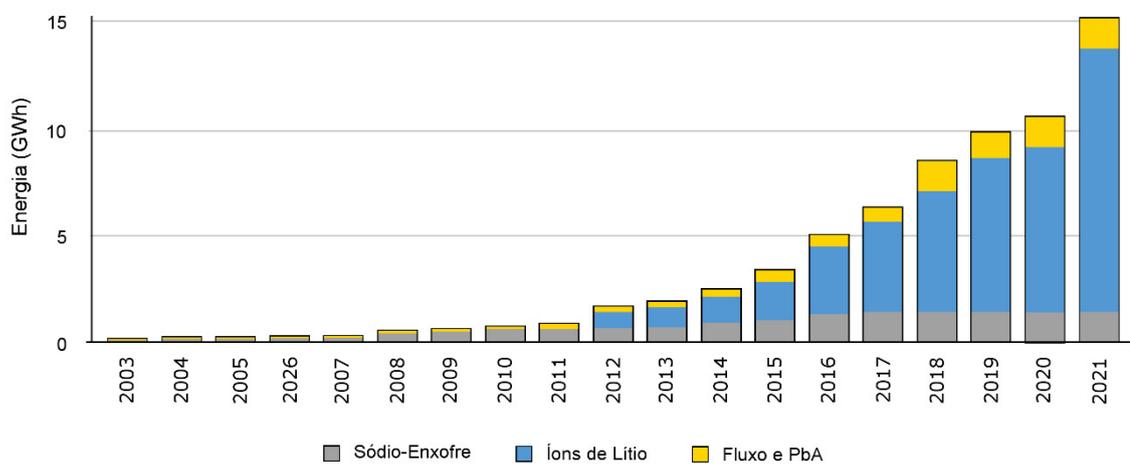
ficando claro que as baterias Li-íons estão atraindo cada vez mais interesse dentro aos BESSs.

FIGURA 19 – SOMA CUMULATIVA DA CAPACIDADE INSTALADA MUNDIAL DOS BESSs



FONTE: Autor (2024) adaptado de DOE (2023)

FIGURA 20 – SOMA CUMULATIVA DA CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO MUNDIAL DOS BESSs



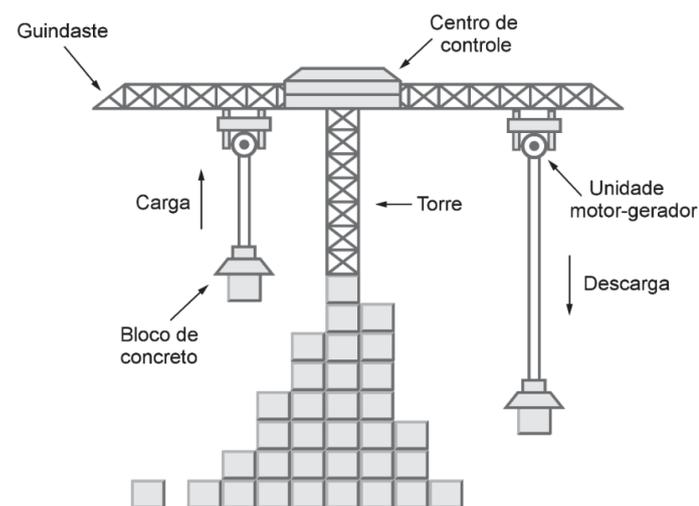
FONTE: Autor (2024) adaptado de DOE (2023)

2.4. SISTEMAS GRAVITACIONAIS DE ARMAZENAMENTO (GESSs)

Uma unidade GESS pode ser descrita rapidamente como uma UHR que opera com “massa seca” em vez de água. Nas UHRs a água é bombeada para um reservatório e fica armazenada, sendo liberada quando necessário e acionando um gerador. Em um GESS, como mostrado na FIGURA 21, um motor é usado para erguer blocos de concreto, cada um de 35 ton, por meio de guindastes, até uma posição de repouso a 100 m do solo, quando atingem máxima energia potencial. Quando é necessário gerar energia, os blocos são liberados. Um vídeo muito esclarecedor sobre o funcionamento do sistema está disponível em Energy Vault (2019).

Em julho de 2020, a Energy Vault (2021) concluiu a construção mecânica de sua primeira unidade GESS, denominada *EV1 Tower Commercial Demonstration Unit* (CDU), localizada em Ticino, Suíça, mostrada na FIGURA 22, conectada à rede elétrica nacional. Em dezembro de 2023 a Energy Vault iniciou o comissionamento de uma unidade GESS em Rudong, China, mostrada na FIGURA 24, com 25 MW/100 MWh, ciclo diário de quatro horas e rendimento superior a 80%. O GESS está conectado à rede local e foi construído de maneira adjacente a uma planta eólica. Em abril de 2023 a Energy Vault iniciou a construção de uma unidade GESS de 17 MW/68 MWh, em Zhangye, China.

FIGURA 21 – ESQUEMA DO GESS DA ENERGY VAULT



FONTE: Autor (2024) adaptado de Lu et al. (2022)

FIGURA 22 – TORRE EV1, TICINO, SUIÇA



Cortesia da Energy Vault
FONTE: Energy Vault (2021)

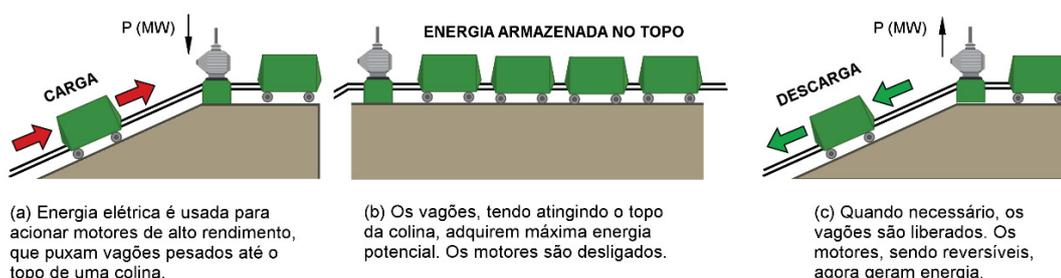
FIGURA 23 – PROJETO RUDONG, CHINA, 25 MW/100 MWh



Cortesia da Energy Vault
FONTE: Energy Vault (2021)

De acordo com Tong et al. (2022), existem vários outros conceitos de GESS. Um deles é o *Advanced Rail Energy Storage*, ARES (2022), desenvolvido pela empresa norte-americana de mesmo nome. Em vez de trabalhar com guindastes, o ARES trabalha com vagões pesados que se movem nos dois sentidos de trilhos ferroviários. Inicialmente, motores elétricos são usados para elevar os vagões até o topo de uma colina, aumentando a energia potencial destes. Quando necessário, os vagões são liberados, acionando geradores e transferindo potência elétrica à rede. A construção de colinas e a instalação de trilhos torna esta tecnologia um tanto complexa, mas ideal para ser explorada por empresas ferroviárias. A FIGURA 24 mostra um modelo simples do funcionamento do ARES.

FIGURA 24 – SISTEMA ARES SIMPLIFICADO



FONTE: Autor (2024) adaptado de ARES (2022).

2.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentadas as principais características dos quatro tipos de SAEs escolhidos para esta tese. O modelo computacional que será usado permite o uso de quatro tecnologias. As UHRs foram escolhidas por serem a tecnologia mais madura e presente dentre todas, apesar de suas restrições locais relacionadas à geologia. Os BESSs de Li-íon foram escolhidos por serem o tipo de tecnologia de larga escala que mais cresce mundialmente em termos de capacidade instalada. Uma tecnologia que poderia ter sido usada é a CAES. Contudo, tecnologias de larga escala deste tipo apresentam restrições locais ainda maiores do que as restrições das UHRs, exigindo cavernas de sal, que não são encontradas no Brasil. Assim, foi escolhida a tecnologia LAES, por ser relacionada à CAES, mas sem restrições locais. A quarta tecnologia escolhida foi a GESS, pelo interesse recente surgido com o comissionamento da unidade de Rudong, na China.

3. CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO

A ferramenta computacional desenvolvida nesta tese teve como intuito a aplicação ao Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). Assim, este capítulo descreve sucintamente a evolução do mesmo e suas características básicas, com o intuito de se compreender a dinâmica do sistema hidrotérmico de grande porte do Brasil, que norteou a formulação matemática do problema de otimização proposto.

3.1.O PROJETO DE REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (RE-SEB)

Até meados dos anos 90 o SEB era quase totalmente estatal, com exceção de algumas pequenas distribuidoras e autoprodutores. A partir de janeiro de 1995 iniciou-se um intenso processo de privatização de vários setores, cujo objetivo era aumentar a eficiência das empresas, bem como aumentar os recursos do Tesouro Nacional.

No início de 1996 teve início o Projeto Reestruturação do Setor Elétrico Nacional (RE-SEB), sob coordenação da consultora inglesa Coopers & Lybrand e com a colaboração de mais de 200 profissionais brasileiros. O RE-SEB foi concluído em 1998 e tinha os principais objetivos, de acordo com Tolmasquim (2015):

- a) Criação dos Produtores Independentes de Energia (PIEs), dos Consumidores Livres e das Comercializadoras de Energia.
- b) Criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em substituição ao DNAEE.
- c) Criação do Operador Nacional do Setor Elétrico (ONS), em substituição do Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI), até então subordinado à Eletrobras.
- d) Criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), transformado em Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com a implantação do Novo Marco Regulatório, em 2004.
- e) Distribuidoras, geradores e consumidores livres passam a ter livre acesso à rede por meio do pagamento de uma tarifa de uso.

A intenção dos idealizadores do RE-SEB era transformar o setor em uma bolsa de energia, onde geradores, consumidores livres, distribuidoras e

comercializadores de energia comprariam e venderiam energia. Este modelo foi modificado em 2004, com a implantação do Novo Marco Regulatório.

3.2. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO (CMO) E PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS (PLD)

Em um Mercado Livre de Energia a energia elétrica é tratada como uma “*commodity*”, cujo preço decorre das operações de compra e venda. No Brasil, com o advento do Projeto RE-SEB, esse preço, inicialmente denominado PMAE, tinha a particularidade de ser calculado por modelos computacionais, e é usado na operações de contabilização e liquidação de energia. Após 2004, com a implantação do novo Marco Regulatório, o PMAE passou a ser denominado Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O PMAE era calculado com base no Custo Marginal de Operação (CMO), que já era calculado desde 1998 pelo ONS. O mesmo ocorre atualmente com o PLD.

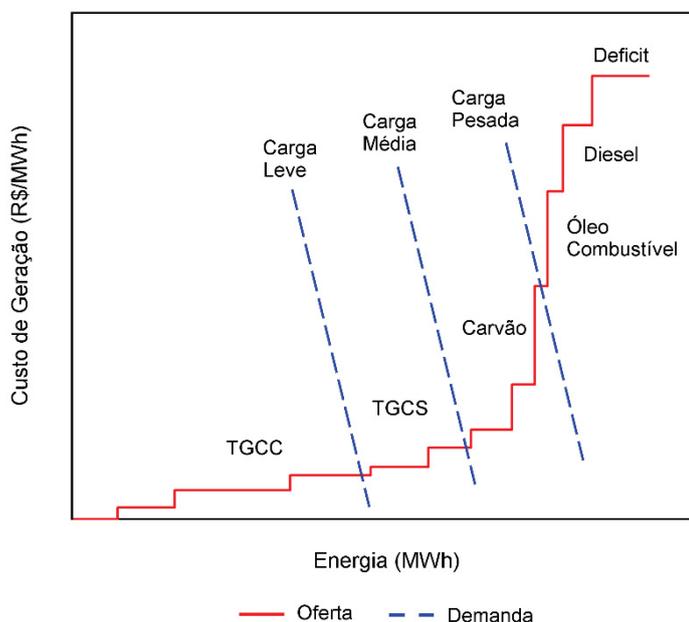
Em um sistema puramente termelétrico as usinas são despachadas por ordem de mérito, de acordo com a evolução da demanda, *i.e.*, quanto maior a demanda, mais caras serão as UTEs despachadas, como ilustra a FIGURA 26. O custo de energia do sistema é o custo da última usina a ser despachada, denominado Custo Marginal de Operação (CMO), medido em R\$/MWh. Este custo é calculado como a derivada da função custo (em R\$) em relação à quantidade despachada (em MWh). De acordo com D’Araujo (2009), o CMO é a variável mais importante do SEB.

No cálculo do CMO as UTNs são despachadas na base, devido às suas restrições operacionais. À medida que a carga aumenta, usinas mais caras vão entrando em operação, resultando em uma curva de oferta não linear. A demanda por energia é considerada inelástica no curto prazo, pois varia pouco em relação ao custo da energia. O CMO decorre do encontro entre oferta e demanda de energia, como mostra a FIGURA 25.

Devido à diversidade da matriz hidrelétrica do SEB, é consenso desde o início do projeto RE-SEB que o mercado livre de energia deve ser visto como um *tight pool*, que tem seus preços calculados, e não como um *loose pool*, que tem seus preços definidos como em uma bolsa de energia, onde os preços resultam da oferta e da demanda dos agentes (BORN e ALMEIDA, 1998). O *loose pool* é o caso de muitos mercados atuais de energia, como o Nord Pool (Noruega, Suécia, Finlândia, Dinamarca e outros países europeus), o PJM (*Pennsylvania, Jersey, Maryland Power*

Pool), o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), o Elexon (Reino Unido) e vários outros.

FIGURA 25 – OFERTA E DEMANDA EM UM SISTEMA TERMELÉTRICO



SIGLAS: TGCC=Turbina a Gás Ciclo Combinado; TGCS=Turbina a Gás Ciclo Simples

FONTE: Autor (2024) adaptado de Silva et al. (2016)

No caso de um sistema hidrotérmico, as UHEs não têm um custo direto, pois não operam com combustível. Em vez disso elas têm um custo de oportunidade associado ao uso da água no futuro.

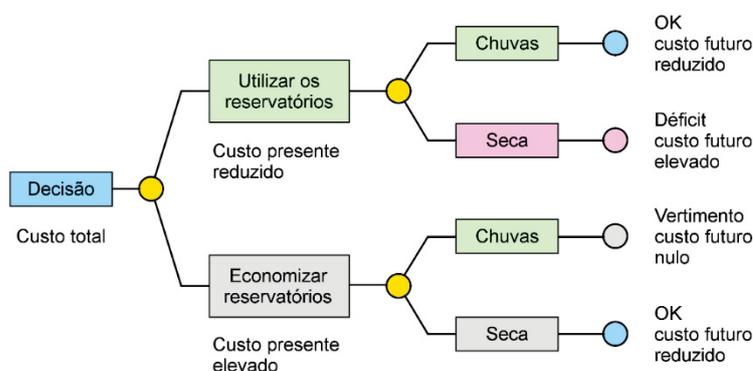
A árvore de despacho hidrotérmico mostrada na FIGURA 26 permite o cálculo do CMO por meio da construção das Funções de Custo Futuro (FCF) e de Custo Imediato (FCI). A cada ciclo de despacho o operador do sistema deve tomar a decisão de utilizar ou não os reservatórios. Caso o operador decida usar os reservatórios, isso significa que a previsão é de chuvas futuras, de modo que os reservatórios poderão se recuperar. Assim, o custo imediato é reduzido, pois, se a energia está sendo gerada pelas UHEs, as UTEs estão em espera e o custo do combustível é reduzido ou nulo. Por outro lado, se a decisão é economizar os reservatórios, a energia deverá ser gerada pelas UTEs, elevando-se o custo imediato. A Função Custo Imediato é crescente em relação ao armazenamento e mostrada em verde na FIGURA 27.

Após a decisão de usar ou não os reservatórios, segue-se o evento físico de chuvas ou estiagem. Caso tenha-se tomado a decisão de despachar as UHEs e não

tenha chovido, o custo futuro será elevado, pois a única alternativa será despachar as UTEs. Por outro lado, caso chova, o custo futuro poderá ser reduzido ou nulo, pois os reservatórios estarão cheios e o despacho térmico será desnecessário. A Função Custo Futuro decrescente é mostrada em azul na FIGURA 27.

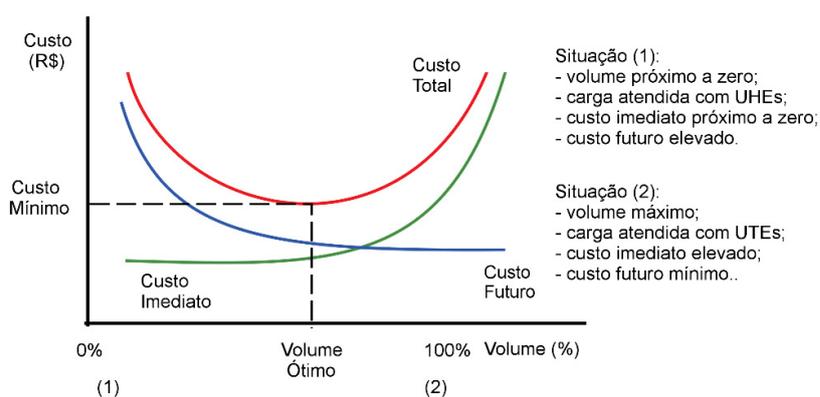
A soma da FCI com a FCF resulta na Função Custo Total (FCT), que representa o custo da combinação dos despachos hidráulico e térmico no mês corrente. O valor mínimo da FCT representa o despacho ótimo, quando o custo associado tem seu valor mínimo. O CMO, medido em R\$/MWh, resulta da derivação do custo mínimo (em R\$) em relação à energia gerada naquele ponto (em MWh).

FIGURA 26 – ÁRVORE DO DESPACHO HIDROTÉRMICO.



FONTE: Autor (2024) adaptado de Silva (2012)

FIGURA 27 – FUNÇÕES CUSTO FUTURO E CUSTO IMEDIATO.



FONTE: Autor (2024) adaptado de Silva (2012)

No Brasil o CMO e o PLD são calculados por uma cadeia de três modelos computacionais desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL,

<https://cepel.br/produtos/>): (a) NEWAVE (mensal); (b) DECOMP (semanal); (c) DESSEM (diário).

O CMO é utilizado como indicador de despacho pelo ONS. Seu valor mínimo é nulo, indicando vertimento e que nenhuma termelétrica precisa ser despachada. Seu valor máximo é o Custo de Déficit, usado no planejamento do setor, cujo valor indica o quanto custa a insuficiência de energia para a sociedade.

O PLD pode ser visto como o CMO com patamares mínimo e máximo, os quais são divulgados anualmente pela ANEEL. Em 2024 esses valores eram R\$ 61,02/MWh e R\$ 716,80/MWh, respectivamente.

Outra diferença é que o cálculo do PLD não leva em consideração as restrições elétricas internas de um submercado. Assim, de acordo com a CCEE (2024), o preço se torna único dentro de cada um dos submercados e apenas as restrições de transmissão de energia entre eles (limites de intercâmbio) são consideradas.

O PLD é usado pela CCEE para precificar as diferenças entre os montantes contratados e os montantes efetivamente medidos. Depois da contabilização a CCEE realiza a liquidação dos contratos e os agentes são informados de seus débitos ou créditos junto ao mercado, tendo uma semana para saldar os débitos e vender os créditos, caso desejem.

O NEWAVE é o modelo de planejamento e operação de sistemas hidrotérmicos interligados de longo e médio prazos. As variáveis de saída deste modelo são mensais, calculadas por subsistema e usadas como variáveis de entrada para o DECOMP.

O NEWAVE implementa uma metodologia baseada na Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), que já vinha sendo desenvolvida com os trabalhos de Pereira (1989). Um mecanismo de aversão ao risco baseado no “Valor Condicionado em Dado Risco” ou “*Conditioned Value at Risk*” (CVaR), foi incorporado na versão 17.5.5, de agosto de 2013.

O DECOMP é um modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos interligados de curto prazo e, de acordo com CEPEL (2018), também é baseado na PDDE. O DECOMP é usado ao final de cada semana do respectivo mês para cálculo do CMO, do PLD e de outras variáveis semanais, por submercado. A versão 20 do DECOMP, utilizada a partir de dezembro de 2013, também incorpora o CVaR.

Finalmente, o DESSEM é um modelo de despacho hidrotérmico de curto prazo, utilizado atualmente para calcular o CMO e o PLD semanalmente, divididos por patamares médio, leve e pesado e por subsistema. A partir de 2020 os cálculos do CMO passaram a ser semi-horários e a partir 2021 os cálculos do PLD passaram a ser horários.

A FIGURA 28 mostra várias informações que devem ser inseridas no DESSEM, advindas de outros modelos, além do DECOMP, tais como vazões, carga e outros.

As FIGURAS 29 e 30 mostram as curvas do CMO para duas datas escolhidas arbitrariamente. Percebe-se que, além dos valores mínimos e máximos, o perfil do CMO também varia em datas diferentes. Estas diferenças estão relacionadas a vários fatores, sendo a hidrologia um dos principais. De fato, o CMO elevado de agosto de 2021 se justifica especialmente pela estiagem verificada naquele ano.

O QUADRO 2 mostra algumas das principais características dos três modelos usados para o cálculo do CMO e as diferenças entre elas.

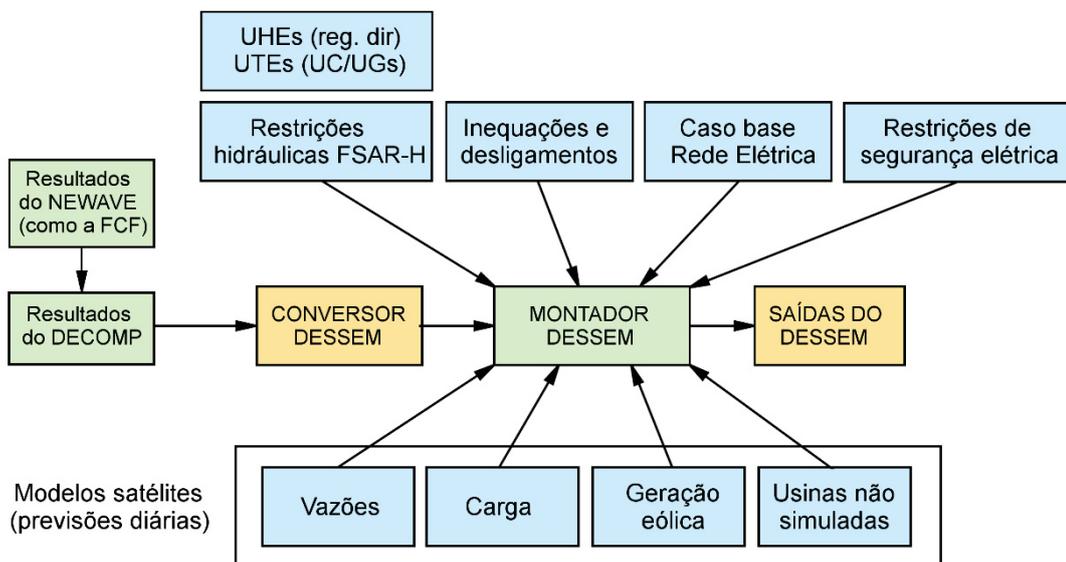
QUADRO 2 – CARACTERÍSTICAS DO NEWAVE, DECOMP E DESSEM

CARACTERÍSTICA	NEWAVE	DECOMP	DESSEM
Implantação	1998	2002	01/01/200 no caso do CMO e 01/01/2021 no caso do PLD
Execução	Mensal	Semanal	Diária
Tipo de modelo	Por subsistema	Individualizado	Individualizado e elétrico
Representação do sistema	Reservatório equivalente	Estocástico, árvore completa.	Determinístico
Técnica de resolução	PDDE	PDD	Benders e MILP
Objetivo principal	Valoração da água no tempo, determinação da FCF mensal e do CMO e PLD mensais.	Determinação das metas de geração individuais, da FCF semanal e do CMO e PLD semanais.	Determinação da programação diária da operação e do CMO e PLD diários e horários.
Discretização	Mensal	Mensal e semanal	Horária e meia hora
Incerteza	Elevada	Média	Baixa
FCF	Por subsistema	Por usina	–

Siglas: FCF = Função Custo Futuro; PDD= Pré-Despacho Dinâmico; PDDE= Programação Dinâmica Dual Estocástica; MILP= *Mixed Integer Linear Programming* (Programação Linear Inteira Mista).

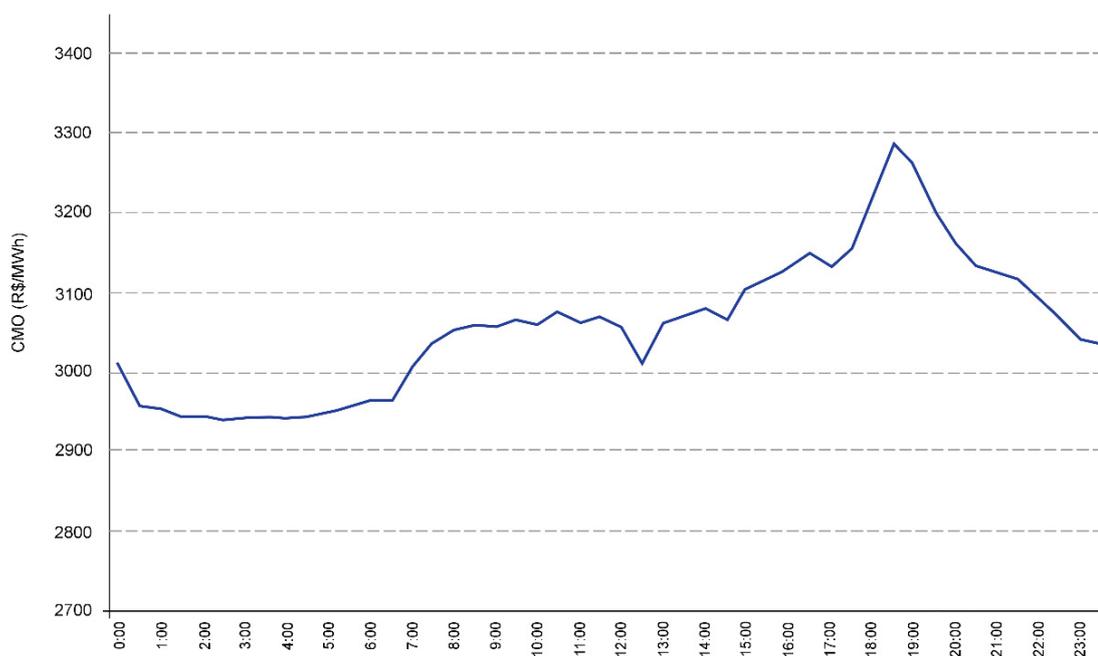
FONTE: Várias fontes, incluindo manuais do NEWAVE, DECOMP e DESSEM.

FIGURA 28 – CONEXÃO DO DESSEM COM OS DEMAIS MODELOS DE PREVISÃO



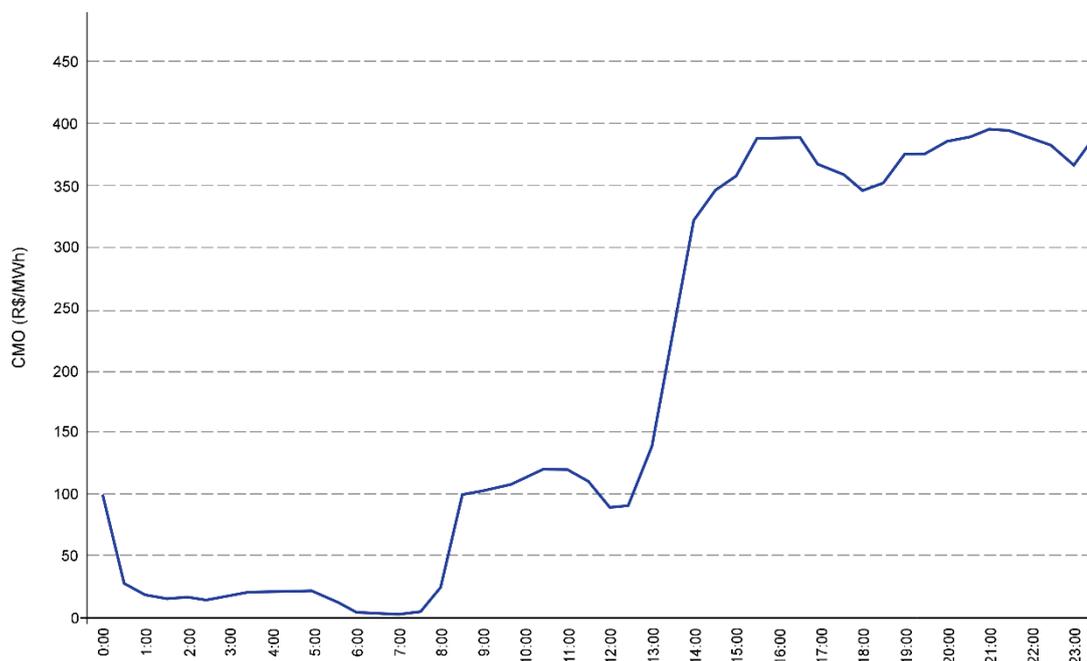
FONTE: Autor (2024) adaptado de Tradener (2024)

FIGURA 29 – CMO SE/CO (R\$/MWh), 18/08/2021, QUARTA-FEIRA



FONTE: ONS (2024)

FIGURA 30 – CMO SE/CO (R\$/MWh), 18/12/2023, SEGUNDA-FEIRA



FONTE: ONS (2024)

3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Nesta tese a alocação dos SAEs foi feita por meio da variação dos valores dos CMOs nos três patamares de carga. Em vários sistemas termelétricos, como os da Inglaterra, Austrália e Texas, por exemplo, os CMOs são calculados por meio do encontro entre oferta e demanda. No Brasil, devido à grande influência da hidrologia nos preços, o cálculo é feito por meio de sistemas computacionais. Sendo assim, é importante ter uma visão de como os CMOs são calculados no SIN.

Os valores de CMO utilizados foram retirados de ONS (2024), por estarem relacionados aos sistemas Hidro-Termo-Eólicos em estudo, que fazem parte da rede de transmissão brasileira.

4. MÉTODOS PARA ALOCAÇÃO E ANÁLISE DE SAEs

Neste capítulo apresenta-se uma revisão bibliográfica de métodos de alocação de SAEs no mundo.

Os principais trabalhos encontrados são descritos a seguir.

– Awad et al. (2014) estudam o problema de otimização de uma combinação de BESSs e cargas para um Sistema de Distribuição, de modo que todas as contingências possíveis pudessem ser atendidas. Os AGs foram usados para construir um modelo, que foi testado usando um sistema com dois BESSs e 16 barramentos e um sistema com dois BESSs e 32 barramentos. Os autores concluem que a integração dos BESSs com Sistemas de Distribuição reduz os custos anuais da Distribuidora, por causa da redução de ilhamentos e custos de interrupção.

– Babacan et al. (2016) estudam a alocação de BESSs em sistemas de MT (7,2 kV) e BT (120/240 V) e com alta penetração fotovoltaica (50%). Foi realizado um estudo de caso usando AGs e o OpenDSS, com o sistema IEEE-8500.

– Rangel et al. (2018) usam AGs com um modelo de otimização não linear para determinar a alocação de um ou mais BESSs e estabeleceram o tipo, a capacidade, o barramento de localização e o número de elementos a serem usados. A metodologia foi testada usando-se o sistema IEEE-123.

– Mazza et al. (2019) apresentam uma abordagem para planejamento e programação de BESSs em um sistema de Baixa Tensão que combina as propriedades da metaheurística para dimensionamento e alocação de BESSs com AGs e um algoritmo *greedy* para encontrar a programação ideal do BESS.

– Wong; Ramachandaramurthy (2021) usam o WOA (“*Whale Optimization Algorithm*”) para minimizar as perdas totais do sistema, encontrando a alocação e o dimensionamento ideais do BESS. O Sistema de Distribuição consiste em 48 barramentos operando em uma rede de MT. Os autores compararam os desempenhos do WOA, do “*Particle Swarm Optimization*” (PSO) e do “*Firefly Algorithm*” (FA) e concluíram que o WOA proporcionou a maior redução geral nas perdas do sistema.

– Castronuovo; Lopes (2004) analisam a utilização de UHRs para otimizar a operação econômica de EOLs, baseados em duas hipóteses fundamentais: (a) a capacidade de controlar uma parte da produção do parque eólico, garantindo a geração de uma potência eólica mínima, independente das condições do vento; (b) a utilização de uma variável estocástica para representar a velocidade do vento. A função-objetivo

envolve a maximização do lucro operacional diário. O problema é resolvido pelo método de Pontos Interiores Primal-Dual Preditor Corretor. A penalidade para geração abaixo do limite mínimo deve ser de grau elevado, garantindo-se que esta restrição seja satisfeita. Os autores usam um valor aproximadamente cinco vezes maior do que o maior preço da energia eólica (no caso do parque eólico português, que é o estudado, a energia eólica é remunerada por meio de tarifas constantes, independentes do preço de mercado, de modo que a penalidade também é constante). O parque construído é composto por uma UHR de 8 MW e seis turbinas eólicas de 2 MW cada. Três casos foram analisados, para os quais as restrições de geração nos períodos de ponta e fora de ponta são diferentes. Para cada um desses três casos, dois subcasos foram analisados, o primeiro apenas formado apenas por uma EOL e o segundo por uma UHR e uma EOL. Para os três casos analisados os ganhos do subcaso formado por UHR e eólicas foram de 12% a 22,2% superiores em relação ao caso somente eólico.

– Lu et al. (2004) lembram que o lucro de uma UHR pode ser maximizado quando a geração se der em períodos de preços de curto prazo elevados e o bombeamento em períodos de preços reduzidos. Contudo, como os horários de ponta e fora de ponta da carga podem não coincidir com os horários de preços elevados e reduzidos, respectivamente, a coordenação hidrotérmica pode não se aplicar. Em ambientes de mercado, a operação da UHR tenderá a seguir os preços, não a carga, embora os preços dependam da carga, por sua vez. Os autores aplicam um algoritmo de preços semanais por eles desenvolvido aos preços do NYISO (New York Independent System Operator) para janeiro de 2002 e para julho e agosto de 2002, ou seja, em estações diferentes. O conhecimento prévio dos preços de mercado não é possível, o que torna tal abordagem um pouco ingênua, segundo Pérez-Díaz et al. (2015). Contudo, esse é o caso de um gerador “*price-taker*” atuando em um mercado do dia seguinte, ou seja, um gerador que não tem poder de mercado.

– Ni et al. (2004) simulam um sistema construído com 11 UHRs, operando no mercado de liquidação diária da Nova Inglaterra, EUA. Neste mercado os Geradores submetem suas ofertas horárias para o dia seguinte e as Comercializadoras submetem suas necessidades de consumo, também horárias e também para o dia seguinte. O Operador do Sistema então calcula os preços horários e aloca gerações e consumos horários para Geradores e Comercializadoras, respectivamente. As UHRs operam tanto no mercado de geração quanto no mercado de reserva. Caso

haja UHRs no sistema, tanto ofertas de geração quanto de consumo devem ser consideradas para o mesmo agente no mesmo período. Os autores abordam o gerenciamento das ofertas, de modo a evitar preços muito voláteis, adicionando à função objetivo termos de penalidade de risco relacionados à variância dos preços. A metodologia de solução combina relaxação lagrangiana com programação dinâmica estocástica. Soluções numéricas puderam ser obtidas de modo que o gerenciamento de riscos mostrou ser uma maneira eficaz de se reduzir a variância dos lucros e, assim, o risco das ofertas.

– Kazempour et al. (2009b) estudam o pré-despacho de uma UHR, considerada uma unidade “*price-taker*”, em um mercado horário do dia seguinte. A meta é obter o melhor compromisso entre os lucros esperados e os riscos quando a unidade participa do mercado de energia e dos serviços ancilares como Reserva Girante (RGir), regulação de tensão e regulação de frequência. Os autores comentam que, em um mercado competitivo, empresas com um grande portfólio de geradores podem usar suas UHRs para coordenar a geração de suas UTEs, de modo a obter o maior lucro. Por outro lado, o proprietário de uma única UHR deverá participar do mercado por meio de contratos de curto prazo ou bilaterais e, assim, métodos de alocação de energia e bombeamento deverão ser considerados de modo a maximizar o lucro levando-se em conta o risco. Uma das incertezas reside na previsão de preços e a quantidade de energia requisitada pelos serviços ancilares também tem uma natureza probabilística. Estas duas incertezas são então inseridas em um método denominado Pré-despacho Dinâmico (PDD). Com as variáveis econômicas consideradas, os autores concluem que a UHR obtém a maior parte de seus lucros dos serviços ancilares, especialmente da Reserva Girante (RGir), não havendo mérito quando a unidade operar somente no mercado de energia.

– Grisales et al. (2017) comentam que existem dois grandes problemas de SAEs em sistemas elétricos. O primeiro relaciona-se à localização e dimensionamento de SAEs, enquanto o segundo se orienta na operação eficiente de redes de distribuição e microrredes para melhorar as condições operacionais e maximizar o aproveitamento de Fontes de Energia Renováveis (FER). O trabalho dos autores concentra-se no primeiro problema, para o qual é construída uma metodologia multiobjetivo para localização, dimensionamento e operação de SAEs em sistemas de distribuição, considerando uma curva de carga típica em um horizonte de 24 horas. A função objetivo é a minimização das perdas de potência e do custo dos SAEs. O problema é resolvido

por meio de algoritmos genéticos e busca tabu. A conclusão dos autores é que os problemas da localização e da operação dos SAEs estão claramente em conflito e a utilização de uma mono-objetivo resultaria na perda da essência do problema.

– Kanakasabapathy; Shanti Swarup (2010) comentam que as UHRs operam de maneira diferente nos mercados verticalizados e nos mercados competitivos. No primeiro caso, nos quais muitas empresas detêm geradoras, distribuidoras e linhas de transmissão, e nos quais as regras de comercialização não são mais do que regras de contabilização, as UHRs são usadas para reduzir o despacho das UTEs, por meio da coordenação hidrotérmica. No segundo, os proprietários das UHRs podem buscar maneiras de maximizar seus lucros despachando as usinas quando os preços forem elevados, por meio de contratos bilaterais ou de leilões diários em mercados do dia seguinte. Os autores também comentam que as cargas relacionadas ao bombeamento, a programação horária da geração e o rendimento da usina estão relacionados à queda do reservatório, que deve ser levada em consideração, assim como a possível existência de um mercado de Reserva Girante (RGir), um dos serviços ancilares) para o dia seguinte. O modelo desenvolvido pelos autores baseia-se em uma relação não-linear entre a potência produzida, a energia armazenada e à queda do reservatório. A função objetivo envolve a maximização do lucro para o mercado do dia seguinte e a existência ou não de RGir é analisada individualmente. O caso estudado é o da UHR Lewiston–Niagara, 250 MW, pertencente à New York Power Authority (NYPA). As previsões dos preços de mercado do dia seguinte foram obtidas do site do NYISO para a semana de 4 a 10 de maio de 2008. Assim, o modelo desenvolvido baseia-se no pressuposto de que o despacho da UHR não altera os preços do mercado. Os resultados foram comparados com outros obtidos anteriormente, tais como Deb (2000) e Lu et al. (2004) e o modelo mostrou-se eficiente.

– Connolly et al. (2011) comparam três estratégias operacionais (ótima, prognóstica e histórica) com a estratégia lucrativa ótima para uma UHR com bomba de 360 MW, gerador de 300 MW e armazenamento de 2 GWh. A estratégia histórica se baseia na arbitragem de energia levando-se em conta os últimos doze preços médios horários e prevendo-se os próximos doze preços médios. A estratégia prognóstica se baseia no conhecimento dos próximos vinte e quatro preços horários. A estratégia ótima tenta inicialmente calcular o máximo rendimento teórico dada uma série anual de preços horários. A seguir os preços são otimizados de maneira horária para o despacho do dia seguinte. As estratégias desenvolvidas são aplicadas para 13 mercados

de energia diferentes, tais como Elexon (Reino Unido), Nord Pool (Noruega, Suécia, Finlândia, Dinamarca e outros países europeus), Gestore Mercati Energetici (Itália), New York ISO e outros. Os resultados indicam que a estratégia ótima é a mais prática e lucrativa para se despachar uma UHR. Nesse caso, quando a operação se baseia no conhecimento dos preços do dia seguinte, aproximadamente 97% dos lucros podem ser obtidos quando os ciclos de carga e descarga da UHR são de seis horas. Os autores concluem que nos casos analisados o conhecimento dos preços de longo prazo não é essencial para que a UHR opere de maneira lucrativa no ambiente de mercado.

– Bessa et al. (2012) argumentam que até a época de publicação do artigo as demais pesquisas não haviam levado em consideração a fase de gerenciamento operacional de um sistema formado por EOLs e UHRs, de acordo com a estratégia de otimização definida como pré-despacho (dia D). O mercado de energia considerado é aquele convencional: as ofertas de energia devem ser feitas no dia D e concretizadas no dia operacional (dia D+1). Os geradores devem gerenciar os desvios de previsões durante o dia D+1, de modo a operar próximos à estratégia definida no dia D. A estratégia básica definida pelos autores consiste em definir, durante o pré-despacho, coeficientes tais como o percentual da energia eólica transferida para a rede, o percentual de energia eólica armazenada nas UHRs e o percentual de energia armazenada transferida para a rede. Penalidades são definidas levando-se em conta as diferenças entre o pré-despacho e o dia operacional e os ganhos podem então ser estimados. São levadas em conta as variações diárias do preço da energia, as quais determinam os horários em que a UHR deve gerar ou bombear. O problema de otimização é resolvido pelo Método dos Pontos Interiores (MPI), com a geração eólica suposta constante durante cada período de simulação. O algoritmo foi rodado em um caso real e mostrou um bom desempenho, sem diferenças significativas entre o pré-despacho e a operação do sistema. Contudo, os ganhos exibidos pelas UHRs mostraram-se intrinsecamente relacionados às previsões de ventos e de preços.

– Canales et al. (2015b) iniciam lembrando que, além de poderem integrar um sistema com potência despachável, com RGir e tempos de partida reduzidos, as UHEs, sejam elas reversíveis ou não, têm reservatórios que são ainda a principal opção de armazenamento de energia potencial. No caso das UHEs convencionais, esta opção é restrita por características específicas da localização da usina, tais como a

altura da queda, a capacidade do reservatório e limitações hidrológicas. As UHRs superam parcialmente tais obstáculos por meio do enchimento do reservatório em intervalos de tempo nos quais a carga do sistema seja inferior à média. Os autores empregam o *software* Homer, descrito por Sinha; Chandel (2014) e outros como a ferramenta de pesquisa mais utilizada no caso de sistemas híbridos. O sistema analisado é hipotético, mas criado a partir de dados reais do Rio Grande do Sul. O *software* empregado é capaz de determinar a melhor configuração de um sistema de potência, por meio da minimização do Valor Presente Líquido (VPL). Os casos analisados são compostos por UHEs, UHRs, EOLs e geradores a diesel. Em um dos casos não há UHR, para fins de comparação. Os resultados comparativos mostram que o sistema com UHRs tem os maiores custos iniciais, mas a solução ótima do sistema híbrido requer uma área inundada menor do que a do sistema com reservatório convencional, representando assim menores custos ambientais.

– Sciacovelli et al. (2017) desenvolvem um modelo de LAES do ponto de vista de suas características dinâmicas, que inclui equações algébricas e diferenciais que levam em conta os aspectos transitórios dos módulos térmicos. Este estudo permite levar em conta o acoplamento entre o Sistema de Armazenamento Térmico (TES) com o restante do LAES. Os autores comentam que esta tecnologia tem atraído a atenção da academia e da indústria por ser capaz de sobrepujar a principal desvantagem da UHR e da CAES, que é a restrição geográfica. Algumas conclusões são que: (a) a dinâmica do sistema não pode ser desprezada; (b) é necessário melhorar o projeto do armazenador de frio; (c) o acoplamento entre os componentes é essencial para o armazenamento de energia. O rendimento da planta LAES em condições nominais foi de 50%, *i.e.*, um nível suficiente para tecnologias de armazenamento, de acordo com as previsões de Strbac et al. (2012).

– Xie et al. (2018) realizam um estudo de caso de um sistema LAES baseado nos preços do mercado de 30 minutos de 2015. O objetivo é desenvolver um algoritmo genético que otimize o Valor Presente Líquido, a Taxa Interna de Retorno e o Tempo de Retorno (*Payback*) por meio das unidades de liquefação, armazenamento e recuperação. Os autores concluem que o *Payback* do sistema pode variar entre 25,7 anos e 5,6 anos para um módulo de 200 MW, com uso de calor residual variando entre 0°C e 250°C. Contudo, considerando-se que o *Payback* de uma UHR de 300MW/1800 MWh é de 40 anos, a tecnologia LAES pode ser promissora.

– Staffell; Rustomji (2016) estudam a maximização do valor do armazenamento de energia. Os autores demonstram que sistemas de baterias operando no mercado de energia do Reino Unido poderiam triplicar seus lucros participando também do mercado de reservas, em vez de apenas por meio de arbitragem. Os SAEs analisados são as baterias Li-íon e NaS. Os autores enumeram as seguintes barreiras à adoção de SAEs: (a) classificação indeterminada como um ativo, pois um SAE pode atuar como gerador, consumidor ou serviço ancilar ao mesmo tempo; (b) falta de padronização e experiência; (c) falta de incentivo para prover geração flexível; (d) falta de incentivo para manter a qualidade da energia. Os autores utilizam três cenários de arbitragem e mercado de reserva, e um incluindo EOLs. Todos os cenários se baseiam na sequência histórica de preços semi-horários do mercado britânico, no período entre 01/04/2013 e 31/03/2014. Uma das conclusões é que, considerando-se as vidas úteis e preços de energia de 2016, as taxas de retorno obtidas não são suficientes para se garantir a viabilidade do sistema.

– Kazempour et al. (2009a) estudam o pré-despacho de duas tecnologias SAE, uma UHR e outro BESS do tipo NaS, frente a uma economia de mercado horário do dia seguinte. Para facilitar as previsões, o horizonte de preços considerado é o semanal. Ambas as unidades têm 100 MW e são consideradas “*price-taker*”, de modo a não exercerem influência sobre os preços de mercado. Os serviços ancilares considerados são a reserva girante e as regulações de tensão e de frequência. Estando imersas em uma economia de mercado, as unidades recebem por estes serviços ancilares os preços de curto prazo vigentes na respectiva hora. O mesmo acontece quando as unidades estiverem vendendo ou comprando energia. Note-se que a venda de energia pode ocorrer ao mesmo tempo que os serviços ancilares que forem necessários. Portanto, é necessário que este mercado de energia em específico seja regulamentado para tanto. Caso contrário, podem-se fazer simulações com os serviços ancilares somente de modo regulado. O problema foi resolvido pela Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM), utilizando-se os preços de energia do mercado espanhol com alguns ajustes. Após determinar-se os lucros máximos esperados para as UHRs e baterias NaS para um horizonte de uma semana, foram determinados os méritos econômicos de tais unidades para suas respectivas vidas úteis. Como resultado, no ano de elaboração do artigo, os autores obtêm uma maior rentabilidade para a UHR. Contudo, não foi levada em consideração a dificuldade de se obter o sítio adequado

para a construir destas usinas. Os autores também sugerem que um percentual investido por uma entidade bancária ajudaria a aumentar a Taxa Interna de Retorno (TIR) acima da rentabilidade das unidades.

– Jiang et al. (2012) propõem um método de Otimização Robusta (OR) que acomoda as incertezas da geração eólica com o objetivo de possibilitar um “*Unit Commitment*” de UTEs em um mercado do dia seguinte com a minimização dos custos totais. Esta solução robusta de “*Unit Commitment*” é obtida por meio de decomposição de Benders, haja vista a abordagem ser baseada em cenários e possibilitando o surgimento de 2^{24} soluções em alguns casos. O algoritmo, resolvido pelo *software* CPLEX, pode simular o pior caso, no qual a geração eólica oscila entre valores máximos e mínimos, tendo grande impacto na operação do sistema. Um sistema modificado de 118 barras do IEEE é simulado, com as gerações eólicas obtidas por meio de um método de Monte Carlo. Os resultados indicam que a introdução de UHRs permite que os custos totais sejam reduzidos significativamente.

– Lamont (2013) desenvolve um modelo analítico lagrangeano cujos objetivos são: (a) avaliar a penetração do armazenamento, dadas as condições do sistema, e qual a configuração mais eficiente para a capacidade de geração, carga, descarga e armazenamento; (b) avaliar o modo como um sistema de armazenamento de grande escala afeta os preços do sistema e a penetração de outras tecnologias. Para tanto é necessário determinar o valor marginal de capacidade e minimizar o capital total e os custos operacionais dos SAEs. O sistema em questão é formado por uma UHR, um BESS, um tanque de hidrogênio e um volante de inércia. O autor observa que o valor marginal de um SAE depende da diferença de preços entre carga e descarga em cada ciclo e que um resultado essencial da teoria da otimização é a igualdade entre o valor marginal e o custo marginal de todos os tipos de capacidade do sistema. Os resultados indicam que os preços do sistema são afetados de duas formas: fora de ponta a redução é pequena, mas durante a ponta a redução é substancial. Isso indica, por exemplo, que o investimento em energia solar em um mercado livre contendo armazenamento será desincentivado, pois tal fonte recebe seus rendimentos justamente durante o horário de ponta. Sendo assim, a implantação de SAEs deverá ser feita tendo-se em vistas a otimização do sistema de armazenamento como um todo e do impacto que este sistema terá na penetração de FERs.

– Bradbury et al. (2014) desenvolvem um modelo de cálculo de viabilidade econômica de SAEs baseados em mercados de tempo real (compra e venda) dos

EUA. Foram escolhidos 14 SAEs para as simulações: UHRs, CAESs, Volantes de Inércia, Capacitores, Supercapacitores, Supercondutores e Baterias de Chumbo-Ácido, Níquel-Cádmio, Li-íons, Sódio-Enxofre, Sódio Cloreto de Níquel (ZEBRA), Zinco-Bromo, Polissulfeto de Brometo e Vanádio *Redox* (VRB). A viabilidade econômica foi calculada tomando-se por base a Taxa Interna de Retorno (TIR), *i.e.*, a taxa de desconto que anula o Valor Presente Líquido (VPL). A TIR é geralmente usada quando se está comparando fluxos de caixa com diferentes vidas úteis. Os autores consideram que uma TIR inferior a 10% a.a. corresponde a um SAE inviável economicamente. Os mercados atacadistas analisados foram N.Y.C. (NYISO), Houston (ERCOT), AEP (PJM), AEC (MISO), AMRN (SPP), San Francisco (CAISO) e Boston (ISO-NE). O ano tomado para análise foi 2008, por corresponder a um período de elevada volatilidade de preços e, assim, ao pior caso para análise das duas primeiras décadas do século XXI. Os resultados indicam que o mercado Boston (ISO-NE) é o menos economicamente viável para todas as tecnologias. Os SAEs mais viáveis são a UHR, o CAES e o ZEBRA. As deficiências da ZEBRA em relação aos outros dois SAEs são a relação entre energia máxima e potência máxima e o tempo de descarga.

– McConnell et al. (2015) exploram as oportunidades oferecidas pelas tecnologias de SAE do tipo “*price taker*” no Mercado Nacional de Eletricidade (NEM, *National Electricity Market*) australiano e constatam um comportamento semelhante ao dos geradores de ponta do tipo Turbina a Gás a Ciclo Simples (TGCS) quando expostos a preços elevados durante a ponta, respondendo igualmente a tais eventos. Os autores usam os dados históricos do NEM em um mercado apenas de energia e capacidade, mas não de serviços ancilares. O problema é resolvido por meio de Programação Linear, objetivando o despacho ótimo e o máximo lucro de arbitragem para um gerador hipotético em cenários divididos entre 30 minutos e 10 horas.

– O objetivo de Li; Hedman (2015) é demonstrar a competitividade dos SAEs em um ambiente de elevada penetração de fontes renováveis, tais como EOLs e UFVs, de um ponto de vista centralizado e verticalizado. O estudo também se aplica a um ambiente de mercado de dia seguinte. Os SAEs considerados pelos autores são as unidades UHRs e CAES. Outros métodos, tais como os térmicos e químicos, não foram incluídos, devido aos seus maiores custos de capital. UHRs e CAES são representadas pelo mesmo modelo matemático, com exceção de que o custo de geração do CAES é maior, devido à combustão do gás. O fluxograma de cálculos inicia-se com a geração de 1.000 cenários de vento e a seleção de 10 deles como entrada de um

problema estocástico de “*Unit Commitment*”, o qual é resolvido para diferentes níveis de penetração de fontes renováveis. A seguir, a solução de “*Unit Commitment*” é testada por meio de simulação de Monte Carlo para se determinar se a solução pode satisfazer a carga em qualquer cenário de vento para o correspondente nível de penetração. Os resultados indicam que, à medida que os níveis de penetração aumentam, os custos médios das UHEs e UTEs também aumentam, os fatores de capacidade diminuem e as rampas aumentam. Contudo, a inserção de SAEs no sistema reduz os custos das UHEs e UTEs. Ainda que os custos de capital dos SAEs sejam no momento (2015) maiores do que os custos das UHEs e UTEs, os resultados também indicam que a atratividade das UHEs e UTEs é inversamente proporcional ao nível de penetração, enquanto a atratividade dos SAEs é diretamente proporcional ao nível de penetração.

– Zafirakis et al. (2016) estudam o Valor da Arbitragem (VDA) da energia para os seguintes mercados europeus: Nord Pool (Noruega, Suécia, Finlândia, Dinamarca, Estônia, Lituânia, Letônia e outros), EEX (*European Energy Exchange*, mercado que inclui Alemanha, França, Bélgica, Holanda, Luxemburgo, Áustria, Suíça e Reino Unido), APX Power UK (Reino Unido), Espanha e Grécia. Os SAEs analisados são as UHRs e os CAESs e os autores utilizam as séries históricas dos preços horários de curto prazo de cada mercado, entre 2007 e 2011. As usinas são consideradas “*price-takers*”. São dois os critérios de otimização: o máximo VDA e a mínima diferença entre o custo de produção e o VDA. Os autores definem quatro estratégias de arbitragem: (a) arbitragem de longo prazo, na qual a série de preços de quatro anos é usada para se determinar os preços ótimos de arbitragem e os aplicam ao ano seguinte (2011); (b) arbitragem em espelho: os anos entre 2007 e 2011 são examinados aos pares, na suposição de que quanto maior for a sazonalidade dos preços, maior será a confiabilidade; (c) arbitragem “*back to back*”: os preços do dia ou semana atuais são usados para se determinar os sinais dos próximos dias ou semanas; espera-se assim capturar a sazonalidade dos preços; (d) arbitragem média estática e móvel: os sinais de preços das 24 ou 168 horas anteriores são usados para tomar uma decisão de compra ou venda para a próxima hora, assumindo-se um prognóstico perfeito dos preços. O sistema é chamado a operar apenas quando houver necessidade. Uma das conclusões dos autores é que, à medida que os mercados europeus se integram e se tornam mais eficientes, o VDA é reduzido. No caso de mercados muito dependentes de combustí-

veis, contudo, como o APX e o EEX, são criadas oportunidades das quais um investidor agressivo poderia se beneficiar. Por outro lado, a hidreletricidade, como no caso do mercado nórdico Nord Pool, tende a desincentivar o investimento em SAEs.

– Arabali et al. (2013) definem o tipo e a localização ideal de armazenamento de energia para alívio do congestionamento de transmissão para sistemas eólicos. Eles propõem um método que combina Fluxo de Potência Ótima (FPO), Estimação de Dois Pontos (2PE) e Otimização por Enxame de Partículas (PSO). A geração e a carga do vento são modeladas estocasticamente usando dados históricos para ajustes de curvas. Para cada hora da etapa da programação, o FPO é representado como subproblema para minimização de custos de operação, que também fornece custos de congestionamento calculados a partir de resultados do FPO. A otimização por enxame de partículas (PSO) é utilizada para otimizar o tamanho e o armazenamento adequado de energia. Os resultados obtidos para um sistema IEEE 24 barras mostraram as vantagens na utilização de sistemas de armazenamento de energia, tanto para o custo social, isto é, a soma dos custos de operação e de congestionamento, quanto para o alívio de congestionamento das linhas de transmissão em relação as alternativas.

– Analisando o armazenamento de energia como elemento de controle corretivo, Del Rosso; Eckroad (2014) afirmam em seu trabalho que uma bateria instalada no final de uma linha pode impedir episódios de contingência. Valendo-se de um modelo de processo hierárquico, Del Rosso; Eckroad (2014) indicaram o posicionamento ideal das baterias a serem utilizadas para armazenamento de energia, considerando as condições de sensibilidade dos locais onde haja congestionamento. A energia da bateria foi calculada levando em consideração o incremento necessário na capacidade de transmissão. Com o desenvolvimento do trabalho, os autores constataram que instalando uma bateria de 50 MW em uma barra, aumentaria a capacidade de transmissão em aproximadamente 55 MW.

– Nguyen et al. (2016) formulam em seu trabalho um problema de Fluxo de Potência Ótimo Multiperíodo (FPOM) para definir a melhor localização para instalação de baterias em sistemas elétricos com forte penetração de energia eólica. As melhores barras candidatas para alocação de baterias são definidas a partir de um critério econômico, aplicados em um horizonte de 24 horas e testados em sistemas IEEE 14 e 18 barras para avaliação. Os resultados alcançados podem ser aplicados a sistemas reais e a diversos cenários, tendo como empecilho somente a carga computacional.

– Härtel et al. (2016) analisa os custos das diferentes tecnologias de sistemas de armazenamento, tanto para o sistema de distribuição, como para o sistema de transmissão, utilizando dados empíricos detalhados dos últimos anos na região alemã de Schleswing-Holstein. Em diversas regiões da Alemanha, a capacidade das linhas de transmissão não acompanhou o crescimento da capacidade instalada de geração distribuída, principalmente originadas de fontes renováveis, foi necessária a redução da produção de energia elétrica por estes meios. Para evitar estas perdas de rendimento, o armazenamento em diferentes tipos de tecnologia foi sugerido. Hartel et al. (2016) concluem que, pelo ponto de vista econômico, a expansão da rede apresenta um melhor custo-benefício se comparado ao armazenamento de energia, que não se mostrou atrativo financeiramente até 2025. Porém, no trabalho é destacado que uma implementação deste tipo de sistema de armazenamento de energia deve ser embasada não somente economicamente, mas também, e principalmente, visando a segurança.

– Babrowski et al. (2016) utilizaram em seu trabalho o *software* PERSEUS-NET-ESS, que analisa a distribuição e investimentos do setor na rede alemã, indicando não somente as capacidades instaladas, mas também sua alocação ideal. Com isso, estimaram-se os custos futuros das baterias e realizou-se uma análise da implantação das mesmas no período entre 2015 e 2040. Com o desenvolvimento deste trabalho, Babrowski et al. (2016) concluíram que a utilização de sistemas de armazenamento de energia não aponta grandes benefícios até 2030 na Alemanha ou então, até que 50% da matriz energética seja de fontes renováveis.

– Kazemi e Ansari (2021) apresentam um método integrado para o planejamento da expansão da transmissão, unindo a construção de novas linhas de transmissão junto com a instalação de baterias de armazenamento, analisando o nível de segurança e de confiabilidade da rede. Além disso, usou-se a decomposição de Benders, transformando o problema de otimização em grande escala em problemas de otimização menores, com um horizonte de 10 anos de planejamento. Dessa maneira, verificou-se que a expansão integrada, ou seja, considerando a construção de novas linhas juntamente com a alocação de baterias se torna mais eficiente em relação à confiabilidade do sistema em comparação com o método tradicional de planejamento da expansão. Também foi demonstrado que o modelo integrado apresenta menor custo operacional diário.

4.1. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

A maioria dos trabalhos citados neste capítulo descrevem como foram feitas as análises de operação de SAES já instaladas na rede. Alguns deles são:

- Connolly et al. (2011) que apresentam modelo de UHR;
- Staffell; Rustomji (2016) que estudam a maximização do valor do armazenamento de energia;
- Sciacovelli et al. (2017) e Xie et al. (2018) que desenvolvem um modelo para LAES;
- Lu et al. (2004), Ni et al. (2004), Kazempour et al. (2009b) , Grisales et al. (2017) e Connolly et al. (2011)) que utilizam despachos diários para análises de operação dos SAES;
- Kanakasabapathy; Shanti Swarup (2010) que se baseia no pressuposto de que o despacho de uma UHR não altera os preços do mercado, e que a operação dela tende a seguir os preços, ou sejam despachando as UHRs quando os preços são elevados.

A partir destes principais pontos, decidiu-se pela operação dos SAES em base diária, despacho de geração termelétrica constante, discretização por hora (24 horas), e estabelecimento de uma estratégia em que os SAES não interferem nos preços horários do mercado (ou seja, o modelo proposto é executado pós-planejamento energético) e que os processos de carga e descarga seguem os preço horários, por exemplo, descarregando os SAES quando os preços estão elevados. Assim, tem-se como premissa básica do trabalho o deslocamento do despacho de geração hidrelétrica do período de caga pesada por meio da alocação de SAES.

Muitos dos processos de despacho diários são resolvidos utilizando Fluxo de Potência Ótimo monoperíodo, tais como:

- Castronuovo; Lopes (2004) e Arabali et al. (2013) que utilizam FPO não linear monoperíodo;
- McConnell et al. (2015) que utiliza Programação Linear;
- Bettega et al. (2019) e Nguyen et al. (2016) que utilizam Fluxo de Potência Ótimo Multiperíodo (FPOM); e
- Kazempour et al. (2009a) que utiliza Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM) para um sistema termelétrico.

Devido aos bons desempenhos do FPO resolvido por Método por Pontos Interiores (MPI), optou-se por realizar o despacho horário do sistema composto por SAEs por meio de um Fluxo de Potência Ótimo Linear Multiperíodo (FPOLM) linear resolvido por meio de MPI. Utilizou-se o modelo linear para o sistema de transmissão, pois a dimensão do problema proposto é muito elevada e o tempo de execução seria inexecutável utilizando-se os computadores disponíveis.

A TABELA 7 apresenta uma síntese dos métodos de alocação de SAEs encontrados nos trabalhos sobre este tema comparados ao trabalho proposto nesta tese.

TABELA 7 – SÍNTESE DE TRABALHOS SOBRE ALOCAÇÃO DE SAEs

Trabalhos	SAEs alocados	Sistema	Tensão	FER	Técnica de solução	Nº Barras
Awad et al. (2014)	BESS	Distribuição	MT	–	AG	16 e 32
Babacan et al. (2016)	BESS	Distribuição	MT e BT	FV	AG e OpenDSS,	IEEE-8500
Rangel et al. (2018)	BESS	Distribuição	MT	–	AG	IEEE-123
Mazza et al. (2019)	BESS	Distribuição	BT	–	AG e Algoritmo Greedy	22
Wong; Ramachandaramurthy (2021)	BESS	Distribuição	MT	–	WOA	48
Grisales et al. (2017)	BESS	Distribuição	MT	–	AG e Busca Tabu	IEEE-33
Arabali et al. (2013)	BESS	Transmissão	MT	EOL	PSO e FPO	24
Nguyen et al. (2016)	BESS	Transmissão	MT	EOL	AG e FPO	14 e 18
Método Proposto nesta tese	BESS, LAES, GESS e UHR	Transmissão	AT	Hidro-Termo-Eólico	AG e FPOM Linear	408 e 4366 (SIN)

FONTE: Autor (2024)

Percebe-se que os trabalhos encontrados alocam apenas BESSs em Sistemas de Distribuição em MT e BT, sendo que esta tese propõe uma ferramenta computacional capaz de alocar BESSs, LAESs, GESSs e UHRs simultaneamente em um Sistema de Transmissão Hidro-Termo-Eólico de Alta Tensão.

As características que diferenciam cada tecnologia no modelo proposto são os custos, vida útil, rendimento, rampas de carga e descarga e disponibilidade geográfica.

Tal como Bessa et al. (2012) e Nguyen et al. (2016), utiliza-se um FPOLM e a técnica AG para se realizar o despacho das usinas e dos SAEs, tal como selecionada pela maioria dos trabalhos citados.

A ferramenta é testada em sistemas elétricos do Brasil, tal como o do Paraná (408 barras), e do Sistema Nacional Interligado, reduzido para 4366 barras que contém todas as usinas hidrelétricas e termelétricas despachadas pelo ONS, além das usinas eólicas não despachadas.

5. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE ALOCAÇÃO DE SAEs

Este capítulo apresenta a formulação matemática do problema de otimização proposto para alocar SAEs em Sistemas Hidro-Termo-Eólicos de Alta Tensão.

A metodologia adotada nesta tese envolveu o desenvolvimento de um modelo para a alocação de diferentes tecnologias de SAEs, com o objetivo de abordar questões relacionadas à localização, custos e deslocamento temporal da energia elétrica de grandes sistemas Hidro-Termo-Eólicos de alta tensão, como os encontrados no Brasil, com alta capacidade hidrelétrica e crescente capacidade eólica.

No presente trabalho, assume-se que os SAEs operam com tensões e frequências constantes. A alocação ótima é obtida com base na variação de carga horária de um mesmo dia típico, que se repete ao longo de todo o planejamento, utiliza preços por patamares de carga, geração de energia eólica horária (que também se repete ao longo de todo planejamento) e despacho ótimo de geração termelétrica constante.

O número máximo de SAEs a serem alocados, a geração eólica diária, os parâmetros do sistema elétrico, limites operacionais da rede elétrica e os preços por patamares de carga são parâmetros de entrada do problema de otimização.

As variáveis de otimização do problema envolvem variáveis binárias e contínuas que são: especificação de quantos SAEs são alocados, seus tipos e dimensões alocados em cada barra selecionada, despachos horários de geração termelétrica, hidrelétrica, valores de cargas e descargas horárias de cada SAE alocado e resultados financeiros, o principal deles sendo o resultado líquido diário, e as gerações de energia hidrelétrica, termelétrica e eólica, bem como o corte de carga.

A alocação de SAEs é feita por meio de um problema de otimização cujo critério de avaliação é o período de amortização do investimento. Esse período é calculado com base no resultado líquido gerado pela redução do custo operacional diário após a alocação dos SAEs. O resultado líquido é obtido a partir dos custos operacionais diários das Usinas Hidrelétricas (UHEs) e Termelétricas (UTEs), do custo diário de corte de carga, do tempo de depreciação e dos custos dos SAEs. Para se obter os custos diários de otimização é necessário considerar a operação do sistema, incluindo o despacho das UHEs e UTEs, a carga e a descarga dos SAEs e o corte de carga.

O problema é resolvido em duas etapas: (1) formulação da função de avaliação; (2) formulação do Fluxo de Potência Ótimo Linear Multiperíodo (FPOLM), que é usado para calcular a função de avaliação.

As variáveis de otimização da primeira etapa são as barras nas quais os SAEs serão alocados, as dimensões (ou seja, a potência e a energia do SAE) e a tecnologia do SAE utilizada (BESS, UHR, LAES ou GESS). Estas variáveis são modeladas como variáveis binárias e são otimizados pela minimização da função de tempo de amortização usando-se Algoritmos Genéticos (AGs). Os AGs foram escolhidos devido à facilidade de implementação e por serem uma técnica bem estabelecida para problemas de alocação. Uma breve exposição sobre o funcionamento dos AGs é apresentada no Anexo B.

Na segunda etapa, cada indivíduo gerado pelos AGs é avaliado com base no FPOLM, que permite a operação do sistema. O FPOLM usa equações lineares para o fluxo de potência correspondente aos balanços de potência ativa da rede, para satisfazer as metas de energia das UHEs, os limites operacionais de potência das UHEs e UTEs, os limites operacionais de potência e energia do SAE e os limites dos fluxos de potência ativa através das linhas da rede.

Assim, as variáveis de otimização da segunda etapa são valores horários de: despacho de geração termelétrica, hidrelétrica, cortes de carga, cargas e descargas de cada SAE alocado e resultados financeiros.

Equações lineares foram usadas para modelar o sistema de transmissão devido ao tamanho do problema, que envolveria tempos de computação muito longos se equações não lineares fossem usadas.

Devido ao grande porte do problema, a função Linprog que utiliza Métodos de dos Pontos Interiores do Matlab® foi usada para resolver o FPOLM. A *toolbox* do Matlab® foi usada para resolver o problema dos AGs.

O FPOLM efetua o despacho do sistema para um horizonte de np períodos em um horizonte de planejamento selecionado e otimiza o sistema de potência simultaneamente para todos esses np períodos. Se o horizonte de estudo for de um dia, np é igual a 24 e cada período dura uma hora ($\Delta t = 1$).

A formulação do FPOLM foi inspirada em uma formulação não linear aplicada a redes de distribuição feita por Blasi et al. (2021) para minimizar as perdas elétricas. Essa formulação foi adaptada para incluir as restrições de energia das UHEs e a minimização do corte de carga que pode ser necessário para reduzir os problemas de congestionamento da linha.

Alguns parâmetros de entrada do sistema necessários para a formulação da função de avaliação são os seguintes:

- a) nb : Número de barras do sistema;
- b) nl : Número de linhas do sistema;
- c) nld : Número de barras com carga;
- d) nh : Número de usinas hidrelétricas (UHEs);
- e) nt : Número de usinas termelétricas (UTES);
- f) nw : Número de usinas eólicas (EOL);
- g) np : Número de períodos;
- h) $nSAE$: Número de SAEs;
- i) $custoSAE$: Custos dos SAEs (\$/kWh);
- j) CMO_{level}^t : Custo Marginal de Operação para cada período t em um dado patamar de carga (\$/MWh);
- k) CCC_{level}^t : Custo de corte de carga para cada período t em um dado patamar de carga (\$/MWh).

Também são necessários os seguintes parâmetros de custo:

- a) $CustosDiários_{semSAE}$: custos diários total de operação sem alocação;
- b) $CustosDiários_{comSAE}$: custos diários total de operação com alocação dos SAEs;
- c) $CustosDiáriosSAE$: custos diários dos SAEs;
- d) $ct(PGT_j^t)$: custo total da geração termelétrica;
- e) $ch(PGH_j^t)$: custo total da geração hidrelétrica, baseado nos Custos Marginais de Operação para cada patamar de carga;
- f) $cfic(Pfic_j^t)$: custo total do corte de carga;
- g) $Custo_Implantação_SAE$: custo total de implantação de todos os SAEs.

O sistema deve operar entre os seguintes limites operacionais:

- a) PGH_j^{min}, PGH_j^{max} : Limites máximos e mínimos de potência hidrelétrica ativa na barra j (pu);
- b) PGT_k^{min}, PGT_k^{max} : Limites máximos e mínimos de potência termelétrica ativa na barra k (pu);
- c) F_m^{max} : Limite máximo de fluxo de potência ativa através da linha m (pu);

- d) PSA_ℓ^{max} : Limite máximo de injeção de potência dos SAEs na barra ℓ (que depende do tamanho do SAE alocado) (pu);
- e) ESA_ℓ^{max} : Limite máximo de energia armazenada pelo SAE na barra ℓ (que também depende do tamanho do SAE alocado), definida como $0.4 \times ESA_\ell^{max}$ no período 24 (puh);

Além disso, outros parâmetros de entrada devem ser fornecidos:

- a) EH_i^{dia} : Metas diárias de energia para usinas hidrelétricas conectadas na barra i (puh);
- b) PGW_m^t : Valores horários de geração eólica nas barras m (pu);
- c) Pd_i^t : Valores de carga ativa por hora, distribuídos ao longo do dia e entre todas as barras de carga (pu);
- d) $ESA_{cheg_\ell}^{\square}$: Energia pré-armazenada (chegada) no SAE_ℓ (definida como 40% da capacidade de armazenamento do SAE_ℓ) (puh);
- e) τ_ℓ : Tempo (horas) para carga e descarga completa do SAE_ℓ (que depende da escolha do SAE alocado);
- f) η : rendimento referente a cada tipo de tecnologia.

Finalmente, as variáveis de otimização calculadas pelo FPOLM para cada período t , são as seguintes:

- a) PGH_j^t : Geração de potência hidrelétrica ativa j , durante o período t (pu);
- b) PGT_j^t : Geração de potência termelétrica ativa j , durante o período t (pu);
- c) PGW_j^t : Geração eólica na barra j , durante o período t (pu);
- d) $Pfic_j^t$: Corte de carga na barra j , durante o período t (pu);
- e) P_j^t : Injeção de potência na barra j , durante o período t (pu);
- f) θ_i^t : Ângulo da barra i , durante o período t (rad);
- g) PSA_j^t : Injeção de potência ativa no SAE_j na barra j , durante o período t (pu);
- h) ESA_j^t : Energia armazenada pelo SAE_j na barra j , durante o período t (puh);
- i) Fl_k^t : Fluxo de potência ativa através da linha k , durante o período t (pu).

As variáveis PGH_j^t , PGT_j^t e $Pfic_j^t$ são utilizadas para se calcular o custo de operação diária antes e após alocações de SAEs.

5.1. FORMULAÇÃO DA FUNÇÃO DE AVALIAÇÃO

Na primeira etapa do problema de otimização, a seguinte função de avaliação é usada para dimensionar e alocar os SAEs:

$$fitness = Retorno_Investimento, \quad (5.1)$$

onde *Retorno_Investimento* refere-se ao tempo de amortização dos investimentos necessário para se alocar os SAEs.

Para se obter o valor de *Retorno_Investimento*, é necessário calcular o custo diário total da operação antes e depois da alocação dos SAEs, como segue:

$$\begin{aligned} CustosDiários_{semSAE} = & \quad (5.2) \\ = & \left\{ \sum_{t=1}^{np} \sum_{j=1}^{nb} ct(PGT_j^t) \right. \\ & \left. + \sum_{t=1}^{np} \sum_{j=1}^{nb} ch(PGH_j^t) + \sum_{t=1}^{np} \sum_{j=1}^{nb} cfic(Pfic_j^t) \right\}_{semSAE} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} CustosDiários_{comSAE} = & \quad (5.3) \\ = & \left\{ \sum_{t=1}^{np} \sum_{j=1}^{nb} ct(PGT_j^t) \right. \\ & \left. + \sum_{t=1}^{np} \sum_{j=1}^{nb} ch(PGH_j^t) + \sum_{t=1}^{np} \sum_{j=1}^{nb} cfic(Pfic_j^t) \right\}_{comSAE} \\ & + \sum_{k=1}^{nsd} CustosDiáriosSAE^k \end{aligned}$$

O resultado líquido diário obtido após a alocação dos SAEs é:

$$Resultado_liquido = CustosDiários_{semSAE} - CustosDiários_{comSAE}, \quad (5.4)$$

O *Retorno_Investimento* é calculado em função do *Resultado_liquido*:

$$\begin{aligned} \text{Retorno_Investimento} &= & (5.5) \\ &= \text{Custo_Implementação_SAE} / (\text{Resultado_liquido} * 365) \end{aligned}$$

A função de avaliação (*fitness*) é calculada para cada um dos indivíduos gerados pelo AG, que é baseado em um mecanismo de busca em que os indivíduos mais aptos sobrevivem e cada solução possível para o problema é representada como um cromossomo, conforme apresentado no Anexo B. Para encontrar as melhores soluções para o problema, um mecanismo de reprodução é aplicado a cada geração com base em um processo evolutivo no qual os operadores genéticos de mutação e cruzamento, entre outros, são aplicados ao material genético do cromossomo. A TABELA 8 mostra os operadores genéticos utilizados no presente trabalho. Cada indivíduo representa a localização, o tamanho e a tecnologia dos SAEs a serem alocados, que são codificados como números binários. Cada indivíduo da população representa uma possibilidade para a configuração do SAE. Foram feitas parametrizações para se definir o número ideal de indivíduos, com este número variando de 10 a 20 (com etapas de 5 indivíduos) e verificou-se que o número ideal é 15.

TABELA 8 – PARÂMETROS DO ALGORITMO GENÉTICO

Parâmetro	Configuração
Número de gerações	4000 para o caso de 408 barras; 400 para o caso de 4366 barras
Indivíduos	Binários
População	15 indivíduos
Seleção	Elitismo, método da roleta
Cruzamento	Dispersão de 80%
Mutação	Taxa uniforme de 10%

FONTE: Autor (2024)

O número de gerações adotados para o sistema de 408 e 4366 barras são diferentes, pois se fosse adotado para o caso de 4366 barras as mesmas 4000 gerações do sistema de 408 barras, levaria 3,5 meses de simulação. Utilizando-se 400 gerações, o tempo de simulação diminuiu para em média 10 dias.

O modelo de codificação para cada SAE a ser alocado é dividido em três partes. O primeiro gene do modelo representa a barra do local onde o SAE seria alocado.

Ele é formado por uma sequência binária de $nbits_{barras}$. Quando convertida para decimal, essa sequência representa uma posição no vetor de barras candidatas para a alocação do SAE (com vetores de alocação separados para cada tecnologia de SAE). O número de bits para o primeiro gene depende do tamanho da matriz de barras candidatas para alocação de armazenamento. Se o primeiro gene contiver uma sequência binária que seja decodificada para fornecer um número maior do que o tamanho do vetor de barras candidatas para alocação, esse indivíduo será descartado.

O segundo gene do modelo determina o tamanho do SAE e é formado por uma sequência binária de $nbits_{dim}$. Quando convertida para decimal, esta sequência representa uma posição no vetor de dimensões do SAE, no qual os valores de custo de Capex energia foram definidos como 200 \$/kWh (é prática comercial comum usar-se apenas o Capex energia para se medir os custos dos SAEs, conforme Shah (2022) e BENCHMARK SOURCE (2023), por exemplo, prática esta que também foi adotada no presente trabalho para facilitar os cálculos). O QUADRO 3 mostra oito possibilidades de dimensionamento (as quais foram utilizadas nos testes realizados e apresentados no Capítulo 6), o número $nbits_{dim}$ é igual a 3.

O terceiro gene do modelo representa a tecnologia do SAE a ser alocada. Como há quatro tipos de tecnologia (BESS, UHR, LAES e GESS), são necessários 2 bits para representar essas possibilidades.

Assim, para cada SAE decodificado, há $(nbits_{barras} + nbits_{dim} + 2)$ bits, onde o número total de bits é $(nbits_{barras} + nbits_{dim} + 2)nsd$.

A codificação geral de cada indivíduo do problema proposto está dividida em três partes, conforme o QUADRO 3.

QUADRO 3 – CODIFICAÇÃO GERAL DE UM INDIVÍDUO

Molde SAE		
Posição do vetor de barras candidatas $(nbits_{barras})$	Tamanho do SAE $(nbits_{dim})$	Tecnologia SAE (2 bits)

FONTE: Autor (2024)

Depois de criar os indivíduos para cada geração, eles são decodificados, e as dimensões, os locais e as tecnologias de cada SAE são encontrados para serem alocados em barras selecionadas do sistema. Cada configuração de alocação é simulada pelo FPOLM, que é responsável pela operação do sistema usado para calcular a função de avaliação, conforme mostrado na equação (5.1).

A TABELA 9 apresenta as dimensões, custos e tempo de carga e descarga que os SAEs podem assumir ao longo do processamento. Os valores de Capex, tempo de carga e descarga são diferentes para cada tecnologia de SAE e serão definidos nos estudos de caso. A variável CAP_ciclo é o custo diário de operação, definido como:

$$CAP_ciclo = \frac{CAPEX}{365 \cdot vida \text{ útil}} \quad (5.6)$$

Os valores do Opex (despesa operacional) são determinados por meio do rendimento do ciclo, que já está incluído no Custo/Ciclo.

TABELA 9 – DIMENSÕES, CUSTOS E TEMPO DE CARGA/DESCARGA DOS SAEs

Potência (MW)	Energia (MWh)	Custo de implantação (\$)	Custo/Ciclo (\$/kWh/Ciclo)	Tempo de carga/descarga (Z) (h)
20	100	Capex	CAP_ciclo	5
50	200	2Capex	2CAP_ciclo	4
100	400	4Capex	4CAP_ciclo	4
150	600	6Capex	6CAP_ciclo	4
200	800	8Capex	8CAP_ciclo	4
500	1000	10Capex	10CAP_ciclo	2
800	1200	12Capex	12CAP_ciclo	1,5
1000	1500	15Capex	15CAP_ciclo	1,5

FONTE: Autor (2024)

A TABELA 10 apresenta os rendimentos dos SAEs de cada tipo de tecnologia.

TABELA 10 – RENDIMENTOS USADOS PARA CADA TIPO DE TECNOLOGIA

Item	UHR	BESS	LAES	GESS
Rendimento (η)	80%	95%	60%	80%

FONTE: Autor (2024)

5.2. FORMULAÇÃO DO FPOLM

Na segunda etapa do problema de otimização, o despacho de geração é calculado e os processos de carga e descarga do SAE são alocados pela decodificação de cada solução individual do AG. Esse processo é realizado por meio do FPOLM, descrito a seguir.

O balanço de energia para cada período e cada barra do sistema é:

$$P_j^t = (PGH_j^t + PGT_j^t + PGW_j^t + Pfic_j^t) - Pd_j^t - PSA_j^t \quad (5.7)$$

onde $j = 1, \dots, nb$, $t = 1, \dots, np$.

Um valor positivo de PSA_j^t significa que o SAE conectado à barra j está sendo carregado durante o período t (*i.e.*, a barra está absorvendo potência da rede). Um valor negativo significa que o SAE está sendo carregado (*i.e.*, a barra está injetando potência na rede).

O vetor de injeção de potência é representado por \mathbf{P}^t para cada bloco de nb equações, referente a cada período t , e é representado pela seguinte expressão:

$$\mathbf{P}^t = \mathbf{B}' \cdot \begin{bmatrix} \theta_i^t \\ \vdots \\ \theta_{nb-1}^t \end{bmatrix}, \quad t = 1, \dots, np \quad (5.8)$$

onde \mathbf{B}' é a matriz de susceptância indutiva, que é reduzida com a remoção da coluna correspondente à barra de referência.

As restrições de igualdade referem-se a cada equação de equilíbrio de potência ativa por barra e por período e são expressas como

$$P_j^t = P_j^t(\theta_i^t), \quad (5.9)$$

onde $j = 1, \dots, nb$ e $t = 1, \dots, np$.

A energia armazenada em cada período k na barra i (ESA_i^k) é a soma da energia pré-armazenada, ESA_{cheg_i} , com a soma da energia armazenada para todos os períodos antes de k e o período atual k . Este valor de energia é calculado por meio da seguinte equação:

$$ESA_\ell^k = ESA_{cheg_\ell} + \sum_t^{k-1} (PSA_\ell^t) \Delta t + (PSA_\ell^k) \Delta t, \quad (5.10)$$

onde $t = 1, \dots, k-1$; $\ell = 1, \dots, nsd$, e Δt é o intervalo de tempo escolhido (neste estudo, $\Delta t = 1$ hora).

Os limites operacionais das UHEs, UTEs, SAEs, cortes de carga e fluxos através das linhas são expressos de acordo com as seguintes restrições de desigualdade

$$PGH_j^{min} \leq PGH_j^t \leq PGH_j^{max} \quad (5.11)$$

$$PGT_k^{min} \leq PGT_k^t \leq PGT_k^{max} \quad (5.12)$$

$$0 \leq Pfic_n^t \leq Pd_n^t \quad (5.13)$$

$$-F_m^{max} \leq Fl_m^t \leq F_m^{max}, \quad (5.14)$$

onde $j = 1, \dots, nh$; $k = 1, \dots, nt$; $n = 1, \dots, nb$; $m = 1, \dots, nl$; $t = 1, \dots, np$.

Cada usina hidrelétrica j não pode despachar mais energia do que suas reservas previstas para o dia seguinte, EH_j^{dia} , que são obtidas a partir de estudos de planejamento de médio e curto prazo.

A equação (5.14) é usada para monitorar a meta de energia de cada usina hidrelétrica:

$$\sum_{t=1}^{np} 24 PGH_j^t \leq EH_j^{dia}, \quad (5.15)$$

onde $j = 1, \dots, nh$ e $t = 1, \dots, np$.

Os limites operacionais de potência e energia do SAE são representados pelas Equações (5.15) e (5.16), respectivamente:

$$-PSA_\ell^{max} \leq PSA_\ell^t \leq \eta PSA_\ell^{max} \quad (5.16)$$

$$ESA_{\ell}^{min} \leq ESA_{\ell}^t \leq ESA_{\ell}^{max}, \quad (5.17)$$

onde $\ell = 1, \dots, nsd$; $t = 1, \dots, np$ e η corresponde ao rendimento referente a cada tipo de tecnologia selecionada.

$$ESA_{\ell}^{min} = k \cdot ESA_{\ell}^{max}, \quad (5.18)$$

onde $\ell = 1, \dots, nsd$. O coeficiente $k = 0,1$ é usado para se evitar que o SAE se descarregue completamente.

Os valores PSA_{ℓ}^{max} e ESA_{ℓ}^{max} são obtidos da decodificação dos indivíduos ao longo do processo de otimização.

As rampas de carga e descarga são monitoradas por:

$$-\frac{ESA_{\ell}^{max}}{\tau_{\ell}} \leq ESA_{\ell}^k - ESA_{\ell}^{k-1} \leq \frac{ESA_{\ell}^{max}}{\tau_{\ell}} \quad (5.19)$$

onde $\ell = 1, \dots, nsd$.

O critério de otimização usado no FPOLM é apresentado na equação (5.1), que é equivalente ao custo operacional diário do sistema com SAEs:

$$Min FO = Custo Diário_{comSAE}. \quad (5.20)$$

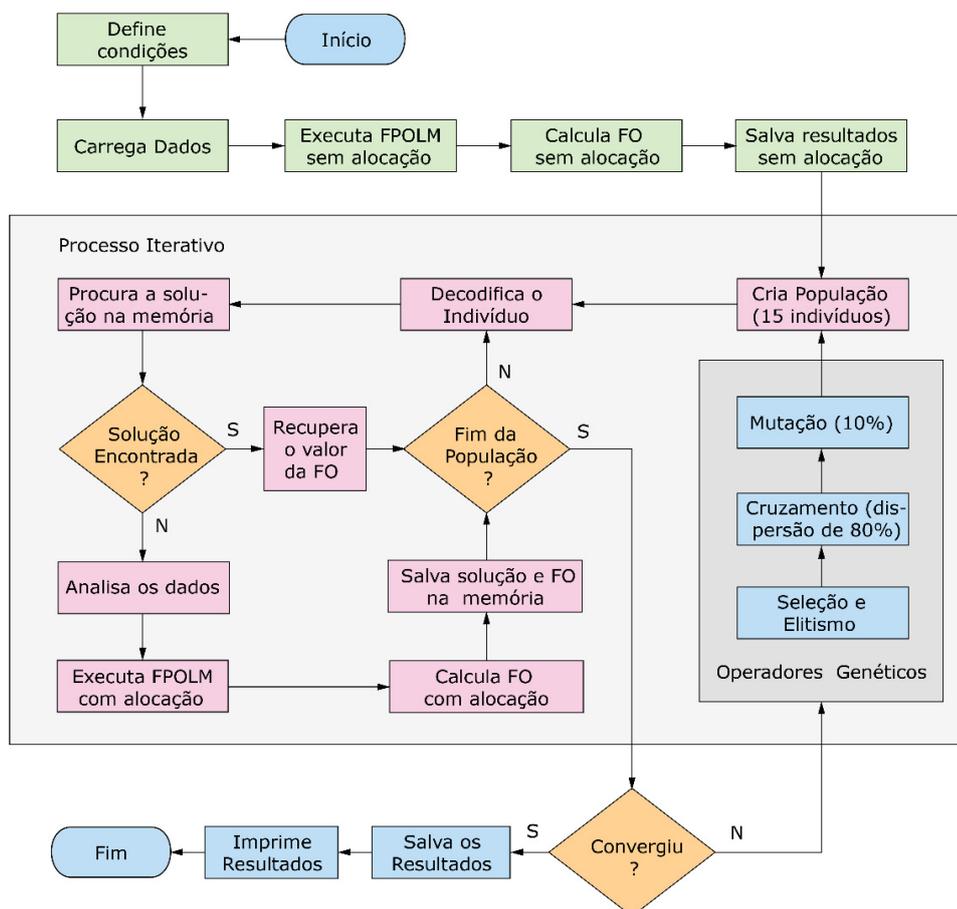
O problema representado pelas Equações 5.6 a 5.20 é resolvido pelo Método dos Pontos Interiores versão primal-dual (MPI) usando-se a função Linprog do MATLAB.

5.3. ALGORITMO GERAL

A FIGURA 31 mostra, em linhas gerais, o algoritmo utilizado para a solução do problema de otimização. Inicialmente são definidas as condições iniciais, tais como número máximo de SAEs a serem alocados, número máximo de gerações, CMOs, as propriedades dos SAEs (Capex-energia, rendimento e vida útil), as barras nas quais os SAEs podem ser alocados e outras. A seguir os dados do sistema em análise (408 ou 4366 barras) são carregados. O problema é inicialmente executado sem alocação, obtendo-se os custos das UHEs, UTEs e do corte de carga (em \$), e os valores dos despachos das UHEs, das UTEs e do corte de carga (em puh). O processo iterativo do AG é então iniciado para as condições estabelecidas. Após a otimização, obtém-

se, além dos valores finais das variáveis já mencionadas, também o custo diário dos SAEs, o resultado líquido diário e os SAEs alocados.

FIGURA 31 – ALGORITMO PARA SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO



FONTE: Autor (2024) adaptado de Szuvovivski (2008)

5.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Esse capítulo apresentou a formulação completa do problema de otimização para alocação de SAES em sistemas em Sistemas Hidro-Termo-Eólicos de Alta Tensão, que se propõe a minimizar o tempo necessário de amortização dos investimentos para se alocar os SAEs. Para cálculo deste tempo de amortização são utilizados valores de custos dos SAEs e custos operacionais da rede elétrica, tais como: custos marginais de operação, custo de corte de carga e custo total da geração termelétrica.

O problema de alocação propriamente dito, ou seja, a alocação e dimensionamento dos SAEs, é resolvido por meio do AG, cuja função de avaliação para cada indivíduo gerado é avaliada por meio do FPOLM, que realiza o despacho horário de geração hidrelétrica e termelétrica, fluxos nas linhas, carga e descarga dos SAEs.

6. ESTUDOS DE CASOS, ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÃO

6.1. INTRODUÇÃO

Este capítulo tem como objetivo apresentar os resultados referentes à formulação computacional do problema de otimização relacionado à alocação de SAEs no sistema de transmissão. O modelo desenvolvido no presente trabalho foi testado em dois sistemas:

- a) um sistema de Alta Tensão, com 408 barras, e 615 linhas, que representam o sistema elétrico reduzido do Paraná (MASCHIO, 2019).
- b) um sistema de 4366 barras e 7469 linhas, que abrange todos os subsistemas do Sistema Interligado Nacional reduzido (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste).

A TABELA 11 mostra os valores de Capex-energia e vida útil para os SAEs analisados. Outra variável importante é o rendimento, cujos valores já foram apresentados na TABELA 10.

Estes valores impactam na escolha das tecnologias selecionadas pelo modelo matemático. De uma maneira intuitiva, a tendência é que sejam escolhidas tecnologias de menor valor Capex-energia e com maior rendimento. No entanto, a vida útil também é impactante, pois, segundo a equação (5.6), esta variável é utilizada no denominador do cálculo de CAP_{ciclo} . Assim, maiores valores de vida útil levam a menores custos operativos por ciclo dos SAEs.

TABELA 11 – VALORES DE CAPEX-ENERGIA E VIDA ÚTIL USADOS PARA OBTENÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS DIÁRIOS E CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO

Item	UHR	BESS	LAES	GESS
Capex-energia (\$/kWh)	400	100	600	300
Vida útil (anos)	50	15	30	40

FONTE: Autor (2024)

6.2. SISTEMA DE 408 BARRAS

O sistema de 408 barras faz parte do sistema do sul do Brasil e tem 615 linhas de alta tensão, 245 barras de carga, 26 UHEs (das quais 10 podem ser alocadas como UHRs de ciclo diário), quatro UTEs e dois parques eólicos (EOLs). A penetração eólica do sistema é igual a 5,0%. Já os conjuntos viáveis para a alocação de BESSs, LAESS e GESSs são iguais entre si e são formados por barras de 230 kV. O número máximo de SAEs a serem alocados é 12. As barras deste sistema, na notação do ANAREDE, são apresentadas nos ANEXOS A.1. e A.2.

Foram considerados dois casos diferentes para os CMOs: CMO alto e CMO baixo, correspondentes aos valores verificados durante as estações seca e úmida, respectivamente, do ano de 2021, conforme publicação do ONS (2023) . Por facilidade de notação, os custos em R\$ foram convertidos para dólares americanos. De acordo com o Banco Central, o câmbio médio de 2023 era US\$ 1,0 =R\$ 5,00. Contudo, o modelo não depende dessas variáveis de entrada, e outros valores diferentes de zero podem ser escolhidos. Cada caso de CMO foi dividido em três períodos de carga: leve, média e pesada, conforme apresentados na TABELA 12.

TABELA 12 – VALORES E PATAMARES DOS CMOs

Item	Carga leve	Carga média	Carga pesada
Período do patamar	01:00 às 07:00	08:00 às 18:00 e 22:00 às 24:00	19:00 às 21:00
Duração do patamar	7 horas	14 horas	3 horas
CMO alto (\$/MWh)	572,50	590,70	593,00
CMO baixo (\$/MWh)	34,35	36,00	36,20

FONTE: Autor (2024)

Dois casos de alocações foram considerados: com alocações e sem alocações. Assim, quatro casos de simulação resultam da combinação dos dois casos de alocação com os dois casos de CMO, conforme mostra a TABELA 13.

TABELA 13 – CASOS ANALISADOS

Alocações	CMO baixo	CMO alto
Sem alocação	Caso 408-A0	Caso 408-B0
Com alocação	Caso 408-A	Caso 408-B

FONTE: Autor (2024)

Foram realizadas cinco simulações: cinco simulações para o Caso A (Sim.A1, Sim.A2, Sim.A3, Sim.A4 e Sim.A5) e cinco simulações para o Caso B (Sim.B1, Sim.B2, Sim.B3, Sim.B4 e Sim.B5). As simulações Sim1 de cada caso foram escolhidas para apresentação mais detalhada de seus resultados.

Os resultados dos casos sem alocações foram obtidos zerando-se o número de SAEs a serem alocados antes de se executar o modelo de otimização. Esses resultados foram comparados com os resultados dos casos com alocações. Foram obtidos resultados de economia positivos para os casos A e B, indicando que as alocações são viáveis.

A TABELA 14 apresenta os valores de *fitness*, tempos computacionais e número de alocações para cada caso simulado. O tempo computacional gasto pelo Caso 408-B foi um pouco maior que o gasto pelo Caso 408-A pois o FPOLM gastou um pouco mais de iterações para obter convergência par cada indivíduo simulado. Para o caso 408-A foram alocados 7 SAEs a para o caso 408-B foram alocados 8 SAEs.

TABELA 14 – RESULTADOS COMPUTACIONAIS E NÚMERO DE ALOCAÇÕES

Item	Caso 408-A0	Caso 408-A	Caso 408-B0	Caso 408-B
<i>Fitness</i>	6,8287E+07	6,8013E+07	2,6981E+08	2,6796E+08
Tempo de CPU (s)	66,9219	11.161,60	66,9219	12.151,30
Alocações	–	Sete	–	Oito

FONTE: Autor (2024)

A TABELA 15 apresenta a energia total gerada pelas UHEs (total e para cada período de carga pesada, média e leve) , pelas UTEs, eólicas e pelo corte de carga para os casos analisados. A potência base é 100 MVA.

A TABELA 16 apresenta os resultados financeiros, tais como custos diários de operação dos SAEs, das UHEs, UTEs e de corte de carga, além da economia diária obtida pós alocação (resultado líquido diário), para cada um dos quatro casos em análise.

Apesar do custo diário dos SAEs do Caso 408-B ser maior do que no Caso 408-A (pois foram alocados oito SAEs, em vez de sete), a economia diária gerada neste caso foi 6,7 vezes maior que a obtida pelo Caso 408- A.

No Caso 408-A, o resultado líquido é de \$ 54,75 mil, devido à redução da geração hidrelétrica de 124,36 puh para 120,48 puh (redução de 3%) durante o período de carga pesada, como mostra a TABELA 15. No Caso 408-B, o resultado líquido é de \$ 369,50 mil, devido à redução da geração hidrelétrica de 124,36 puh para 94,20 puh (redução de 24%) durante o período de carga pesada, como mostra a TABELA 15.

Assim, para o caso de CMO mais alto (Caso 408-B), compensou realizar-se um maior deslocamento de energia hidrelétrica do patamar de carga pesada (24%), mesmo se instalando mais SAEs, em relação ao caso com CMO baixo (Caso 408-A), no qual apenas 3% de energia hidrelétrica foram deslocados na carga pesada.

Segundo a TABELA 16, percebe-se que a alocação dos SAEs não pode contornar a questão de corte de carga pré-existente.

TABELA 15 – RESULTADOS FINANCEIROS (EM MILHARES DE \$)

Item	Caso 408-A0	Caso 408-A	Caso 408-B0	Caso 408-B
Custo diário dos SAEs	–	8,95	–	15,75
Custo total das UHEs	2.609,70	2.605,75	42.914,50	42.520,85
Custo total das UTEs	5.936,00	5.927,85	5.936,00	5.933,60
Custo total do corte de carga	5.111,60	5.061,00	5.111,55	5.122,50
Custo diário total	13.657,30	13.602,55	53.962,10	53.592,60
Resultado líquido diário	–	54,75	–	369,50

FONTE: Autor (2024)

TABELA 16 – ENERGIA GERADA E CORTE DE CARGA (puh)

Item	Caso 408-A0	Caso 408-A	Caso 408-B0	Caso 408-B
Geração hidro total	704,40	704,40	704,40	704,40
Geração hidro total na carga leve	109,70	117,70	109,70	125,20
Geração hidro total na carga média	470,34	466,27	470,34	485,00
Geração hidro total na carga pesada	124,36	120,48	124,36	94,20
Geração termo total	5,80	5,79	5,80	5,79
Geração eólica total	125,64	125,64	125,64	125,64
Corte de carga	33,44	33,11	33,44	33,50

FONTE: Autor (2024)

6.2.1. Análise dos resultados dos Casos 408-A0 e 408-A

A FIGURA 32 apresenta as curvas horárias de geração de potência hidrelétrica, termelétrica, eólica e corte de carga para o Caso 408-A0 (sem alocações). A FIGURA 33 apresenta as curvas horárias de geração de potência hidrelétrica, termelétrica, geração eólica e corte de carga para o Caso 408-A (sete alocações), e incorpora a curva horária de carga e descarga para os SAEs alocados neste caso.

Comparando-se a FIGURA 32 com a FIGURA 33, percebe-se que houve uma redução da geração hidrelétrica durante o período de carga pesada, quando o valor do CMO é mais elevado, e um aumento durante o período de carga leve, quando o valor do CMO é mais baixo. Como resultado, o custo da geração hidrelétrica diminuiu após a alocação dos SAEs, como mostrado na TABELA 15.

FIGURA 32 – RESULTADOS COMPARATIVOS PARA O CASO 408-A0

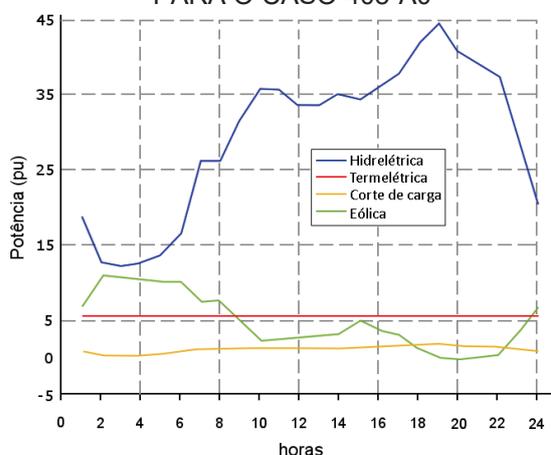
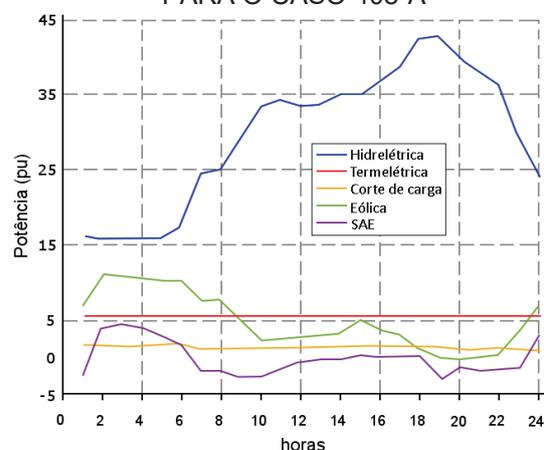


FIGURA 33 – RESULTADOS COMPARATIVOS PARA O CASO 408-A



FONTE: Autor (2024)

A FIGURA 34 apresenta o corte de carga, a geração eólica e o processo de carga e descarga dos SAEs (em pu) horário. Os SAEs se carregaram entre 01:00 e 04:00, quando o valor do CMO é mais baixo e a geração eólica é mais elevada. E, os SAEs se descarregaram entre 04:00 e 10:00, quando o valor de CMO é mais elevado e a geração eólica estava diminuindo. Os SAEs também se carregaram entre 10:00 e 12:00 e se descarregaram entre 18:00 e 21:00.

A FIGURA 35 mostra a energia armazenada nos SAEs no caso 408-A (em puh). Nota-se que os SAEs iniciaram o dia pouco carregados. O processo de carga evoluiu até aproximadamente 06:00, durante o período de carga leve, e a descarga se deu até o fim do dia, passando por vários valores durante os períodos de carga média e pesada. A descarga mais intensa se deu no período de carga pesada, entre 19:00 e 21:00.

FIGURA 34 – CARGA E DESCARGA DOS SAEs, GERAÇÃO EÓLICA E CORTE DE CARGA PARA O CASO 408-A

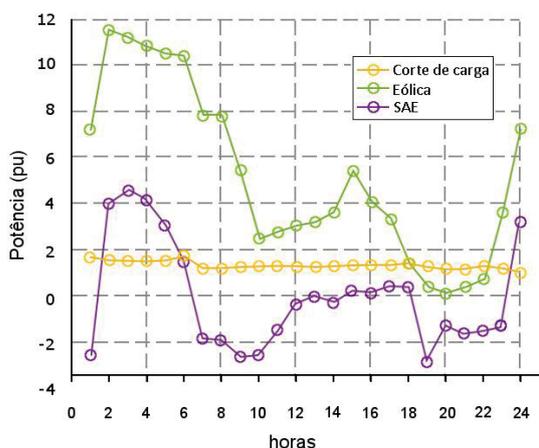
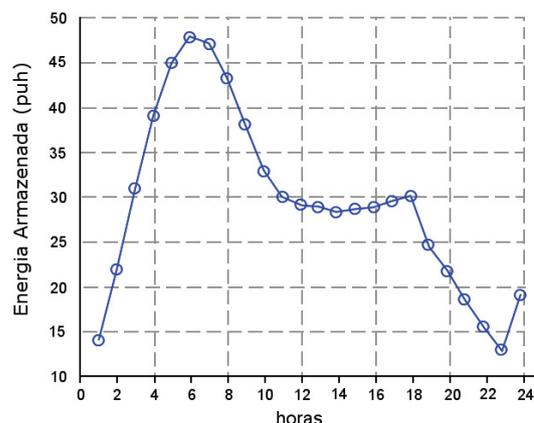


FIGURA 35 – ENERGIA ARMAZENADA PARA O CASO 408-A



FONTE: Autor (2024)

6.2.2. Análise dos resultados dos Casos 408-B0 e 408-B

De acordo com a TABELA16, a geração hidrelétrica total durante o período de carga pesada diminuiu de 124,36 puh para 94,20 puh para o Caso 408-B. Essa diferença foi deslocada para os períodos de carga leve e média, onde os valores de CMO são mais baixos. De acordo com a TABELA 15, o resultado líquido para o Caso 408-B foi igual a \$ 369,50 mil. O resultado líquido no Caso 408-B foi superior ao resultado líquido para o Caso 408-A, porque o valor do deslocamento temporal no Caso 408-B foi superior ao valor do desvio para o Caso 408-A.

A FIGURA 36 apresenta as curvas horárias de geração de potência hidrelétrica, termelétrica, eólica e o corte de carga para o Caso 408-B0 (sem alocações). A FIGURA 37 apresenta as curvas horárias de geração de potência hidrelétrica, termelétrica, eólica e o corte de carga para o Caso 408-B (oito alocações), e mostra também a curva de carga e descarga para os SAEs alocados neste caso. Houve uma redução da geração hidrelétrica durante o período de carga pesada, quando o valor do CMO é mais alto, e um aumento durante o período de carga leve, quando o valor do CMO é mais baixo. Como resultado, o custo da geração hidrelétrica diminuiu após a alocação dos SAEs.

FIGURA 36 – RESULTADOS COMPARATIVOS PARA O CASO 408-B0

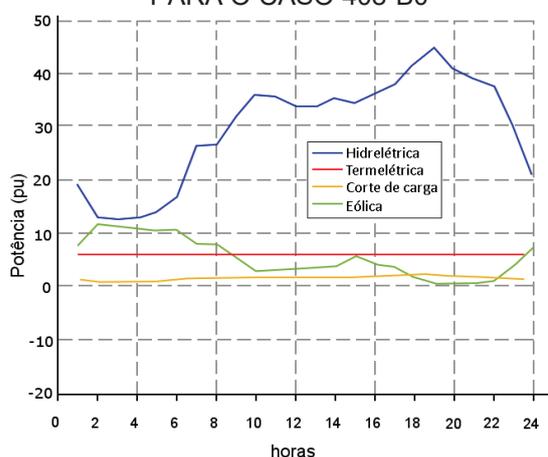
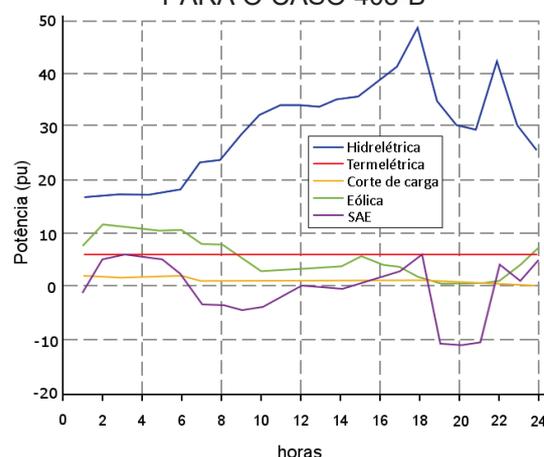


FIGURA 37 – RESULTADOS COMPARATIVOS PARA O CASO 408-B



FONTE: Autor (2024)

A FIGURA 38 apresenta o corte de carga, a geração eólica e o processo de carga e descarga dos SAEs. Os SAEs se carregaram entre 01:00 e 04:00, quando o valor do CMO é mais baixo e a geração eólica é mais elevada. Os SAEs se descarregaram entre 04:00 e 10:00, quando o valor de CMO é mais elevado e a geração eólica está diminuindo. Os SAEs também se carregaram entre 10:00 e 18:00 e se descarregaram entre 18:00 e 21:00. Neste caso, como o valor CMO é mais alto no período de carga pesada, houve descarga mais elevada dos SAEs. Os processos de carga e descarga para o Caso 408-A (FIGURA 34) e para o Caso 408-B (FIGURA 38) foram semelhantes. No entanto, este processo foi mais intenso para o Caso 408-B em relação ao Caso 408-A, devido aos valores mais elevados de CMO do Caso 408-B (TABELA 12).

A FIGURA 39 mostra a energia armazenada nos SAEs no caso 408-B (em puh). Os SAEs iniciaram o dia previamente carregados e, até aproximadamente 12:00, seguiram o mesmo perfil de carga e descarga dos SAEs do caso 408-A. Contudo, entre 12:00 e aproximadamente 19:00, quando o CMO é mais elevado com relação ao caso 408-A, os SAEs se carregaram mais intensamente, vindo a se descarregar até o mínimo estipulado no período de carga pesada.

FIGURA 38 – CARGA E DESCARGA DOS SAEs, GERAÇÃO EÓLICA E CORTE DE CARGA PARA O CASO 408-B

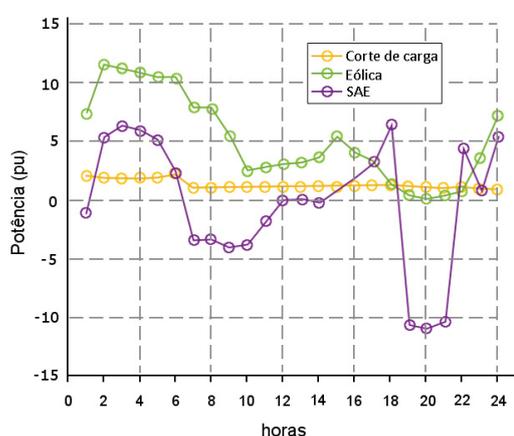
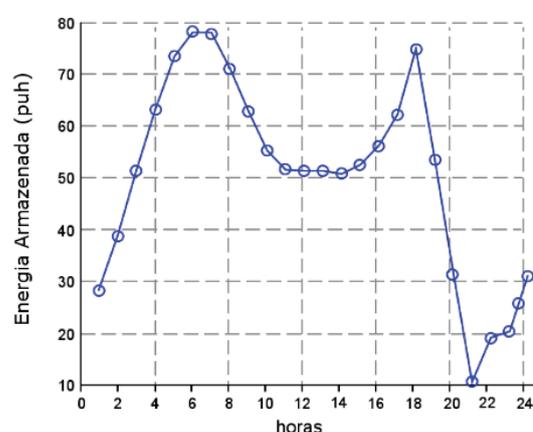


FIGURA 39 – ENERGIA ARMAZENADA PARA O CASO 408-B



FONTE: Autor (2024)

As TABELAS 17 e 18 mostram as barras onde os SAEs foram alocados, tipo e dimensão de cada um deles, obtidos pelas Simulações 1 dos Casos 408-A e 408-B, respectivamente. O tipo de SAE mais alocado foi sempre a tecnologia BESS e a maioria delas foi alocada nos maiores centros de carga do Paraná (PR). A exceção foi o BESS alocada na barra 145, Dourados, Mato Grosso do Sul (MS), que é uma barra que faz parte da rede externa ao sistema do Paraná e que foi equivalentada para que se pudesse representar apenas o Sul do Brasil.

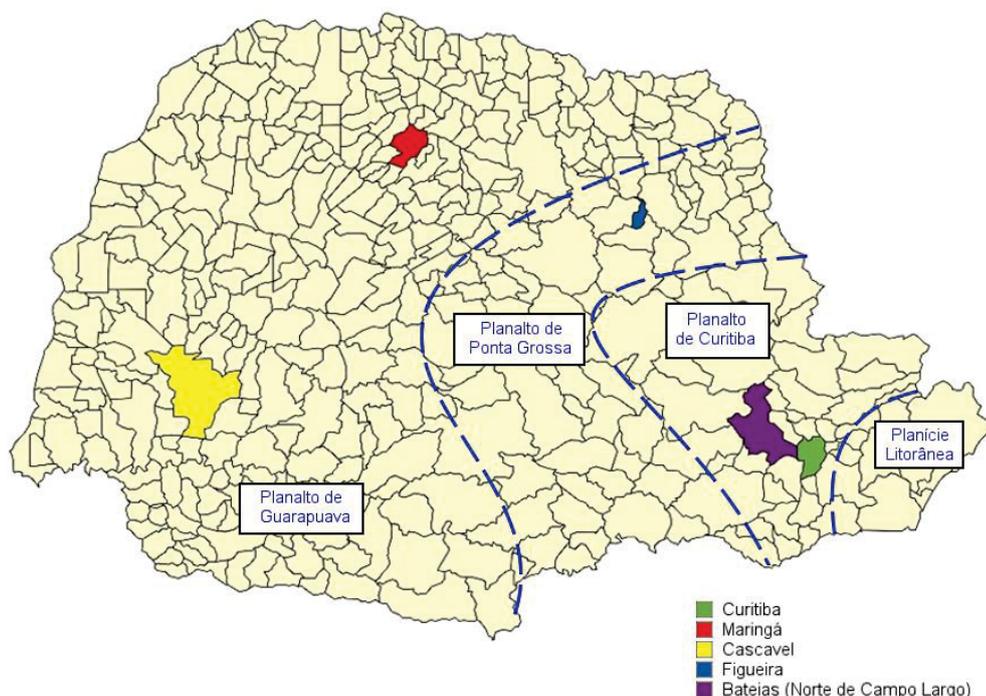
TABELA 17 – ALOCAÇÕES PARA O CASO 408-A (Sim.A1)

Nº da Barra	Cidade, Estado	Tipo de SAE	Custo de implantação (mil \$)	Custo diário (mil \$)	Dimensão (MW/MWh)
26	Bateias, PR	GESS	6.000,00	0,4110	20/100
51	Cascavel, PR	BESS	24.000,00	4,3836	800/1200
55	Figueira, PR	BESS	8.000,00	1,4612	20/100
145	Dourados, MS	BESS	8.000,00	1,4612	100/400
243	Cascavel Oeste, PR	GESS	6.000,00	0,4110	20/100
323	Curitiba, PR	GESS	6.000,00	0,4110	20/100
377	Cascavel Norte, PR	GESS	6.000,00	0,4110	20/100

FONTE: Autor (2024)

Segundo a TABELA 17, para o Caso 408-A, as alocações se concentraram no triângulo formado pelas regiões de Curitiba, Maringá e Cascavel, que são grandes centros de carga do Paraná, localizados nos Planaltos de Curitiba e Guarapuava, conforme a FIGURA 40. A barra 145 (Dourados, MS) não é mostrada, por estar fora do estado do Paraná.

FIGURA 40 – MAPA DO PARANÁ COM REGIÕES ALOCADAS POR SAEs (CASO 408-A)



FONTE: Adaptado de MapChart (2024)

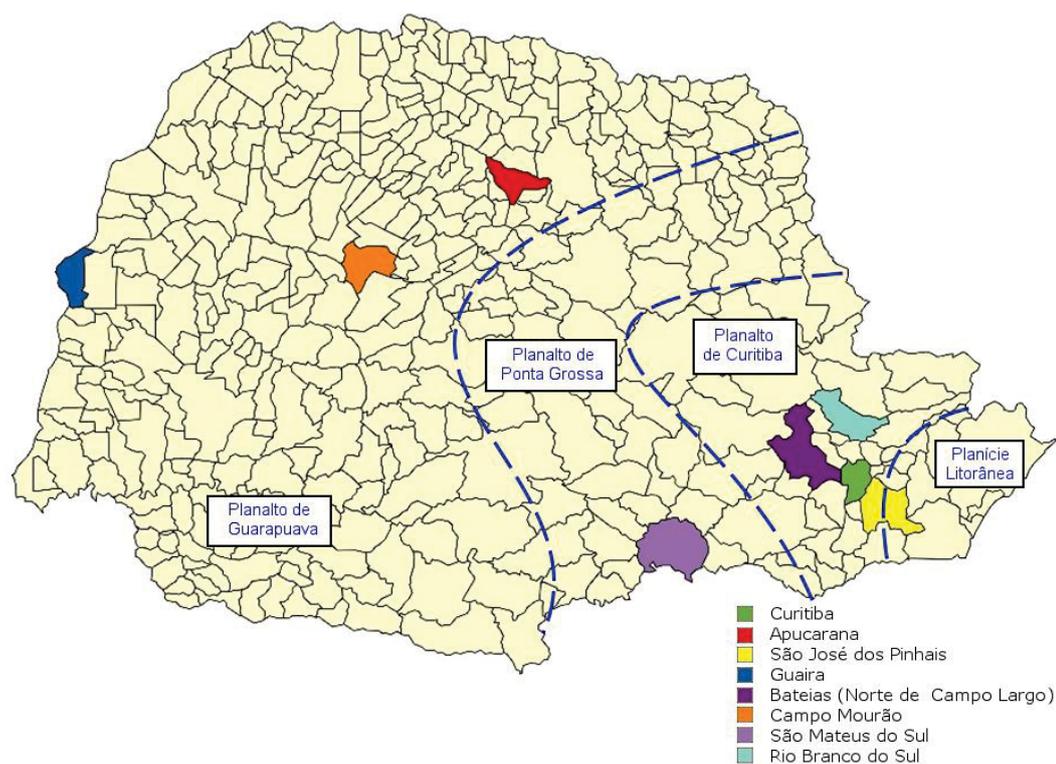
TABELA 18 – ALOCAÇÕES PARA O CASO 408-B (Sim.B1)

Nº da Barra	Cidade, Estado	Tipo de SAE	Custo de implantação (mil \$)	Custo diário (mil \$)	Dimensão (MW/MWh)
26	Bateias, PR	BESS	16.000,00	2,9224	200/800
30	São José dos Pinhais, PR	GESS	6.000,00	0,4110	20/100
89	Apucarana, PR	BESS	8.000,00	1,4612	800/1200
121	Campo Mourão, PR	LAES	24.000,00	2,1918	50/200
125	Guaira, PR	BESS	10.000,00	0,3653	20/100
172	Rio Branco do Sul, PR	BESS	24.000,00	4,3836	800/1200
213	São Mateus, PR	BESS	2.000,00	0,3653	20/100
318	Curitiba, PR	BESS	20.000,00	3,6530	500/1000

FONTE: Autor (2024)

Segundo a TABELA 18 para o Caso 408-B, as alocações se concentraram no triângulo formado pelas regiões perto de Curitiba, Apucarana (perto de Maringá) e Campo Mourão, que são também grandes centros de carga do Paraná, localizados nos Planaltos de Curitiba e Guarapuava, conforme a FIGURA 41.

FIGURA 41 – MAPA DO PARANÁ COM REGIÕES ALOCADAS POR SAEs (CASO 408-B)



FONTE: Adaptado de MapChart (2024)

6.2.3. Resultados de todas as simulações

Foram realizadas cinco simulações para cada caso. Devido à dimensão do sistema e à estocasticidade do modelo, os AGs encontraram diferentes soluções de alocação para diferentes simulações.

As TABELAS 19 e 20 mostram os resultados da alocação para todas as simulações dos casos A e B, respectivamente. As seguintes observações podem ser obtidas destas simulações:

- a) Os BESSs foram alocados em 4 simulações do Caso 408-A e em todas as simulações do Caso 408-B. O mesmo aconteceu com os GESSs;
- b) Os LAESs foram alocados em apenas uma simulação do Caso 408-A, e em duas simulações do Caso 408-B;
- c) As UHRs foram alocadas em 3 simulações do Caso 408-A, mas não na Sim1 deste caso.
- d) As UHRs não foram alocadas em nenhuma simulação do Caso 408-B.

TABELA 19 – TIPOS E QUANTIDADES DE SAEs ALOCADOS PARA TODAS AS SIMULAÇÕES DO CASO 408-A

Tipo de SAE	Sim.A1	Sim.A2	Sim.A3	Sim.A4	Sim.A5
UHR	0	1	1	0	1
BESS	3	3	5	0	3
LAES	0	1	0	0	0
GESS	4	3	0	6	3
Total	7	8	6	6	7

FONTE: Autor (2024)

TABELA 20 – TIPOS E QUANTIDADES DE SAEs ALOCADOS PARA TODAS AS SIMULAÇÕES DO CASO 408-B

Tipo de SAE	Sim.B1	Sim. B2	Sim. B3	Sim. B4	Sim. B5
UHR	0	0	0	0	0
BESS	6	6	4	6	4
LAES	1	0	0	1	0
GESS	1	2	4	1	2
Total	8	8	8	8	6

FONTE: Autor (2024)

A TABELA 21 e a TABELA 22 apresentam um resumo dos resultados numéricos, tais como custos diários totais dos SAEs, geração hidrelétrica, termelétrica e de corte de carga obtidos para todas as simulações do Caso 408-A. Dentre as simulações apresentadas, a primeira é a que apresentou melhor resultado líquido diário e foi a selecionada para ser descrita nas subseções anteriores.

TABELA 21 – NÚMERO DE SAEs ALOCADOS E RESULTADOS FINANCEIROS PARA TODAS AS SIMULAÇÕES DO CASO 408-A (EM MILHARES DE \$)

Item	Sim.A1	Sim.A2	Sim.A3	Sim.A4	Sim.A5	Média	Desvio padrão
SAEs alocados	Sete	Oito	Seis	Seis	Sete	–	–
Custo diário dos SAEs	8,95	18,65	10,67	2,47	9,56	10,06	5,77
Custo total das hidrelétricas	2.605,75	2.609,76	2.608,67	2.610,99	2.606,06	2.608,246	2,29
Custo total das termelétricas	5.927,85	5.911,58	5.928,19	5.932,85	5.928,46	5.925,786	8,20
Custo total do corte de carga	5.061,00	5.063,49	5.056,25	5.080,55	5.061,04	5.064,466	9,37
Custo diário total	13.602,55	13.603,48	13.603,78	13.626,86	13.605,13	13.608,36	10,38
Resultado líquido diário	54,75	53,84	53,55	30,47	52,20	48,962	10,38

FONTE: Autor (2024)

TABELA 22 – ENERGIA GERADA E CORTE DE CARGA PARA TODAS AS SIMULAÇÕES DO CASO 408-A (em puh)

Item	Sim.A1	Sim.A2	Sim.A3	Sim.A4	Sim.A5	Média	Desvio padrão
Hidrelétrica total	704,40	704,5	704,41	704,4	704,44	704,43	0,042
Hidrelétrica total na carga leve	117,70	115,97	119,71	110,05	118,06	116,30	3,737
Hidrelétrica total na carga pesada	466,27	463,16	459,51	468,16	465,34	464,49	3,314
Hidrelétrica total na carga leve	120,48	125,37	125,19	126,19	121,05	1.236,66	2,674
Termelétrica total	5,79	5,77	5,79	5,8	5,79	5,79	0,011
Eólica total	125,64	123,84	123,84	123,84	123,84	124,20	0,805
Corte de carga total	33,11	33,12	33,07	33,23	33,11	33,13	0,060

FONTE: Autor (2024)

As TABELAS 23 e 24 apresentam um resumo dos resultados numéricos obtidos para todas as simulações do Caso 408-B. Dentre as simulações apresentadas, a primeira é a que apresentou melhor resultado líquido diário e foi a selecionada para ser descrita nas subseções anteriores.

TABELA 23 – NÚMERO DE SAEs ALOCADOS E RESULTADOS FINANCEIROS PARA TODAS AS SIMULAÇÕES DO CASO 408-B (EM MILHARES DE \$)

Item	Sim. B1	Sim. B2	Sim. B3	Sim. B4	Sim. B5	Média	Desvio padrão
SAEs alocados	Oito	Oito	Oito	Oito	Seis	–	–
Custo diário dos SAEs	15,75	13,20	15,16	15,75	13,61	14,70	1,21
Custo total das hidrelétricas	42.520,85	42.541,20	42.496,80	42.520,90	42.533,60	42.522,67	16,87
Custo total das termelétricas	5.933,60	5.931,80	5.933,80	5.933,60	5.933,80	5.933,32	0,86
Custo total do corte de carga	5.122,50	5.132,70	5.129,30	5.122,40	5.130,30	5.127,44	4,72
Custo diário total	53.592,60	53.620,80	53.575,00	53.592,60	53.611,30	53.598,46	17,91
Resultado líquido diário	369,50	342,30	387,00	369,50	350,80	363,82	17,57

FONTE: Autor (2024)

TABELA 24 – ENERGIA GERADA E CORTE DE CARGA PARA TODAS AS SIMULAÇÕES DO CASO 408-B (em puh)

Item	Sim. B1	Sim. B2	Sim. B3	Sim. B4	Sim. B5	Média	Desvio padrão
Hidrelétrica total	704,40	704,40	704,40	704,40	704,40	704,40	0,00
Hidrelétrica total na carga leve	125,19	123,39	126,27	125,19	123,88	124,78	1,15
Hidrelétrica total na carga pesada	485,05	485,44	485,78	485,05	485,50	485,36	0,32
Hidrelétrica total na carga leve	94,16	95,57	92,34	94,16	95,02	94,25	1,22
Termelétrica total	5,80	5,80	5,80	5,80	5,80	5,80	0,00
Eólica total	125,64	123,84	123,84	123,84	123,84	124,20	0,80
Corte de carga total	33,51	33,57	33,55	33,51	33,56	33,54	0,03

FONTE: Autor (2024)

6.2.4. Considerações sobre os resultados obtidos

Os BESSs foram alocados em muitas simulações, devido ao seu custo reduzido e rendimento elevado, apesar do seu tempo de vida reduzido. Além disso, os resultados das Simulações Sim.1 dos casos 408-A e 408-B indicam que o SAE alocado de maior dimensão foi sempre um BESS. Os GESSs também foram alocados em muitas simulações. No entanto, na Simulação Sim.A1, os GESSs tiveram sempre a dimensão mais baixa (20 MW/100 MWh).

Os LAESs foram alocados em poucas simulações, em comparação com os BESSs e os GESSs, devido ao seu custo elevado e rendimento reduzido, apesar da sua longa vida útil. Esse é também o caso das UHRs. Uma restrição adicional à alocação de UHRs refere-se à disponibilidade de barras, pois há apenas 10 SAEs deste tipo de tecnologia no sistema.

Os resultados das alocações de diferentes tecnologias em diferentes casos indicam que os custos, os rendimentos e as barras disponíveis são os parâmetros mais importantes. Os outros parâmetros (vida útil e tempos de descarga) desempenham papéis secundários.

Verificou-se uma tendência para carregar os SAEs durante o período de carga leve, quando o valor de CMO era baixo e a geração eólica era elevada. Houve também uma tendência para descarregar os SAEs durante o período de carga média, quando o valor de CMO era médio e a geração eólica estava diminuindo. A maior descarga

ocorreu durante o período de carga pesada, quando o valor de CMO era alto e a geração eólica era nula.

A geração hidrelétrica total foi a mesma para todos os casos e simulações (704,40 puh), com e sem alocações. No entanto, a energia hidrelétrica foi sempre deslocada para os outros níveis quando os SAEs iniciavam o processo de carga e descarga, produzindo resultados líquidos positivos.

6.3. SISTEMA DE 4366 BARRAS (SIN)

O Sistema Interligado Nacional utilizado nesta tese é formado originalmente por 6352 barras e 9269 linhas, obtidas do PAR-ONS (Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão), cujos dados estão formatados para serem executados pelo ANAREDE, conforme a versão CEPEL (2017). Resende et al. (2018) prepararam estes dados para serem executados por um FPO. Estes autores reduziram o sistema para 4366 barras, que abrangem todos os subsistemas do SIN (Sul, Sudeste/Centro-Oeste), Norte e Nordeste, interconectados por 7469 linhas.

Lachovicz et al. (2021) adaptaram este sistema SIN reduzido para ser simulado por um FPOM discretizado para 24 horas. Estes autores implementaram algumas modificações no sistema, a fim de se utilizar os dados do PAR-ONS em um despacho horário, com transformação das metas mensais de cada UHE (obtidos do planejamento de médio prazo) em metas horárias que acompanham perfil de carga (fornecido pelo site do ONS) de um dia típico do mês de janeiro de 2020. Foram feitos ajustes nos valores de carga leve, média e pesada a fim de acompanhar a curva horária de carga do ONS para esse dia.

No caso do sistema de 408 barras, mesmos perfis de metas energéticas referentes à geração hidrelétrica foram considerados para os casos 408-A (CMO baixo) e 408-B (COM alto). Contudo, valores baixos do CMO são relacionados a disponibilidades elevadas de água nos reservatórios. Da mesma forma, valores altos do CMO são relacionados a disponibilidades reduzidas de água nos reservatórios.

Assim, para o caso SIN, escolheram-se meses com disponibilidades hidroelétricas diferentes para se simular a rede com diferentes valores de CMO, a fim de se obter resultados mais condizentes com a operação de um sistema de grande porte como o SIN.

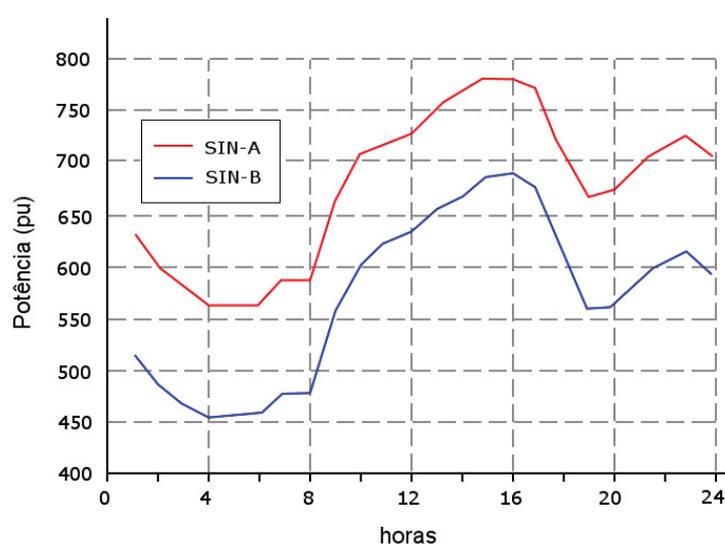
Diferentes perfis de geração hidrelétrica utilizados estão ilustrados na FIGURA 42. A TABELA 25 apresenta as grandezas e valores usados na construção das curvas de geração da FIGURA 42. A geração termelétrica tem patamares diferentes, mas é constante para o período de 24 horas utilizado.

TABELA 25 – GRANDEZAS E VALORES USADOS NA CONSTRUÇÃO DAS CURVAS DE GERAÇÃO HIDRELÉTRICA DE CADA CASO.

Caso	CMO	Mês	Geração termelétrica diária (puh)	Meta energética hidrelétrica total diária (puh)	Demanda diária total (puh)
SIN-A	Baixo	3	45,62	1,6538E+04	1,7934E +04
SIN-B	Alto	5	58,00	1,3714 E +04	1,5981E+04

FONTE: Lachovicz et al. (2021)

FIGURA 42 – GERAÇÕES HIDRELÉTRICAS PARA CADA CASO



FONTE: Autor (2024)

No Caso do sistema de 408 barras havia apenas uma EOL. No Caso SIN, que é mais realista, foram simuladas barras com EOLs, que de fato estão instaladas em vários estados do Nordeste, conforme indicado na TABELA 26.

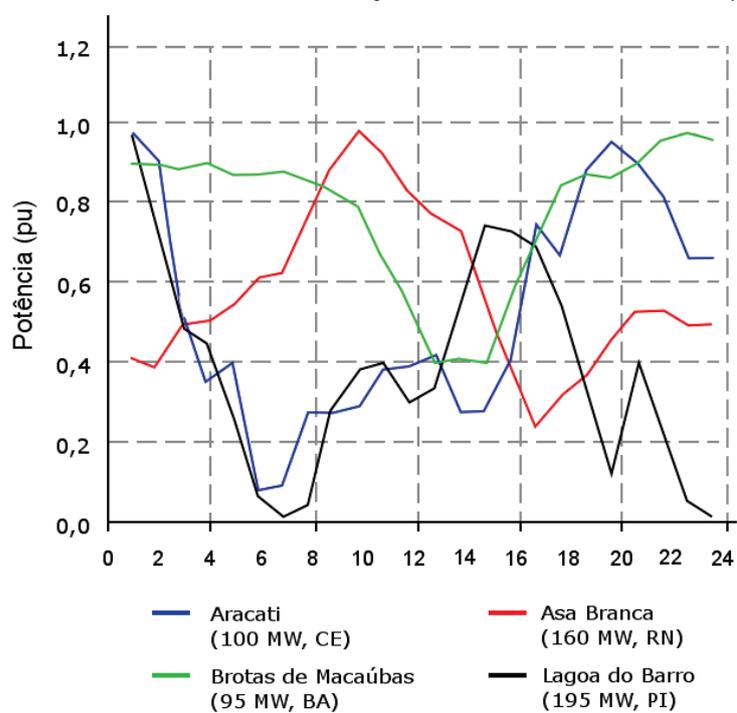
As energias geradas para cada uma das EOLs foram obtidas de ONS (2022). A FIGURA 43 mostra as gerações de quatro destas EOLs, escolhidas arbitrariamente entre as 90 EOLs da TABELA 26. Pode-se observar que as gerações e intermitências de cada EOL são diferentes. O mesmo ocorre para todas as EOLs da TABELA 26. Assim, o efeito que cada EOL exerce sobre o cálculo da alocação dos SAEs é diferente regionalmente. No cômputo geral, contudo, a soma das gerações de todas as EOLs resultará em uma geração total de intermitência reduzida.

TABELA 26 – ESTADOS BRASILEIROS COM EÓLICAS INSTALADAS

Estado	Quantidades de barras com EOLs instaladas
Alagoas	2
Bahia	32
Ceará	15
Paraíba	5
Pernambuco	10
Piauí	10
Rio Grande do Norte	16
TOTAL	90

FONTE: Autor (2024)

FIGURA 43 – EXEMPLOS DA GERAÇÃO DE QUATRO EÓLICAS ESCOLHIDAS (O VALOR MÁXIMO DE CADA EOL É 1,0 PU, NA BASE DA PRÓPRIA EOL, DE MODO QUE AS COMPARAÇÕES POSSAM SER FEITAS)



FONTE: Autor (2024)

Da mesma forma que no caso do sistema de 408 barras, os CMOs foram divididos em dois casos de três patamares, conforme mostra a TABELA 27. Os valores dos CMOs dos casos das 408 barras (TABELA 12) e do SIN são diferentes, pois os sistemas se comportam de maneiras diferentes. Por exemplo, o CMO baixo do caso de 408 barras não alocou nenhum SAE no caso SIN e não produziu resultado líquido positivo. Por outro, o CMO alto do caso de 408 barras alocou SAEs no caso SIN e produziu resultado líquido positivo. Contudo, a geração termelétrica nesse caso aumentou quando os SAEs foram alocados. O deslocamento temporal ocorre, mas à custa do aumento de geração termelétrica. Assim, foram escolhidos outros valores de CMOs, de modo a se obter resultados mais consistentes, como mostra a TABELA 27.

TABELA 27 – VALORES E PATAMARES DOS CMOs

Item	Carga leve	Carga média	Carga pesada
Período do patamar	01:00 às 07:00	08:00 às 18:00 e 22:00 às 24:00	19:00 às 21:00
Duração do patamar	7 horas	14 horas	3 horas
CMO alto (\$/MWh)	147,49	149,53	151,02
CMO baixo (\$/MWh)	63,55	64,43	65,07

FONTE: Autor (2024)

A TABELA 28 apresenta os casos analisados e é semelhante à TABELA 13 do caso de 408 barras. A única diferença são os nomes para cada caso.

TABELA 28 – CASOS ANALISADOS

Alocações	CMO baixo	CMO alto
Sem alocação	Caso SIN-A0	Caso SIN-B0
Com alocação	Caso SIN-A	Caso SIN-B

FONTE: Autor (2024)

O sistema de 4366 barras analisado é composto por 186 UHEs, 115 UTEs e 24 EOLs. A penetração eólica do sistema de SIN-A é igual a 5,5% e do SIN- B é igual a 3,63%. Todas as barras com UHEs fazem parte do conjunto de barras às quais podem ser alocadas UHRs de ciclo diário. O conjunto de barras candidatas a receberem LAESs, GESSs e BESSs compreendem 563 barras com nível de tensão igual a 230 KV. O número máximo de SAEs a serem alocados é 25.

O procedimento adotado é o mesmo do caso de 408 barras: foram realizadas cinco simulações para cada caso: Sim.A1, Sim.A2, Sim.A3, Sim.A4 e Sim.A5 para o caso SIN-A, e Sim.B1, Sim.B2, Sim.B3, Sim.B4 e Sim.B5 para o caso SIN-B. As simulações 1 de cada caso foram escolhidas para apresentação mais detalhada de seus resultados.

O percentual de penetração de energia eólica do sistema de SIN-A é de 5,5% e do SIN- B é de 3,63%.

A TABELA 29 apresenta os valores de *fitness*, tempos computacionais e número de alocações para cada caso simulado. O tempo computacional gasto pelo Caso SIN-B foi maior que o gasto pelo Caso SIN-A, pois para muitos indivíduos o FPOLM não conseguiu convergir. Para o caso SIN-A foram alocados 18 SAEs e para o caso SIN-B foram alocados 22 SAEs.

TABELA 29 – RESULTADOS COMPUTACIONAIS E NÚMERO DE ALOCAÇÕES

Item	Caso SIN-A0	Caso SIN-A	Caso SIN-B0	Caso SIN-B
<i>Fitness</i>	4,28E+08	4,28E+08	1,00E+09	1,00E+09
Tempo de CPU (min)	10	18.720	12	20.592
Alocações	–	18	–	22

FONTE: Autor (2024)

A TABELA 30 apresenta os resultados financeiros, tais como custos diários de operação dos SAEs, das UHEs, UTEs e de corte de carga, além da economia diária obtida pós alocação (resultado líquido diário), para cada um dos quatro casos em análise. Os resultados líquidos diários para os Casos SIN-A e SIN-B são positivos. Sendo assim, a alocação é possível em ambos os casos.

A TABELA 31 apresenta a energia total gerada pelas hidrelétricas (total e para cada período de carga pesada, média e leve), pelas termelétricas, eólicas e pelo corte de carga para os casos analisados. A potência base é 100 MVA.

TABELA 30 – RESULTADOS FINANCEIROS (EM MILHARES DE \$)

Item	Caso SIN-A0	Caso SIN-A	Caso SIN-B0	Caso SIN-B
Custo diário dos SAEs	–	146,75	–	184,74
Custo de implantação dos SAEs	–	1.590.000,00	–	2.078.000,00
Custo total das UHEs	104.087,50	103.393,41	204.632,45	196.080,54
Custo total das UTEs	1.955,56	2.085,56	2.459,94	4.060,04
Custo total do corte de carga	0,00	0,00	0,00	0,00
Custo diário total	106.043,06	105.551,93	207.092,39	200.227,06
Resultado líquido diário	–	491,13	–	6.865,33

FONTE: Autor (2024)

TABELA 31– ENERGIA GERADA E CORTE DE CARGA (puh)

Item	Caso SIN-A0	Caso SIN-A	Caso SIN-B0	Caso SIN-B
Geração hidrelétrica total	16.190,17	16.084,70	13.713,97	13.143,80
Geração hidrelétrica total na carga leve	4.050,52	4.112,17	1.708,98	1.467,91
Geração hidrelétrica total na carga média	10.103,93	10.078,63	8.653,24	8.371,66
Geração hidrelétrica total na carga pesada	2.035,72	1.893,89	3.351,75	3.304,23
Geração termo total	45,62	50,01	58,00	81,76
Geração eólica total	649,40	649,40	875,38	875,38
Corte de carga	0,00	0,00	0,00	0,00

FONTE: Autor (2024)

De maneira semelhante ao ocorrido no Caso de 408, apesar do custo diário dos SAEs do Caso SIN-B ser maior do que no Caso SIN-A (pois foram alocados 22 SAEs e não 18), a economia diária gerada neste caso foi quase 14 vezes maior que a obtida pelo Caso SIN-A.

No Caso SIN-A, o resultado líquido foi de \$ 491,13 mil, devido à redução da geração hidrelétrica total de 16.190,17 puh para 16.084,70 puh (redução de 0,65%), como mostra a TABELA 31. No Caso SIN-B, o resultado líquido foi de \$ 6865,33 mil,

devido à redução da geração hidrelétrica total de 13.713,97 puh para 13.143,80 puh (redução de 4,1%), como mostra a TABELA 31.

Para o caso de CMO alto (Caso SIN-B), compenhou realizar não só deslocamento de energia hidrelétrica entre patamares, mas também aumento de geração termelétrica, a fim de viabilizar um resultado líquido significativo em relação ao caso de CMO baixo (Caso SIN-A).

Segundo a TABELA 31, percebe-se que a instalação dos SAEs manteve a inexistência de corte de carga para ambos os casos.

6.3.1. Análise dos resultados dos Casos SIN-A0 e SIN-A

A FIGURA 44 mostra as curvas horárias totais de geração hidrelétrica, geração termelétrica, geração eólica e corte de carga para o Caso SIN-A0 (sem alocações). A FIGURA 45 mostra as curvas horárias totais de geração hidrelétrica, geração termelétrica, geração eólica e corte de carga para o Caso SIN-A, e mostra ainda a curva total de carga e descarga para os SAEs alocados neste caso.

FIGURA 44 – RESULTADOS COMPARATIVOS PARA O CASO SIN-A0

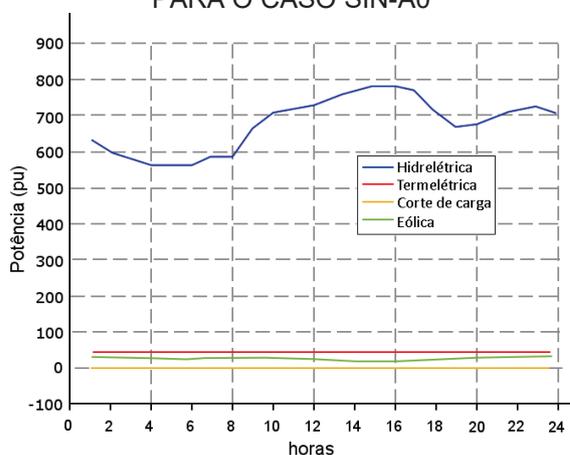
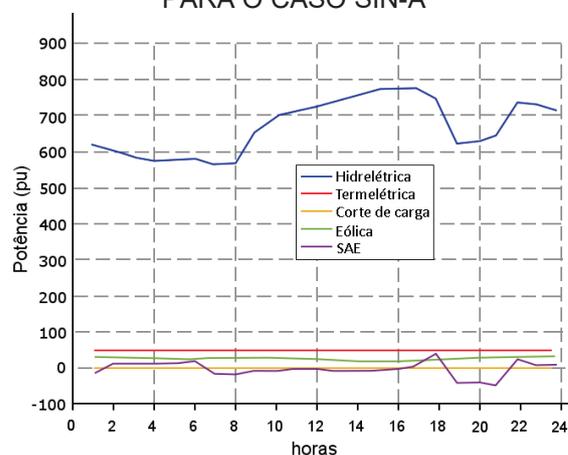


FIGURA 45 – RESULTADOS COMPARATIVOS PARA O CASO SIN-A



FONTE: Autor (2024)

Comparando-se as FIGURA 44 e a FIGURA 45, percebe-se que houve uma redução da geração hidrelétrica durante o período de carga pesada, quando o valor do CMO é mais elevado. Como resultado, o custo da geração hidrelétrica diminuiu após a alocação dos SAEs, como mostrado na TABELA 31.

A FIGURA 46 mostra as curvas horárias de geração eólica e da carga e descarga dos SAEs (em pu). O corte de carga não é mostrado, por ser nulo no caso SIN.

A FIGURA 47 mostra a energia armazenada nos SAEs no caso SIN-A (em puh). O comportamento de carga e descarga é semelhante àquele do caso 408-B, com o sistema carregando-se no período de CMO baixo (madrugada) e se descarregando no período de CMO alto, que corresponde ao horário de carga pesada.

FIGURA 46 – CARGA E DESCARGA DOS SAEs, GERAÇÃO EÓLICA E CORTE DE CARGA PARA O CASO SIN-A

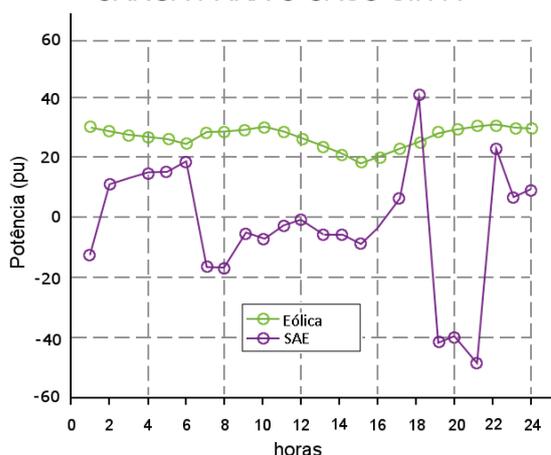
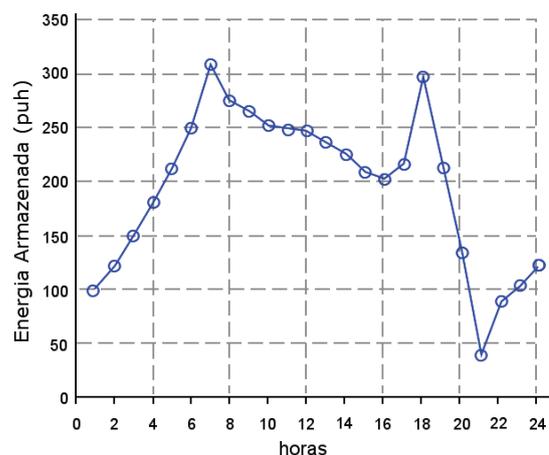


FIGURA 47 – ENERGIA ARMAZENADA PARA O CASO SIN-A



FONTE: Autor (2024)

6.3.2. Análise dos resultados dos Casos SIN-B0 e SIN-B

A FIGURA 48 mostra as curvas horárias totais de geração hidrelétrica, termelétrica, eólica e o corte de carga para o Caso SIN-B0. A FIGURA 49 mostra as curvas totais de geração hidrelétrica, termelétrica, eólica e o corte de carga para o Caso SIN-B, e mostra ainda a curva de carga e descarga dos SAEs alocados neste caso.

De maneira semelhante ao Caso SIN-A, comparando-se as FIGURA 50 e a FIGURA 51, percebe-se que houve uma redução da geração hidrelétrica durante o período de carga pesada, quando o valor do CMO é mais elevado. Como resultado, o custo da geração hidrelétrica também diminuiu após a alocação dos SAEs, como mostrado na TABELA 30.

FIGURA 48 – RESULTADOS COMPARATIVOS PARA O CASO SIN-B0

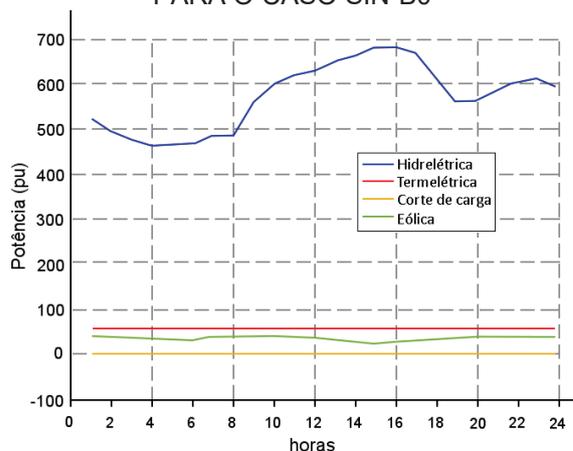
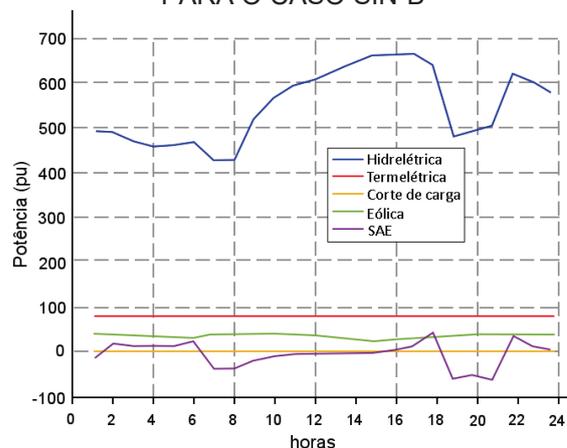


FIGURA 49 – RESULTADOS COMPARATIVOS PARA O CASO SIN-B



FONTE: Autor (2024)

A FIGURA 50 mostra as curvas de geração eólica e da carga e descarga dos SAEs (em pu). O corte de carga não é mostrado, por ser nulo no caso SIN. A FIGURA 51 mostra a energia armazenada nos SAEs no caso SIN-B (em puh). O comportamento de carga e descarga é semelhante àquele do caso SIN-A, com o sistema carregando-se no período de CMO baixo (madrugada) e se descarregando no período de CMO alto, que corresponde ao horário de ponta.

FIGURA 50 – CARGA E DESCARGA DOS SAEs, GERAÇÃO EÓLICA E CORTE DE CARGA PARA O CASO SIN-B

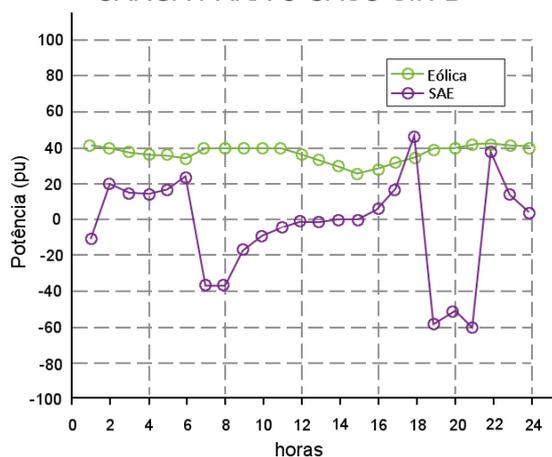
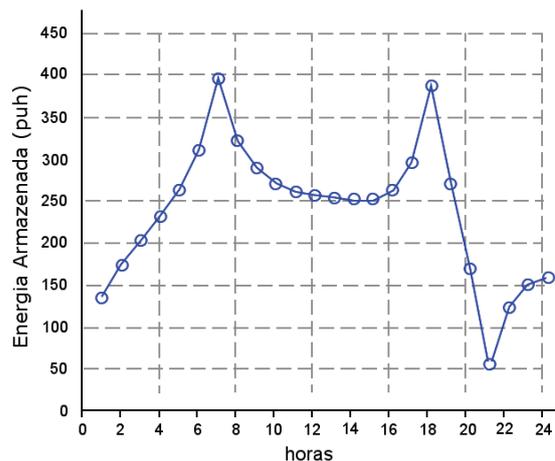


FIGURA 51 – ENERGIA ARMAZENADA PARA O CASO SIN-B



FONTE: Autor (2024)

A TABELA 32 apresenta as barras alocadas para a Sim.A1, bem como o tipo e dimensão de cada SAE e o subsistema em que estes foram alocados. O Nordeste

foi o subsistema que concentrou o maior tipo de alocações, seguido do Sul e do Sudeste. O Norte não teve alocações. O tipo de SAE mais alocado foi o BESS, da mesma forma que no Caso de 408 barras. Apenas uma UHR foi alocada, na barra 1168, município de Água Clara, Mato Grosso do Sul, onde se encontra a UHE São Domingos.

TABELA 32 – ALOCAÇÕES PARA O CASO SIN-A (Sim.A1)

Nº da Barra	Cidade, Estado	Subsistema	Tipo de SAE	Custo de implantação (mil \$)	Custo diário (mil \$)	Dimensão (MW/MWh)
551	Antonina, PR	Sul	BESS	30.000,00	5,48	1000/1500
826	Lajeado, RS	Sul	LAES	72.000,00	6,58	150/600
868	Santa Maria, RS	Sul	BESS	24.000,00	4,38	100/400
1168	Água Clara, MS	Sudeste	UHR	64.000,00	3,51	200/800
1942	Jaíba, MG	Sudeste	BESS	16.000,00	2,92	200/800
2590	Garanhuns, PE	Nordeste	BESS	24.000,00	4,38	800/1200
2610	Goiana, PE	Nordeste	LAES	72.000,00	6,58	150/600
2623	Pau Ferro, PE	Nordeste	BESS	4.000,00	0,73	50/200
2635	Campina Grande, PB	Nordeste	BESS	24.000,00	4,38	800/1200
2762	Acaraú, CE	Nordeste	BESS	16.000,00	2,92	200/800
2829	Tauá, CE	Nordeste	BESS	20.000,00	3,65	500/1000
2891	Feira de Santana, BA	Nordeste	BESS	16.000,00	2,92	200/800
2923	Cachoeira, BA	Nordeste	GESS	6.000,00	0,41	20/100
2939	Itagibá, BA	Nordeste	BESS	30.000,00	5,48	1000/1500
2992	Extremoz, RN	Nordeste	LAES	72.000,00	6,58	150/600
3047	Ibicoara, BA	Nordeste	BESS	16.000,00	2,92	200/800
3307	Bom Jesus, PI	Nordeste	BESS	30.000,00	5,48	1000/1500
3875	Paranavaí, PR	Sul	BESS	20.000,00	3,65	500/1000

FONTE: Autor (2024)

A FIGURA 52 mostra um mapa do BRASIL com os SAEs alocados para a Simulação A1 do Caso SIN-A. É interessante observar que apenas dois SAEs foram alocados no subsistema Sudeste (MG e MS), mas nenhum em São Paulo, onde se encontra o maior centro de cargas. Por outro lado, a maior parte dos SAEs foi alocada no Nordeste, onde se encontram as eólicas.

FIGURA 52 – MAPA DO BRASIL COM REGIÕES ALOCADAS POR SAEs PARA O CASO SIN-A (Sim.A1)



FONTE: Adaptado de MapChart (2024)

A TABELA 33 apresenta as barras alocadas para a Sim.B1, bem como o tipo e dimensão de cada SAE e o subsistema em que estes foram alocados. Neste caso as alocações se distribuem de maneira mais uniforme por todos os subsistemas e o Norte é alocado quatro vezes. Da mesma forma que no Caso SIN-A, o tipo de SAE mais alocado é o BESS.

TABELA 33 – ALOCAÇÕES PARA O CASO SIN-B (Sim.B1)

Nº da Barra	Cidade, Estado	Subsistema	Tipo de SAE	Custo de implantação (mil \$)	Custo diário (mil \$)	Dimensão (MW/MWh)
10	Ibiraci, MG	Sudeste	UHR	96.000,00	5,26	800/1200
551	Antonina, PR	Sul	BESS	24.000,00	4,38	800/1200
651	São José, SC	Sul	BESS	24.000,00	4,38	800/1200
664	Curitiba, PR	Sul	BESS	12.000,00	2,19	150/600
674	Guaíba, RS	Sul	GESS	6.000,00	0,41	20/100
804	Alegrete, RS	Sul	BESS	12.000,00	2,19	150/600
1168	Água Clara, MS	Sudeste	UHR	80.000,00	4,38	500/1000
1438	São José dos Pinhais, PR	Sul	BESS	24.000,00	4,38	800/1200
1973	Calda Novas, GO	Sudeste	UHR	48.000,00	2,63	150/600
2634	Goiana, PE	Nordeste	BESS	24.000,00	4,38	800/1200
2644	Campina Grande	Nordeste	BESS	30.000,00	5,48	1000/1500
2696	Jaboatão	Nordeste	BESS	30.000,00	5,48	1000/1500
2772	Guadalupe, PI	Nordeste	BESS	30.000,00	5,48	1000/1500
2790	São Luís, MA	Norte	BESS	4.000,00	0,73	50/200
2983	Arapiraca, AL	Nordeste	LAES	72.000,00	6,58	150/600
3040	Bom Jesus da Lapa, BA	Nordeste	LAES	96.000,00	8,77	20/100
3057	Marabá, PA	Norte	BESS	12.000,00	2,19	150/600
3090	Belém, PA	Norte	BESS	48.000,00	4,38	100/400
3324	Palmas, TO	Norte	BESS	20.000,00	3,65	500/1000
3838	Realeza, PR	Sul	BESS	20.000,00	3,65	500/1000
3866	Floripa, SC	Sul	LAES	12.000,00	1,10	100/400
3877	Medianeira, PR	Sul	BESS	24.000,00	4,38	800/1200

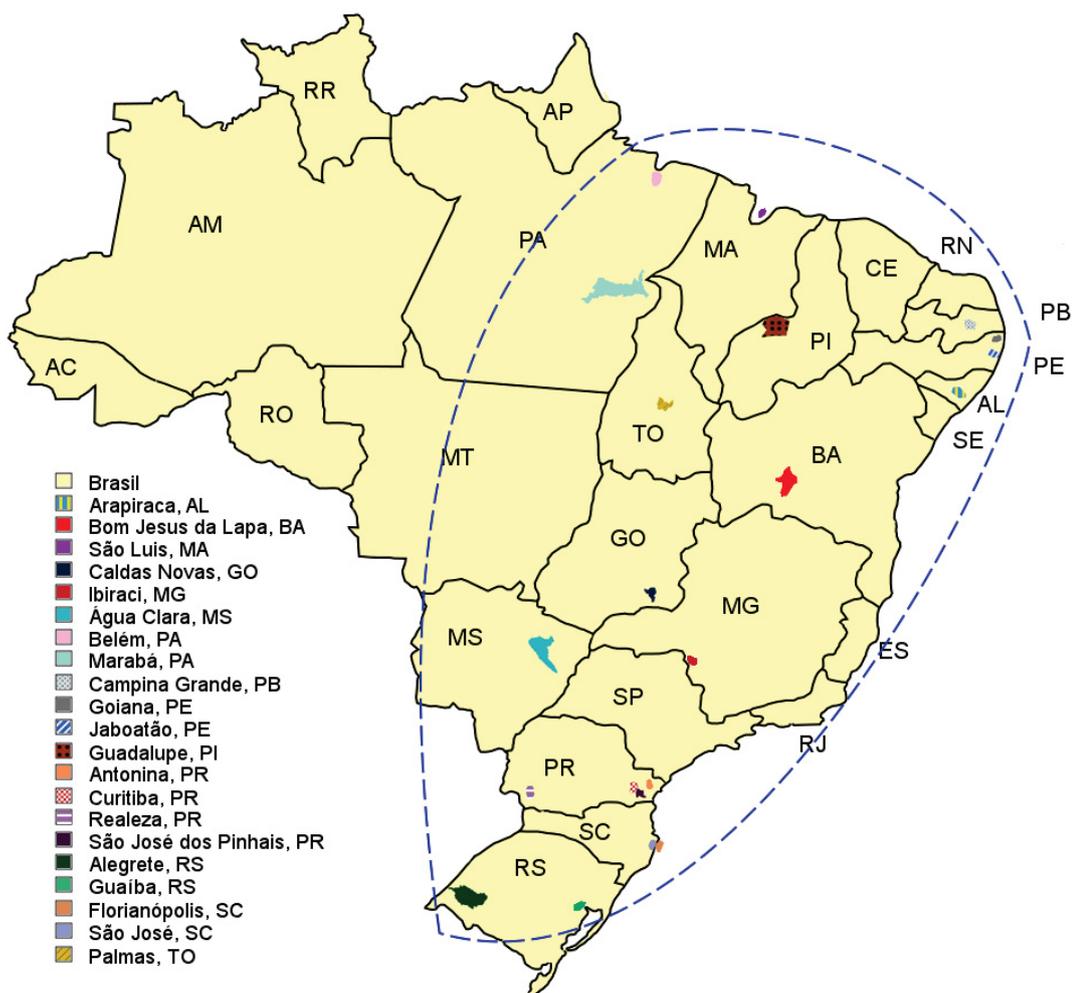
FONTE: Autor (2024)

A FIGURA 53 mostra um mapa do BRASIL com os SAEs alocados para a Simulação A1 do Caso SIN-B. É interessante notar que a área de alocações, delimitada pela linha tracejada azul, se expande em relação à área de alocações do Caso SIN-A. Isso acontece porque quatro SAEs foram alocados no subsistema Norte.

Três UHRs são alocadas no Caso SIN-B. Uma UHR é alocada na barra 10, onde se encontra a UHE Marechal Mascarenhas de Moraes, em Minas Gerais. Da mesma forma que ocorria no Caso SIN-A, uma UHR é alocada na barra 1168, onde se encontra a UHE São

Domingos. A terceira UHR é alocada na barra 1973, onde se encontra a UHE Corumbá, em Goiânia.

FIGURA 53 – MAPA DO BRASIL COM REGIÕES ALOCADAS POR SAEs PARA O CASO SIN-B (Sim.B1)



FONTE: Adaptado de MapChart (2024)

6.3.3. Resultados de todas as simulações

A TABELA 34 mostra os tipos de SAEs alocados em cada simulação do Caso SIN-A. Da mesma forma que acontecia nos Casos 408-A e 408-B, a BESS foi a tecnologia mais alocada.

TABELA 34 – TIPOS E QUANTIDADES DE SAEs ALOCADOS PARA TODAS AS SIMULAÇÕES DO CASO SIN-A

Tipo de SAE	Sim.A1	Sim.A2	Sim.A3	Sim.A4	Sim.A5
UHR	1	1	2	1	2
BESS	13	11	12	11	11
LAES	3	1	5	4	2
GESS	1	3	0	2	1
Total	18	16	19	18	16

FONTE: Autor (2024)

A TABELA 35 mostra o número de alocações por subsistema para o Caso SIN-A. Pode-se observar que o subsistema que concentra o maior número de alocações é o Nordeste, seguido do Sudeste, do Sul e do Norte.

TABELA 35– QUANTIDADES DE SAEs ALOCADOS POR SUBSISTEMA DE TODAS AS SIMULAÇÕES DO CASO SIN-A

Subsistema	Sim.A1	Sim.A2	Sim.A3	Sim.A4	Sim.A5
Sudeste	2	4	5	8	7
Sul	4	5	4	4	5
Nordeste	12	5	9	6	2
Norte	0	2	1	0	2
Total	18	16	19	18	16

FONTE: Autor (2024)

A TABELA 36 mostra os tipos de SAEs alocados em cada simulação do Caso SIN-B. Da mesma forma que no Caso SIN-A, o tipo de SAE com maior número de alocações foi o BESS.

TABELA 36 – TIPOS E QUANTIDADES DE SAEs ALOCADOS PARA TODAS AS SIMULAÇÕES DO CASO SIN-B

Tipo de SAE	Sim.B1	Sim.B2	Sim.B3	Sim.B4	Sim.B5
UHR	3	3	2	4	4
BESS	15	11	10	14	12
LAES	3	4	4	3	2
GESS	1	3	2	2	1
Total	22	21	18	23	19

FONTE: Autor (2024)

A TABELA 37 mostra o número de alocações por subsistema para o Caso SIN-B. Pode-se observar que o subsistema que concentra o maior número de alocações é o Sul, seguido do Nordeste, do Sudeste e do Norte.

TABELA 37 – QUANTIDADES DE SAEs ALOCADOS POR SUBSISTEMA DE TODAS AS SIMULAÇÕES DO CASO SIN-B

Subsistema	Sim.B1	Sim.B2	Sim.B3	Sim.B4	Sim.B5
Sudeste	3	4	5	4	6
Sul	9	7	5	9	7
Nordeste	6	7	6	7	2
Norte	4	3	2	3	4
Total	22	21	18	23	19

FONTE: Autor (2024)

As TABELA 38 e 39 apresentam um resumo dos resultados numéricos obtidos para todas as simulações do Caso SIN-A.

TABELA 38 – CASO SIN-A - NÚMERO DE SAEs ALOCADOS E RESULTADOS FINANCEIROS PARA TODAS AS SIMULAÇÕES (EM MILHARES DE \$)

Item	Sim.A1	Sim.A2	Sim.A3	Sim.A4	Sim.A5	Média	Desvio padrão
SAEs alocados	18	16	19	18	16	–	–
Custo diário dos SAEs	146,75	133,40	159,12	177,26	136,01	150,51	18,08
Custo total das hidrelétricas	103.393,41	103.394,17	103.390,10	103.390,37	103.393,93	103.392,39	1,99
Custo total das termelétricas	2.085,56	2.085,56	2.085,73	2.085,56	2.085,56	2.085,59	0,08
Custo total do corte de carga	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Custo diário total	105.551,93	105.540,80	105.560,43	105.565,52	105.547,56	105.553,25	9,89
Resultado líquido diário	491,13	502,26	482,63	477,54	495,50	489,81	9,89

FONTE: Autor (2024)

TABELA 39 – CASO SIN-A - ENERGIA GERADA E CORTE DE CARGA PARA TODAS AS SIMULAÇÕES (em puh)

Item	Sim.A1	Sim.A2	Sim.A3	Sim.A4	Sim.A5	Média	Desvio padrão
Hidrelétrica total	16.084,70	16.084,73	16.084,55	16.084,72	16.084,63	16.084,67	0,08
Hidrelétrica total na carga pesada	1.893,89	1.895,33	1.877,49	1.865,33	1.901,31	1.886,67	14,84
Hidrelétrica total na carga média	10.078,63	10.082,07	10.079,93	10.091,53	10.076,53	10.081,74	5,83
Hidrelétrica total na carga leve	4.112,17	4.107,33	4.127,13	4.127,86	4.106,78	4.116,26	10,48
Termelétrica total	50,01	50,01	50,02	50,01	50,01	50,01	0,00
Eólica total	649,40	649,40	649,40	649,40	649,40	649,40	0,00
Corte de carga total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

FONTE: Autor (2024)

As TABELA 40 e 41 apresentam um resumo dos resultados numéricos obtidos para todas as simulações do Caso SIN-B.

TABELA 40 – CASO SIN-B - NÚMERO DE SAEs ALOCADOS E RESULTADOS FINANCEIROS PARA TODAS AS SIMULAÇÕES (EM MILHARES DE \$)

Item	Sim.B1	Sim.B2	Sim.B3	Sim.B4	Sim.B5	Média	Desvio padrão
SAEs alocados	23	21	18	23	19	–	–
Custo diário dos SAEs	184,74	174,75	175,51	206,63	165,16	181,36	15,74
Custo total das hidrelétricas	196.080,54	196.080,74	196.083,20	196.076,16	196.084,20	196.080,97	3,11
Custo total das termelétricas	4.060,04	4.060,07	4.060,20	4.060,11	4.060,10	4.060,11	0,06
Custo total do corte de carga	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Custo diário total	200.227,06	200.225,70	200.243,29	200.223,81	200.224,71	200.228,91	8,12
Resultado líquido diário	6.865,33	6.866,69	6.849,10	6.868,58	6.867,68	6.863,48	8,12

FONTE: Autor (2024)

TABELA 41 – CASO SIN-B - ENERGIA GERADA E CORTE DE CARGA PARA TODAS AS SIMULAÇÕES (em puh)

Item	Sim.B1	Sim.B2	Sim.B3	Sim.B4	Sim.B5	Média	Desvio padrão
Hidrelétrica total	13.143,80	13.143,76	13.143,74	13.143,79	13.143,85	13.238,82	0,04
Hidrelétrica total na carga pesada	1.467,91	1.468,53	1.478,21	1.451,28	1.477,07	1.508,66	10,78
Hidrelétrica total na carga média	8.371,66	8.374,02	8.370,94	8.379,32	8.369,75	8.419,82	3,79
Hidrelétrica total na carga leve	3.304,23	3.301,22	3.294,58	3.313,19	3.297,03	3.310,34	7,25
Termo total	81,76	81,76	81,76	81,76	81,76	81,76	0,00
Eólica total	875,38	875,38	875,38	875,38	875,38	875,38	0,00
Corte de carga total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

FONTE: Autor (2024)

As TABELAS 38 e 39 mostram que, embora o número de alocações seja diferente para cada simulação do Caso SIN-A, os desvios padrão das grandezas numéricas são reduzidos. Esta constatação é importante, especialmente no que diz respeito ao resultado líquido diário, variável que resume todas as variáveis de uma determinada simulação. De fato, o desvio padrão reduzido de tal variável pode ser entendido como um fator de consistência entre as simulações. O mesmo acontece com as simulações do Caso SIN-B, como mostram as TABELAS 40 e 41.

De modo semelhante ao que ocorreu com o Caso de 408 barras, verificou-se uma tendência para se carregar os SAEs durante o período de carga leve, quando o valor de CMO era baixo e a geração eólica era elevada. Houve também uma tendência para descarregar os SAEs durante o período de carga média, quando o valor de CMO era médio e a geração eólica estava diminuindo. A maior descarga ocorreu durante o período de carga pesada, quando o valor de CMO era alto e a geração eólica era nula. Essa descarga no período de carga pesada foi mais intensa no Caso SIN-B em relação ao Caso SIN-A, pois o CMO no período de carga pesada do Caso SIN-B é maior em relação ao CMO do Caso SIN-A nesse período (TABELA 27). O mesmo efeito ocorria no Caso de 408 barras.

Os BESSs foram os tipos de SAEs mais alocados, devido ao seu custo reduzido e rendimento elevado, apesar do seu tempo de vida reduzido. Ao contrário do que acontecia no sistema de 408 barras, no sistema SIN os LAESs foram mais alocados do que os GESSs.

7. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O aumento da capacidade instalada de Fontes de Energia Renovável (FERs), principalmente EOLs e UFVs, tem se tornado um desafio crescente para o Operador Nacional do Sistema. Se antigamente o maior fator de estocasticidade do sistema era a carga, atualmente mais de 15% da geração também é estocástica, pois as EOLs UFVs não podem ser despachadas pelo Operador do Sistema da mesma forma feita com as UHEs e UTEs.

A instalação de SAEs próximos a EOLs e UFVs tem sido usada de maneira crescente como solução para reduzir a intermitência de tais fontes, provendo os serviços ancilares de regulação de frequência e de tensão. Os SAEs também podem ser usados como alívio do congestionamento de transmissão, redução dos custos operacionais de linhas de transmissão, supressão de picos de demanda (“*peak shaving*”) e deslocamento temporal. Esta tese se concentrou no estudo do deslocamento temporal que resulta da alocação dos SAEs.

Nos trabalhos pesquisados os SAEs se encontram previamente instalados em linhas de distribuição e geralmente são alocados apenas BESSs. Os efeitos elétricos e energéticos desses SAEs são investigados por meio de vários métodos, como Algoritmo Greedy, Busta Tabu, Otimização por Enxame de Partículas (PSO), Algoritmo de Otimização de Baleia (WOA) e Algoritmos Genéticos, que é foi método utilizado nesta tese.

Esta tese propôs um modelo para a alocação ótima de várias tecnologias SAEs (não só BESSs) em sistemas de transmissão Hidro-Termo-Eólicos de Alta Tensão, a fim de se poder, dentre várias questões, regular a entrada das renováveis no sistema.

O modelo proposto considerou quatro tecnologias de SAEs de larga escala: UHR, BESS, LAES e GESS, cada uma com parâmetros diferentes de custos, rendimentos e vidas úteis. O problema de otimização linear foi resolvido utilizando-se um Algoritmos Genéticos (AGs) e um Fluxo de Potência Ótimo Linear Multiperíodo (LMOPF).

Algumas premissas do modelo de otimização proposto são:

- a) utilização de dia típico de carga horária e geração eólica horária que se repete ao longo de todo período de planejamento;

- b) utilização de um FPOLM que otimiza a operação deste dia típico a fim de resolver o problema de planejamento da alocação de SAEs;
- c) utilização dos CMOs previamente obtidos do planejamento energético realizado sem a instalação de SAES;
- d) consideração do despacho de geração termelétrica constante ao longo das 24 horas;
- e) realização do deslocamento de geração hidrelétrica do patamar de carga pesada.

Todos os resultados obtidos são baseados nas premissas descritas, nos perfis horários considerados, valores de CMOs, custos e parâmetros dos SAEs adotados.

Além disto, ao contrário dos demais trabalhos pesquisados, nesta tese as barras de alocação dos SAEs e dimensões destes são variáveis de saída, assim como os valores de geração hidrelétrica, termelétrica e eólica, os custos de geração hidrelétrica e termelétrica e o resultado líquido diário. Esta última variável pode ser definida como um indicador de alocação, ou seja, a alocação dos SAEs só será possível quando, em determinada simulação, o resultado líquido diário for positivo. As variáveis de entrada são os custos de geração termelétrica e de corte de carga, os CMOs, o número de SAEs a serem alocados, os custos, rendimentos e vidas úteis de cada tipo de SAE.

Foram definidos quatro casos para se testar o modelo: CMO alto e CMO baixo, cada um dividido em casos com e sem alocações. O modelo foi testado em dois sistemas Hidro-Termo-Eólicos de Alta Tensão, um de 408 barras, correspondente ao estado do Paraná, outro de 4366 barras, correspondente ao SIN e abrangendo barras dos quatro subsistemas (Sul, Sudeste, Norte e Nordeste). Em ambos os casos os conjuntos viáveis para alocação dos SAEs foram compostos por todas as barras de 230 kV do sistema. As UHRs só podiam ser alocadas em barras de 230 kV perto de rios.

Foram realizadas cinco simulações para cada caso, tanto no sistema de 408 barras quanto no SIN, e uma delas em cada caso foi tomada como Simulação Base, para fins de apresentação das dimensões dos SAEs alocados, resultados gráficos e mapas de alocação.

O resultado numérico mais importante, que surgiu com a alocação dos SAEs, foi o deslocamento temporal da energia hidrelétrica, que ocorreu nos dois casos do sistema de 408 barras e nos dois casos do SIN. Com esse deslocamento, a geração

hidrelétrica foi reduzida no período de carga pesada, onde o CMO é alto, e aumentada nos períodos de carga leve e carga média, onde os CMOs são menores. Sendo assim, o custo da geração hidrelétrica foi reduzido em relação ao caso sem alocação, produzindo um Resultado Líquido Positivo. Dentro de cada caso, o desvio padrão dos resultados numéricos das cinco simulações é reduzido, indicando que qualquer simulação pode ser tomada como base.

Os resultados locais são menos consistentes e é nesse caso que o caráter estocástico dos Algoritmos Genéticos se torna mais evidente.

No caso do sistema de 408 barras, as alocações ocorreram mais nos maiores centros de carga e no caso SIN ocorreram mais nas regiões com maior concentração de geração eólica.

Muitos SAEs foram alocados no Nordeste, especialmente na Simulação Base no Caso SIN-A. Uma hipótese que pode ser levantada é que, embora o Nordeste não seja o maior centro de carga, é o subsistema que concentra o maior número de EOLs. Uma análise mais precisa poderia ser feita desenhando-se mapas locais para cada simulação e analisando-se, com auxílio dos arquivos do ANAREDE, quais barras estão próximas de EOLs. Este trabalho, contudo, foge ao escopo desta tese.

Em cada simulação, os tipos de SAE mais alocados são diferentes, mas, no âmbito geral, os tipos de SAE mais alocados são os BESSs e os GESSs. Esse resultado é de fácil explicação. Os BESSs são o tipo de SAE com maior rendimento e menor custo, embora apresente a menor vida útil. Os GESSs têm rendimento menor e custo maior, mas também vida útil maior. Confrontado com as UHRs, os GESSs perdem em vida útil, mas não apresentam as restrições locais das UHRs. Os LAESs apresentam as piores características de todos, exceto pela vida útil, que é maior do que a vida útil do BESS. Dentro de uma mesma simulação os LAESs e os GESSs são alocados entre zero e cinco vezes, enquanto os BESSs são alocados entre 10 e 15 vezes.

Da mesma forma que ocorria no sistema de 408 barras, no SIN os resultados numéricos de todas as cinco simulações, uma vez confrontados, apresentaram desvio padrão reduzido. Assim, qualquer simulação pode ser tomada como Simulação Base. O deslocamento temporal também ocorreu em todas as simulações.

O Anexo C apresenta as publicações relacionadas à tese.

Os seguintes trabalhos futuros podem ser realizados:

- a) incorporar a geração fotovoltaica diária;

- b) aperfeiçoar a função objetivo, de modo que a alocação dos SAEs possa modificar as curvas de geração eólica e fotovoltaica, por exemplo, reduzindo a geração eólica e fotovoltaica, caso necessário;
- c) introduzir sazonalidade no modelo. Por exemplo, em vez de ciclo diário para um mês do ano, aumentar o período de análise para vários meses que caracterizem as diferentes sazonalidades hidroelétricas e eólicas, utilizando seus respectivos CMOs diários diferentes. As simulações nesse caso exigiriam computadores mais potentes, capazes de rodar uma simulação por vários dias, mas produzindo resultados que poderiam alocar SAEs que satisfaçam o sistema também segundo as sazonalidades hidroelétricas e segundo a sazonalidade eólicas;
- d) trabalhar com uma função objetivo interdisciplinar para atender melhor às características do problema e não se limitar somente ao resultado líquido.

Estes trabalhos e aperfeiçoamentos poderiam melhorar o entendimento de um dos resultados mais importantes obtidos nesta tese, que é o relacionamento entre a alocação de SAEs em sistemas Hidro-Termo-Eólicos de Alta Tensão e o descolamento temporal da geração hidrelétrica e consequente redução dos custos de geração.

REFERÊNCIAS

- AKHIL, A. A.; HUFF, G.; CURRIER, A. B.; et al. **DOE/EPRI 2013** electricity storage handbook in collaboration with NRECA. Disponível em: <<https://www.academia.edu/download/49323464/SAND2013-5131.pdf>>. Acesso em: 20/3/2024.
- AKINYELE, D. O.; RAYUDU, R. K. Review of energy storage technologies for sustainable power networks. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 8, p. 74–91, 2014. Elsevier Ltd.
- ALBADI, M. H.; AL-BUSAIDI, A. S.; EL-SAADANY, E. F. Using PHES to facilitate wind power integration in isolated systems - Case study. **Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology**. Anais... . p.469–474, 2017.
- ALMEIDA, A. A. W. Viabilidade das Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Mercado de Curto Prazo. **Congresso Brasileiro de Planejamento Energético - XII CBPE**. Anais... , 2020.
- ALMEIDA, A. W. A.; FERNANDES, T. S. P. Allocation of Energy Storage Systems in a HydroThermal-Wind System. **Brazilian Archives of Biology and Technology**, v. (aceito), Março, 2024.
- AMEEL, B.; T'JOEN, C.; DE KERPEL, K.; et al. Thermodynamic analysis of energy storage with a liquid air Rankine cycle. **Applied Thermal Engineering**, v. 52, n. 1, p. 130–140, 2013. Elsevier Ltd.
- ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Chamada Estratégica 21/2016: “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro”. 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656831/14930433/Chamada+PD_Estrategico_21_Armazenamento_Julho2016/0210802b-b6a6-4ed5-aa9e-2ec3911f7b44>. Acesso em: 27/7/2018.
- ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Nota Técnica 094/2020. 2020. Disponível em: <<https://tinyurl.com/yc38w38j>>. Acesso em: 19/5/2024.
- ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Webinar sobre Armazenamento de Energia Elétrica. 2023a. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=UHO6jxA3H2c>>. Acesso em: 24/2/2024.
- ANEEL. **Arquivos apresentados nos webinars da ANEEL sobre armazenamento de energia**. 2023b. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/apresentacoes/eventos-realizados>>. Acesso em: 24/2/2024.
- ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Consulta Pública 039/2023. 2023c. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=gCbtAK3s&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3828&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica>. Acesso em: 28/4/2024.
- ANEKE, M.; WANG, M. Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review. **Applied Energy**, v. 179, p. 350–377, 2016. Elsevier Ltd.

ARABALI, A.; GHOFRANI, M.; ETEZADI-AMOLI, M. Cost analysis of a power system using probabilistic optimal power flow with energy storage integration and wind generation. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 53, p. 832–841, 2013.

ARES. ARES. **Advanced Rail Energy Storage**. Disponível em: <<https://aresnorthamerica.com/>>. Acesso em: 21/1/2022.

ASANO JR., R. **Energetic Integration of New Sources in Brazilian Renewable Electricity Mix**, 2018. Tese (Doutorado) Universidade Federal do ABC, Brasil.

AWAD, A. S. A.; EL-FOULY, T. H. M.; SALAMA, M. M. A. Optimal ESS allocation and load shedding for improving distribution system reliability. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 5, p. 2339–2349, 2014. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.

BABACAN, O.; TORRE, W.; KLEISSL, J. Optimal allocation of battery energy storage systems in distribution networks considering high PV penetration. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**. Anais... . v. 2016-November, 2016. IEEE Computer Society.

BABROWSKI, S.; JOCHEM, P.; FICHTNER, W. Electricity storage systems in the future German energy sector: An optimization of the German electricity Generation system until 2040 considering grid restrictions. **Computers and Operations Research**, v. 66, p. 228–240, 2016.

BACALTCHULK, J.; ESTEVES, R.; PLATCHECK, I.; CASTELO, G.; BACALTCHULK, C. **Usinas Hidrelétricas Reversíveis com uso compartilhado de reservatórios. Seminário Eletronorte**. Anais... . p.4, 2014. Brasília. Disponível em: <http://www.eln.gov.br/opencms/export/sites/eletronorte/seminarioTecnico/arquivos/Usina_hidreletricas_reversiveis_com_uso_compartilhado.pdf>. .

BENCHMARK SOURCE. **Global cell prices fall below \$100/kWh for first time in two years**. **BENCHMARK SOURCE**, 6. set. 2023. Disponível em: <<https://source.benchmarkminerals.com/article/global-cell-prices-fall-below-100-kwh-for-first-time-in-two-years>>. Acesso em: 1/1/2024.

BESSA, R. J.; COSTA, I. C.; BREMERMAN, L.; MATOS, M. A. Operational strategies for the optimized coordination of wind farms and hydro-pump units. **8th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2012)**. Anais... . p.55–55, 2012.

BIAGIONI, J.; BANDEIRA, O. M.; LEITE, D. T. **A construção do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte: quarta maior do mundo em capacidade instalada**. **Revista Brasileira de Engenharia de Barragens - Comitê Brasileiro de Barragens**, v. 4, n. 4, 2017. Disponível em: <<https://www.cbdb.org.br/documentos/RevBrasEngBarragensMaio2017.pdf>>. Acesso em: 15/5/2019.

BICHELS, A. **Sistemas Elétricos de Potência: Métodos de Análise e Solução**. 1a ed. EDUTFPR, Curitiba, 1981.

BLASI, T. M.; FERNANDES, T. S. P.; AOKI, A. R.; TABARRO, F. H. Multiperiod Optimum Power Flow for Active Distribution Networks with Provisioning of Ancillary Services. **IEEE Access**, v. 9, p. 110371–110395, 2021. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.

BORN, P. H.; ALMEIDA, A. A. DE. Mudanças estruturais no Setor Elétrico: Formação e regulação de preços. **CIER 1998**. Anais... , 1998. Quito, Equador.

BRADBURY, K.; PRATSON, L.; PATIÑO-ECHEVERRI, D. Economic viability of energy storage systems based on price arbitrage potential in real-time U.S. electricity markets. **Applied Energy**, v. 114, p. 512–519, 2014. Elsevier Ltd.

BRETT, G.; BARNETT, M. Utility-scale energy storage: Liquid air a pioneering solution to the problem of energy storage. **IET Conference on Power in Unity: a Whole System Approach**. Anais... , 2013.

BROWN, P. **Mitsubishi installs 50 MW energy storage system to Japanese Power Company**. 2016. Disponível em: <<https://electronics360.globalspec.com/article/6402/mitsubishi-installs-50mw-energy-storage-system-to-japanese-power-company>>. Acesso em: 15/8/2019.

BURGER, S. **Engineering News & Mining Weekly**. 2023. Disponível em: <<https://www.engineeringnews.co.za/article/scatecs-kenhardt-project-starts-producing-electricity-for-the-national-grid-2023-12-11>>. Acesso em: 24/2/2024.

CANALES, F. A.; BELUCO, A.; MENDES, C. A. B. Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: Aplicação e perspectivas. **Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental**, v. 19, n. 2, p. 1230–1249, 2015a.

CANALES, F. A.; BELUCO, A.; MENDES, C. A. B. A comparative study of a wind hydro hybrid system with water storage capacity: Conventional reservoir or pumped storage plant? **Journal of Energy Storage**, v. 4, p. 96–105, 2015b. Elsevier Ltd.

CARDWELL, D. **Tesla gives the California Power Grid a battery boost**. 2017. Disponível em: <<https://www.nytimes.com/2017/01/30/business/energy-environment/battery-storage-tesla-california.html>>. Acesso em: 15/8/2019.

CASTRONUOVO, E. D.; LOPES, J. . A. . P. On the Optimization of the Daily Operation of a Wind-Hydro Power Plant. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 3, p. 1599–1606, 2004.

CCEE. **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**. Conceitos de preço. 2024. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/conceitos-precos>>. Acesso em: 8/7/2024.

CEPEL. **Manual do Usuário do ANAREDE V10.02.03**, 2017. Rio de Janeiro.

CEPEL. **CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA**. Modelo DECOMP - Determinação da coordenação da operação a curto prazo - Manual de referência - Versão 28. , 2018.

CHEN, A.; SEN, P. K. Advancement in battery technology: A state-of-the-art review. **IEEE Industry Application Society**, 52nd Annual Meeting: IAS 2016. Anais... . p.1–10, 2016.

COLEY, D. A. **An Introduction to Genetic Algorithms for Scientists and Engineers**. World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd., 1999.

COLTHORPE, A. **VRB Energy breaks ground on 100MW/500MWh flow battery and gigafactory in China**. 2021. Disponível em: <<https://www.energy-storage.news/vrb-energy-breaks-ground-on-100mw-500mwh-flow-battery-and-gigafactory-in-china/>>. Acesso em: 10/1/2022.

COLTHORPE, A. **Moss Landing: World's biggest battery storage project is now 3GWh capacity**. 2023. Disponível em: <<https://www.energy-storage.news/moss-landing-worlds-biggest-battery-storage-project-is-now-3gwh-capacity/>>. Acesso em: 19/1/2024.

CONNOLLY, D. **A Review of Energy Storage Technologies for the Integration of Fluctuating Renewable Energy**, 2009. University of Limerick. Disponível em: <https://vbn.aau.dk/ws/portalfiles/portal/100570335/Energy_Storage_Techniques_v4.1.pdf>. Acesso em: 26/6/2023.

CONNOLLY, D.; LUND, H.; FINN, P.; MATHIESEN, B. V.; LEAHY, M. Practical operation strategies for pumped hydroelectric energy storage (PHES) utilising electricity price arbitrage. **Energy Policy**, v. 39, n. 7, p. 4189–4196, 2011. Elsevier.

D'ARAUJO, R. P. **Setor Elétrico Brasileiro - uma aventura mercantil**. 1o ed. Brasília: CONFEA, 2009.

DEB, R. Operating hydroelectric plants and pumped storage units in a competitive environment. **The Electricity Journal**, v. 6190, n. 00, p. 24–32, 2000.

DOE. **Global Energy Storage Database**. Disponível em: <<https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/index.html>>. Acesso em: 21/7/2023.

ENERGY STORAGE NEWS. **Energy Storage News**. 2024. Disponível em: <<https://www.energy-storage.news>>. Acesso em: 23/2/2024.

ENERGY VAULT. **Energy Vault 2019 3D Tower Simulation (4k)**. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=gn5AM75AGvw&t=40s>>. Acesso em: 16/3/2024.

ENERGY VAULT. **Energy Vault**. Disponível em: <<https://www.energyvault.com/gravity>>. Acesso em: 28/12/2021.

EPE. **Empresa de Pesquisa Energética**. Estudo de inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): Metodologia e resultados preliminares para o Estado do Rio de Janeiro. 2019a. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nt-006-2019-estudos-de-inventario-de-usinas-hidreletricas-reversiveis>>. Acesso em: 27/6/2019.

EPE. **Empresa de Pesquisa Energética**. Sistemas de Armazenamento em Baterias - Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento. 2019b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nt-sistemas-de-armazenamento-em-baterias-aplicacoes-e-questoes-relevantes-para-o-planejamento>>. Acesso em: 02/12/2021.

EPE. **Empresa de Pesquisa Energética**. Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Brasília, DF, 2022.

EINSTEIN, A. **Como Vejo o Mundo**. 1953. 1a ed. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1981.

EYER, J.; COREY, G. **Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide A Study for the DOE Energy Storage Systems Program**. Oak Ridge: DOE, 2010.

FEARNSIDE, P. M. **Impacts of Brazil's Madeira River Dams: Unlearned lessons for hydroelectric development in Amazonia**. **Environmental Science & Policy**, v. 38, p. 164–172, 2014.

FISCHER, A. **Huge battery facility in Texas goes online**. 2022. Disponível em: <<https://pv-magazine-usa.com/2022/06/01/huge-battery-facility-in-texas-goes-online/>>. Acesso em: 24/2/2024.

GESEL. **Grupo de Estudos do Setor Elétrico**. Viabilidade das Usinas Reversíveis no Sistema Interligado Nacional. 2021. Disponível em: <https://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/31_livro_uhr_2021_12_16.pdf>. Acesso em: 6/2/2022.

GESEL. **Grupo de Estudos do Setor Elétrico**. Webinar “Perspectivas do armazenamento como elemento de integração entre Geração Transmissão”. 2022. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=Xys7eKnZc4Q>>. Acesso em: 10/8/2023.

GIMENO-GUTIÉRREZ, M.; LACAL-ARÁNTGUI, R. Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage based on two existing reservoirs. **Renewable Energy**, v. 75, p. 856–868, 2015.

GOLDBERG, D. **Genetic algorithms in search, optimization and machine learning**. 1o ed. Alabama: Addison Wesley, 1989.

GRISALES, L. F.; GRAJALES, A.; MONTOYA, O. D.; et al. Optimal location, sizing and operation of energy storage in distribution systems using multi-objective approach. **IEEE Latin America Transactions**, v. 15, n. 6, p. 1084–1090, 2017.

HADJIPASCHALIS, I.; POULLIKKAS, A.; EFTHIMIOU, V. Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, n. 6–7, p. 1513–1522, 2009.

HARMSSEN, N. Elon Musk: **Tesla reaches halfway point of construction on “world’s biggest” battery**. 2017. Disponível em: <<https://www.abc.net.au/news/2017-09-29/elon-musk-tesla-world-biggest-battery-reaches-halfway-mark/9001542>>. Acesso em: 15/8/2019.

HIGHVIEW POWER. **Highview Power**. Disponível em: <<https://www.highview-power.com/>>. Acesso em: 9/8/2018.

HIGHVIEW POWER. **Highview Power to Develop Multiple Cryogenic Energy Storage Facilities in the UK and to Build Europe’s Largest Storage System**. 2019. Disponível em: <https://highviewpower.com/news_announcement/highview-power-to-develop-multiple-cryogenic-energy-storage-facilities-in-the-uk-and-to-build-europes-largest-storage-system/>. Acesso em: 24/3/2024.

HÖGBERG, T.; THOLANDER, M. **Evaluation of liquid air as an energy storage alternative**, 2018. KTH Royal Institute of Technology. Disponível em: <<https://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:1216213/FULLTEXT01.pdf>>. Acesso em: 20/2/2019.

HOLLAND, J. H. **Adaptation in natural and artificial systems - An introductory analysis with applications to biology, control and artificial intelligence**. Cambridge, Massachusetts; London, England: MIT Press, 1975.

IEA. **INTERNATIONAL ENERGY AGENCY**. Technology Roadmap: Energy Storage, 2014. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-energy-storage>>. Acesso em: 21/1/2019.

IJIMA, Y.; SAKANAKA, Y.; KAWAKAMI, N.; et al. International Power Electronics Conference (IPEC), 2010. Institute of Electrical and Electronics Engineers, **Power Electronics Society**. Anais... , 2010. IEEE.

ISA CTEEP. **Armazenamento de Energia em Baterias**. 2022. Disponível em: <<https://www.isactEEP.com.br/pt/armazenamento-de-energia-em-baterias>>. Acesso em: 23/5/2024.

IYODA, E. M. **Inteligência computacional no projeto automático de redes neurais híbridas e redes neurofuzzy heterogêneas**, 1994. Tese (Doutorado) Unicamp, Campinas, SP. Disponível em: <https://www.dca.fee.unicamp.br/~vonzuben/theses/emi_mest/>. .

JIANG, R.; WANG, J.; GUAN, Y. Robust unit commitment with wind power and pumped storage hydro. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 2, p. 800–810, 2012.

KANAKASABAPATHY, P.; SHANTI SWARUP, K. Bidding strategy for pumped-storage plant in pool-based electricity market. **Energy Conversion and Management**, v. 51, n. 3, p. 572–579, 2010. Acesso em: 1/11/2018.

KAPOLEI ENERGY STORAGE. Kapolei Energy Storage. Disponível em: <<https://www.kapoleienergystorage.com/>>. Acesso em: 12/2/2024.

KATOCH, S.; CHAUHAN, S. S.; KUMAR, V. A review on genetic algorithm : past , present , and future. **Multimedia Tools and Applications**, v. 80, p. 8091–8126, 2021.

KAZEMPOUR, S. J.; MOGHADDAM, M. P.; HAGHIFAM, M. R.; YOUSEFI, G. R. Electric energy storage systems in a market-based economy: Comparison of emerging and traditional technologies. **Renewable Energy**, v. 34, n. 12, p. 2630–2639, 2009a. Elsevier Ltd.

KAZEMPOUR, S. J.; MOGHADDAM, M. P.; HAGHIFAM, M. R.; YOUSEFI, G. R. Risk-constrained dynamic self-scheduling of a pumped-storage plant in the energy and ancillary service markets. **Energy Conversion and Management**, v. 50, n. 5, p. 1368–1375, 2009b. Elsevier Ltd.

KEBEDE, A. A.; KALOGIANNIS, T.; VAN MIERLO, J.; BERECIBAR, M. A comprehensive review of stationary energy storage devices for large scale renewable energy sources grid integration. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, maio 2022. Elsevier Ltd.

LACHOVICZ, F. J.; FERNANDES, T. S. P.; BESSA, M. R.; DE GEUS, K. Optimization Criteria Weighing in Dynamic Optimal Power Flow Performing Monthly, Weekly and Daily Hydrothermal Generation Dispatch. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 32, n. 6, p. 1704–1717, 2021. Springer.

LAMBERT, F. **Tesla's giant battery in Australia made around \$1 million in just a few days**. 2018. Disponível em: <<https://electrek.co/2018/01/23/tesla-giant-battery-australia-1-million/>>. Acesso em: 7/4/2019.

LENNON, J. Beautiful Boy (Darling Boy). **Double Fantasy**, 1980. Geffen, Capitol.

LAMONT, A. Assessing the economic value and optimal structure of large-scale energy storage. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 911–921, 2013.

LI, N.; HEDMAN, K. W. Economic assessment of energy storage in systems with high levels of renewable resources. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 6, n. 3, p. 1103–1111, 2015.

LIANG, T.; ZHANG, T.; LIN, X.; et al. Liquid air energy storage technology: a comprehensive review of research, development and deployment. **Progress in Energy**, 1. jan. 2023. Institute of Physics.

LINDEN, R. **Algoritmos genéticos**. 3o ed. Rio de Janeiro, Brasil: Ciência Moderna, 2012.

LONG, S. **South Australia's giant Tesla battery confounds critics**. 2018. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=zMJdxX6Lw9Q>>. Acesso em: 11/4/2019.

LOVISI, P. **Ministro confirma que governo federal vai incluir baterias em leilão de energia**. 2024. Disponível em: <<https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2024/03/ministro-confirma-que-governo-federal-vai-incluir-baterias-em-leilao-de-energia.shtml>>. Acesso em: 11/4/2024.

LU, N.; CHOW, J. H.; DESROCHERS, A. A. Pumped-storage hydro turbine bidding strategies in a competitive electricity market. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 2, p. 834–841, 2004.

LU, Z.; TONG, W.; SUN, J.; et al. Solid gravity energy storage technology: classification and comparison. 2022 **International Conference on Energy Storage Technology and Power Systems (ESPS 2022)**. Anais... . p.25–27, 2022. Disponível em: <www.sciencedirect.com>. .

MAPCHART. **Brazilian municipalities map**. Disponível em: <<https://www.mapchart.net/brazil-municipalities.html>>. Acesso em: 31/5/2024.

MASCHIO, F. **Priorização Dinâmica e Espacial de Alimentadores para o Corte Seletivo de Carga em Redes de Distribuição**, 2019. Dissertação (Mestrado) Lactec, Curitiba, PR.

MAZZA, A.; MIRTAHERI, H.; CHICCO, G.; RUSSO, A.; FANTINO, M. Location and sizing of battery energy storage units in low voltage distribution networks. **Energies**, v. 13, n. 1, 2019. MDPI AG.

MCCONNELL, D.; FORCEY, T.; SANDIFORD, M. Estimating the value of electricity storage in an energy-only wholesale market. **Applied Energy**, v. 159, p. 422–432, 2015. Elsevier Ltd.

MOORE, S. The Ups and Downs of Gravity Energy Storage: Startups are pioneering a radical new alternative to batteries for grid storage. **IEEE Spectrum**, p. 38–39, 2021.

MORGAN, R.; NELMES, S.; GIBSON, E.; BRETT, G. Liquid air energy storage - Analysis and first results from a pilot scale demonstration plant. **Applied Energy**, v. 137, p. 845–853, 2015. Elsevier Ltd.

NETO, J. D. A.; PASQUALI, L. M.; MAESTRI, R. D.; BELUCO, A. **Estudo de caso para implantação de usina hidrelétrica reversível para operação conjunta com aproveitamentos eólicos no litoral norte do estado do Rio Grande do Sul**. Porto Alegre, RS, 2005.

NGUYEN, N. T. A.; LE, D. D.; MOSHI, G. G.; BOVO, C.; BERIZZI, A. Sensitivity Analysis on Locations of Energy Storage in Power Systems With Wind Integration. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 52, n. 6, p. 5185–5193, 2016. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.

NI, E.; LUH, P. B.; ROURKE, S. Optimal integrated generation bidding and scheduling with risk management under a deregulated power market. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 1, p. 600–609, 2004.

OLIVEIRA, N. C. C. DE. **The great acceleration and hydroelectric dam building in Brazil**. *Varia Historia*, v. 34, n. 65, p. 315–346, 2018. Universidade Federal de Minas Gerais.

ONS. **Geração de Energia**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>. Acesso em: 23/1/2022.

ONS. **Operador Nacional do Sistema Elétrico**. Custo Marginal de Operação (CMO). Disponível em: <<https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/cmo.aspx>>. Acesso em: 31/7/2023.

ONS. **Custo Marginal de Operação - CMO em base semi-horária**. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/energia-amanha/cmo-semi-horario/cmo-semi-hor%C3%A1rio>>. Acesso em: 13/5/2024.

PAUL, S.; CUSHING, C. **Neoen switches on Australia's biggest battery**. Disponível em: <<https://www.reuters.com/markets/commodities/neoen-switches-australias-biggest-battery-2021-12-08/>>. Acesso em: 10/4/2024.

PEREIRA, G. M. **História das Usinas Hidrelétricas**. *Revista Brasileira de Geologia de Engenharia e Ambiental*, 2015.

PEREIRA, M. V. F. Optimal stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 11, n. 3, p. 161–169, 1989.

PÉREZ-DÍAZ, J. I.; CHAZARRA, M.; GARCÍA-GONZÁLEZ, J.; CAVAZZINI, G.; STOPPATO, A. Trends and challenges in the operation of pumped-storage hydropower plants. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 44, p. 767–784, 2015. Elsevier.

POWER TECHNOLOGY. **Minami-Soma Substation – BESS**, Japan. 2021. Disponível em: <<https://www.power-technology.com/marketdata/minami-soma-substation-bess-japan/?cf-view>>. Acesso em: 20/3/2024.

PROCTOR, D. **FPL will build world's largest battery storage system**. 2019. Disponível em: <<https://www.powermag.com/fpl-will-build-worlds-largest-battery-storage-system/>>. Acesso em: 16/8/2019.

QI, Z.; KOENIG, G. M. Review Article: Flow battery systems with solid electroactive materials. **Journal of Vacuum Science & Technology B, Nanotechnology and Microelectronics: Materials, Processing, Measurement, and Phenomena**, v. 35, n. 4, p. 040801, 2017.

RANGEL, C. A. S.; CANHA, L.; SPERANDIO, M.; SEVERIANO, R. Methodology for ESS-type selection and optimal energy management in distribution system with DG considering reverse flow limitations and cost penalties. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 12, n. 5, p. 1164–1170, 2018. Institution of Engineering and Technology.

RECURRENT ENERGY. **Recurrent Energy's Project Portfolio**. 2024. Disponível em: <<https://recurrentenergy.com/project-portfolio/>>. Acesso em: 9/4/2024.

RESENDE, J. F.; FERNANDES, T. S. P.; PEREIRA, G. M. S.; et al. Adaptação de Dados do Sistema Interligado Nacional (SIN) para Simulação de Fluxo de Potência Ótimo Linear Aplicado ao Planejamento Hidrotérmico de Médio Prazo. **XIV Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning**, September 30th thru October 3rd of 2018/Recife/PE/Brasil. Anais... , 2018. Recife, PE.

ROLIM. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Aneel instaura Consulta Pública para aprimorar o Relatório de AIR sobre Regulamentação de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica. 2023. Disponível em: <<https://www.rolim.com/conteudo/aneel-instaura-consulta-publica-para-aprimorar-o-relatorio-de-air-sobre-regulamentacao-de-sistemas-de-armazenamento-de-energia-eletrica/>>. Acesso em: 28/4/2024.

DEL ROSSO, A.; ECKROAD, W. Energy storage for relief of transmission congestion. **IEEE Trans.Smart Grid**, 2014.

RUDDY, G. **Chegou a hora de armazenar energia solar e eólica no Brasil? Entenda a chegada das baterias ao setor elétrico**. 2024. Disponível em: <<https://epbr.com.br/chegou-a-hora-de-armazenar-energia-solar-e-eolica-no-brasil-entenda-a-chegada-das-baterias-ao-setor-eletrico/>>. Acesso em: 26/5/2024.

SANTOS, P. H.; QUEIROZ, K. ISA CTEEP **Desenvolve Primeiro Projeto de Armazenamento de Energia em Baterias em Larga Escala no Sistema de Transmissão Brasileiro**. 2021. Disponível em: <<https://www.isactEEP.com.br/pt/noticias/isa-ctEEP-desenvolve-primeiro-projeto-de-armazenamento-de-energia-em-baterias-em-larga-escala-no-sistema-de-transmissao-brasileiro>>. Acesso em: 10/4/2024.

SAPRA, N. G. **California's 500 MW Oberon Solar with Storage Project Sets Off Operation**. 2023. Disponível em: <<https://www.saurenergy.com/solar-energy-news/californias-500-mw-oberon-solar-with-storage-project-sets-off-operation>>. Acesso em: 24/2/2024.

SCIACOVELLI, A.; VECCHI, A.; DING, Y. Liquid air energy storage (LAES) with packed bed cold thermal storage – From component to system level performance through dynamic modelling. **Applied Energy**, v. 190, p. 84–98, 2017. Elsevier Ltd.

SHAH, J. The Top 5: **Largest Battery Energy Storage Systems Worldwide**. 2022. Disponível em: <<https://www.saurenergy.com/solar-energy-blog/explained-the-arrival-of-big-batteries-for-energy-storage>>. Acesso em: 22/7/2023.

SILVA, E. L. **Formação de preços em mercados de energia elétrica**. 2o ed. Florianópolis: Edição do Autor, 2012.

SILVA, R. C. DA; NETO, I. DE M.; SEIFERT, S. S. Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 59, p. 328–341, 2016. Elsevier.

SINHA, S.; CHANDEL, S. S. Review of software tools for hybrid renewable energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 32, p. 192–205, 2014. Elsevier.

SMITH, E. M. Storage of electrical energy using supercritical liquid air. **Proc Inst Mech Eng**, p. 289–98, 1977.

SOHN, P. **TVA's pumped storage facility on Raccoon Mountain idle**. 2012. Disponível em: <<https://www.timesfreepress.com/news/2012/aug/10/tva-pumped-storage-facility-on-raccoon-mountain/>>. Acesso em: 05/12//2019.

STAFFELL, I.; RUSTOMJI, M. Maximising the value of electricity storage. **Journal of Energy Storage**, v. 8, p. 212–225, 2016. Elsevier Ltd.

STEINMANN, W. D. Thermo-mechanical concepts for bulk energy storage. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 75, n. November 2016, p. 205–219, 2017. Elsevier Ltd.

STEINMETZ, C. P. Development of the modern central station. **28th Annual Convention of the American Institute of Electrical Engineers**. Anais... , 1911. Chicago.

STRBAC, G.; AUNEDI, M.; PUDJIANTO, D.; et al. **Strategic Assessment of the Role and Value of Energy Storage Systems in the UK Low Carbon Energy Future**. Imperial College London, 2012. London. Disponível em: <<https://www.carbontrust.com/media/129310/energy-storage-systems-role-value-strategic-assessment.pdf>>. Acesso em: 20/2/2019.

SZUVOVIVSKI, I. **Alocação simultânea de bancos de capacitores e reguladores de tensão em sistemas de distribuição usando algoritmos genéticos e fluxo de potência ótimo**, 2008. Dissertação (Mestrado) Universidade Federal do Paraná - UFPR.

TOLMASQUIM, M. T. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. 2o ed. Synergia Editora, 2015.

TONG, W.; LU, Z.; CHEN, W.; et al. Solid gravity energy storage: A review. **Journal of Energy Storage**, v. 53, 2022. Elsevier Ltd.

TRADENER. **Workshop Gestão de riscos na Comercialização de Energia**. Apresentação especial para UTFPR, 12. abr. 2024.

VAZQUEZ, S.; LUKIC, S. M.; GALVAN, E.; FRANQUELO, L. G.; CARRASCO, J. M. Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 57, n. 12, p. 3881–3895, 2010.

WONG, L. A.; RAMACHANDARAMURTHY, V. K. Optimal allocation of battery energy storage system using whale optimization algorithm. **International Conference on Electrical, Computer, Communications and Mechatronics Engineering**, ICEC-CME 2021. Anais... , 2021. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.

XIE, C.; HONG, Y.; DING, Y.; LI, Y.; RADCLIFFE, J. An economic feasibility assessment of decoupled energy storage in the UK: With liquid air energy storage as a case study. **Applied Energy**, v. 225, n. February, p. 244–257, 2018.

ZAFIRAKIS, D.; CHALVATZIS, K. J.; BAIOCCHI, G.; DASKALAKIS, G. The value of arbitrage for energy storage: Evidence from European electricity markets. **Applied Energy**, v. 184, p. 971–986, 2016. Elsevier Ltd.

ZHANG, Z.; DING, T.; ZHOU, Q.; et al. A review of technologies and applications on versatile energy storage systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 148, 2021. Elsevier Ltd.

ZUCULIN, S.; PINTO, M. A. R. R. C.; BARBOSA, P. S. F. A retomada do conceito de Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Setor Elétrico Brasileiro. **Seminário Eletronorte**. Anais... . p.10, 2014.

11	627	0	ITARAR- SP230	1040	-35.	0	0	0	0	0	0	0	9
12	800	2	GBMU- NHUHE003	990	-7.1	1250.	-19.	-600.	600.	.9	0.	0	9
13	801	1	GBMU- NHSIN000	995	-15.	0.	0.	0.	0.	0	0	0	9
14	802	1	ARAUCGUTE 000	1000	-34.	0.	0.	0.	0.	0	0	0	9
15	803	1	ARAUCVUTE 000	1000	-34.	0.	0.	0.	0.	0	0	0	9
16	804	1	GPSOUZUHE 004	980	-24.	241.	-28.4	-132.	136.	1.2	0.	0	9
17	805	1	GPSOUZSIN0 00	980	-31.	0.	0.	0.	0.	0	0	0	9
18	806	1	STA- CLAUHE002	990	-1.3	110.	2.71	-58.	58.	0	0	0	9
19	807	0	SCLARA- PR138	1042	-7.1	0	0	0	0	0	0	0	9
20	808	1	GJRICHUHE0 04	1000	1.4	1150.	95.6	-600.	447.	2.4	0.	0	9
21	809	1	GJRICHSIN0 00	990	-5.3	0.	0.	0.	0.	0	0	0	9
22	810	1	GNBRA- GUHE004	1005	-4.1	1160.	-114.	-400.	370.	2.4	0.	0	9
23	811	1	GNBRAGSIN 000	1005	-11.	0.	0.	0.	0.	0	0	0	9
24	812	0	SEPAC-- PR138	976	-25.	0	0	0	0	18.	4.5	0	7
25	813	0	GRAZUL- PR230	1035	-34.	0	0	0	0	0	0	0	9
26	814	0	BATEIA- PR230	1040	-33.	0	0	0	0	0	0	0	9
27	815	0	CINDUS- PR230	1033	-34.	0	0	0	0	0	0	0	9
28	816	0	CCOMPR- PR230	1034	-34.	0	0	0	0	0	0	0	9
29	817	0	GPSOUZ- PR230	1044	-31.	0	0	0	0	0	0	13.52	9
30	818	0	DISJP-- PR230	1034	-34.	0	0	0	0	0	0	0	9
31	819	0	PILARZ- PR230	1036	-34.	0	0	0	0	0	0	0	9
32	820	0	UBERAB- PR230	1035	-34.	0	0	0	0	0	0	0	9
33	821	0	UMBAR2- PR230	1035	-33.	0	0	0	0	0	0	0	9
34	822	0	UMBAR1- PR230	1035	-33.	0	0	0	0	0	0	0	9
35	823	0	AREIA-- PR138	1028	-15.	0	0	0	0	0	0	0	4
36	824	0	GBMUNH- PR525	1026	-15.	0	0	0	0	0	0	0	9
37	825	0	GUARAP- PR138	1012	-14.	.6	0.	0	0	23.8	7.8	0	4

38	826	0	IRATI-- PR138	986	-25.	.5	0.	0	0	27.5	9.4	0	4
39	827	0	JAGUAR-- PR230	1042	-32.	0	0	0	0	0	0	0	9
40	828	0	PITANG-- PR138	993	-23.	30.5	0.	0	0	13.	5.8	0	4
41	829	0	PGROSN-- PR230	1026	-30.	0	0	0	0	0	0	0	9
42	830	0	PGROSN-- PR138	1007	-32.	0	0	0	0	0	0	0	4
43	831	0	PGROSS-- PR230	1030	-32.	0	0	0	0	0	0	0	9
44	832	0	RIOAZU-- PR138	982	-24.	0	0	0	0	14.	6.2	0	4
45	833	0	SABARA-- PR138	1002	-31.	0	0	0	0	18.6	7.8	0	4
46	834	0	SMATEU-- PR230	1040	-32.	0	0	0	0	0	0	0	9
47	835	0	SOCORR-- PR138	1015	-14.	0	0	0	0	14.7	4.9	0	4
48	836	0	UVITOR-- PR138	1019	-19.	9.2	0.	0	0	14.5	4.7	0	4
49	837	0	VILCAR-- PR138	1015	-13.	11.	0.	0	0	26.3	12.2	0	4
50	838	0	ACHATE-- PR138	993	-17.	0	0	0	0	28.9	11.5	0	4
51	839	0	CASCAV-- PR230	1038	-8.2	0	0	0	0	0	0	0	9
52	840	0	CASCAV-- PR138	1014	-11.	0	0	0	0	37.1	17.4	0	4
53	841	0	CEUAZU-- PR138	978	-16.	.4	0.	0	0	20.3	7.1	0	4
54	842	0	DVIZIN-- PR138	1005	-9.2	3.	0.	0	0	48.3	18.9	0	4
55	843	0	FIGUAN-- PR230	1034	-13.	0	0	0	0	0	0	0	9
56	844	0	FIGUAC-- PR138	1007	-16.	0	0	0	0	35.9	10.3	0	4
57	845	0	FBELTR-- PR138	1003	-10.	5.4	0.	0	0	53.7	18.5	0	4
58	846	0	GUAIRA-- PR230	1032	-13.	0	0	0	0	0	0	0	9
59	847	0	GUAIRA-- PR138	1028	-15.	0	0	0	0	19.6	6.6	0	4
60	848	0	FCHOPI-- PR138	1021	-6.8	28.8	0.	0	0	0	0	0	4
61	849	0	MCROND-- PR138	994	-16.	3.7	0.	0	0	44.	17.8	0	4
62	850	0	MEDIAN-- PR138	968	-18.	0	0	0	0	47.1	17.5	0	4
63	851	0	PALOTI-- PR138	995	-17.	0	0	0	0	24.	10.8	0	4
64	852	0	PBRANC-- PR230	1028	-6.5	0	0	0	0	0	0	0	9

65	853	0	PBRANC- PR138	1021	-9.3	0	0	0	0	0	0	0	4
66	854	0	PINHEI- PR138	1012	-12.	0	0	0	0	38.	12.2	0	4
67	855	0	REALEZ- PR138	1014	-8.5	0	0	0	0	50.8	19.5	0	4
68	856	0	SEGRED- PR525	1024	-11.	0	0	0	0	0	0	0	9
69	857	0	TOLEDO- PR138	991	-15.	13.5	0.	0	0	45.2	17.3	0	4
70	858	0	VYOLAN- PR138	1006	-16.	0	0	0	0	36.6	11.8	0	4
71	859	0	ALPARA- PR138	1008	-17.	0	0	0	0	14.6	7.3	0	4
72	860	0	CMOURA- PR138	1000	-20.	0	0	0	0	0	0	0	4
73	861	0	CIANOR- PR138	992	-22.	1.5	0.	0	0	51.5	19.1	0	4
74	862	0	CGAUCH- PR138	1020	-13.	0	0	0	0	12.3	4.7	0	4
75	863	0	GOIOER- PR138	997	-19.	0	0	0	0	19.8	8.4	0	4
76	864	0	JALVOR- PR138	1000	-24.	0	0	0	0	66.2	20.2	0	4
77	865	0	LOANDA- PR138	1030	-10.	0	0	0	0	36.3	12.	0	4
78	866	0	MAMBOR- PR138	997	-20.	0	0	0	0	5.2	2.	0	4
79	867	0	MANDAG- PR138	994	-25.	0	0	0	0	24.3	9.3	0	4
80	868	0	MARING- PR230	1026	-23.	0	0	0	0	0	0	0	9
81	869	0	MARING- PR138	1007	-23.	0	0	0	0	42.9	21.	0	4
82	870	0	PARANA- PR138	1025	-13.	4.5	0.	0	0	50.8	16.6	0	4
83	871	0	SDUMON- PR138	996	-21.	0	0	0	0	48.4	20.5	0	4
84	872	0	SARAND- PR230	1023	-23.	0	0	0	0	0	0	0	9
85	874	0	UMUARA- PR138	1007	-16.	0	0	0	0	37.7	14.7	0	4
86	875	0	ANDI-B- PR138	959	-28.	0	0	0	0	19.7	6.9	0	4
87	876	0	ANDIRA- PR088	1008	-26.	0	0	0	0	0	0	0	9
88	877	0	ANDI-A- PR138	973	-29.	0	0	0	0	0	0	0	4
89	878	0	APUCAR- PR230	1027	-23.	0	0	0	0	0	0	0	9
90	879	0	APUCAR- PR138	1007	-25.	0	0	0	0	37.4	12.7	0	4
91	880	0	BANDEI- PR138	976	-29.	0	0	0	0	16.8	6.3	0	4

92	881	0	BV PARA- PR138	983	-26.	0	0	0	0	25.5	8.7	0	4
93	882	0	C PROC O- PR138	973	-28.	0	0	0	0	30.8	11.4	0	4
94	883	0	FAXINA- PR138	991	-25.	0	0	0	0	19.3	6.5	0	4
95	884	0	FIGUEI- PR230	1035	-26.	0	0	0	0	0	0	0	9
96	885	0	FLORPO- PR138	982	-26.	0	0	0	0	15.4	6.5	0	4
97	886	0	IBIPOR- PR230	1036	-23.	0	0	0	0	0	0	0	9
98	887	0	IBIPOR- PR138	1000	-26.	0	0	0	0	26.2	9.7	0	4
99	888	0	IVA IPO- PR138	987	-24.	0	0	0	0	24.7	8.9	0	4
100	889	0	LONDRC- PR230	1030	-24.	0	0	0	0	0	0	0	9
101	890	0	LONDRI- PR138	1000	-26.	0	0	0	0	24.7	8.7	0	4
102	891	0	RDAV-B- PR138	997	-26.	0	0	0	0	10.	8.	0	4
103	892	0	VERACR- PR138	997	-26.	9.5	0.	0	0	29.5	22.9	0	4
104	893	0	RDAV-A- PR138	997	-26.	0	0	0	0	8.2	6.9	0	4
105	894	0	PALERM- PR138	998	-26.	0	0	0	0	25.1	10.3	0	4
106	895	0	BATEIA- PR525	1018	-32.	0	0	0	0	0	0	0	9
107	896	0	CASCOE- PR525	1008	-6.8	0	0	0	0	0	0	0	9
108	897	0	SCAXIA- PR525	1021	-5.3	0	0	0	0	0	0	0	9
109	898	0	FCHOPI- PR230	1030	-4.7	0	0	0	0	0	0	0	9
110	899	0	HORIZO- PR138	1005	-24.	0	0	0	0	35.8	11.3	0	4
111	919	1	SOSO14UHE 004	990	2.59	685.	-53.8	-160.	212.	1.2	0.	0	9
112	920	1	SOSO14SINO 00	1000	-4.	0.	0.	0.	0.	0	0	0	9
113	921	1	SOSO56UHE 002	990	2.59	337.	-26.5	-90.	124.	.6	0.	0	9
114	922	1	SOSO56SINO 00	1000	-4.	0.	0.	0.	0.	0	0	0	9
115	925	1	SSAN- TIUHE004	980	-1.6	1320.	-123.	-468.	468.	2.4	0.	0	9
116	926	1	SSANTI- SINO00	990	-10.	0.	0.	0.	0.	0	0	0	9
117	933	0	AREIA- PR525	1027	-16.	0	0	0	0	0	0	0	9
118	934	0	AREIA- PR230	1034	-16.	0	0	0	0	0	0	0	9

119	938	0	BLUMEN- SC525	1031	-30.	0	0	0	0	0	0	0	9
120	943	0	CANOIN- SC230	1046	-34.	0	0	0	0	0	0	0	9
121	954	0	CMOURA- PR230	1012	-18.	0	0	0	0	0	0	0	9
122	955	0	CNOVOS- SC525	1023	-17.	0	0	0	0	0	0	0	9
123	959	0	CURITI- PR525	1021	-32.	0	0	0	0	0	0	0	9
124	960	0	CURITI- PR230	1035	-33.	0	0	0	0	0	0	0	9
125	978	0	GUAI-F- PR230	1032	-13.	0	0	0	0	0	0	0	9
126	981	0	MAUA--- PR230	1027	-23.	0	0	0	0	0	0	0	9
127	982	0	MAUA--- PR034	1010	-19.	0	0	0	0	0	0	0	9
128	983	1	MAUA-- UHE003	1000	-18.	330.	-72.9	-173.	135.	2.9	0.	0	9
129	984	1	MAUA-- PCH002	1000	-13.	10.	-1.04	-5.	4.	1.3	0.	0	9
130	993	0	MAUPCH- PR034	1014	-18.	0	0	0	0	0	0	0	9
131	994	0	UBIRAT- PR138	976	-21.	0	0	0	0	20.4	9.5	0	4
132	995	0	ITA---SC525	1027	-15.	0	0	0	0	0	0	0	9
133	999	0	IVAIPE- PR525	1023	-17.	0	0	0	0	0	0	0	9
134	1015	0	JOINVI- SC230	1030	-37.	0	0	0	0	0	0	0	9
135	1020	0	JOINOR- SC230	1033	-37.	0	0	0	0	0	0	0	9
136	1027	0	LONDRI- PR525	1032	-21.	0	0	0	0	0	0	0	9
137	1028	0	LOND-E- PR230	1040	-22.	0	0	0	0	0	0	0	9
138	1029	0	LOND-F- PR230	1030	-24.	0	0	0	0	0	0	0	9
139	1031	0	MARI-F- PR230	1026	-23.	0	0	0	0	0	0	0	9
140	1047	0	SOSORI- PR230	1031	-4.	0	0	0	0	0	0	0	9
141	1048	0	SOSORI- PR069	1014	-4.	0	0	0	0	0	0	0	9
142	1060	0	SSANTI- PR525	1030	-10.	0	0	0	0	0	0	0	9
143	1061	0	SSANTI- PR069	1016	-4.	0	0	0	0	0	0	0	9
144	1069	0	XANXER- SC230	1028	-6.7	0	0	0	0	0	0	0	9
145	1086	0	DOURAD- MS230	1030	-7.1	0	0	0	0	0	0	0	9

146	1091	0	ELDO-F- MS000	1022	-16.	0	0	0	0	0	0	0	9
147	2350	0	CHAMIN- PCH006	972	-26.	17.2	0.	0	0	0	0	0	3
148	2351	0	FAZIGU- PR138	1001	-37.	0	0	0	0	23.3	8.4	0	3
149	2352	0	GUARI- CPCH013	948	-28.	36.	0.	0	0	0	0	0	3
150	2353	0	CASSOB- PR230	1030	-34.	0	0	0	0	0	0	0	9
151	2354	0	CASSOB- PR138	1007	-36.	0	0	0	0	0	0	0	3
152	2355	0	ARAUCA- PR069	992	-39.	0	0	0	0	33.	15.	0	3
153	2356	0	ATUBA-- PR069	986	-41.	0	0	0	0	41.5	21.2	0	3
154	2357	0	BACACH- PR069	996	-41.	0	0	0	0	28.3	8.5	0	3
155	2358	0	BARIGU- PR069	999	-39.	0	0	0	0	35.9	10.	0	3
156	2359	0	BATEIA- PR138	1014	-35.	0	0	0	0	0	0	0	3
157	2360	0	BATEL-- PR069	993	-40.	0	0	0	0	39.3	15.1	0	3
158	2361	0	BOQUEI- PR069	990	-41.	0	0	0	0	22.6	8.6	0	3
159	2362	0	BOSCH-- PR069	1000	-39.	0	0	0	0	0	0	0	7
160	2363	0	CCOMPR- PR069	1006	-39.	0	0	0	0	0	0	0	3
161	2364	0	CLARGO- PR138	1013	-35.	0	0	0	0	20.9	7.5	0	3
162	2365	0	CAPANE- PR069	989	-41.	0	0	0	0	26.1	17.	0	3
163	2366	0	CENTRO- PR069	997	-40.	0	0	0	0	21.5	7.	0	3
164	2367	0	CHAMIN- PR069	1046	-30.	0	0	0	0	0	0	0	3
165	2368	0	CINDUS- PR069	1000	-39.	0	0	0	0	0	0	0	3
166	2370	0	COCELP- PR069	998	-39.	0	0	0	0	4.5	1.6	0	7
167	2371	0	ULTRAF- PR069	997	-38.	0	0	0	0	16.7	5.3	0	7
168	2373	0	GPSOUZ- PR138	1021	-32.	0	0	0	0	0	0	0	5
169	2374	0	GUARIC- PR069	1042	-31.	0	0	0	0	0	0	0	3
170	2375	0	ITAMBE- PR138	1013	-35.	0	0	0	0	10.8	3.	0	7
171	2376	0	PIRIZA- PR069	1042	-31.	0	0	0	0	.1	0.	0	7
172	2377	0	CCPRB-- PR230	1038	-34.	0	0	0	0	26.	9.	0	7

173	2378	0	LAPA--- PR138	992	-37.	0	0	0	0	26.8	9.8	0	3
174	2379	0	MATINH- PR138	1020	-36.	0	0	0	0	15.6	10.	0	5
175	2380	0	GUATUP- PR069	984	-41.	0	0	0	0	30.	12.7	0	3
176	2381	0	MERCES- PR069	996	-41.	0	0	0	0	40.4	22.4	0	3
177	2383	0	PFISCA- PR138	1021	-35.	0	0	0	0	19.2	8.1	0	5
178	2384	0	PARAN-- PR138	1020	-35.	0	0	0	0	34.3	15.4	0	5
179	2385	0	PINHAI- PR069	977	-41.	0	0	0	0	24.9	11.6	0	3
180	2386	0	PAROLI- PR069	991	-41.	0	0	0	0	30.3	11.6	0	3
181	2387	0	PILARZ- PR069	1000	-40.	0	0	0	0	27.1	9.2	0	3
182	2388	0	PINHRI- PR069	996	-38.	0	0	0	0	38.7	11.5	0	3
183	2389	0	TAFISA- PR138	980	-38.	0	0	0	0	10.9	4.7	0	3
184	2390	0	PLESTE- PR138	1018	-35.	0	0	0	0	17.2	11.2	0	5
185	2391	0	DICLAR- PR138	1012	-35.	0	0	0	0	27.9	13.8	0	3
186	2392	0	QBARRA- PR069	981	-41.	0	0	0	0	29.2	11.8	0	3
187	2393	0	CORNPR- PR069	1000	-39.	0	0	0	0	2.5	.9	0	7
188	2397	0	SQUITE- PR069	1000	-39.	0	0	0	0	0	0	0	3
189	2398	0	SJPINH- PR069	987	-41.	0	0	0	0	27.5	8.3	0	3
190	2399	0	SGUAIR- PR230	1035	-33.	0	0	0	0	1.	.7	0	7
191	2400	0	TARUMA- PR069	985	-41.	0	0	0	0	35.	17.7	0	3
192	2401	0	UBERAB- PR069	985	-40.	0	0	0	0	0	0	0	3
193	2402	0	UMBA-A- PR069	1000	-38.	0	0	0	0	0	0	0	3
194	2403	0	SALTME- PR069	1045	-30.	0	0	0	0	4.3	2.1	0	3
195	2406	0	UMBA-B- PR069	1000	-38.	0	0	0	0	0	0	0	3
196	2407	0	DIXIET- PR069	976	-41.	0	0	0	0	4.8	1.8	0	7
197	2408	0	ALTGLO- PR069	989	-41.	0	0	0	0	23.	7.8	0	3
198	2409	0	PROVID- PR069	974	-42.	0	0	0	0	13.2	4.5	0	7
199	2410	0	GUARAT- PR138	1019	-36.	0	0	0	0	15.	8.8	0	5

200	2411	0	NEWHOL- PR069	999	-39.	0	0	0	0	3.	1.1	0	7
201	2412	0	TATUQU- PR069	995	-39.	0	0	0	0	26.5	11.4	0	3
202	2413	0	FRGRAN- PR138	1001	-37.	8.3	0.	0	0	11.9	4.7	0	3
203	2414	0	GUARAI- PR069	986	-40.	0	0	0	0	21.1	8.2	0	3
204	2415	0	NOVMUN- PR069	993	-40.	0	0	0	0	29.2	11.7	0	3
205	2416	0	PORTO-- PR138	1019	-35.	0	0	0	0	19.4	7.9	0	7
206	2417	0	BELEM-- PR138	1005	-33.	0	0	0	0	24.9	10.9	0	4
207	2418	0	CASTRO-- PR138	986	-35.	4.	0.	0	0	34.1	12.	0	4
208	2419	0	STAFEL-- PR069	996	-41.	0	0	0	0	18.	6.4	0	3
209	2420	0	GUARAP-- PR069	1000	-13.	0	0	0	0	0	0	0	4
210	2421	0	INPACE-- PR138	996	-34.	0	0	0	0	24.6	8.2	0	7
211	2422	0	VOLVO-- PR069	1003	-39.	0	0	0	0	5.8	2.3	0	7
212	2423	0	JAGUAR- PR138	985	-33.	0	0	0	0	0	0	0	4
213	2424	0	XISTO-- PR230	1040	-32.	0	0	0	0	11.4	3.5	0	9
214	2426	0	PISA--PR138	1004	-33.	0	0	0	0	16.5	5.5	0	7
215	2427	0	TOMCOE- PR069	990	-39.	0	0	0	0	19.5	7.2	0	3
216	2428	0	SENGES- PR138	1004	-34.	0	0	0	0	6.4	4.9	0	4
217	2429	0	SICAMP- PR138	973	-30.	0	0	0	0	22.2	8.8	0	4
218	2430	0	PIRAQU- PR069	986	-41.	0	0	0	0	13.8	4.5	0	3
219	2431	0	TELBOR- PR138	990	-29.	0	0	0	0	18.2	5.7	0	4
220	2432	0	TELBOR- PR069	1014	-29.	0	0	0	0	0	0	0	4
221	2433	0	MORRET- PR138	1020	-33.	3.2	0.	0	0	9.3	6.1	0	5
222	2435	0	JAGUAR- PR034	1001	-29.	11.8	0.	0	0	1.8	.7	0	4
223	2436	0	PALMEI- PR138	1001	-34.	0	0	0	0	16.7	6.2	0	4
224	2437	0	PGROSS- PR138	1007	-33.	0	0	0	0	0	0	0	4
225	2439	0	BATAVI- PR138	998	-33.	0	0	0	0	12.2	4.1	0	7
226	2440	0	PLAJGI- PR138	1002	-34.	0	0	0	0	28.	10.	0	7

227	2442	0	CLEVEL- PR138	1040	-8.3	0	0	0	0	9.4	3.6	0	4
228	2443	0	PALMAS- PR138	1043	-9.8	35.	0.	0	0	16.	4.9	0	4
229	2444	0	ARAPOT- PR138	1003	-34.	0	0	0	0	10.2	4.4	0	4
230	2445	0	TAMOIO- PR138	1004	-17.	0	0	0	0	25.5	10.4	0	4
231	2446	0	CER+FO- PR069	999	-12.	0	0	0	0	4.3	1.6	0	7
232	2447	0	FIGUAN- PR138	1007	-16.	0	0	0	0	0	0	0	4
233	2448	0	LARANJ- PR138	1027	-8.	2.	0.	0	0	22.7	8.3	0	4
234	2449	0	MSMARI- PR069	1003	-12.	18.3	0.	0	0	7.6	2.6	0	7
235	2450	0	PORTAL- PR138	1006	-16.	0	0	0	0	43.1	15.4	0	4
236	2451	0	PINHEI- PR069	1029	-13.	0	0	0	0	0	0	0	3
237	2452	0	QIGUAC- PR138	1019	-7.6	0	0	0	0	19.9	7.3	0	4
238	2453	0	SADIA— PR138	991	-15.	0	0	0	0	27.	9.	0	7
239	2454	0	CSEGRE— PR138	1042	-7.7	20.	0.	0	0	9.7	4.5	0	4
240	2455	0	SOSORI- TAP069	1015	-4.	0	0	0	0	0	0	0	9
241	2456	0	UBIRAT— PR069	1008	-16.	.9	0.	0	0	3.7	1.6	0	4
242	2457	0	OLIMPI— PR138	1010	-12.	0	0	0	0	30.7	10.2	0	4
243	2458	0	CASCOE- PR230	1040	-8.	0	0	0	0	0	0	0	9
244	2459	0	PFISCA- PR230	1042	-33.	0	0	0	0	0	0	0	9
245	2460	0	AALEGR- PR138	1025	-16.	0	0	0	0	0	0	0	4
246	2461	0	SALNAT- PR069	1018	-17.	15.	0.	0	0	0	0	0	4
247	2463	0	COPACO- PR138	995	-14.	0	0	0	0	16.9	6.8	0	7
248	2464	0	FIGUEI- PR000	1006	-27.	0	0	0	0	0	0	0	4
249	2465	0	ALTONI- PR138	1016	-16.	0	0	0	0	18.6	5.9	0	4
250	2467	0	CMOURA- PR069	1014	-18.	0	0	0	0	0	0	0	4
251	2468	0	COLORA- PR138	1024	-15.	0	0	0	0	22.	7.5	0	4
252	2469	0	MAMBOR- PR069	990	-18.	0	0	0	0	6.8	3.	0	4
253	2470	0	MARIN3- PR138	1005	-23.	0	0	0	0	0	0	0	4

254	2471	0	MOURAO- PR069	1015	-17.	8.	0.	0	0	6.3	2.6	0	4
255	2472	0	SARAND- PR138	1007	-24.	0	0	0	0	0	0	0	4
256	2473	0	JTROPI- PR138	1001	-24.	0	0	0	0	29.	10.3	0	4
257	2474	0	IMBITU- PR138	998	-34.	0	0	0	0	16.1	7.3	0	4
258	2475	1	FUNDA- OUHE002	990	-84	110.	1.03	-58.	58.	0	0	0	9
259	2476	0	FUNDAO- PR138	1044	-6.6	0	0	0	0	0	0	0	9
260	2477	0	SMONIC- PR230	1037	-34.	0	0	0	0	0	0	0	9
261	2478	0	SMONIC- PR069	985	-40.	0	0	0	0	0	0	0	3
262	2479	0	UVARAN- PR138	1005	-32.	0	0	0	0	24.5	9.2	0	4
263	2480	0	ASSAI- PR138	996	-26.	0	0	0	0	11.3	4.8	0	4
264	2481	0	FI- GUEIUTE006	950	-22.	12.4	0.	0	0	0	0	0	9
265	2482	0	BARFER- PR138	992	-23.	0	0	0	0	5.4	2.	0	4
266	2483	0	ARAPON- PR138	1002	-26.	0	0	0	0	29.9	12.8	0	4
267	2484	0	ASTORG- PR138	1008	-20.	12.4	0.	0	0	29.9	13.6	0	4
268	2485	0	FIGUEI- PR138	1007	-27.	0	0	0	0	0	0	0	4
269	2486	0	JBANDE- PR138	995	-26.	0	0	0	0	28.6	12.6	0	4
270	2487	0	NESPER- PR138	1005	-18.	0	0	0	0	10.7	5.4	0	4
271	2488	0	ROLAND- PR138	995	-26.	0	0	0	0	34.5	15.3	0	4
272	2489	0	SAPLAT- PR138	968	-30.	0	0	0	0	20.6	9.8	0	4
273	2490	0	IGAPO- PR138	993	-26.	0	0	0	0	40.3	16.8	0	4
274	2491	0	CRIREI- PR138	998	-25.	0	0	0	0	14.3	11.6	0	4
275	2492	0	DXT+AT- PR138	997	-26.	0	0	0	0	8.3	2.7	0	7
276	2493	0	COCAMA- PR138	1006	-23.	0	0	0	0	13.	4.3	0	7
277	2494	0	ALMTAM- PR138	1008	-35.	0	0	0	0	12.2	4.2	0	3
278	2495	0	SASUDO- PR138	1010	-9.1	0	0	0	0	10.2	4.4	0	4
279	2496	0	CISA---PR230	1035	-34.	0	0	0	0	16.2	1.	0	7
280	2497	0	SCRIST- PR138	1011	-11.	0	0	0	0	19.1	8.2	0	4

281	2498	0	CFACAR-PR138	1007	-16.	0	0	0	0	0	0	0	9
282	2499	0	CFACAR-PR013	1000	-16.	0	0	0	0	0	0	0	9
283	9184	0	PAL-MASEOL138	1043	-9.8	.5	0.	0	0	0	0	0	9
284	9313	0	AFLORE-PR138	983	-25.	0	0	0	0	0	0	0	4
285	9314	0	AFLO-REUTE034	983	-24.	30.	0.	0	0	.5	.2	0	4
286	9316	0	COOPCA-PR138	1029	-12.	0	0	0	0	0	0	0	4
287	9317	0	COOPCA-BIO034	1028	-10.	30.	0.	0	0	.5	.2	0	4
288	9320	0	DISJP-PR069	1000	-39.	0	0	0	0	0	0	0	3
289	9321	0	CCOM-A-PR013	1000	-38.	0	0	0	0	17.	6.5	0	3
290	9322	0	DISJPA-PR013	1000	-37.	0	0	0	0	10.1	3.4	0	3
291	9323	0	JAGUAR-PR013	1000	-37.	2.1	0.	0	0	11.	4.4	0	4
292	9324	0	PGROS1-PR034	1000	-40.	0	0	0	0	13.6	4.9	0	4
293	9325	0	PGROS3-PR034	1000	-43.	0	0	0	0	23.4	8.9	0	4
294	9326	0	PGROS1-PR013	1000	-42.	0	0	0	0	3.	1.3	0	4
295	9327	0	PGRON1-PR034	1000	-39.	0	0	0	0	17.3	7.2	0	4
296	9328	0	PGRON2-PR034	1000	-34.	1.9	0.	0	0	2.3	1.	0	4
297	9329	0	PGRON1-PR013	994	-36.	0	0	0	0	6.5	2.7	0	4
298	9330	0	SMATT1-PR034	995	-35.	0	0	0	0	11.9	4.	0	4
299	9331	0	SMATT2-PR013	987	-35.	0	0	0	0	6.3	2.9	0	4
300	9332	0	CASS-A-PR013	1000	-36.	0	0	0	0	5.9	2.5	0	3
301	9333	0	FIGUE1-PR000	1006	-27.	0	0	0	0	0	0	0	4
302	9334	0	FIGUEI-PR013	992	-29.	0	0	0	0	9.5	3.2	0	4
303	9335	0	AREIA-PR000	1029	-15.	0	0	0	0	0	0	0	4
304	9336	0	AREIA-PR013	1026	-16.	0	0	0	0	2.6	.9	0	4
305	9337	0	GPSOU1-PR000	1021	-32.	0	0	0	0	0	0	0	5
306	9338	0	GPSOUZ-PR013	1016	-33.	0	0	0	0	3.1	1.2	0	5
307	9339	0	MANDAC-PR138	1002	-24.	0	0	0	0	29.2	13.3	0	4

308	9340	0	PBRANC- PR034	994	-9.3	6.5	0.	0	0	6.5	3.6	0	4
309	9341	0	PBRANC- PR013	999	-17.	0	0	0	0	31.5	13.3	0	4
310	9342	0	CINDUA- PR013	1000	-38.	0	0	0	0	19.6	7.	0	3
311	9343	0	PGROSS- PR000	1000	-41.	0	0	0	0	0	0	0	4
312	9344	0	PGROSN- PR000	1001	-34.	0	0	0	0	0	0	0	4
313	9345	0	SMATE1- PR000	992	-36.	0	0	0	0	0	0	0	4
314	9346	0	SMATE1- PR013	992	-36.	0	0	0	0	0	0	0	4
315	9347	0	SMATE2- PR000	1001	-34.	0	0	0	0	0	0	0	4
316	9348	0	SMATE2- PR034	1001	-34.	0	0	0	0	0	0	0	4
317	9349	0	PEROXI- TAP230	1035	-33.	0	0	0	0	0	0	0	7
318	9350	0	PEROXI- PR230	1033	-34.	0	0	0	0	23.2	7.5	0	7
319	9351	0	HUBNER- PR230	1033	-34.	0	0	0	0	34.	18.4	0	7
320	9353	0	COOPAV- PR138	1010	-11.	0	0	0	0	10.2	3.9	0	7
321	9355	0	PRCITY- PR138	1028	-14.	24.	0.	0	0	.5	.2	0	4
322	9357	0	KLABIN- PR230	1033	-25.	0	0	0	0	0	0	0	7
323	9358	0	BERNEC- PR230	1032	-34.	0	0	0	0	0	0	0	7
324	9359	0	UBER-A- PR013	1000	-39.	0	0	0	0	22.4	7.3	0	3
325	9360	0	BOSCH2- PR069	999	-39.	0	0	0	0	12.7	3.6	0	7
326	9361	0	UBER-B- PR013	1000	-37.	0	0	0	0	13.7	5.3	0	3
327	9362	1	BERNE- CUTE013	1020	-36.	12.	-9.	-9.	9.	23.6	7.7	0	7
328	9363	0	KLABI2- PR069	1000	-27.	0	0	0	0	0	0	0	7
329	9364	0	KLABI3- PR069	992	-27.	30.	0.	0	0	140.	46.	0	7
330	9366	0	BOMRET- PR069	993	-41.	0	0	0	0	12.6	4.3	0	3
331	9367	0	COLOMB- PR138	1014	-35.	0	0	0	0	10.6	3.7	0	3
332	9368	0	RBRANC- PR138	1016	-35.	0	0	0	0	11.5	5.5	0	3
333	9369	0	SITIOC- PR069	992	-40.	0	0	0	0	14.3	5.2	0	3
334	9370	0	BITURU- PR138	1023	-17.	0	0	0	0	9.1	2.9	0	4

335	9390	0	SPEDIV- PR138	990	-24.	0	0	0	0	10.2	3.7	0	4
336	9394	1	KLABIN- BIO013	1000	-21.	50.	6.26	-38.	38.	0	0	0	7
337	9395	0	CARGIL- PR138	978	-34.	0	0	0	0	23.	9.1	0	7
338	9396	0	PACCAR- PR138	1007	-32.	0	0	0	0	1.1	.3	0	7
339	9397	0	SUMITO- PR138	1001	-37.	0	0	0	0	6.	1.9	0	7
340	9399	0	REPAR- PR230	1035	-34.	0	0	0	0	27.	8.9	0	7
341	9400	0	CSIQUE- PR069	1000	-39.	0	0	0	0	23.	8.	0	3
342	9401	0	XAXIM- PR069	990	-40.	0	0	0	0	19.3	7.3	0	3
343	9402	0	BAIRRA- PR069	986	-41.	0	0	0	0	10.6	4.8	0	3
344	9403	0	MARIAL- PR138	999	-25.	0	0	0	0	23.6	10.7	0	4
345	9404	0	TANGAR- PR138	999	-26.	0	0	0	0	14.	4.9	0	4
346	9405	0	PIGUAC- PR138	1017	-19.	.8	0.	0	0	16.7	6.7	0	4
347	9406	0	IBAITI-PR138	989	-29.	0	0	0	0	12.8	5.8	0	4
348	9407	0	STEREZ- BIO138	1005	-19.	29.	0.	0	0	.5	.2	0	4
349	9408	0	PRUDEN- PR138	1009	-14.	.5	0.	0	0	10.6	7.3	0	4
350	9409	0	SEMIRA- PR138	997	-26.	0	0	0	0	24.8	9.7	0	4
351	9413	0	CAMBE- PR138	997	-26.	0	0	0	0	10.6	3.7	0	4
352	9414	0	CHOPIN- PR138	1004	-10.	0	0	0	0	20.5	10.	0	4
353	9416	0	SHELEN- PR138	947	-20.	0	0	0	0	24.	10.6	0	4
354	9418	0	JAMERI- PR069	992	-41.	0	0	0	0	11.	4.1	0	3
355	9419	0	AFOPEN- PR069	986	-41.	0	0	0	0	20.3	7.7	0	3
356	9422	0	LUDESA- PCH138	1051	-6.7	56.4	0.	0	0	0	0	0	4
357	9423	0	UAALLEG- BIO138	1027	-15.	20.	0.	0	0	.5	.2	0	4
358	9424	0	SINACI- BIO138	1037	-14.	40.	0.	0	0	.5	.2	0	4
359	9425	0	DITBOR- PR138	989	-29.	0	0	0	0	19.3	7.8	0	4
360	9426	0	JCANAD- PR138	993	-26.	0	0	0	0	20.	7.9	0	4
361	9427	0	GPSOU2- PR000	1021	-32.	0	0	0	0	0	0	0	9

362	9428	0	CAFELA- PR138	994	-15.	0	0	0	0	16.3	5.8	0	4
363	9430	0	COAMO— PR138	999	-20.	0	0	0	0	15.	5.2	0	7
364	9431	0	TAFIFA- PR138	980	-38.	0	0	0	0	23.5	10.5	0	7
365	9432	0	CIGA— BIO138	1021	-13.	20.	0.	0	0	.5	.2	0	7
366	9433	0	ANDI-F- PR138	973	-29.	0	0	0	0	0	0	0	4
367	9434	0	CIMSUP- PR138	1014	-35.	0	0	0	0	8.	2.8	0	7
368	9436	0	REFRIP- PR069	991	-41.	0	0	0	0	8.1	3.5	0	7
369	9437	0	MASISA- PR138	1007	-33.	0	0	0	0	20.	7.9	0	7
370	9438	0	SADFBL- PR138	1003	-10.	0	0	0	0	9.2	3.6	0	7
371	9439	0	LACTA— PR069	998	-39.	0	0	0	0	11.1	4.7	0	7
372	9530	0	CONCO2- PR138	991	-15.	0	0	0	0	23.7	9.5	0	7
373	9531	0	TUNAS— PR138	1018	-35.	0	0	0	0	5.6	2.5	0	3
374	9535	0	SQUI-A- PR013	1000	-37.	0	0	0	0	12.9	5.3	0	3
375	9536	0	SQUI-B- PR013	1000	-38.	0	0	0	0	18.	7.2	0	3
376	9537	0	SQUITE- PR230	1030	-34.	0	0	0	0	0	0	0	9
377	9538	0	CASCNO- PR230	1035	-9.4	0	0	0	0	0	0	0	9
378	9539	0	CASNOR- PR138	1014	-11.	0	0	0	0	0	0	0	4
379	9542	0	CBALES- PR525	1018	-32.	0	0	0	0	0	0	0	9
380	9543	0	CBALES- PR230	1040	-34.	0	0	0	0	0	0	0	9
381	9680	0	PAPCIG- PR138	989	-35.	0	0	0	0	10.5	4.8	0	4
382	9697	0	CBANOR- PR230	1039	-34.	0	0	0	0	0	0	0	9
383	9698	0	CBANOR- PR138	1007	-35.	0	0	0	0	0	0	0	9
384	9699	0	CANTU2PCH 138	1007	-19.	18.	0.	0	0	0	0	0	4
385	9700	0	CASS-B- PR013	999	-37.	0	0	0	0	13.4	6.4	0	3
386	9701	0	DISJPB- PR013	999	-35.	0	0	0	0	2.9	.9	0	3
387	9702	0	CINDUB- PR013	1000	-39.	0	0	0	0	21.6	7.4	0	3
388	9703	0	CCOM-B- PR013	1000	-37.	0	0	0	0	11.6	4.	0	3

389	9705	0	HAUER— PR069	992	-41.	0	0	0	0	15.2	6.4	0	3
390	9708	0	AUDI WV— PR138	1007	-36.	0	0	0	0	17.	5.9	0	7
391	9709	0	RENAUL— PR069	1000	-40.	0	0	0	0	21.	7.7	0	7
392	9710	0	CROWN— PR138	1007	-33.	0	0	0	0	5.1	1.8	0	7
393	9711	0	CACIQU— PR138	999	-26.	0	0	0	0	7.1	2.5	0	7
394	9712	0	CVALE— PR138	992	-17.	0	0	0	0	21.	7.3	0	7
395	9725	0	UMUSUL— PR230	1039	-14.	0	0	0	0	0	0	0	9
396	9726	0	UMUSUL— PR138	1007	-16.	0	0	0	0	0	0	0	9
397	9742	0	NHO- RIZPCH034	1028	-28.	23.	0.	0	0	0	0	0	9
398	9743	0	NHORIZ— PR138	1032	-33.	0	0	0	0	0	0	0	9
399	9759	0	CAVERN— PR138	1036	-7.5	18.	0.	0	0	0	0	0	9
400	9890	0	REASUL— PR230	1023	-6.3	0	0	0	0	0	0	0	9
401	9898	0	AMBEV— PR138	1004	-33.	0	0	0	0	5.	1.9	0	7
402	9905	0	AGDO- CEEOL138	1043	-9.8	1.8	0.	0	0	0	0	0	9
403	9986	1	KLACE- LUTE002	980	-17.	240.	89.9	-124.	194.	0	0	0	9
404	9988	0	KLACEL— PR230	1036	-25.	0	0	0	0	0	0	0	9
405	9989	0	KLACEL— PR034	1000	-21.	0	0	0	0	145.	47.7	0	9
406	10040	0	CASTLA— PR138	985	-34.	0	0	0	0	7.2	2.4	0	7
407	10041	0	COOLAR— PR138	970	-18.	0	0	0	0	15.	5.	0	7
408	10132	0	REASUL— PR138	1014	-8.5	0	0	0	0	0	0	0	9

ANEXO B: ALGORITMOS GENÉTICOS

Os Métodos Evolucionários são métodos estocásticos que buscam a solução por meio de regras de probabilidade. A busca não é feita somente na vizinhança do ponto e, assim, a chance de se encontrar um ótimo global aumenta. Nesses métodos não há necessidade de se calcular derivadas, pois os algoritmos usam apenas as informações contidas na função de otimização. Os Algoritmos Genéticos (AGs), em particular, trabalham com toda uma população de pontos simultaneamente, selecionando os melhores ao longo de gerações.

Um algoritmo é considerado um método heurístico quando não há conhecimentos matemáticos completos sobre seu comportamento, ou seja, quando, sem oferecer garantias, o algoritmo procura resolver problemas complexos utilizando uma quantidade não muito grande de recursos, especialmente no que diz respeito ao consumo de tempo para encontrar soluções de boa qualidade.

Métodos heurísticos podem ser usados para resolver problemas de otimização combinatorial. Os algoritmos heurísticos buscam a solução dentro de um subespaço de um espaço de busca total. Dão uma boa solução em um tempo computacional razoável, mas não asseguram que seja atingido um ótimo global, podendo convergir para mínimos ou máximos locais. A maior vantagem está em não serem limitados por restrições no espaço de busca como continuidade ou existência da derivada da função custo.

Nos AGs, normalmente, cada indivíduo da população, corresponde a uma solução para um dado problema. Um mecanismo de reprodução, baseado em processo evolutivo, é aplicado sobre a população atual com o objetivo de explorar o espaço de busca e determinar melhores soluções para o problema.

Os AGs são eficientes para busca de soluções ótimas, ou aproximadamente ótimas, em uma grande variedade de problemas, pois não impõem muitas das limitações encontradas nos métodos de busca tradicionais. Baseiam-se na evolução biológica e são capazes de identificar e explorar fatores ambientais e convergir para soluções ótimas em níveis globais, contornando a ocorrência de ótimos locais. Além de seguir uma estratégia de gerar e testar soluções muito elegantes são capazes de identificar e explorar aspectos do ambiente onde o problema está inserido e convergir

B.1 A ORIGEM BIOLÓGICA DOS ALGORITMOS GENÉTICOS

A Computação Evolucionária (CE) é um método de programação estocástica que busca inspiração no ramo da biologia atualmente denominado “neodarwinismo”, inaugurado com os trabalhos de Charles Darwin (1809 – 1882) e Gregor Mendel (1822 – 1884). A CE divide-se em: Programação Evolucionária, Estratégias Evolucionárias, Programação Genética e Algoritmos Genéticos (AG).

Dois fenômenos biológicos importantes são aproveitados para a CE. O primeiro, e de maior probabilidade de ocorrência, é o “*crossing-over*”, também denominado permutação ou cruzamento. O cruzamento ocorre durante a reprodução sexual e corresponde a uma troca de material genético entre cromossomos homólogos, que são cromossomos semelhantes entre si e que juntos formam um par. O cruzamento resulta no aumento da diversidade genética de uma população e se inicia com o alinhamento de dois cromossomos homólogos. Logo a seguir os cromossomos são quebrados em determinados pontos e os pedaços correspondentes a estes pontos são trocados entre si.

O segundo fenômeno biológico, de menor probabilidade de ocorrência, é a mutação, que se deve a erros na cópia do DNA durante a divisão celular, exposição a radiação ionizante, exposição a elementos químicos ou infecções por vírus. Na biologia as mutações podem desempenhar papéis negativos, tais como o aparecimento de doenças cancerígenas, ou papéis positivos, tais como o desenvolvimento do sistema imunológico. Nos AGs a probabilidade de ocorrência das mutações é bem menor em relação à probabilidade de ocorrência dos cruzamentos.

B.2 PROBLEMAS DE OTIMIZAÇÃO COM ALGORITMOS GENÉTICOS

Segundo Coley (1999), a ideia de se usar populações de soluções para se resolver problemas de otimização já havia sido considerada algumas vezes entre as décadas de 1950 e 1960. Contudo, o conceito de AG foi criado somente em meados da década de 1970, com o livro de Holland (1975). Os AGs consistem em uma meta-heurística baseada no neodarwinismo e que utiliza três conceitos desta teoria:

seleção, mutação e cruzamento. Uma meta-heurística é um método heurístico concebido para a resolução de problemas para os quais não se conhecem um algoritmo. Os AGs têm sido extensivamente usados em problemas de otimização.

De acordo com Goldberg (1989), os AGs diferem dos métodos tradicionais de busca e otimização principalmente em quatro aspectos:

- a) Trabalham com uma codificação do conjunto de parâmetros e não com os parâmetros em si;
- b) Trabalham com um espaço de busca, onde estão todas as possíveis soluções do problema e não um único ponto;
- c) Utilizam informação de custo ou recompensa e não com derivadas ou outro conhecimento auxiliar;
- d) Utilizam regras de transição probabilísticas e não determinísticas.

Os AGs são eficientes para busca de soluções ótimas, ou aproximadamente ótimas, em uma grande variedade de problemas, pois não impõem muitas das limitações encontradas nos métodos de busca tradicionais. Além de seguir uma estratégia muito elegante de gerar e testar soluções, são capazes de identificar e explorar aspectos do ambiente onde o problema está inserido e convergir globalmente.

O QUADRO 4 mostra uma comparação entre as terminologias usadas na biologia e em AGs. A competição é introduzida pelo programador por meio da função “*fitness*” (adaptação), que atribui uma nota para cada indivíduo selecionado.

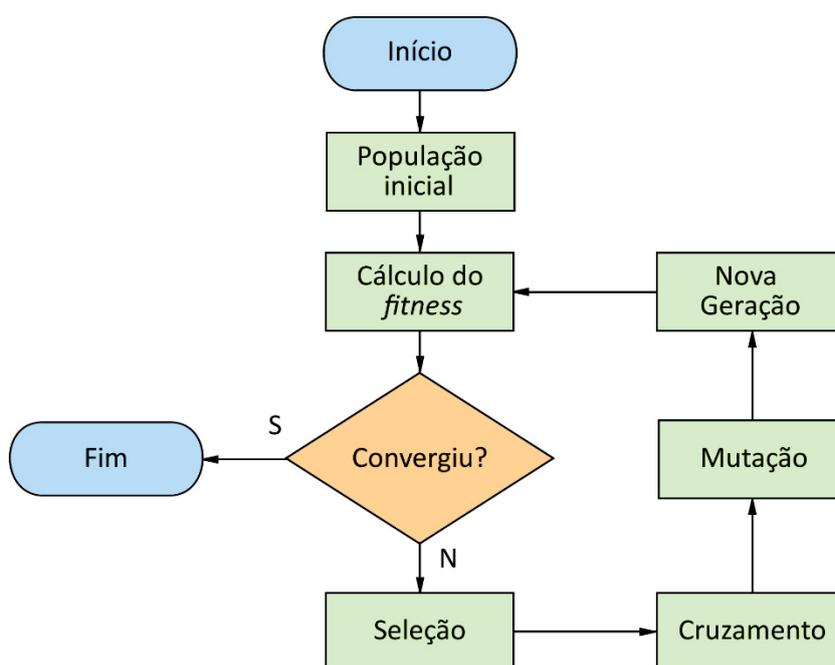
QUADRO 4 - TERMOS DA BIOLOGIA E SEUS SIGNIFICADOS EM AG

Biologia	AGs
Cromossomo	Indivíduo, estrutura de dados que codifica uma solução para o problema.
Fenótipo	Decodificação do indivíduo especificado por um genótipo
Gene	Parâmetro codificado no indivíduo.
Genótipo	Informação contida em uma solução
Geração	Iteração completa do AG que produz uma nova população.
Indivíduo	Solução no espaço de busca
Locus	Posição do gene em um indivíduo
População	População, conjunto de indivíduos no espaço de busca.

FONTE: Szuvovivski (2008)

A FIGURA 54 mostra um Algoritmo Genético Simples (AGS). A otimização consiste em, a partir de uma população inicial (que pode ser especificada ou gerada de forma aleatória), avaliar cada indivíduo por meio de uma nota atribuída pela função *fitness*. Os indivíduos com as melhores notas serão selecionados para compor uma nova população, passando antes pelos processos de mutação e cruzamento.

FIGURA 54 – FLUXOGRAMA DE UM ALGORITMO GENÉTICO SIMPLES

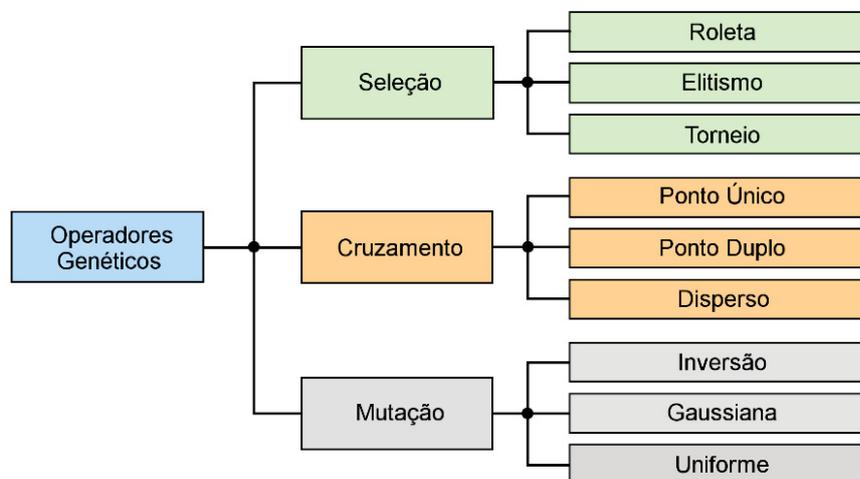


FONTE: Autor (2024) adaptado de Goldberg (1989)

B.2.1 Operadores Genéticos

Os AGs, sendo baseados no neodarwinismo, emprestam desta teoria os processos de seleção natural, cruzamento e mutação. Cada um destes processos é realizado por operadores definidos pelo programador. A FIGURA 55 mostra os operadores mais comuns.

FIGURA 55 – OPERADORES GENÉTICOS MAIS USADOS



FONTE: Katoch et al. (2021); Iyoda (1994)

B.2.2 Seleção

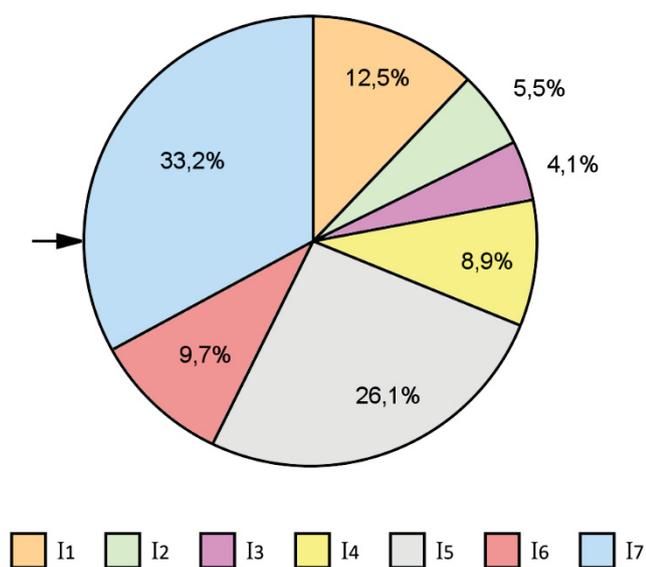
Caso o *fitness* não tenha convergido, o primeiro operador a ser acionado é a seleção. Um método bastante comum de seleção é a roleta aleatória, que pode ser aplicado a indivíduos codificados em binário, decimal ou real.

Após a exponenciação o método da roleta aleatória pode ser aplicado facilmente. O indivíduo com a maior fatia terá maior probabilidade de ser selecionado, tendo também maior probabilidade de sobreviver para a próxima geração. A FIGURA 52 mostra a roleta com as sete fatias. A roleta deve ser girada tantas vezes quantas forem necessárias para se obter o número requerido de indivíduos para o cruzamento e mutação. Esse número deve ser maior ou igual a dois para que o cruzamento possa ocorrer (HOLLAND, 1975).

O elitismo é um método bastante usado e foi proposto para se aperfeiçoar o método da roleta. Este operador assegura que os melhores indivíduos de uma geração sejam sempre preservados para a próxima geração. Se os indivíduos com os melhores valores de *fitness* não forem preservados para a próxima geração depois de outro processo de seleção, e.g., roleta, então estes indivíduos serão automaticamente incluídos na próxima geração. Por exemplo, na roleta mostrada na FIGURA 56 o indivíduo com maior probabilidade de escolha é o I_7 . Contudo isso não garante que

ele será escolhido. Caso a seleção não ocorra, o programador pode determinar que o I_7 seja automaticamente incluído na próxima geração. De maneira mais genérica, sendo P a população, o programador pode determinar que os n indivíduos com maiores *fitness* sejam incluídos na próxima geração. O elitismo não tem uma contraparte biológica, mas assegura que as melhores informações contidas nos melhores indivíduos sejam perdidas (HOLLAND, 1975).

FIGURA 56 –ROLETA COM TRANSFORMAÇÃO EXPONENCIAL



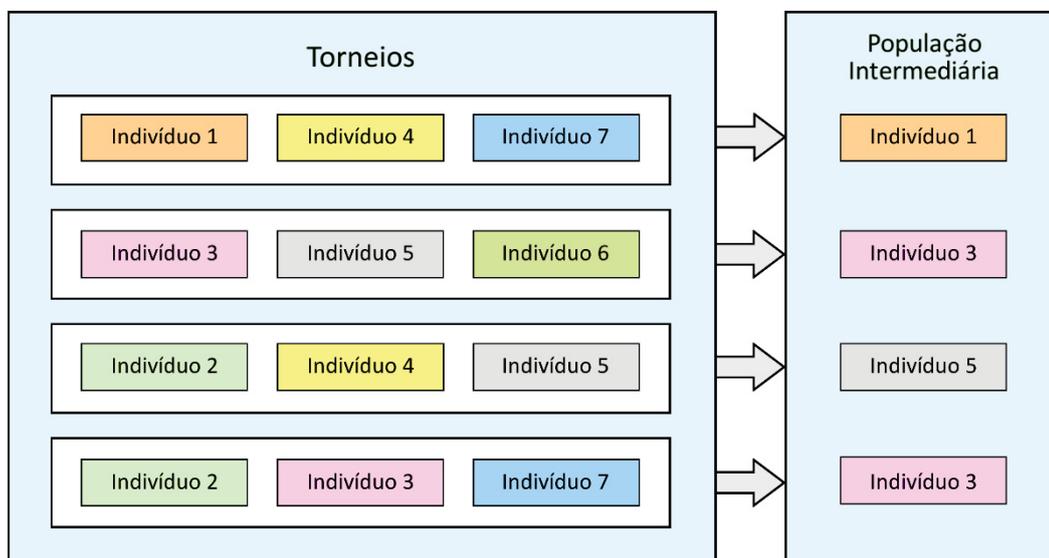
FONTE: Autor (2024)

No método do torneio não são todos os indivíduos de uma população que competem entre si, mas apenas n indivíduos de cada vez, sendo este número determinado pelo programador. Esses n indivíduos são selecionados aleatoriamente dentre a população para participar do primeiro torneio. O vencedor é selecionado para uma população intermediária. Como indicado na FIGURA 57, os torneios são repetidos até que a população intermediária seja preenchida (LINDEN, 2012).

Neste método de seleção a probabilidade de que o indivíduo com maior *fitness* seja selecionado para um torneio é igual à de que o indivíduo com menor *fitness* seja selecionado, pois esta probabilidade depende apenas do número n . Contudo, o indivíduo com menor *fitness* nunca gerará descendentes, pois nunca vencerá um torneio. Este fenômeno, que não ocorre no método da roleta, pode ser problemático,

pois em alguns casos pode ser desejável que todos os indivíduos, mesmo os de menor *fitness*, possam gerar descendentes.

FIGURA 57 – MÉTODO DO TORNEIO



FONTE: Autor (2024) adaptado de Linden (2012)

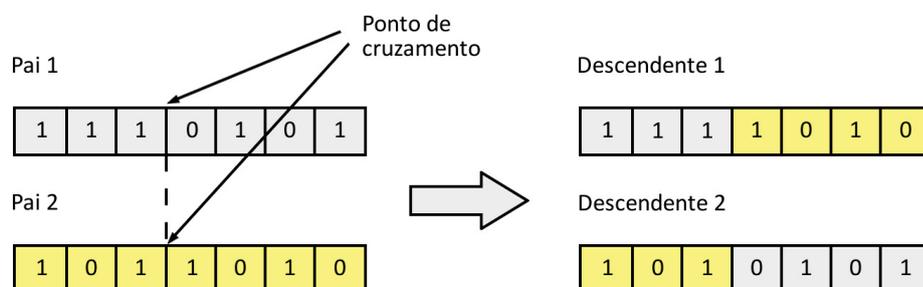
B.2.3 Cruzamento

O cruzamento é inspirado no processo de reprodução sexuada da natureza e tem por fim gerar novos indivíduos para a população próxima. O cruzamento é necessário para que a população se diversifique e mantenha características de *fitness* adquiridas em gerações anteriores (HOLLAND, 1975).

Da mesma forma que no cruzamento biológico, os indivíduos são escolhidos aleatoriamente aos pares. O cruzamento é o operador mais importante, pois é responsável pelo processo reprodutivo. Assim, a probabilidade de cruzamento, p_c , deve ter um valor elevado, usualmente maior do que 70%.

No cruzamento “em um ponto”, como mostra a FIGURA 58 dois indivíduos da população são selecionados aleatoriamente e um ponto de cruzamento é selecionado também aleatoriamente em cada um desses indivíduos. Os bits do Pai 1 e do Pai 2, do ponto de cruzamento para a direita, são então trocados entre si, gerando dois descendentes. Este tipo de cruzamento pode gerar descendentes completamente diferentes dos pais e ainda assim com diversas características em comum.

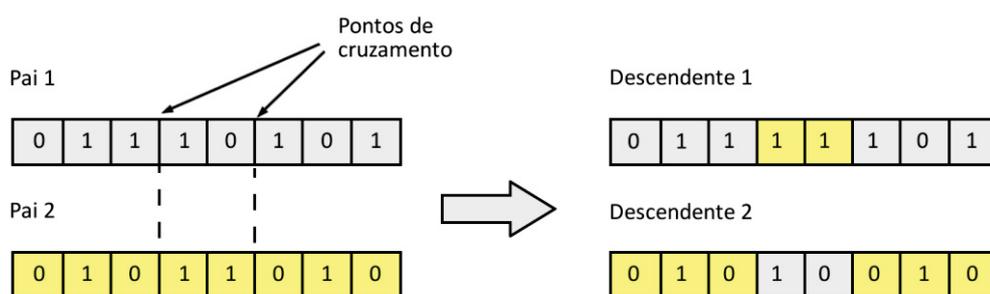
FIGURA 58 – CRUZAMENTO EM UM PONTO



FONTE: Autor (2024) adaptado de Holland (1975)

No cruzamento em “dois pontos”, dois indivíduos são escolhidos aleatoriamente dentro da população e dois pontos de cruzamento são determinados também aleatoriamente, como mostra a FIGURA 59. Neste tipo de cruzamento apenas os bits dentro dos pontos de cruzamento são trocados entre si, gerando dois descendentes (HOLLAND, 1975).

FIGURA 59 – CRUZAMENTO EM DOIS PONTOS

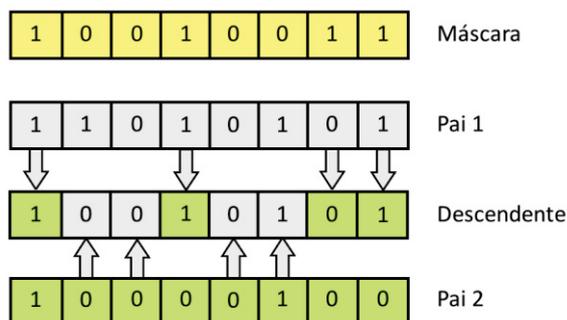


FONTE: Autor (2024) adaptado de Holland (1975)

No cruzamento disperso, ilustrado na FIGURA 60 o ponto de corte é substituído por um indivíduo gerado aleatoriamente, denominado “máscara”. Esta máscara determina os bits que o descendente receberá. Partindo da esquerda para a direita, se o bit da máscara for igual a 1, o descendente receberá o bit do Pai 1. Se o bit da máscara for igual a zero, o descendente receberá o bit do Pai 2. Considerando

que a máscara foi gerada aleatoriamente, esse tipo de cruzamento permite um grande grau de diversidade (HOLLAND, 1975).

FIGURA 60 – CRUZAMENTO DISPERSO

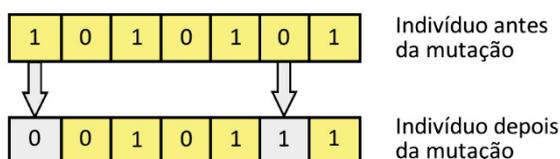


FONTE: Autor (2024) adaptado de Holland (1975)

B.2.4 Mutação

No caso de indivíduos codificados em binário, o tipo mais comum de mutação é a inversão. Como ilustrado na FIGURA 61, este tipo de mutação consiste simplesmente na inversão do valor de um ou mais bits (HOLLAND, 1975).

FIGURA 61 – MUTAÇÃO



FONTE: Autor (2024) adaptado de Holland (1975)

Este Anexo teve o objetivo de apresentar as principais características dos AGs, método heurístico utilizado nesta tese para a alocação de SAEs em sistemas Hidro-Termo-Eólicos de Alta tensão. Este método não exige o uso de derivadas do custo, reduzindo o esforço computacional, mas não assegura que seja atingido um ótimo global, podendo convergir para mínimos ou máximos locais.

ANEXO C: PUBLICAÇÕES CORRELATAS

ALMEIDA, A. A. W. Viabilidade das Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Mercado de Curto Prazo. Congresso Brasileiro de Planejamento Energético - XII CBPE. **Anais...** , 2020.

ALMEIDA, A. W. A.; FERNANDES, T. S. P. Allocation of Energy Storage Systems in a Hydro-Thermal-Wind System. **Brazilian Archives of Biology and Technology**, (aceito), Março, 2024.