



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo

VINÍCIUS DE CARVALHO NEIVA PINHEIRO

**DESPACHO ÓTIMO DE SISTEMAS ELÉTRICOS COM
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA FONTES
INTERMITENTES DE GERAÇÃO NO BRASIL**

CAMPINAS

2020

VINÍCIUS DE CARVALHO NEIVA PINHEIRO

**DESPACHO ÓTIMO DE SISTEMAS ELÉTRICOS COM
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA FONTES
INTERMITENTES DE GERAÇÃO NO BRASIL**

Tese de Doutorado apresentada à Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo da Universidade Estadual de Campinas, para obtenção do título de Doutor em Engenharia Civil na área de Recursos Hídricos, Energéticos e ambientais.

Orientador: Prof. Dr. Alberto Luiz Francato

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA TESE DEFENDIDA PELO ALUNO VINÍCIUS DE CARVALHO NEIVA PINHEIRO E ORIENTADO PELO PROF. DR. ALBERTO LUIZ FRANCATO.

ASSINATURA DO ORIENTADOR



CAMPINAS

2020

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

P655d Pinheiro, Vinícius de Carvalho Neiva, 1990-
Despacho ótimo de sistemas elétricos com armazenamento de energia para fontes intermitentes de geração no Brasil / Vinícius de Carvalho Neiva Pinheiro. – Campinas, SP : [s.n.], 2020.

Orientador: Alberto Luiz Francato.
Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo.

1. Energia - Armazenamento. 2. Sistemas elétricos de potência. 3. Energia renovável. 4. Análise estocástica. 5. Programação dinâmica. I. Francato, Alberto Luiz. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Optimal dispatch of power grids with energy storage for intermittent sources of generation in Brazil

Palavras-chave em inglês:

Energy storage

Smart power grids

Renewable energy

Stochastic analysis

Dynamic programming

Área de concentração: Recursos Hídricos, Energéticos e Ambientais

Titulação: Doutor em Engenharia Civil

Banca examinadora:

Alberto Luiz Francato [Orientador]

Tiago Zenker Gireli

Sérgio Valdir Bajay

Lia Toledo Moreira Mota

Frederico Fábio Mauad

Data de defesa: 16-09-2020

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Civil

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0002-4049-7256>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/1132423367997915>

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA CIVIL, ARQUITETURA E
URBANISMO**

**DESPACHO ÓTIMO DE SISTEMAS ELÉTRICOS COM
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA FONTES
INTERMITENTES DE GERAÇÃO NO BRASIL**

Vinícius de Carvalho Neiva Pinheiro

Tese de Doutorado aprovada pela Banca Examinadora, constituída por:

**Prof. Dr. Alberto Luiz Francato
Presidente e Orientador(a)/Universidade Estadual de Campinas**

**Prof. Dr. Tiago Zenker Gireli
Universidade Estadual de Campinas**

**Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay
Sem vínculo com IES**

**Profa. Dra. Lia Toledo Moreira Mota
Pontifícia Universidade Católica de Campinas**

**Prof. Dr. Frederico Fábio Mauad
Universidade de São Paulo - São Carlos**

A Ata da defesa com as respectivas assinaturas dos membros encontra-se no SIGA/Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese e na Secretaria do Programa da Unidade.

Campinas, 16 de setembro de 2020

AGRADECIMENTOS

Este trabalho é o resultado de um período da minha vida em que tive a oportunidade de conviver com pessoas brilhantes.

Agradeço especialmente ao amigo Alberto Francato, meu orientador de trabalho final de graduação, mestrado e doutorado. Mais que orientar nas pesquisas, o Alberto participa da minha formação pelo exemplo.

Ao professor Paulo Barbosa, que enriqueceu muito meu conhecimento técnico sobre o setor elétrico brasileiro, agradeço pelas oportunidades que tive de trabalharmos juntos.

Ao meu coorientador Warren Powell, agradeço por todo o tempo que se dedicou a mim e pelos ensinamentos que foram indispensáveis para esta tese. Frequentar seu laboratório por um ano foi uma experiência fantástica, que me fez evoluir muito como pesquisador.

Agradeço também aos colegas de laboratório da UNICAMP, Gustavo Libanori e Ana Carolina Costa, e aos colegas de laboratório da Universidade de Princeton, Joseph Durante e Saeed Ghadimi, que contribuíram diretamente neste trabalho com importantes ideias, discussões e dados.

Aos amigos Hugo e Teresa Simão, agradeço a receptividade e toda a ajuda durante o período de doutorado sanduíche. O carinho que tenho pela cidade de Princeton se deve muito a eles.

Aos meus pais Pedro e Tânia, e meu irmão Vítor, agradeço por terem sido aqueles que me fizeram sentir seguro e confiante nas minhas escolhas.

Finalmente, agradeço em especial à minha esposa Beatriz, que além de me apoiar, nunca mediu esforços para que eu pudesse me dedicar à carreira de pesquisador, dividindo comigo e tornando mais fáceis meus maiores desafios.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001 Processo 88882.435136/2018-01.

O trabalho teve auxílio financeiro da empresa Campos Novos Energia S.A. e cooperadas através da participação do doutorando na condição de integrante da equipe do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), número 00642-2705/2019, denominado Usinas Hidrelétricas Reversíveis Combinadas com Hidrelétricas em Cascata e seus Benefícios para a Gestão do Setor Elétrico Brasileiro.

RESUMO

O aproveitamento de fontes renováveis alternativas de energia elétrica, principalmente eólica e solar fotovoltaica, crescem rapidamente no Brasil. No entanto, apesar das vantagens econômicas e ambientais, estes tipos de unidades geradores possuem limitações, como a intermitência, a sazonalidade e a falta de despachabilidade. Simultaneamente ao crescimento das fontes intermitentes, o setor elétrico brasileiro passa por desafios no atendimento à demanda de ponta e por redução da capacidade relativa de armazenamento de energia. Esta situação aponta para os sistemas de armazenamento de energia como boas soluções para melhorar a eficiência econômica da operação do setor elétrico, visto que estes sistemas são tecnologias confiáveis e amplamente testadas em outros países para mitigação de intermitência de fontes como eólica e fotovoltaica, além de ajudarem a acrescentar despachabilidade e capacidade de armazenamento em um sistema elétrico. Diante disso, este trabalho avalia os possíveis benefícios dos sistemas de armazenamento de energia para fontes intermitentes de energia elétrica no contexto brasileiro. Para isso, foi realizada uma ampla revisão bibliográfica do estado da arte dos principais tipos de armazenamento de energia em grande escala. Também foram elaborados modelos computacionais de otimização para simular a operação destes sistemas associados a fontes intermitentes de energia elétrica no Brasil. Um dos modelos, objetivo principal da tese, simula operação de um sistema elétrico de grande porte com forte presença de geração intermitente, e adota técnicas de otimização estocástica para propor políticas ótimas de despacho de usinas considerando a inserção de sistemas de armazenamento no mesmo. Estas técnicas de otimização são inéditas para aplicações com sistemas de armazenamento de energia. A política de operação proposta possui dois estágios: o primeiro, que planeja o dia seguinte, executa uma otimização não linear baseada em dados de previsões submetida a restrições com modificações paramétricas que são calibradas em um simulador; o segundo, que atua em tempo real, impõe uma ordem de mérito sujeita a restrições para despacho. Os resultados obtidos pelas políticas de operação foram satisfatórios e demonstraram o potencial dos sistemas estudados para o setor elétrico brasileiro, se operados de acordo com suas principais necessidades. A metodologia desenvolvida para operar sistemas de armazenamento é capaz de lidar com as incertezas da geração eólica, com esforços computacionais e tempos de processamento aplicáveis à operação em tempo real de sistemas elétricos.

ABSTRACT

Alternative sources of electricity, especially wind and solar photovoltaic, are rapidly growing in Brazil. However, despite their economic and environmental advantages, these generation units have limitations such as intermittence and non-dispatchability. Simultaneously to intermittent sources growth, the Brazilian electricity sector experiences challenges to meet peak demand and reduction of relative storage capacity. This situation indicates that energy storage systems can be useful solutions to increase economic efficiency of the Brazilian electricity sector operation, as these systems are reliable and widely tested in other countries for mitigation of wind and photovoltaic intermittence, besides improving dispatchability and storage capacity in a power grid. Therefore, this work evaluates the possible benefits of energy storage systems for intermittent sources of electricity in the Brazilian context. A robust literature review was conducted on the state of art of the main types of energy storage systems. Computational optimization models were developed to simulate the operation of such systems associated to intermittent sources in Brazil. One of the models, the central objective of the thesis, simulates the operation of a large power grid with high levels of intermittent generation, and adopts stochastic optimization techniques to propose optimal dispatch policies for power plants considering the insertion of energy storage systems in it. The method is a novel technique in the context of energy storage operation. The proposed operational policy has two stages: the first one, that plans the operation for the day ahead, executes a non-linear optimization process based on forecast data subject to constraints with parametric modifications, which are tuned in a simulator; the second one, that acts on real time operation, sets an order of merit for dispatch subject to constraints. The results achieved by the policies were satisfying and show the potential of the studied systems for the Brazilian electricity sector, if operated accordingly to its main needs. The methodology developed to operate energy storage systems can handle the uncertainty of wind generation, with computational complexity and process times that are applicable to real-time operation of power grids.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistemas elétricos isolados no Brasil (ONS, 2017e).	21
Figura 2 – Principais linhas de transmissão do SIN (ONS, 2017e).....	21
Figura 3 - Contribuição na geração de energia elétrica em GWh de cada subsistema em 2019 (ONS, 2020b).	22
Figura 4 - Contribuição no consumo de energia elétrica em GWh de cada subsistema em 2019 (ONS, 2020a).....	23
Figura 5 - Geração em GWh dos principais tipos de usina do SIN em 2019 (ONS, 2020b). ..	23
Figura 6 – Sala de controle do COSR-NCO (ONS, 2017a).	28
Figura 7 - Controle primário de frequência na rede (COSTA, 2017).....	29
Figura 8 - Geração em GWh dos principais tipos de usina no Nordeste em 2019 (ONS, 2020b).....	32
Figura 9 - Intercâmbio de energia elétrica e geração das principais fontes na região nordeste entre 20/12/2015 e 27/01/2016 (PINHEIRO, 2016).....	33
Figura 10 - Curvas de demanda horária do SIN para quartas-feiras típicas de verão dos anos de 1999 a 2017 (adaptado de COSTA et al., 2018).....	35
Figura 11 – Controle de frequência em sistema elétrico (adaptado de KIRBY, 2004).....	36
Figura 12 – Comparação entre despachos ideal e restrito por reserva girante (adaptado de DENHOLM et al, 2010).	37
Figura 13 - Classificação dos tipos de armazenamento de energia elétrica (adaptado de LUO et al., 2015).	41
Figura 14 - Pilha voltaica (FOGAÇA, 2017).	49
Figura 15 - Esquema de uma bateria de fluxo redox de vanádio (adaptado de MING-JIA et al., 2017).....	56
Figura 16 - Potências instaladas de alguns tipos de sistema de armazenamento de energia conectados à rede no mundo (adaptado de REN21, 2017).....	61
Figura 17 - Usina hidrelétrica reversível de Okinawa (REHMAN, 2015).....	66
Figura 18 - Esquema de um volante de inércia (adaptado de LUO et al., 2015).....	67
Figura 19 - Roda de oleiro (KURMIS, 2005).....	68
Figura 20 - Relação entre capacidade de armazenamento de energia em reservatórios e demanda por energia elétrica no Brasil (adaptado de EPE, 2018b).	74
Figura 21 - Preço médio por fonte (R\$/MWh) do 27º Leilão de Energia Nova (EPE, 2018a)	75

Figura 22 - Comparação de variabilidade de geração entre 1 e 180 usinas eólicas (adaptado de EPE, 2018b).....	76
Figura 23 - Comparativo entre tarifa convencional e tarifa branca para consumidores de baixa tensão (ANEEL, 2018b).	77
Figura 24 - Evolução dos custos médios de produção de baterias íon-lítio em dólar por kWh de capacidade (EPE, 2018b).....	79
Figura 25 - Vazões turbinadas e vertidas na UHE Foz do Chapecó entre 16 e 22 de junho de 2017.	87
Figura 26 - Vazões afluentes na UHE Foz do Chapecó entre os dias 16 e 22 de junho de 2017.	94
Figura 27 - Comparação entre vazões da operação real e da operação otimizada sem sistema de armazenamento entre os dias 16 e 22 de junho de 2017.....	97
Figura 28 - Comparação entre vendas de energia da operação real e da operação otimizada sem sistema de armazenamento entre os dias 16 e 22 de junho de 2017.	97
Figura 29 - Comparação entre vazões da operação real e da operação otimizada com sistema de armazenamento entre os dias 16 e 22 de junho de 2017.....	98
Figura 30 – Geração do sistema de armazenamento e comparação entre vendas de energia da operação real e da operação otimizada com sistema de armazenamento entre os dias 16 e 22 de junho de 2017.	99
Figura 31 - Esquema do modelo numérico para planejamento de operação de curto prazo. .	101
Figura 32 - Curva de demanda para simulações no modelo de planejamento de operação de curto prazo.	106
Figura 33 – Curva de geração fotovoltaica para simulações no modelo de planejamento de operação de curto prazo.	107
Figura 34 - Curva de geração eólica para simulações no modelo de planejamento de operação de curto prazo.	108
Figura 35 - Custo de geração por potência gerada das usinas termelétricas lentas.	110
Figura 36 - Custo de geração por potência gerada das usinas termelétricas rápidas.	110
Figura 37 - Resultado da simulação 1 do modelo de planejamento de operação de curto prazo.	112
Figura 38 - Resultado da simulação 2 do modelo de planejamento de operação de curto prazo.	113
Figura 39 - Resultado da simulação 3 do modelo de planejamento de operação de curto prazo.	115

Figura 40 - Esquema do processo dinâmico de decisões do primeiro estágio da política 1...	124
Figura 41 - Curva de conversão entre velocidade de ventos e geração em usinas eólicas.....	133
Figura 42 - Geração eólica observada e previsões de geração eólica atualizadas a cada hora	134
Figura 43 - Calibração da política 1 para $P_{maxHD} = 2,0 \text{ GW}$ e $R_{maxA} = 1,5 \text{ GWh}$	137
Figura 44 - Calibração da política 1 para $P_{maxHD} = 2,0 \text{ GW}$ e $R_{maxA} = 3,0 \text{ GWh}$	137
Figura 45 - Calibração da política 1 para $P_{maxHD} = 4,0 \text{ GW}$ e $R_{maxA} = 1,5 \text{ GWh}$	138
Figura 46 - Calibração da política 1 para $P_{maxHD} = 4,0 \text{ GW}$ e $R_{maxA} = 3,0 \text{ GWh}$	138
Figura 47 - Calibração da política 2 para $P_{maxHD} = 2,0 \text{ GW}$ e $R_{maxA} = 1,5 \text{ GWh}$	139
Figura 48 - Calibração da política 2 para $P_{maxHD} = 2,0 \text{ GW}$ e $R_{maxA} = 3,0 \text{ GWh}$	139
Figura 49 - Calibração da política 2 para $P_{maxHD} = 4,0 \text{ GW}$ e $R_{maxA} = 1,5 \text{ GWh}$	140
Figura 50 - Calibração da política 2 para $P_{maxHD} = 4,0 \text{ GW}$ e $R_{maxA} = 3,0 \text{ GWh}$	140
Figura 51 - Calibração da política 3 para $P_{maxHD} = 2,0 \text{ GW}$ e $R_{maxA} = 1,5 \text{ GWh}$	141
Figura 52 - Calibração da política 3 para $P_{maxHD} = 2,0 \text{ GW}$ e $R_{maxA} = 3,0 \text{ GWh}$	142
Figura 53 - Calibração da política 3 para $P_{maxHD} = 4,0 \text{ GW}$ e $R_{maxA} = 1,5 \text{ GWh}$	142
Figura 54 - Calibração da política 3 para $P_{maxHD} = 4,0 \text{ GW}$ e $R_{maxA} = 3,0 \text{ GWh}$	143

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Comparativo de flexibilidade entre alguns tipos usinas.....	31
Tabela 2 - Resumo de aplicabilidades de sistemas de armazenamento em grandes sistemas elétricos.....	72
Tabela 3 – Valores do PLD para primeira semana de junho de 2017.	94
Tabela 4 - Coeficientes dos polinômios cota-volume e cota-vazão da UHE Foz do Chapecó.	95
Tabela 5 - Parâmetros ajustáveis ótimos e desempenhos de cada política para diferentes dados de entrada.....	144

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	16
1.1. Objetivos.....	18
2. OPERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	20
2.1. Características do Sistema Interligado Nacional	20
2.2. Planejamento da operação do SIN.....	24
2.2.1. Previsão de carga	24
2.2.2. Programação de geração	25
2.2.3. Operação em tempo real	27
2.3. Principais fontes de geração do SIN e suas características operacionais	30
2.4. Principais desafios para planejamento e operação do SIN	34
3. ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	39
3.1. Ar comprimido	42
3.1.1. Breve histórico dos sistemas de AAC.....	43
3.1.2. Aspectos técnicos envolvendo AAC.....	44
3.1.3. Conclusões e perspectivas para AAC	47
3.2. Baterias eletroquímicas.....	47
3.2.1. Breve histórico das baterias eletroquímicas.....	48
3.2.2. Aspectos técnicos envolvendo baterias eletroquímicas	51
3.2.2.1. Bateria chumbo-ácido	52
3.2.2.2. Bateria níquel-cádmio	52
3.2.2.3. Bateria sódio-enxofre	53
3.2.2.4. Bateria íon-lítio	54
3.2.3. Conclusões e perspectivas para baterias eletroquímicas.....	54
3.3. Baterias de fluxo	55
3.3.1. Breve histórico das baterias de fluxo	56
3.3.2. Aspectos técnicos envolvendo baterias de fluxo	57
3.3.2.1. Bateria zinco-bromo.....	58
3.3.2.2. Bateria redox de vanádio.....	59
3.3.3. Conclusões e perspectivas para baterias de fluxo	59
3.4. Usina hidrelétrica reversível (UHR).....	60

3.4.1.	Breve histórico das usinas hidrelétricas reversíveis.....	61
3.4.2.	Aspectos técnicos envolvendo UHRs	63
3.4.3.	Conclusões e perspectivas para UHRs.....	65
3.5.	Volante de inércia.....	66
3.5.1.	Breve histórico dos volantes de inércia	67
3.5.2.	Aspectos técnicos envolvendo volantes de inércia	69
3.5.3.	Conclusões e perspectivas para volantes de inércia.....	71
3.6.	Resumo dos principais tipos de sistemas de armazenamento de energia	72
4.	ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO BRASIL	73
5.	MODELAGEM NUMÉRICA E OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA.....	81
5.1.	Modelagem de processos estocásticos.....	82
5.2.	Políticas de decisão sob incerteza.....	83
6.	MODELO DETERMINÍSTICO 1: SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO PARA OTIMIZAR GERAÇÃO EM USINAS HIDRELÉTRICAS	86
6.1.	Modelo base.....	88
6.1.1.	Variáveis de estado	88
6.1.2.	Variáveis de decisão	89
6.1.3.	Funções de transição	92
6.1.4.	Função objetivo.....	93
6.2.	Dados de entrada	93
6.2.1.	Vazão afluente	93
6.2.2.	Preço de venda da energia.....	94
6.2.3.	Características da usina hidrelétrica.....	95
6.2.4.	Características do sistema de armazenamento	95
6.3.	Resultados.....	96
6.3.1.	Simulação sem sistema de armazenamento	96
6.3.2.	Simulação com sistema de armazenamento.....	97
7.	MODELO DETERMINÍSTICO 2: PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO PARA DESPACHO EM SISTEMA ELÉTRICO.....	100
7.1.	Modelo base.....	102
7.1.1.	Variáveis de estado	102
7.1.2.	Variáveis de decisão	102
7.1.3.	Função de transição	105
7.1.4.	Função objetivo.....	105

7.2.	Dados de entrada	106
7.2.1.	Demanda	106
7.2.2.	Geração fotovoltaica	107
7.2.3.	Geração eólica.....	107
7.2.4.	Usinas hidrelétricas.....	108
7.2.5.	Usinas termelétricas.....	109
7.2.6.	Sistemas de armazenamento de energia.....	110
7.2.7.	Intercâmbio	111
7.3.	Resultados.....	112
7.3.1.	Simulação 1.....	112
7.3.2.	Simulação 2.....	113
7.3.3.	Simulação 3.....	114
8.	MODELO ESTOCÁSTICO: OPERAÇÃO E PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO PARA DESPACHO EM SISTEMA ELÉTRICO	116
8.1.	Modelo base.....	116
8.1.1.	Variáveis de estado	118
8.1.2.	Variáveis de decisão	119
8.1.3.	Informações exógenas.....	121
8.1.4.	Funções de transição	121
8.1.5.	Função objetivo.....	122
8.2.	Política 1	123
8.2.1.	Política 1 - planejamento horário	123
8.2.2.	Política 1 - operação em tempo real.....	126
8.3.	Política 2.....	127
8.3.1.	Política 2 - planejamento horário.....	127
8.3.2.	Política 2 - operação em tempo real.....	128
8.4.	Política 3	129
8.4.1.	Política 3 - planejamento horário.....	129
8.4.2.	Política 3 - operação em tempo real.....	130
8.5.	Modelagem dos processos estocásticos.....	132
8.5.1.	Geração eólica.....	132
8.5.2.	Geração fotovoltaica	134
8.5.3.	Demanda	135
8.6.	Dados de entrada	135

8.7.	Calibração das políticas	135
8.7.1.	Calibração da política 1	137
8.7.2.	Calibração da política 2	139
8.7.3.	Calibração da política 3	141
8.8.	Análise de desempenhos.....	143
9.	CONCLUSÃO	146
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	148
	Apêndice A	159
	Apêndice B	167
	Apêndice C	175

1. INTRODUÇÃO

As fontes de energia limpas e renováveis, que incluem eólica, solar fotovoltaica, heliotérmica, geotérmica, hidrelétrica, biocombustíveis, biomassa, e maremotriz, ganham espaço rapidamente pelo mundo. Dentre essas, além da já consolidada hidrelétrica, as energias eólica e solar fotovoltaica vêm se destacando devido aos seus desenvolvimentos tecnológicos e aceitações comerciais (KALDELLIS & ZAFIRAKIS, 2007).

No Brasil, as fontes eólica e solar fotovoltaica também crescem rapidamente e tendem a crescer ainda mais nos próximos anos. Segundo o Banco de Informações de Geração da ANEEL (BIG), em março de 2020, a energia eólica correspondia a 28,2% da potência outorgada para empreendimentos com construção ainda não iniciada contra 1,5% das hidrelétricas. As usinas fotovoltaicas eram responsáveis por 7,0% da potência outorgada para empreendimentos com construção ainda não iniciada (ANEEL, 2020).

As usinas eólicas e fotovoltaicas, apesar de possuírem baixos custos operacionais e baixos impactos ambientais, contam com algumas desvantagens em relação às fontes de energia tradicionais. Os principais problemas são a intermitência de sua geração, a impossibilidade de armazenar seus insumos e as incertezas de suas previsões de geração.

Como existem barreiras tecnológicas e/ou econômicas para se armazenar energia elétrica de forma direta, sua geração ocorre de forma simultânea ao seu consumo. Assim, as fontes intermitentes estão na base da geração e geram quase sempre o total de sua capacidade momentânea, de acordo com as condições meteorológicas. Para adequar a produção de energia elétrica à demanda, as usinas de maior despachabilidade, como hidrelétricas e termelétricas, são acionadas, e geram a potência necessária para suprir a demanda.

Os desafios para operar um sistema elétrico com participação expressiva de fontes intermitentes podem ser divididos em dois pontos principais: intermitência e imprevisibilidade.

A intermitência de fontes responsáveis por uma grande parcela da potência instalada do sistema exige também uma grande potência instalada de outras fontes de maior capacidade de geração em rampa, que podem suprir as eventuais quedas rápidas de geração intermitente para manter o atendimento à demanda. Já a imprevisibilidade destas fontes exige a presença de outras fontes despacháveis (com baixos tempos de notificação), ou seja, que podem ser ligadas rapidamente mediante necessidade.

Com o grande crescimento das fontes intermitentes, a despachabilidade e a capacidade de geração em rampa do sistema vem se reduzindo. Estas características são

essenciais para atender às variações de demanda dentro da escala de minutos e manter a frequência da rede em níveis aceitáveis, no caso do Brasil, entre 59,9 Hz e 60,1 Hz (ANEEL, 2010).

No Brasil, as ordens de despacho, ou seja, as escolhas dos conjuntos de usinas que atendem à demanda por energia elétrica, são feitas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) com base nos custos da energia gerada pelas unidades geradoras. Naturalmente, as usinas de menor custo de geração possuem prioridade para gerar (ordem de mérito). No entanto, apesar da ordem de mérito ser levada em consideração na determinação das ordens de despacho, dependendo das características da curva de demanda a ser atendida, pode ser necessário que usinas de custos mais altos sejam despachadas devido às suas capacidades de geração em rampa e baixos tempos de notificação.

Uma forma de se mitigar o problema da intermitência, elevar a capacidade de rápida resposta às imprevisibilidades de geração e demanda, e elevar a capacidade de geração em rampa de um sistema elétrico é introduzir nele sistemas de armazenamento de energia.

Beaudin et al. (2010) elencam as diversas formas de armazenamento de energia em grande escala:

- Usinas hidrelétricas reversíveis;
- Ar comprimido;
- Baterias eletroquímicas (diversos tipos);
- Supercondutores de energia;
- Hidrogênio;
- Volante de inércia;
- Capacitores e supercapacitores.

Algumas dessas tecnologias já são amplamente utilizadas no mundo, como as usinas hidrelétricas reversíveis e as baterias eletroquímicas. Outras ainda se encontram em fase de aprimoramento para aplicações em grande escala de forma econômica, como os volantes de inércia e os supercondutores de energia magnética.

A proposta deste trabalho é fazer uma avaliação da adequabilidade de fontes de armazenamento de energia para mitigar os efeitos da intermitência e imprevisibilidade de usinas eólicas e fotovoltaicas, além de propor formas de operar estes sistemas de armazenamento. Para isso, foi realizada uma ampla revisão do estado da arte destes sistemas e foram desenvolvidos 3 modelos numéricos computacionais de otimização. A função dos modelos foi simular a operação dos sistemas de armazenamento de energia dentro do contexto brasileiro. O primeiro

modelo simula a operação de um sistema de armazenamento em conjunto com uma usina hidrelétrica. O segundo modelo simula um sistema composto por diversas fontes, incluindo fontes intermitentes e sistemas de armazenamento, operado de forma otimizada. O terceiro modelo, principal objetivo da tese, simula um sistema realista no contexto do setor elétrico brasileiro com a inserção de sistemas de armazenamento. Neste modelo, são utilizadas técnicas de otimização estocástica para propor e testar políticas de operação do sistema, visando minimização de custos operacionais, levando em conta várias fontes diferentes de geração de energia, além de incertezas relacionadas a previsões de geração eólica.

Os resultados mostram o potencial dos sistemas de armazenamento de energia para melhorar a eficiência econômica dos sistemas elétricos brasileiros diante do crescimento de fontes intermitentes. Também mostram os cuidados que devem ser tomados no planejamento e operação de um sistema que conta com esses sistemas. As políticas de operação propostas se mostraram eficientes em lidar com as incertezas das previsões de geração eólica e fotovoltaica.

A metodologia desenvolvida para a criação de políticas de operação de sistemas de armazenamento em sistemas elétricos é uma novidade na literatura, pois é capaz de lidar com processos estocásticos complexos com tempos de processamento computacional aplicáveis à operação em tempo real. Apesar da calibração do modelo demandar até 20 horas de processamento em computadores de alto desempenho (de 10 a 20 vezes mais rápidos que computadores domésticos), essa calibração é realizada somente uma vez, e os cálculos que determinam as tomadas de decisão são processados quase instantaneamente, mesmo em computadores domésticos.

A ferramenta desenvolvida para criação e calibração destas políticas operacionais é de fácil manuseio e versátil, permitindo alteração de dados de entrada com praticidade através de uma interface em planilha Excel.

1.1. Objetivos

O objetivo geral do trabalho é estudar sistemas de armazenamento de energia para subsidiar o planejamento da operação do setor elétrico brasileiro.

Os objetivos específicos da tese são:

- Determinação do estado da arte dos principais sistemas de armazenamento de energia aplicáveis a grandes sistemas elétricos;

- Desenvolvimento de modelo de otimização determinística que exemplifica a atuação de sistemas de armazenamento em conjunto com fontes de geração intermitente;
- Desenvolvimento de modelo de otimização determinística para o despacho de unidades geradoras de energia elétrica para o subsistema Nordeste, considerando a inserção de sistemas de armazenamento de energia e a incerteza das previsões de geração eólica e fotovoltaica;
- Desenvolvimento de ferramenta para criação políticas de operação de sistemas de armazenamento sob incerteza, capazes de lidar com previsões estocásticas que se atualizam periodicamente. Destaca-se que pouco sucesso já foi obtido nesse desafio de acordo com a literatura.

2. OPERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

A operação de um sistema elétrico de potência envolve metodologias complexas para que a demanda por energia elétrica seja atendida de forma segura e mais econômica possível. Dentre as etapas que envolvem o planejamento da operação, três principais podem ser destacadas: previsão de um cenário de demanda por energia elétrica no sistema; planejamento da geração de um grande número de usinas com diferentes características e; operação, em tempo real, de mudanças na geração de algumas usinas com relação ao planejado para atender aos desvios na demanda em relação ao planejado.

2.1. Características do Sistema Interligado Nacional

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é definido pelo ONS como o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil. É caracterizado como um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de hidrelétricas e de múltiplos proprietários (ONS, 2017c).

Sua abrangência contempla praticamente toda a população do país, sendo que apenas cerca de 760 mil consumidores de energia elétrica estão em sistemas isolados. Estes representam menos de 1% do consumo do país e se concentram na região Norte, nos estados de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Amapá e Pará. Outras localidades de sistemas isolados se encontram na ilha de Fernando de Noronha, em Pernambuco, e no estado de Mato Grosso (Figura 1). Entre as capitais, Boa Vista-RR é a única que ainda é atendida por um sistema isolado (ONS, 2017b).



Figura 1 - Sistemas elétricos isolados no Brasil (ONS, 2017e).

O SIN é dividido em 4 subsistemas: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Estes subsistemas estão fisicamente conectados através de linhas de transmissão. No entanto, em diversos aspectos do planejamento da operação, a independência destes sistemas é levada em consideração, inclusive na formação de preços de energia elétrica.

A Figura 2 apresenta um mapa com as principais linhas de transmissão do SIN.

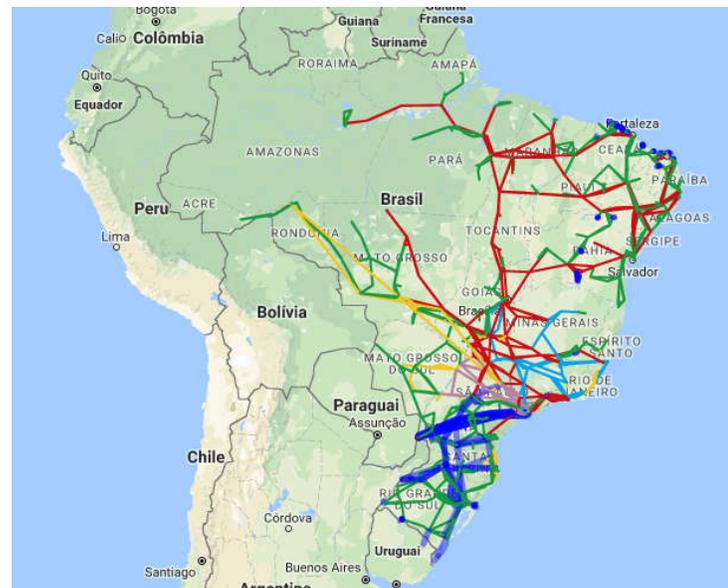


Figura 2 – Principais linhas de transmissão do SIN (ONS, 2017e).

A interconexão entre os subsistemas traz flexibilidade na operação e, principalmente, segurança energética ao sistema. O intercâmbio de energia entre os subsistemas possibilita que, em determinados momentos, um subsistema com capacidade de geração acima de sua demanda transfira energia para outro subsistema, caso este não consiga suprir sua demanda, por exemplo. Isto é muito conveniente no caso do Brasil, visto que sua matriz energética é majoritariamente composta por energia hidrelétrica e suas regiões geográficas possuem regimes hidrológicos com certo grau de complementaridade. Em outras palavras, em épocas do ano em que os reservatórios de usinas hidrelétricas estão cheios em algumas regiões, os reservatórios de outras regiões podem estar mais vazios. Neste caso, para suprir a deficiência hídrica de usinas com reservatórios mais vazios, o ONS pode determinar o atendimento à demanda de um subsistema com energia elétrica produzida em outro subsistema.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste é o maior consumidor e maior produtor de energia elétrica do SIN. Segundo dados do ONS (2020a, 2020b), este subsistema foi responsável por 55,9% da energia produzida no país em 2019 (Figura 3) e 58,3% da energia consumida no mesmo ano (Figura 4).

A diferença entre a geração total no SIN e o consumo total de energia é causada pelas perdas no sistema. A maior parte destas perdas ocorre nas transmissões de longa distância.

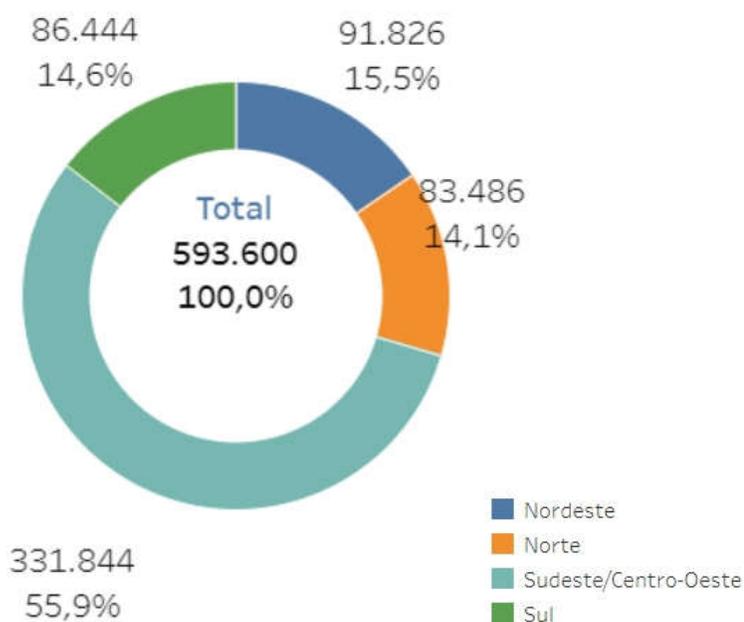


Figura 3 - Contribuição na geração de energia elétrica em GWh de cada subsistema em 2019 (ONS, 2020b).

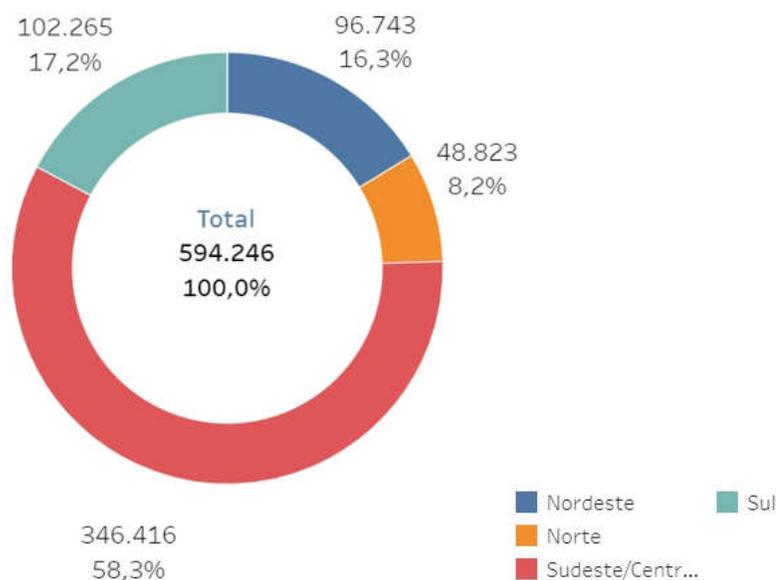


Figura 4 - Contribuição no consumo de energia elétrica em GWh de cada subsistema em 2019 (ONS, 2020a).

A matriz elétrica brasileira ainda é composta majoritariamente por fontes hidráulicas. As fontes térmicas e eólicas ocupam, respectivamente, a segunda e a terceira posições em termos de potência instalada e geração anual no sistema (Figura 5).

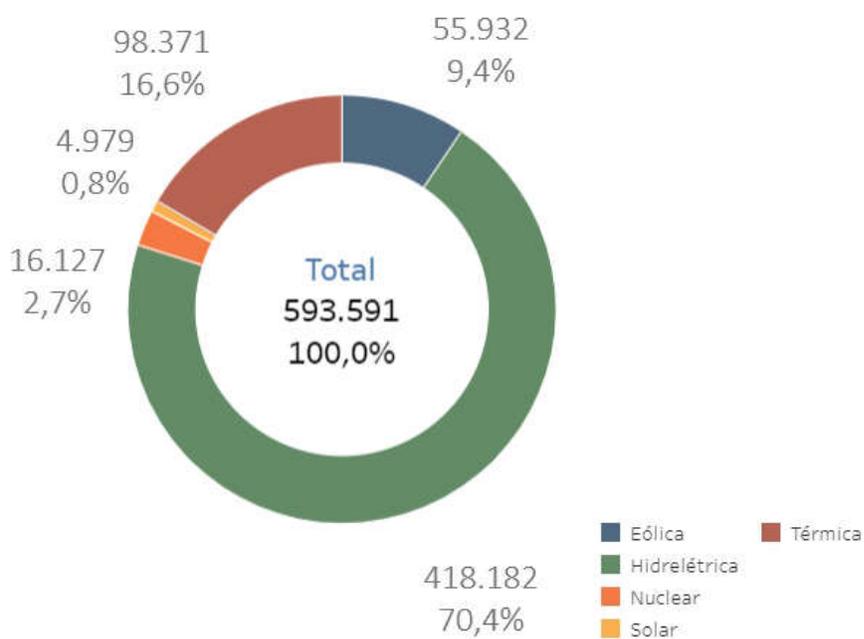


Figura 5 - Geração em GWh dos principais tipos de usina do SIN em 2019 (ONS, 2020b).

Os diferentes tipos de usinas possuem determinadas características que impactam diretamente no planejamento da geração e na operação em tempo real do SIN. Na seção 2.2, são abordados aspectos da operação em tempo real do sistema e seu planejamento, enquanto a seção 2.3 aborda os principais tipos de fontes geradoras do SIN e suas características operacionais que mais impactam neste planejamento e na operação.

2.2. Planejamento da operação do SIN

O planejamento da operação de um sistema com um número tão grande de variáveis e de grande abrangência territorial como o SIN é extremamente complexo. Os aspectos do planejamento envolvem a programação de geração das unidades geradoras despacháveis do sistema, paradas de máquinas para manutenção, intercâmbios nacionais e internacionais, fluxos de potência, formação de preços, planos de contingência e outros.

Dentre estes aspectos, a programação da geração é um dos pontos chaves para a segurança de suprimento e operação ótima do sistema, e será mais bem detalhado nas seções seguintes.

2.2.1. Previsão de carga

Os estudos de previsão de carga realizados pelo ONS possuem as funções de fornecer insumos tanto para o planejamento da expansão do sistema quanto para o planejamento de sua operação. Neste trabalho, serão abordados apenas os aspectos necessários para o planejamento da operação energética.

Este planejamento ocorre em 5 diferentes níveis de horizonte: anual, médio prazo, quadrimestral, mensal e diário. A previsão de carga para cada horizonte de planejamento ocorre em diferentes bases:

- Planejamento anual: a previsão de demanda objetiva antever o comportamento da carga global de energia por agente, área e subsistema do SIN para um horizonte de 5 anos em bases mensais;
- Planejamento de médio prazo: são consolidadas as previsões de demanda por agente e por barramento da rede do sistema com intervalo de integralização de uma hora. É feito anualmente e seu horizonte compreende o intervalo entre

janeiro do segundo ano em relação ao ano de início do estudo a abril do ano subsequente;

- Planejamento quadrimestral: os dados de previsão de carga são os mesmos utilizados para o planejamento de médio prazo. Os estudos são realizados para os períodos de janeiro a abril, maio a agosto e setembro a dezembro. Os resultados são sempre disponibilizados com, no mínimo, um mês de antecedência;
- Planejamento mensal: os dados de previsão de carga são os mesmos utilizados para o planejamento quadrimestral e de médio prazo. Os estudos são realizados para cada mês e os dados são disponibilizados até o dia 25 do mês anterior ao período de estudo;
- Planejamento diário: são consolidados os dados de previsão de demanda, com intervalos de integralização de 30 minutos, por agente, área, subsistema e SIN como um todo. Este planejamento é feito diariamente no dia anterior ao período de estudo.

Como o tema principal deste trabalho envolve sistemas de armazenamento de energia, será dado maior foco no planejamento diário da operação, já que estes sistemas atuam com curvas de geração que variam em escala horária ou até mesmo de minutos.

2.2.2. Programação de geração

De acordo com os Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2017d), a programação diária da operação do SIN busca a otimização de sua operação através do suprimento de energia nas melhores condições técnicas, econômicas e com maior segurança operacional possível das demandas previstas, considerando a integridade de equipamentos e as restrições existentes. Para isso, são programadas as gerações diárias, com intervalos de integralização de 30 minutos, de unidades geradores hidráulicas, térmicas e eólicas, além de intercâmbios nacionais, internacionais e entre agentes.

O Programa Diário de Operação Eletroenergético (PDE) é o produto da programação diária de geração realizada pelo ONS. As principais variáveis analisadas diariamente neste estudo para a formulação do PDE são as previsões de aflúências e meteorológicas, as restrições para controle de cheias, os requisitos de uso múltiplo da água, as restrições ambientais, os cronogramas de manutenção, de geração e transmissão, as declarações

de disponibilidade, as restrições operativas das unidades geradoras, os motivos do despacho das usinas térmicas, intercâmbio em interligações internacionais, as restrições operativas do sistema de transmissão e as diretrizes para a operação elétrica do SIN.

O programa mensal de operação também fornece diretrizes para a formulação do PDE. No entanto, nem sempre essas diretrizes são seguidas, pois estão sujeitas a análises de viabilidade de acordo com as condições hidroenergéticas momentâneas do sistema.

Com relação à segurança de atendimento à carga, o ONS avalia as condições de atendimento sob dois aspectos. São avaliadas a capacidade de geração do sistema para atendimento à demanda nos horários de ponta e as condições de atendimento energético (quantidade de energia). Estas avaliações objetivam identificar eventuais necessidades de alterações em horários de manutenção ou intervenções em unidades, bem como a implementação de medidas operativas adicionais para elevar a disponibilidade de potência (ONS, 2017d). Tais medidas podem incluir alterações em gerações previstas para determinadas unidades geradoras ou em intercâmbios.

Atendidas as premissas de disponibilidade e segurança de atendimento à carga, o ONS elabora e encaminha aos agentes geradores Tipo I (usinas conectadas à rede básica ou qualquer usina hidrelétrica) uma proposta de referência para geração diária integralizada por patamares de carga. Estes agentes, por sua vez, elaboram e enviam ao ONS uma proposta de programação de geração com intervalos de integralização de 30 minutos buscando atender à proposta do ONS por patamar de carga e às restrições operativas locais, e buscando preservar diretrizes de otimização local e global do sistema (ONS, 2017d). Usinas do Tipo II (usinas que não causam impactos diretos na segurança elétrica da rede, mas que afetam os processos de planejamento da operação) também enviam sua programação de geração com o mesmo intervalo de geração, mas não recebem a proposta de referência do ONS.

Após validação das propostas dos agentes geradores Tipos I e II pelo ONS, são feitas simulações de fluxos de potência, utilizando dados das propostas para avaliar se estão sendo atendidas algumas restrições físicas da rede, como limites de carregamento dos componentes e limites de linhas de transmissão. Sempre que verificadas violações dessas restrições, os agentes são comunicados para adequarem suas programações.

A programação final de geração diária é aprovada e estabelecida para os agentes geradores Tipos I e II até as 14:00 do dia anterior ao dia programado.

Os programas diários de geração das usinas classificadas na modalidade de operação Tipo III (unidades não conectadas à rede básica que não causam impactos no

planejamento da operação e autoprodutores conectados à rede básica), são informados através das distribuidoras em que se encontram conectadas (ONS, 2017d).

2.2.3. Operação em tempo real

A operação em tempo real do SIN objetiva cumprir as diretrizes estabelecidas nas programações através da supervisão e controle de volumes de geração, intercâmbios, tensão, frequência e níveis de reservatórios. Motivados por comportamentos inesperados da demanda e/ou contingências nos sistemas de transmissão e geração, as gerações e transmissões são ajustados com relação ao programado para manter a qualidade do suprimento de energia.

As principais etapas da operação em tempo real podem ser divididas em 5 (ONS, 2007):

- Coordenação da operação: organização e definição das ações de supervisão, controle e comando da operação;
- Supervisão da operação: observação das condições momentâneas do sistema a acompanhamento das ações de controle, comando e execução da operação;
- Controle de operação: monitorização dos valores (grandezas) momentâneas de equipamentos e linhas de transmissão e adoção de medidas para manutenção desses valores em estados desejáveis, determinando ações a serem tomadas pelos agentes da operação;
- Comando da operação: emissão de ordens para acionamentos em equipamentos de manobra ou dispositivos de controle para se atingir as condições determinadas pelo controle da operação;
- Execução da operação: realização das ordens de acionamentos emitidas pelo comando da operação.

O principal órgão responsável pela coordenação, supervisão e controle da rede de operação do SIN é o Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS). Sua atuação está concentrada na rede de operação sistêmica, que é a parcela do sistema de transmissão utilizada para integração eletroenergética do SIN.

O CNOS também atua de forma indireta, através de delegação aos quatro Centros Regionais de Operação: COSR-NCO (Norte e Centro-Oeste), COSR-NE (Nordeste), COSR-S (Sul) e COSR-SE (Sudeste). Estes atuam localmente dentro de suas regiões, principalmente em

fenômenos que podem trazer repercussões regionais. A Figura 6 mostra a sala de controle do COSR-NCO.

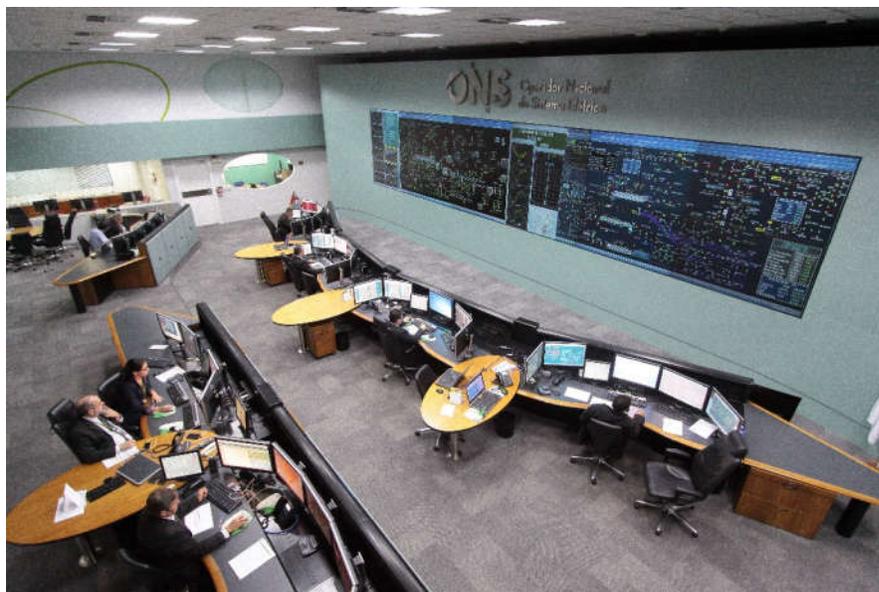


Figura 6 – Sala de controle do COSR-NCO (ONS, 2017a).

Uma das principais responsabilidades do CNOS e dos COSR é controlar o equilíbrio, em tempo real, da potência disponível e da demanda nos subsistemas e no SIN como um todo. Este controle é necessário para manter a frequência da rede em níveis aceitáveis, no caso do Brasil, entre 59,9 Hz e 60,1 Hz (ANEEL, 2010).

A alteração da frequência na rede é uma resposta natural ao desequilíbrio entre geração e demanda na rede. Quando há uma elevação da carga em relação à geração, a frequência na rede cai e, naturalmente, esta se eleva quando a geração cresce em relação à demanda.

O controle da frequência na rede é feito, basicamente, em duas instâncias: primária e secundária.

O controle primário de frequência é realizado de forma automática, no âmbito das próprias máquinas geradoras. Estas são equipadas com reguladores que ajustam suas velocidades para equilibrar a geração com a demanda e evitar desvios de frequência. As máquinas que possuem a capacidade de atuar no controle primário de frequência devem operar com uma potência abaixo de sua capacidade, para permitir um incremento na geração quando necessário. Esta potência reservada para o controle primário de frequência é chamada de reserva girante. Em geral, o tempo de resposta do controle primário de frequência é de 10 a 20 segundos

(COSTA, 2017) e, portanto, as máquinas que atuam neste controle devem ser capazes de variar sua potência gerada de forma rápida.

A Figura 7 apresenta um gráfico que exemplifica a atuação de uma unidade geradora no controle primário de frequência. No gráfico, considerando uma situação inicial de geração, demanda e frequência (ponto 1), após um acréscimo de demanda (de P_{D0} para P_{D1}), a frequência na rede é reduzida de F_0 para F_1 e a situação no gráfico se desloca para o ponto 2. Neste instante, a partir da ação dos reguladores de velocidade na unidade geradora, a característica de geração muda da linha G - G para G' - G' , elevando sua potência gerada e, por consequência, reestabelecendo a frequência para o valor inicial F_0 , levando a situação do gráfico para o ponto 3.

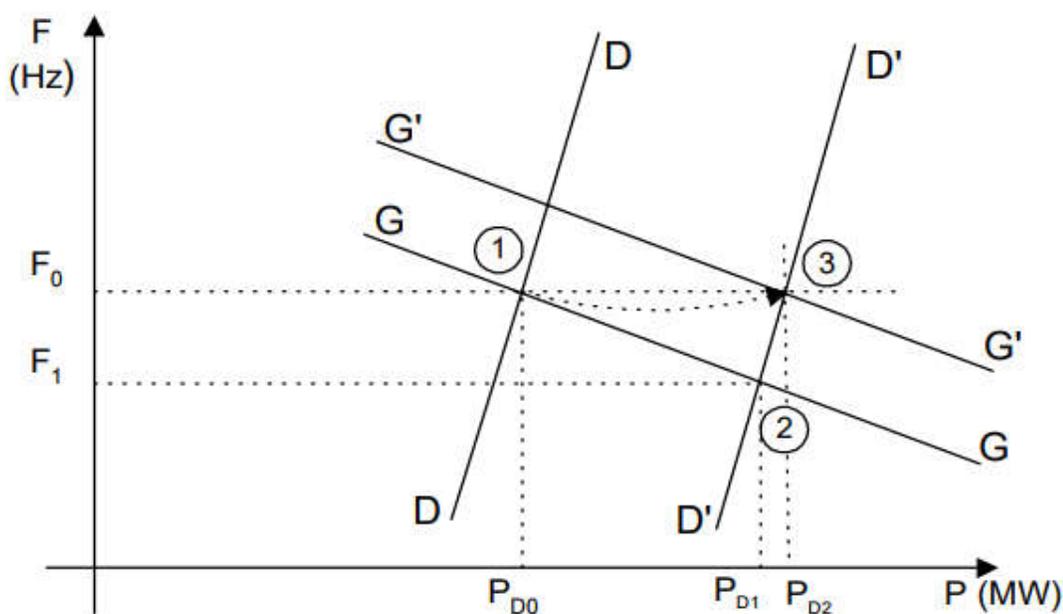


Figura 7 - Controle primário de frequência na rede (COSTA, 2017).

O controle secundário de frequência é realizado por unidades geradoras do sistema participantes do Controle Automático de Geração (CAG). Estas unidades são divididas por áreas de responsabilidades de cada COSR, que fazem a gestão do CAG das unidades sob sua responsabilidade. O CAG é um processo sistêmico de controle de geração das unidades geradoras participantes para manutenção da frequência no valor programado e/ou para controlar os valores de potência ativa dos intercâmbios de energia entre áreas do sistema. O controle secundário também é chamado de controle suplementar.

2.3. Principais fontes de geração do SIN e suas características operacionais

As principais fontes de geração do SIN são as hidrelétricas, termelétricas, termonucleares, eólicas e fotovoltaicas (Figura 5). Algumas destas fontes podem ser subdivididas em categorias de acordo com algumas de suas características físicas e operacionais.

As fontes de geração hidráulicas utilizam desníveis, naturais ou artificiais, para proporcionar um fluxo de água capaz de rotacionar turbinas que impulsionam geradores elétricos. No Brasil, este tipo de usina é subdividido em três categorias:

- Central Geradora Hidrelétrica (CGH): que possui capacidade instalada de até 1 MW;
- Pequena Central Hidrelétrica (PCH): que possui reservatório de até 3 km² e capacidade instalada entre 1 MW e 30 MW;
- Usinas Hidrelétricas (UHE): que possui reservatório com mais de 3 km² ou capacidade superior a 30 MW.

Além de serem a principal fonte de energia elétrica do país em geração (Figura 5), as usinas hidrelétricas possuem características operativas muito interessantes para o atendimento à demanda. No caso de hidrelétricas com reservatório, a capacidade de armazenamento de energia (de forma indireta, através da água represada) as possibilita selecionar os momentos de geração e acumular água quando a demanda pode ser suprida por outras fontes. Além da capacidade de reservação, as hidrelétricas conseguem variar suas potências de geração de forma muito rápida e são capazes de atuar nos controles primário e secundário de frequência, além de prover diversos tipos de serviços ancilares.

As usinas termelétricas são acionadas por energia térmica, obtida pela combustão de um combustível fóssil ou biomassa (ANEEL, 2015). Uma das formas de se categorizar estas usinas é de acordo com seus combustíveis que, no Brasil, podem ser biomassa, gás natural, óleo diesel, óleo combustível, carvão mineral ou outros combustíveis fósseis. Os combustíveis e as diferentes configurações das termelétricas conferem a estas características operativas relevantes para o planejamento do atendimento de demanda.

Dentre essas características, a flexibilidade das termelétricas é primordial no planejamento da operação. As usinas inflexíveis possuem capacidade de geração em rampa tão baixas que são capazes de operar apenas na base de geração. Usinas a carvão mineral, por

exemplo, podem levar de 2 a 6 horas para sair da parada total até sua capacidade máxima de geração (TOLMASQUIM, 2016).

Já as termelétricas de maior flexibilidade podem atuar no atendimento de ponta devido às suas capacidades de rampa. Termelétricas a gás de ciclo combinado (TGCC), por exemplo, conseguem variar sua potência gerada em 5% a 10% por minuto com relação à sua capacidade. Já as termelétricas a gás de ciclo simples (TGCS) são capazes de gerar em rampas de 20% a 30% por minuto (TOLMASQUIM, 2016). A Tabela 1 mostra um comparativo de tempos de partida, rampa máxima e tempo de zero a 100% de carga para alguns tipos de usinas.

Tabela 1 - Comparativo de flexibilidade entre alguns tipos usinas.

	TGCC	TGCS	Carvão	Hidro	Nuclear
Tempo de partida	40 a 60 min	< 20 min	1 a 6 horas	1 a 10 min	13 a 24 horas
Varição de carga em rampa	5% a 10% por minuto	20% a 30% por minuto	1% a 5% por minuto	20% a 100% por minuto	1% a 5% por minuto
Tempo de zero a 100% de carga	1 a 2 horas	< 1 hora	2 a 6 horas	< 10 min	15 a 24 horas

Fonte: Tolmasquim, 2016.

As usinas termonucleares também podem ser consideradas um tipo de termelétrica pelos seus princípios de funcionamento. No entanto, devido ao fato de sua fonte primária de energia não sofrer combustão como nas demais termelétricas, esse tipo de usina pode ser categorizado de forma separada. No seu caso, a geração de calor é proveniente da fissão nuclear. Assim como usinas a carvão, sua baixa flexibilidade inviabiliza o uso deste tipo de usina para atendimento a ponta e, portanto, geram energia tipicamente na base.

As usinas eólicas geram energia elétrica a partir da energia cinética do vento, que impulsiona pás de aerogeradores para rotacionar o eixo de um gerador. A potência instalada de uma planta eólica depende da quantidade de aerogeradores e seus modelos. Atualmente, os maiores aerogeradores do mundo ultrapassam os 130 metros de altura com rotores de mais de 120 metros de diâmetro. Com relação à potência, os aerogeradores podem ter capacidades inferiores a 75 kW (microgeradores) até cerca de 8 MW.

Suas características operacionais mais relevantes são intermitência, a não despachabilidade e a imprevisibilidade da disponibilidade de sua fonte de energia. Como sua geração é uma função direta da velocidade instantânea de ventos que incidem sobre as pás dos

aerogeradores, não é possível controlar a potência gerada neste tipo de usina. Assim, a variabilidade e a imprevisibilidade dos ventos trazem estas mesmas características à geração de um parque eólico.

As fontes eólicas já representaram pouco mais de 9% da geração de energia elétrica no Brasil em 2019 (Figura 5) e seu crescimento é muito rápido no país. Segundo o MME (BRASIL, 2017), o crescimento da geração destas usinas no Brasil de 2015 para 2016 foi de 54,9%. De 2017 para 2018, a taxa de crescimento desta fonte diminuiu, mas continua positiva com 14,4% (BRASIL, 2019). A continuar este crescimento, em pouco tempo, sua representatividade no SIN terá ainda mais relevância e suas características operacionais se refletirão nas características do sistema como um todo.

No subsistema Nordeste, a representatividade da geração eólica já é muito considerável. Em 2019, as fontes eólicas foram responsáveis por 52,9% da geração total no subsistema, gerando mais que o dobro das fontes hidráulicas, a segunda que mais produziu na região (Figura 8).

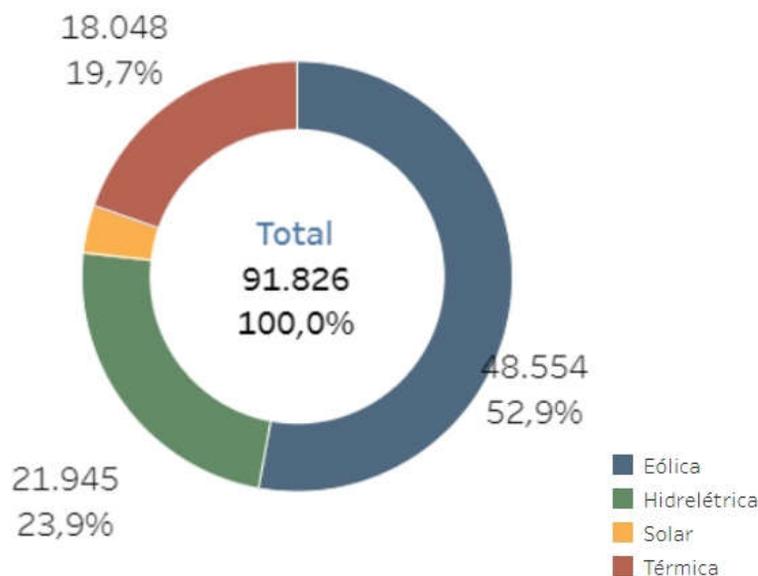


Figura 8 - Geração em GWh dos principais tipos de usina no Nordeste em 2019 (ONS, 2020b).

A forte participação de fontes eólicas no subsistema Nordeste confere a este uma intermitência em sua geração que tem sido suprida por “importações” de energia dos outros subsistemas. A Figura 9 mostra, para o período compreendido entre os dias 20 de dezembro de 2015 e 27 de janeiro de 2016, a geração das usinas eólicas, termelétricas e hidrelétricas no subsistema Nordeste, além da energia que chega ao subsistema por intercâmbio. Na figura, fica

clara a complementaridade entre o intercâmbio e a geração eólica, de forma que os volumes de intercâmbio são maiores nos dias em que a geração eólica é menor (PINHEIRO, 2016).

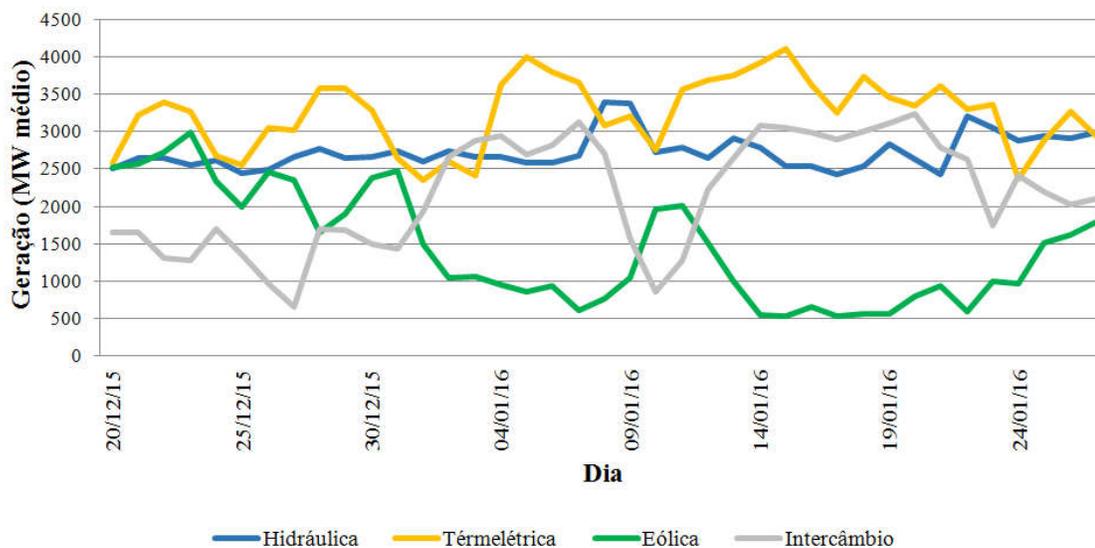


Figura 9 - Intercâmbio de energia elétrica e geração das principais fontes na região nordeste entre 20/12/2015 e 27/01/2016 (PINHEIRO, 2016).

A energia fotovoltaica é definida por Sampaio e González (2017) como eletricidade obtida diretamente pela conversão de energia solar. Esta conversão acontece devido ao efeito fotovoltaico, que pode ocorrer em materiais semicondutores. Nestes materiais, existe um “espaço” entre a camada de valência e a camada de condução em seus átomos. Para que o efeito fotovoltaico ocorra, os elétrons na camada de valência são excitados pela energia da luz do sol, se livram da atração do núcleo do átomo e deixam a camada de valência para a camada de condução, onde podem ser conduzidos de forma contínua, caracterizando uma corrente elétrica.

Assim como as usinas eólicas, as usinas fotovoltaicas possuem baixo custo de operação, utilizam fontes inesgotáveis de energia e causam baixos impactos ambientais. No entanto, também contam com as principais desvantagens das fontes eólicas: intermitência e não despachabilidade.

A intermitência das usinas fotovoltaicas possui características um pouco distintas daquelas das usinas eólicas. A maior e mais óbvia diferença é o fato de as usinas fotovoltaicas não gerarem energia à noite. Além disso, a previsibilidade de dias ensolarados ou dias de chuva é melhor para usinas fotovoltaicas, principalmente em épocas e regiões mais secas.

As fontes fotovoltaicas ainda representam uma porção muito pequena da geração total no SIN (0,5%). No entanto, seu crescimento relativo de 2017 para 2018 (316,1%) foi o

maior dentre todas as fontes da matriz com grande diferença para as demais (BRASIL, 2019). Se esta tendência continuar, como é esperado, certamente esta fonte terá participação significativa na matriz, trazendo ainda mais características de imprevisibilidade, variabilidade e não despachabilidade ao sistema.

Um dos motivos que ajuda no rápido crescimento destas fontes é a geração distribuída (GD). Esta modalidade de geração permite que consumidores de energia elétrica, até mesmo residenciais, gerem energia através de painéis fotovoltaicos particulares. A energia gerada que não é consumida pela unidade consumidora pode ser injetada na rede elétrica, gerando descontos em sua fatura de energia elétrica. O recente crescimento da GD se deve ao fato de que os preços para sistemas de geração autônomos utilizando painéis fotovoltaicos reduziram nos últimos anos devido, principalmente, à redução dos custos para sua produção.

2.4. Principais desafios para planejamento e operação do SIN

Além de estar preparado para os desafios que envolvem o planejamento e a operação do SIN, o setor elétrico brasileiro deve estar em constante adaptação às suas mudanças, principalmente com relação às características de oferta e demanda de energia elétrica.

A demanda por energia elétrica é variável ao longo de um dia e seus padrões são determinados por atividades e comportamentos praticados por indivíduos. Tais padrões de consumo de energia elétrica ao longo do dia sofrem alterações no decorrer dos anos devido, dentre outras razões, a mudanças comportamentais, tecnológicas e climáticas.

Um dos fenômenos que se observou nos últimos anos foi a alteração do horário e da magnitude do pico de demanda no SIN durante o verão. A Figura 10 mostra como as curvas de demanda mais recentes possuem picos mais acentuados e mais próximos das 15 horas, diferentemente do que acontecia até 2005, quando o pico era menos acentuado e próximo das 19 horas.

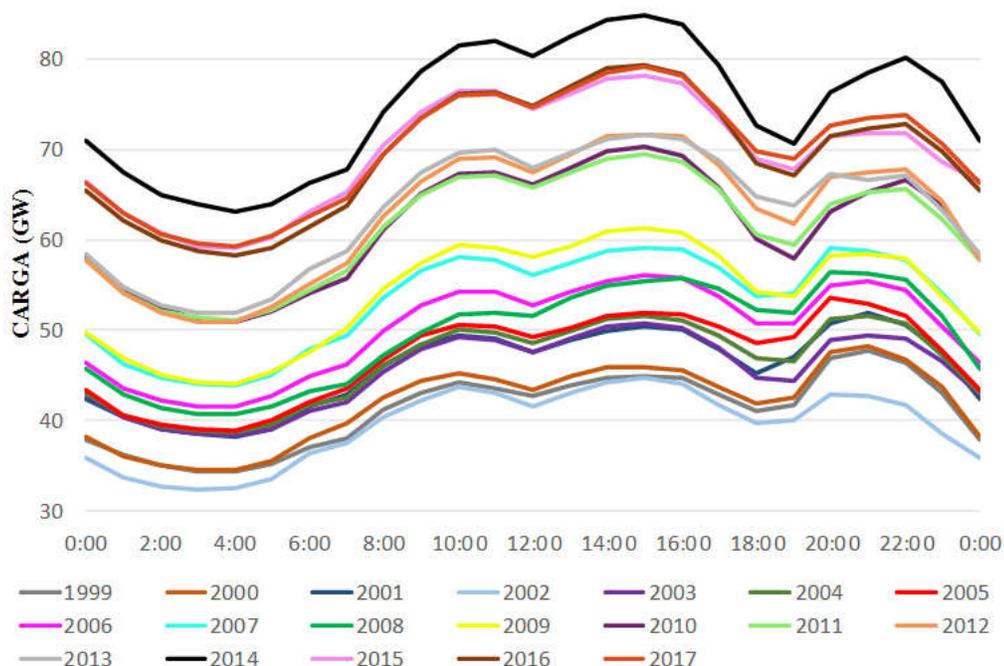


Figura 10 - Curvas de demanda horária do SIN para quartas-feiras típicas de verão dos anos de 1999 a 2017 (adaptado de COSTA et al., 2018).

Quanto maior a variabilidade da demanda ao longo do dia e quanto mais acentuados são seus picos, maior a necessidade de unidades geradores despacháveis no sistema, já que a variação da demanda deve ser acompanhada pela variação da potência gerada. Assim, a expansão da matriz energética através de fontes eólicas e solares, apesar de ambientalmente interessantes, reduzem a capacidade relativa de atendimento à ponta. Em termos de características operacionais, a expansão da capacidade de geração do sistema elétrico brasileiro não vai de encontro às necessidades da demanda.

A impossibilidade de armazenar insumos em usinas fotovoltaicas e eólicas pode acarretar desperdício de energia em momentos em que a disponibilidade de geração for superior à demanda. Apesar de mais comum nestes tipos de usinas, este problema pode ocorrer também em fontes despacháveis, como usinas hidrelétricas.

Os reservatórios de algumas usinas hidrelétricas possuem objetivos múltiplos. Além de gerar desnível e armazenar energia potencial na forma de água, é comum que estes reservatórios atuem no controle de cheias, especialmente em bacias hidrográficas de regiões montanhosas. Nestes casos, pode haver situações em que a usina deve liberar água para jusante para atender à questões de segurança em controle de cheias e, se nestes momentos, não houver demanda para geração, esta água será liberada em forma de vertimento, caracterizando

desperdício de energia. Uma situação deste tipo ocorre em usinas da bacia do rio Uruguai e será apresentada com mais detalhes no capítulo 6.

Além de unidades geradoras despacháveis, um sistema elétrico necessita de boa capacidade geração em rampa para acompanhar as variações da demanda e, se somente usinas com custos de geração mais altos tiverem esta capacidade, o sistema se encontrará despachando fora da ordem de mérito em muitas ocasiões.

A capacidade instantânea de geração em rampa de uma usina é função da potência instantânea gerada. Por este motivo, em um sistema elétrico, algumas usinas com boa capacidade de rampa devem permanecer funcionando para atender a variações imprevistas na demanda e manter o controle de frequência da rede, mesmo que com custos mais elevados que outras usinas que não estão gerando em sua máxima capacidade naqueles momentos. Esta potência gerada que está preparada para bruscas variações é a reserva girante do sistema e a Figura 11 ilustra a necessidade desta reserva em um sistema. Na figura, a potência a ser regulada é representada em vermelho e é componente da geração total representada em verde. Em azul está representada a demanda prevista para o sistema, que não conta com variações bruscas.

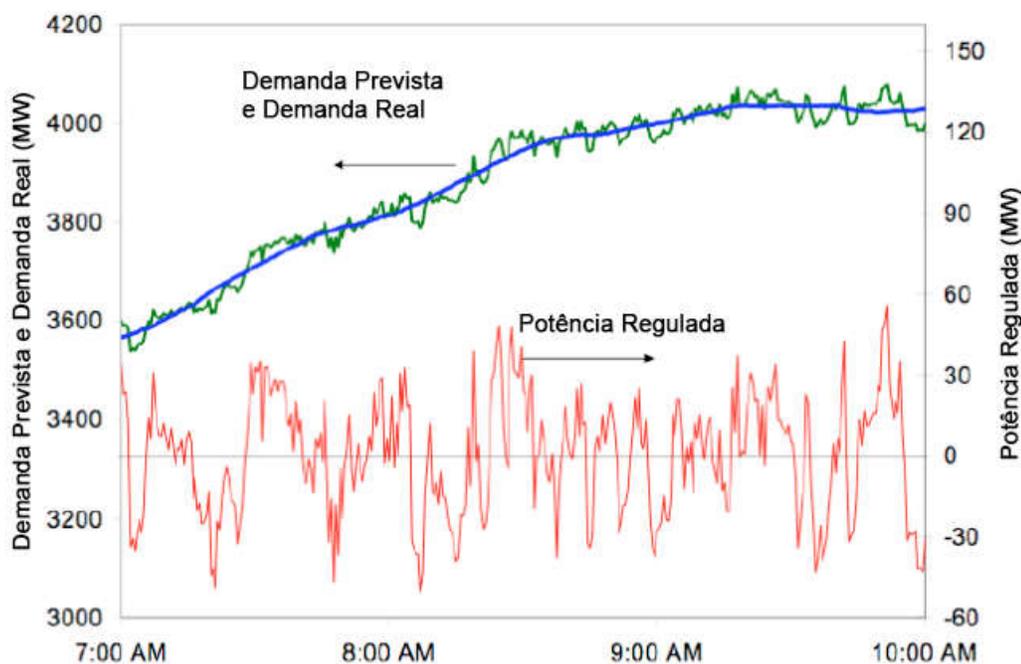


Figura 11 – Controle de frequência em sistema elétrico (adaptado de KIRBY, 2004).

A reserva girante pode trazer custos adicionais a um sistema não só pelo despacho fora de ordem de mérito, mas também pela geração ineficiente de algumas unidades, com

potências de saída muito distantes de seus pontos ótimos. Denholm et al (2010) exemplificam estes custos adicionais provenientes de reserva girante.

A Figura 12a mostra um despacho hipotético, sem restrições de rampa nas usinas e com uma demanda completamente previsível. Nela, duas usinas de base geram de forma constante enquanto uma de custo intermediário e duas de ponta variam suas gerações para acompanhar a demanda. Nesta situação ideal, a usina intermediária não precisa variar rapidamente sua geração e, portanto, não fornece reserva girante. Assim, usinas de maiores custos são ligadas quando a capacidade das mais baratas se esgotam. Já a Figura 12b fornece um exemplo de despacho mais realista. Neste caso, usinas de custos mais baixos não geram em sua máxima capacidade para acomodar a geração de usinas mais flexíveis e mais caras que fornecem reserva girante, o que eleva os custos totais de operação do sistema.

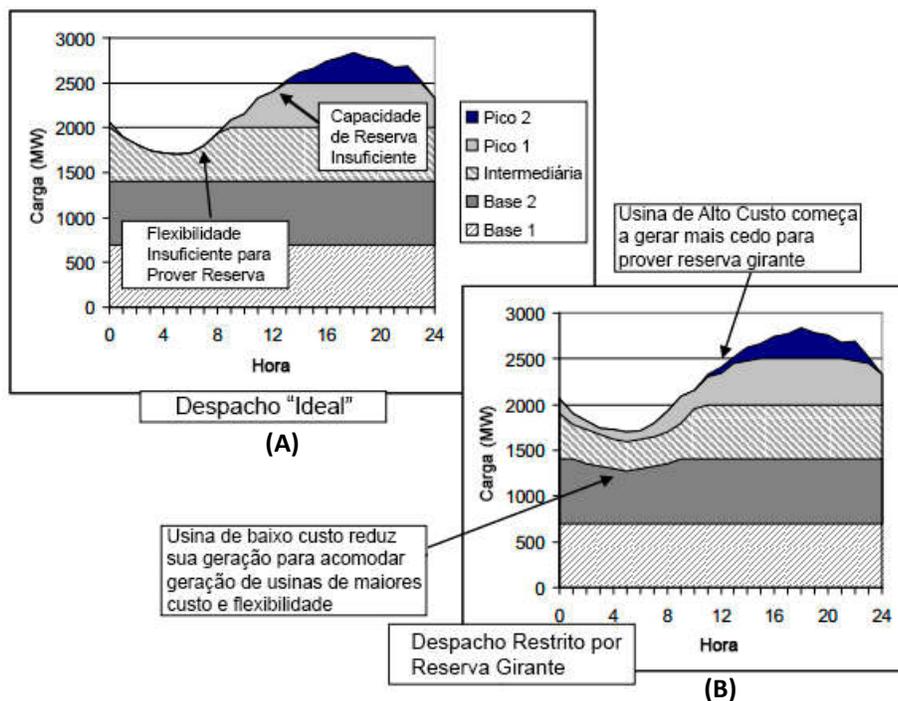


Figura 12 – Comparação entre despachos ideal e restrito por reserva girante (adaptado de DENHOLM et al, 2010).

Além do Brasil, outros países passam por situações de despachabilidade insuficiente em seus conjuntos de usinas e, para elevar esta característica em seus sistemas, utilizam unidades de armazenamento de energia. Estes sistemas são despacháveis e possuem a capacidade de armazenar a energia gerada por outras fontes. O capítulo seguinte mostra alguns

aspectos relevantes sobre a operação deste tipo de sistema e apresenta características dos tipos mais comuns de sistemas de armazenamento de energia.

3. ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Sistemas de armazenamento de energia são capazes de absorver algum tipo de energia armazenável ou converter energia não armazenável em armazenável, de modo que o sistema possa gerar energia útil quando conveniente. Tipos de energia não armazenável incluem som, luz e eletricidade, enquanto calor, energia química, potencial gravitacional e pressão estática são exemplos de energia armazenável.

Os sistemas de armazenamento estudados neste trabalho utilizam como fonte de abastecimento a eletricidade, que é transformada em algum tipo de energia potencial e, em momentos convenientes, pode ser transformada novamente em energia elétrica.

A necessidade de sistemas de armazenamento de energia em sistemas elétricos cresceu muito recentemente devido à forte penetração das fontes intermitentes de energia elétrica, em especial, eólica e fotovoltaica. Esta necessidade se deve ao fato de que tais fontes não conseguem fornecer energia de forma ininterrupta e seus horários de geração dependem das condições pouco previsíveis do tempo (velocidade e direção de ventos, e radiação solar). Assim, os sistemas de armazenamento de energia podem suprir uma determinada demanda nos momentos em que a geração das fontes intermitentes não é suficiente. Além disso, as fontes intermitentes são capazes de abastecer os sistemas de armazenamento nos momentos em que sua geração não é necessária para atender a alguma demanda.

Em sistemas elétricos de grande escala, mitigar a intermitência de algumas usinas elétricas não é a única função dos sistemas de armazenamento de energia. Luo et al. (2015) elencam os principais serviços que podem ser oferecidos por estes sistemas. Dentre eles, alguns se enquadram no contexto de grandes sistemas elétricos:

- Complementação de fontes intermitentes: mitigação dos efeitos da intermitência de fontes alternativas de energia;
- Geração em rampa: capacidade de variar gradualmente a potência gerada por um sistema elétrico com a finalidade de acompanhar a variação de uma determinada demanda;
- Arbitragem ou *Time-shifting*: possibilidade de armazenar energia da rede em momentos em que esta é mais barata (patamares de carga mais baixos) para gerar nos momentos em que a energia é mais cara (patamares de carga mais elevados);

- Atendimento à ponta: acréscimo na capacidade de geração de alta despachabilidade no sistema elétrico, possibilitando a complementação da geração de base para atender à demanda nos horários do dia em que esta é mais elevada;
- Armazenamento sazonal: armazenamento de energia para ser utilizada meses depois. Possui utilidade em sistemas com grande variação sazonal de demanda e/ou disponibilidade de energia;
- Controle de frequência: variação sensível na potência de saída para equilibrar com a demanda e manter estável a frequência da rede;
- *Black-start*: capacidade de, a partir de uma situação de parada completa devido a um distúrbio na rede, iniciar a geração de energia com recursos próprios e em pouco tempo;
- Suporte de potência reativa: fornecimento ou absorção de energia reativa, com o objetivo de controlar a tensão da rede de operação, mantendo-a dentro dos limites de variação aceitáveis;
- Reserva girante: é a diferença entre a máxima potência ativa capaz de ser fornecida por uma unidade geradora em operação e a potência ativa que, de fato, está sendo fornecida por ela. Esta reserva é necessária para suprir variações de carga ou eventuais interrupções de geração de outras unidades geradoras;
- Reserva parada: capacidade de geração de potência ativa em unidades geradoras que não se encontram em operação, mas podem começar a gerar em um curto intervalo de tempo (em torno de 15 minutos).

Luo et al. (2015) classifica os sistemas de armazenamento de energia elétrica em seis tipos, de acordo com seus processos de conversão de energia, como mostra a Figura 13.

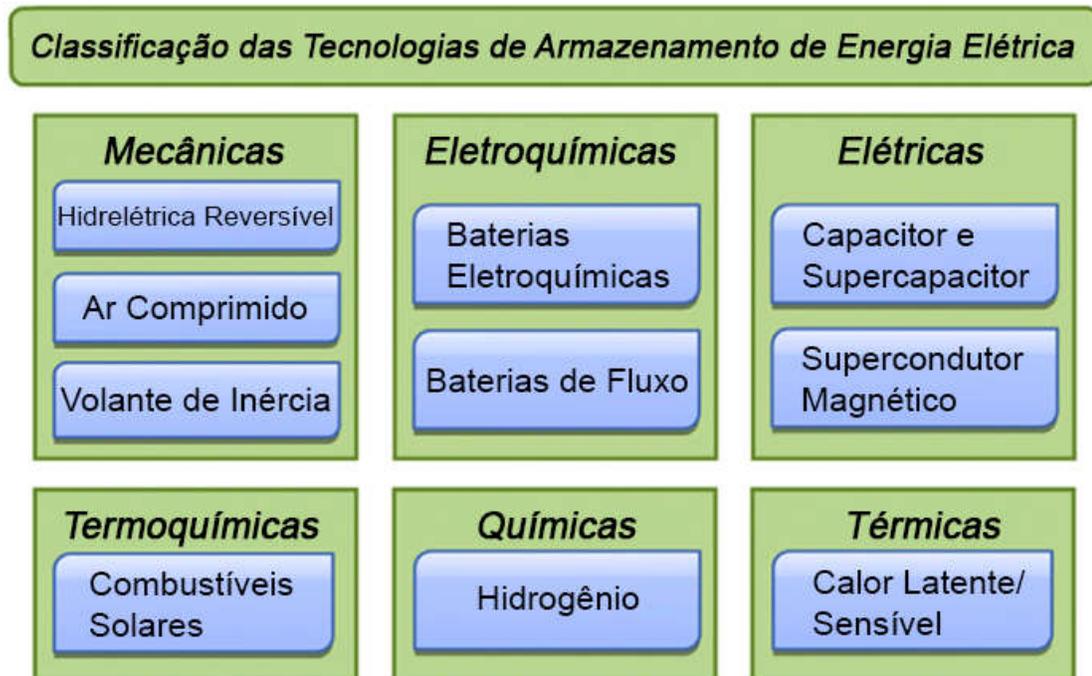


Figura 13 - Classificação dos tipos de armazenamento de energia elétrica (adaptado de LUO et al., 2015).

As funcionalidades dos sistemas de armazenamento de energia dependem de alguns parâmetros técnicos característicos de cada tipo. Dentre estes, alguns se destacam, sendo fundamentais para a análise de viabilidade econômica e escolha do tipo de sistema de armazenamento para determinado sistema elétrico. Estes parâmetros são:

- Potência instalada (W): potência nominal ou capacidade máxima instantânea de geração do sistema de armazenamento;
- Capacidade de armazenamento (Wh): quantidade de energia que pode ser armazenamento pelo sistema;
- Eficiência de ciclo (%): relação entre a energia gerada e a energia consumida em um ciclo;
- Densidade de energia (Wh/L): relação entre a quantidade de energia que pode ser armazenada no sistema de armazenamento e seu volume;
- Densidade de potência (W/L): relação entre a potência instalada no sistema de armazenamento e seu volume;
- Vida útil (anos): tempo durante o qual um sistema de armazenamento funciona com eficiência aceitável;

- Máximo de ciclos (ciclos): quantidade máxima de ciclos de carregamento e descarregamento que um sistema de armazenamento pode ter até que seu funcionamento atinja uma eficiência menor que a aceitável;
- Tempo de resposta: tempo que um sistema de armazenamento leva para começar a gerar energia a partir de um comando;
- Auto descarregamento (%/dia): relação entre a quantidade de energia naturalmente descarregada pelo sistema, de forma indesejável, e o total de energia que nele foi armazenada;
- Tempo máximo de armazenamento: tempo máximo que um sistema consegue armazenar energia sem que toda esta energia seja consumida por auto descarregamento;
- Tempo de descarregamento: tempo pelo qual o sistema consegue gerar energia com uma potência desejável;
- Custo de implantação (US\$/kW): relação entre o custo total da construção do sistema de armazenamento e sua potência instalada;
- Custo da energia (US\$/kWh): custo de geração de um kWh de energia elétrica pelo sistema de armazenamento;
- Custos de operação e manutenção (US\$/ano): custos associados à operação e à manutenção do sistema de armazenamento durante o período de um ano.

Dentre os sistemas de armazenamento de energia apresentados, alguns possuem aplicações, além de viabilidade técnica e econômica, que se adequam a grandes sistemas elétricos. Destes, enquanto alguns já possuem maturidade tecnológica e uso comercial, outros possuem boas perspectivas para integrar grandes sistemas elétricos em breve, como supercapacitores, supercondutores magnéticos, combustíveis solares e hidrogênio. A seguir, são apresentadas as principais características dos sistemas de armazenamento de energia que já possuem maturidade comercial e que serão objeto de estudo deste trabalho: usinas hidrelétricas reversíveis, usinas a ar comprimido, volantes de inércia, baterias eletroquímicas e baterias de fluxo.

3.1. Ar comprimido

Em um sistema de armazenamento de energia em ar comprimido (AAC), a energia elétrica é convertida em energia potencial de pressão ao ser utilizada para fazer funcionar

compressores de ar. Neste tipo de sistema, o ar atmosférico é armazenado em reservatórios naturais ou artificiais em altas pressões. No momento da geração, este ar é descomprimido para fluir com velocidade suficiente para girar uma turbina que, acoplada a um gerador, gera energia elétrica.

Atualmente, existem apenas dois sistemas de AAC de grande escala em operação no mundo: a usina de Huntorf, na Alemanha e a usina de McIntosh, nos Estados Unidos.

3.1.1. Breve histórico dos sistemas de AAC

O primeiro registro de patente envolvendo AAC é datado do início dos anos 1940, nos Estados Unidos, submetido por F. W. Gay (GAY, 1948). No entanto, esta tecnologia só começou a ser mais estudada e considerada como uma opção de armazenamento de energia ligada a redes de energia elétrica ao final dos anos 1960, já que havia pouca necessidade destes tipos de sistemas até então. Esta situação começou a se alterar no país com a introdução de novas usinas de base, principalmente nucleares e termelétricas, trazendo uma vantagem econômica em armazenar energia de baixo custo gerada fora da ponta para utilizá-la nos momentos de pico de demanda (BUDT et al., 2016).

Na Alemanha, mais especificamente na região norte do país, o desenvolvimento de tecnologias de AAC também começou no final dos anos 1960 motivado por três fatores principais particulares daquela região: necessidade de armazenamento de energia; condições geológicas favoráveis para a tecnologia (disponibilidade de cavernas de sal); necessidade de unidades com capacidade de *Black-start* na rede elétrica, que pode ser provido por um sistema de AAC (BUDT et al., 2016). Nesta região, na cidade de Huntorf, foi implantada a primeira usina de AAC em grande escala do mundo ligada à rede elétrica, em 1978, com 290 MW de potência que seriam aumentados para 321 MW em 2006. Mais detalhes sobre este projeto são explorados na seção seguinte.

Em meados dos anos 1970, alguns grandes projetos de P&D sobre AAC nos Estados Unidos começaram a ser desenvolvidos motivados pelo projeto de Huntorf (KALHAMMER & SCHNEIDER, 1976). No entanto, a usina de McIntosh, primeira planta de AAC do país e segunda do mundo, só foi instalada em 1991, no estado do Alabama, com 110 MW de potência. Na seção seguinte, mais detalhes deste empreendimento são abordados.

Nos Estados Unidos, algumas usinas de AAC estão em fase de projeto atualmente e planeja-se que entrem em operação em um futuro próximo. Segundo o *United States*

Department of Energy [DOE] (2014), no estado da Califórnia, pretende-se colocar em operação uma usina de AAC de 300 MW entre 2020 e 2021. No estado do Texas, uma usina foi anunciada próxima à cidade de Dallas (ST JOHN, 2013). Outros projetos no país incluem uma usina com armazenamento não subterrâneo no Havaí, além de uma usina com capacidade entre 100 e 300 MW no estado de Nebraska (BUDT et al., 2016).

De acordo com a Gaelectric Energy Storage (2015), na Europa, uma usina de AAC com 330 MW de capacidade de geração na Irlanda do Norte está próxima de ter suas obras iniciadas e alguns sítios propícios para a implantação da tecnologia foram identificados no Reino Unido, Alemanha, Dinamarca e Holanda.

3.1.2. Aspectos técnicos envolvendo AAC

Além da pressão que, por definição, é uma grandeza que varia nos processos de compressão e descompressão de fluidos, a temperatura também exerce forte influência nas características destes processos. Sendo assim, os sistemas de armazenamento de energia em ar comprimido podem ser classificados em três tipos (diabáticos, adiabáticos e isotérmicos), de acordo com a forma como ocorrem as transferências de calor durante os processos de compressão e descompressão do ar:

- Sistemas de AAC diabáticos (AAC-D): estes sistemas trocam calor com o ambiente ou fontes externas. Durante a compressão, o calor gerado por este processo é perdido para o ambiente. Já antes do processo de expansão, uma fonte externa de calor é necessária para aquecer o ar. Este aquecimento é necessário para evitar que, durante a expansão, o ar alcance temperaturas tão baixas que possam provocar mau funcionamento nas máquinas da usina devido a congelamento de equipamentos ou condensação de partículas de água. As duas usinas de AAC em operação no mundo são deste tipo;
- Sistemas de AAC adiabáticos (AAC-A): nestes sistemas, o calor gerado pela compressão do ar é reaproveitado em seu processo de descompressão. Isto pode ser feito, teoricamente, de duas formas: com ou sem um dispositivo de armazenamento de calor. Assim, os sistemas de AAC-C podem ser subdivididos nessas duas categorias:
 - AAC-A sem armazenamento de calor: nos sistemas sem dispositivo de armazenamento de calor, o ar comprimido é armazenado com sua

temperatura final após a compressão, sem perdas de calor. Isso torna necessário que o ambiente onde o ar é armazenado seja resistente a temperaturas muito elevadas. Sistemas de compressão adiabática podem elevar a temperatura do ar atmosférico para 277 °C ao aumentar sua pressão para apenas 10 bar (BUDT et al., 2016), sendo que a usina de McIntosh opera com pressões de até 75 bar. Esta temperatura já seria inviável para a grande maioria dos projetos em discussão atualmente. Como este tipo de usina só seria tecnicamente viável com baixas pressões e, por consequência, baixas densidades de energia armazenada, torna-se difícil um projeto deste tipo economicamente viável;

- AAC-A com armazenamento de calor: nestes sistemas, o calor gerado na compressão é armazenado em um dispositivo com esta finalidade específica, de forma que, no processo de descompressão, este calor possa ser reaproveitado ao ser devolvido para o ar. A escolha e dimensionamento do dispositivo de armazenamento de calor tem alta influência na eficiência do ciclo da usina de AAC. Para se obter baixas perdas em seus processos, múltiplos estágios de compressão e descompressão podem ser adotados, de forma que as máquinas funcionem sempre em condições de temperaturas e pressões mais próximas de um estado ótimo de operação.
- Sistemas de AAC isotérmicos (AAC-I): em sistemas isotérmicos, os processos ocorrem de forma que o ar permaneça com temperatura constante. Sistemas deste tipo funcionam com conjuntos de pistões que operam com processos de compressão e expansão lentos o suficiente para que as trocas de calor ocorram nas próprias máquinas. Neste tipo de usina, que ainda não existe em escala comercial, os compressores trabalham com óleos. Estes, por sua vez, se comunicam com o ar nos reservatórios e o comprimem.

Um aspecto de grande importância nas usinas de AAC são suas formas de armazenamento de ar. Este armazenamento pode ocorrer, basicamente, de duas formas: com pressão constante (isobárica) ou com volume constante (isocórica).

O armazenamento isocórico é o mais comum e é o tipo utilizado nas duas usinas de AAC em grande escala operando no mundo. Ambas utilizam cavernas de sal como reservatório. Este tipo de caverna é adequado devido à sua impermeabilidade. Outras opções de

armazenamento isocórico são antigas minas abandonadas composta por rochas impermeáveis ou até mesmo soluções não subterrâneas e não naturais, como reservatórios metálicos de alta resistência a pressões internas.

Armazenamentos isobáricos são tecnicamente possíveis com a utilização de um reservatório hidráulicamente compensado (WOLF, 2011). Nesta configuração, o volume de ar armazenado em um reservatório é complementado por um líquido de forma que a pressão do ar permaneça praticamente constante. Assim, o nível de energia armazenado neste reservatório é dado pelo volume de ar nele armazenado e não pela sua pressão, como ocorre em armazenamentos isocóricos.

A eficiência das usinas de AAC-A e AAC-I pode ser calculada de forma semelhante àquela dos demais tipos de formas de armazenamento de energia. Já nas usinas de AAC-D, como é o caso das usinas de Huntorf e McIntosh, o mesmo não pode ser feito pelo fato de que estas podem ser consideradas como híbridas, sendo sistemas de armazenamento e geração. Isto porque parte da energia utilizada na geração vem de fontes térmicas.

Alguns dados da usina de McIntosh auxiliam na compreensão desta característica híbrida das usinas de AAC-D. Nela, para a geração de 1 kWh de eletricidade, consome-se 0,69 kWh de energia elétrica para fazer funcionar o compressor e 1,17 kWh de energia térmica para expandir o ar antes da geração. Ou seja, a geração de energia elétrica é maior que o consumo de energia elétrica, o que é possível porque consome-se também energia térmica no carregamento.

Devido a esta característica específica das usinas de AAC-D, dois tipos de cálculo de eficiência para estes sistemas são adotados. O primeiro deles, é definido pela simples razão entre a energia elétrica gerada e a soma de toda energia consumida (elétrica e térmica) durante um ciclo. Segundo Budt (2016), a eficiência calculada desta forma não é útil para comparar estas usinas com outros tipos de formas de armazenamento de energia, incluindo outros tipos de sistemas de AAC, devido à esta característica híbrida das usinas de AAC-D. No entanto, este cálculo é útil para comparar estas usinas entre si. Considerando este tipo de cálculo, as usinas que hoje operam no mundo, Huntorf e McIntosh, possuem eficiências de 42% e 54% respectivamente.

Uma outra forma de cálculo de eficiência para plantas de AAC-D foi desenvolvida com o objetivo de comparar suas eficiências com outras formas de armazenamento de energia. Neste cálculo, a eficiência é calculada pela razão entre a diferença da energia elétrica gerada e a energia térmica consumida, e a energia elétrica consumida. Neste cálculo, a energia térmica

consumida ainda é multiplicada por um fator de correção que simula a taxa de conversão de energia de uma termelétrica convencional cuja fonte de calor é a mesma da usina de AAC-D.

3.1.3. Conclusões e perspectivas para AAC

Ao contrário da expectativa de alguns autores, usinas de AAC não se disseminaram e nem se tornaram sistemas de armazenamento em grande escala capazes de competir com outros tipos mais difundidos, como UHRs e baterias. Um dos principais motivos para isso é a baixa eficiência dos ciclos daquela se comparada às destas usinas.

Apesar desta situação, as usinas de AAC ainda são consideradas formas baratas de se armazenar energia em grande escala e, por isso, ainda podem ser úteis em situações em que se necessita de armazenamento, mas as formas mais eficientes não são tecnicamente viáveis.

Budt (2016) aponta que, com o crescimento das fontes intermitentes, sistemas capazes de armazenar energia com ciclos longos (com duração maior que um dia) se tornarão mais viáveis. Nesse cenário, as usinas de AAC possuem vantagem técnica e econômica se comparadas a baterias, por exemplo.

Para armazenamento de energia em menor escala e de forma descentralizada, AAC já é uma tecnologia mais difundida e viável economicamente. Nestas condições, usinas de AAC-I, por exemplo, são mais viáveis e já existem algumas plantas piloto em operação em escala menor que 10 MW.

3.2. Baterias eletroquímicas

As baterias eletroquímicas armazenam energia através de reações químicas reversíveis. Durante o armazenamento, ocorrem reações químicas que consomem energia elétrica e, durante a geração, estas reações são revertidas restaurando os compostos químicos originais e liberando corrente elétrica. Existem diversos tipos de baterias eletroquímicas variando seus compostos químicos. Diversos autores como Beaudin et al. (2010), Luo et al. (2015) e Poullikkas (2013) discutem aspectos técnicos dos principais tipos de bateria, sendo eles: chumbo-ácido, níquel-cádmio, sódio-enxofre e íon-lítio.

Os bancos de baterias são uma das formas mais comuns de armazenamento de energia em grande escala aplicado a redes elétricas. Países como EUA, Japão e Alemanha se

destacam no uso desta tecnologia, tanto para mitigação de intermitência de fontes eólicas e fotovoltaicas quanto para provimento de serviços ancilares.

Segundo o *DOE Global Energy Storage Database*, em junho de 2018, havia 1059 sistemas de armazenamento de energia elétrica através de baterias eletroquímicas pelo mundo, totalizando 4.238 MW de potência instalada. Quase metade destes sistemas estavam localizados nos Estados Unidos, que lideravam no aproveitamento desta tecnologia com 507 projetos pelo país, totalizando 1.578 MW de potência instalada.

3.2.1. Breve histórico das baterias eletroquímicas

A invenção da bateria eletroquímica é creditada ao físico italiano Alessandro Volta, em 1799 (IRENA,2015). Volta contou com a contribuição de uma experiência realizada pelo anatomista Luigi Galvani, que, ao dissecar sapos, percebia neles espasmos musculares causados, supostamente, por correntes elétricas que se originavam nos tecidos dos animais. Volta acreditava que a corrente elétrica tinha origem nos metais que tocavam os sapos, sendo que os animais só serviam como condutores. Assim, realizou uma experiência substituindo tecidos vivos por ferro, cobre e panos molhados. Após o sucesso de sua experiência, Volta construiu, em 1800, o primeiro equipamento capaz de produzir uma corrente elétrica contínua, a pilha voltaica (Figura 14).



Figura 14 - Pilha voltaica (FOGAÇA, 2017).

Pouco depois da invenção da pilha, descobriu-se que estas poderiam ser associadas para se obter um conjunto com maior capacidade. Este conjunto de pilhas voltaicas constitui uma bateria. O termo bateria já havia sido utilizado por Benjamin Franklin para descrever um conjunto de garrafas de Leiden, consideradas precursoras dos capacitores. Franklin se inspirou, no entanto, no uso militar do termo “bateria”, que designava um grupo de armas que funcionavam em conjunto.

As primeiras baterias capazes de fornecer uma tensão constante por um período de tempo considerável foram desenvolvidas pelo químico britânico John Frederic Daniell em 1836 (HAMER, 1965). Estas baterias foram as primeiras a terem utilidade industrial e foram amplamente utilizadas em redes de telégrafos elétricos a partir do final dos anos 1830.

As células de Daniell, como eram conhecidos estes tipos de bateria, possuíam um eletrodo de zinco como ânodo mergulhado em uma solução de ácido sulfúrico. Esta solução se conecta com uma solução de sulfato de cobre, permitindo troca de íons entre elas. Imerso no sulfato de cobre fica o cátodo, uma placa de cobre. Além de uma tensão mais constante, esta configuração de bateria permitiu uma vida útil consideravelmente maior que as baterias de Volta, já que o eletrólito deposita cobre, um condutor, ao invés de hidrogênio no cátodo.

As células de Daniell tiveram outra contribuição histórica, a definição da unidade de medida de tensão elétrica. Em 1881, a força eletromotriz da célula de Daniell foi definida como 1 volt. Após ajustes, a força eletromotriz da célula de Daniell tem o valor de 1,10 V na definição contemporânea desta unidade.

Ao longo do século XIX, algumas variações da célula de Daniell foram criadas, mas sem grandes avanços em suas capacidades e aplicabilidades. Algumas destas variações foram as células de Bird, de Poggendorff, de Grove e de Dun.

Um grande avanço na tecnologia de baterias começou a acontecer com o surgimento das baterias secundárias, ou seja, baterias que, ao contrário das primárias, possuem a capacidade de serem recarregadas. Johann Ritter, em 1803, e Wilhelm Sinsteden, em 1854, apresentaram baterias com capacidade de serem recarregadas quando submetidas a uma tensão externa. No entanto, estas baterias não possuíam aplicações práticas, já que não eram capazes de armazenar energia suficiente para gerar em tensão e duração maior do que sua própria fonte de alimentação poderia fornecer (KURZWEILL, 2010).

Em 1859, Gaston Planté inventou a bateria chumbo-ácido, considerada a primeira bateria secundária prática. A *pile secondaire*, como foi chamada, era constituída por placas de chumbo separadas tecidos de borracha e imersas em uma solução de ácido sulfúrico. O arranjo proposto por Planté permitia a geração de correntes muito maiores que as das baterias propostas por Ritter e Sinsteden. Além disso, era capaz de armazenar a energia gerada por três células de Daniell ao ser carregada por cerca de 24 horas. (KURZWEILL, 2010).

Outra evolução considerável na história das baterias foi a primeira bateria seca, criada por Carl Gassner em 1886. Esta bateria era composta por um cátodo de carbono imerso em um eletrólito de cloreto de amônio. Este, por sua vez, ficava contido em um recipiente de zinco, que também servia como ânodo. A ausência de líquidos livres na bateria a trouxeram características ainda hoje desejáveis na indústria, como a maior facilidade de manuseio e a portabilidade (RIBEIRO et al., 2013).

Em 1899, o cientista sueco Waldemar Jungner criou a bateria níquel-cádmio, a primeira bateria alcalina. Seus eletrodos eram cádmio metálico (ânodo) e hidróxido de níquel (cátodo). Ambos eram envoltos por uma solução de hidróxido de potássio, conhecida como solução alcalina. Esta bateria possuía grande densidade de energia se comparada às suas antecessoras, sendo este seu principal avanço tecnológico. Sua fabricação, no entanto, era muito dispendiosa devido aos custos de seus materiais e, portanto, as baterias níquel-cádmio, assim como suas variações de baterias alcalinas, só foram se popularizar décadas depois, quando, em

1932, Shlecht and Ackermann aumentaram suas correntes e longevidades, e quando, em 1947, Neumann conseguiu selar completamente estas baterias (BUCHMANN, 2001).

Durante os anos 1960, a montadora de automóveis Ford desenvolveu a bateria sódio-enxofre, que apresentava como novidade os eletrodos líquidos (sódio e enxofre) e o eletrólito sólido (beta-alumina). Este tipo de bateria possuía boa densidade de carga, e trouxe como evolução sua longa durabilidade e custo relativamente baixo, já que utilizava materiais baratos e abundantes como matéria prima (NGK, 2017).

Em 1976, enquanto trabalhava para a empresa Exxon, Whittingham propôs a primeira bateria íon-lítio, que utilizava sulfeto de titânio e lítio metálico como eletrodos (WHITTINGHAM, 1976). Esta configuração de bateria, no entanto, nunca se tornou prática devido ao alto custo do sulfeto de titânio e ao fato de que este componente deveria ser sintetizado de forma completamente isolada, já que reagia na presença de ar formando gases de odor desagradável. Após diversas etapas de desenvolvimento, a primeira bateria íon-lítio foi comercializada pela Sony em 1991 e, atualmente, utiliza algum óxido de lítio metálico e carbono grafite como eletrodos, além de líquidos não aquosos com sais de lítio dissolvidos como eletrólitos (GONZÁLEZ et al., 2012).

Atualmente, as baterias eletroquímicas são amplamente utilizadas nas mais diversas aplicações e escalas possíveis, sendo utilizadas tanto em aparelhos eletroportáteis como em armazenamento de grande escala. As baterias íon-lítio são as mais aplicadas no mundo para armazenamento em grande escala, com mais de 600 unidades de armazenamento e mais de 2.200 MW de potência instalada. Destas, 76 unidades possuem potência igual ou superior a 10 MW.

3.2.2. Aspectos técnicos envolvendo baterias eletroquímicas

Uma bateria é formada por células eletroquímicas ligadas em série ou em paralelo, que produzem eletricidade com uma tensão desejada a partir de reações químicas. Cada célula possui dois eletrodos, sendo um positivo (cátodo) e um negativo (ânodo). A corrente elétrica flui através do eletrólito, um condutor que pode ser líquido, sólido ou viscoso (EARLE, 2001) e contém partículas positivas e negativas. As reações químicas que ocorrem na bateria fazem com que as partículas positivas e negativas do eletrólito se desloquem e se depositem no cátodo e no ânodo, respectivamente. Este movimento direcionado de partículas carregadas constitui uma corrente elétrica. No circuito externo à bateria, os elétrons são transferidos do ânodo para

o cátodo. No processo de carregamento da bateria, as reações e movimentos de partículas ocorrem no sentido inverso em decorrência de uma tensão aplicada entre os terminais.

A seguir, apresenta-se os principais tipos de bateria eletroquímica aplicados a redes elétricas:

3.2.2.1. Bateria chumbo-ácido

As baterias chumbo-ácidas são as baterias recarregáveis mais utilizadas no mundo, mas ainda com pouco uso em sistemas elétricos de grande escala. No total, existem 84 bancos de bateria deste tipo em operação com 68 MW instalados. Além destes, outros 15 bancos que totalizam 106 MW estão em fase de projeto ou construção (DOE, 2018). Nestas baterias, o cátodo é composto por PbO_2 , o ânodo por Pb e o eletrólito por ácido sulfúrico.

Suas principais vantagens são o rápido tempo de resposta, baixa taxa de auto descarregamento e eficiência de ciclo relativamente alta, podendo chegar a valores próximos de 90% (CHEN et al., 2009). Seu custo de implantação também pode ser considerado relativamente baixo.

O principal empecilho para que as baterias chumbo-ácidas sejam viáveis para aplicação em sistemas elétricos de grande escala é o seu baixo máximo de ciclos, que não ultrapassa 2000 (CHEN et al., 2009). Sua densidade de energia e energia específica também são baixas, e sua eficiência está condicionada a um bom controle de temperatura, o que adiciona custos de manutenção a estes sistemas.

Recentes pesquisas envolvendo as baterias chumbo-ácidas buscam, principalmente, novos materiais capazes de aumentar seu número máximo de ciclos, tornando-as mais viáveis para integração com usinas eólicas e fotovoltaicas (EPRI, 2010). Algumas baterias deste tipo com rápidos tempos de resposta, comparáveis a volantes de inércia e supercapacitores, estão sendo desenvolvidas e já se encontram em fase de demonstração (ECOULT, 2017).

3.2.2.2. Bateria níquel-cádmio

As baterias níquel-cádmio utilizam como eletrodos $Ni(OH)_2$ e Cd metálico, além de uma solução alcalina, normalmente hidróxido de potássio (KOH), como eletrólito.

Sua aplicação em sistemas elétricos de grande escala é modesta, com apenas três unidades no mundo.

Uma das unidades está situada na Ilha de Bonaire, território holandês situado próximo à costa venezuelana. Este banco de baterias possui 3 MW de potência e atua em conjunto com aerogeradores e geradores a diesel. As outras unidades ficam nos EUA (Alasca) e no Qatar (em construção), com 27 MW e 2 MW de potência instalada, respectivamente (DOE, 2018).

A principal razão para o baixo número de aplicações destas baterias em grande escala é sua suscetibilidade ao efeito memória, também conhecido como vício de bateria. As baterias níquel-cádmio vão perdendo capacidade de armazenamento conforme passam por carregamentos após serem parcialmente descarregadas. Outra grande desvantagem destas baterias é o fato de seus principais insumos, níquel e cádmio, são metais pesados tóxicos, o que traz preocupações ambientais e necessidade de cuidados especiais com seu descarte (LUO et al., 2015).

Após as experiências com baterias níquel-cádmio para aplicações em sistemas elétricos de grande escala, não existem muitas expectativas de que essas baterias sejam adotadas em outros empreendimentos do tipo. No caso do banco de baterias instalado no Alasca, a principal motivação para a escolha da níquel-cádmio foi sua boa performance em locais de baixas temperaturas, sendo esta característica uma possível razão para outras aplicações da tecnologia.

3.2.2.3. Bateria sódio-enxofre

As baterias sódio-enxofre utilizam sódio e enxofre fundidos como eletrodos, e beta-alumina (Al_2O_3) como eletrólito sólido.

No mundo, existem em operação 35 unidades de armazenamento de energia utilizando este tipo de bateria em aplicações de grande escala, com um total de 198 MW de potência instalada (DOE, 2018).

Se comparadas a outras baterias, as sódio-enxofre possuem alta densidade de energia, altas capacidades de armazenamento e auto descarregamento quase nulo, tornando-as muito atrativas para associações com fontes intermitentes de energia elétrica. Além disso, seus principais insumos são materiais baratos, não tóxicos e recicláveis (GONZÁLEZ et al., 2012).

Sua principal desvantagem é que, para que os eletrodos se mantenham líquidos, sua operação acontece em temperaturas entre 300 °C e 350 °C (LUO et al., 2015). Para manter a

temperatura elevada, é necessário um sistema específico para este fim, o que eleva os custos de operação do sistema de armazenamento (PAUL, 2009).

As baterias sódio-enxofre são consideradas uma das mais promissoras para aplicações em grande escala devido à sua alta performance e aos avanços nos estudos que visam mitigar sua principal desvantagem, a necessidade de operação em altas temperaturas. Um exemplo deste avanço ocorreu na Universidade de Kyoto, onde foi desenvolvida uma bateria que utiliza sódio fundido e consegue operar em temperaturas entre $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ e $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ (FUKUNAGA, 2016).

3.2.2.4. Bateria íon-lítio

Nas baterias íon-lítio, os cátodos são compostos por algum óxido de lítio, como LiCoO_2 ou LiMO_2 , e o ânodos são compostos por carbono grafite. Seus eletrodos são, normalmente, líquidos não aquosos contendo sais de lítio dissolvidos, como o LiClO_4 (GONZÁLEZ et al., 2012).

Estas são, com larga vantagem para outros tipos de baterias, as mais utilizadas no mundo em aplicações de grande escala, com 490 projetos em operação que totalizam 1629 MW de capacidade, além de 202 unidades em construção ou fase de projeto que totalizam 1485 MW (DOE, 2018).

Se comparadas a outras baterias, as íon-lítio, desenvolvidas mais recentemente, possuem rápido tempo de resposta, altas densidades de energia e potência, e alta eficiência. Por estes motivos, são as mais adequadas para a maior parte dos sistemas elétricos que necessitam de armazenamento (CHEN et al., 2009).

Sua principal desvantagem é que, normalmente, exige um computador integrado para controlar sua operação, o que eleva seus custos de implantação. Além disso, descarregamentos parciais destas baterias podem afetar sua vida útil (LUO et al., 2015).

Muitas pesquisas estão sendo realizadas com o objetivo de aprimorar as tecnologias envolvendo as baterias íon-lítio. Dentre os principais objetivos destas pesquisas, estão o desenvolvimento de seus componentes, inclusive utilizando nanotecnologia, visando aumentar a capacidade destas baterias (LUO et al., 2015).

3.2.3. Conclusões e perspectivas para baterias eletroquímicas

As baterias eletroquímicas são os sistemas de armazenamento de energia com o maior número de aplicações em sistemas elétricos, que incluem complementação de fontes intermitentes, geração em rampa, arbitragem, atendimento à ponta, estabilização de transmissão e distribuição, *black-start*, suporte de potência reativa, reserva girante e reserva parada. Naturalmente, alguns tipos de bateria se mostram mais adequados para determinadas aplicações do que outros, devido tanto às suas características operacionais quanto às suas maturidades tecnológicas.

De modo geral, os bancos de baterias podem ser construídos de forma relativamente rápida (aproximadamente um ano) se comparados a outras formas de armazenamento em grande escala. Estes sistemas de armazenamento também não possuem muitas restrições técnicas para sua construção e não exigem nenhum tipo de condição topográfica ou geológica específica para sua viabilidade, ao contrário de UHRs e sistemas de AAC. Por este motivo, são amplamente utilizadas em sistemas elétricos de grande escala.

As principais desvantagens das baterias são os limitados números de ciclos que afetam sua vida útil além de seus altos custos de implantação. Alguns tipos de baterias contam também com outras desvantagens, como a suscetibilidade ao efeito memória (também conhecido como vício, que reduz a capacidade de armazenamento da bateria com o tempo de uso) e as preocupações ambientais decorrentes da toxicidade de seus insumos (LUO et al., 2015).

Dentre os tipos mais comuns de bateria, as íon-lítio são as mais utilizadas e mais promissoras em termos de perspectivas de evolução. Com o crescimento das fontes intermitentes e consequente necessidade de armazenamento de energia, as baterias íon-lítio tendem a acompanhar o crescimento destas fontes geradoras em sistemas elétricos de grande escala.

3.3. Baterias de fluxo

As baterias de fluxo, assim como as baterias eletroquímicas, utilizam reações químicas para gerar energia elétrica. Estas são compostas por dois tanques contendo eletrólitos líquidos, uma célula eletroquímica e uma bomba hidráulica para cada tanque (Figura 15). Durante a geração, os eletrólitos são bombeados para a célula eletroquímica, onde reações de oxidação ocorrem no polo negativo e reações de redução ocorrem no polo positivo. Os elétrons são captados pelo eletrodo negativo e fornecidos pelo eletrodo positivo, gerando uma corrente

elétrica no circuito externo que os conecta. A célula eletroquímica é dividida por uma membrana seletiva, por onde íons fazem o balanço elétrico e mantêm a neutralidade dos eletrólitos.

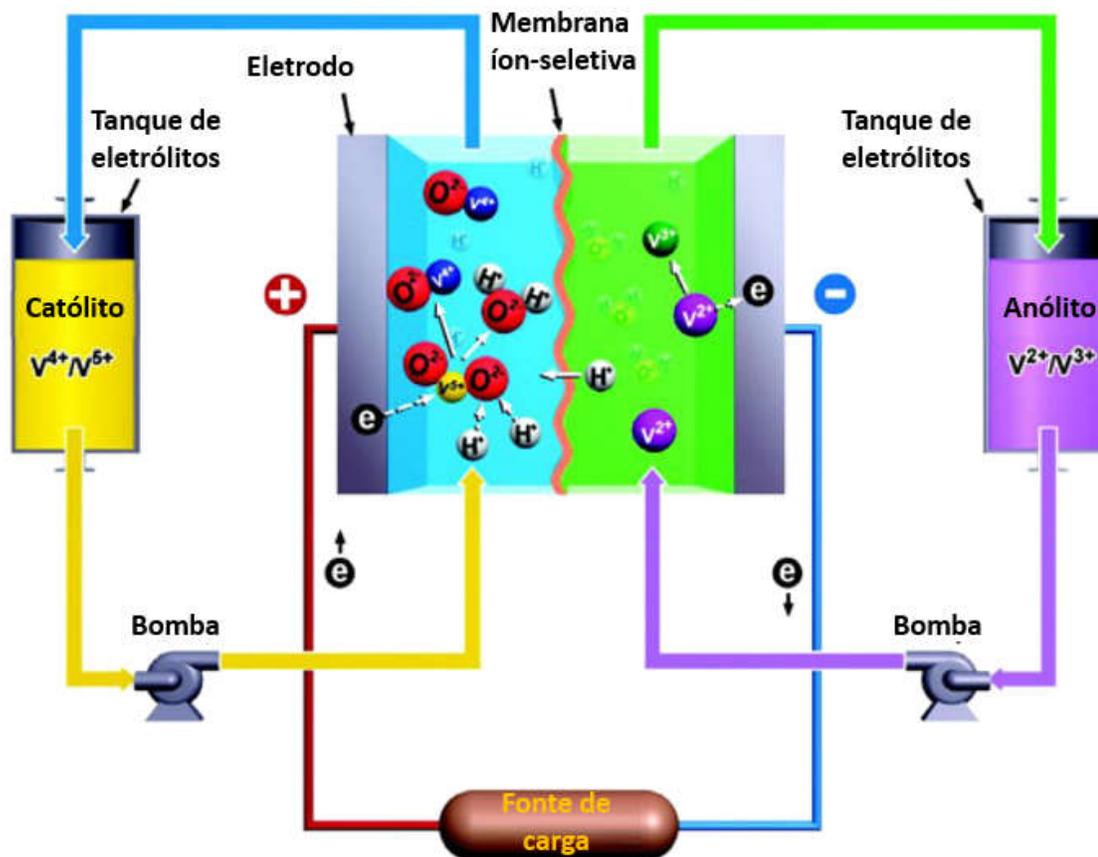


Figura 15 - Esquema de uma bateria de fluxo redox de vanádio (adaptado de MING-JIA et al., 2017).

Os tipos de baterias de fluxo mais utilizados em aplicações de grande escala são a zinco-bromo e a redox de vanádio. Existem 71 sistemas de baterias de fluxo em operação no mundo, totalizando 72 MW de potência. No entanto, outras 37 unidades que estão em fase de projeto ou em construção acrescentarão 250 MW de potência em baterias de fluxo (DOE, 2018). Observa-se que as unidades mais recentes destas baterias possuem capacidades cada vez maiores devido ao desenvolvimento de suas tecnologias.

3.3.1. Breve histórico das baterias de fluxo

A primeira bateria de fluxo documentada foi criada pelo francês Charles Renard, em 1884. Esta bateria utilizava zinco e cloro como regentes para alimentar um motor elétrico de 6,3 KW que propulsionava um dirigível do exército francês (DUMANCIC, 2011).

Desde então, as baterias de fluxo caíram no esquecimento até que, em 1938, Pissoort mencionou uma bateria de fluxo de vanádio em uma patente na França. Alguns anos depois, em 1954, o alemão Walter Kango registrou a patente de uma bateria de fluxo que utilizava cloreto de titânio (BARTOLOZZI, 1989).

No início dos anos 1970, alguns estudos relacionados a bateria de fluxo foram realizados na NASA. Os programas de pesquisa focaram em novos pares de eletrólitos, como Fe-Ti (REID & GAHN, 1977) e Fe-Cr (THALLER, 1979). Foi também no início desta década que ocorreu a invenção da bateria zinco-bromo, atribuída à empresa Exxon (ESA, 2017).

A ideia de se utilizar vanádio nas baterias de fluxo foi revivida em 1978 por Pelligri e Spaziante na Itália, mas sem grande desenvolvimento significativo. A primeira demonstração de sucesso com as baterias redox de vanádio ocorreu na *University of New South Wells*, na Austrália, onde a pesquisadora Maria Skyllas-Kazacos registrou patente da bateria em 1986 (ALOTTO et al., 2014). A partir de então, este tipo de bateria começou a se desenvolver na própria Austrália, além de China, África do Sul e Rússia, atuais maiores produtores de vanádio.

Em 1989, projetos de P&D no Japão alcançaram bons resultados com baterias de redox de vanádio, se aproveitando de conhecimentos com baterias de ferro-cromo. Aplicações em sistemas elétricos começaram no país de forma demonstrativa em 1996 e em uso comercial em 2001 (ALOTTO et al., 2014).

Na última década, muita atenção tem sido dada às baterias de fluxo e novos produtores têm surgido no mundo. Sua principal aplicabilidade está na integração com fontes intermitentes, mas experiências com controle de voltagem e fonte de energia de emergência tiveram sucesso (ALOTTO et al., 2014).

3.3.2. Aspectos técnicos envolvendo baterias de fluxo

As baterias de fluxo também podem ser consideradas baterias eletroquímicas, já que convertem energia química em energia elétrica. No entanto, o fato de trabalharem com fluidos que circulam entre tanques de armazenamento e a célula onde a conversão de energia de fato acontece torna a operação destas baterias muito características, de forma que muitos

autores as classificam em categorias diferentes das demais baterias eletroquímicas. Por este motivo, esta abordagem também foi seguida neste trabalho.

Uma das características mais desejáveis das baterias de fluxo é o fato de que as características do processo de conversão de energia são completamente independentes da capacidade de armazenamento. Isso acontece porque os processos que ocorrem na célula eletroquímica independem dos volumes de eletrólitos armazenados. Isso traz uma grande versatilidade para o sistema, já que sua potência instalada e sua capacidade de armazenamento podem ser dimensionadas de forma independente, sem que uma dessas características influencie na outra.

Além da independência entre dimensionamento de potência e capacidade de armazenamento, as baterias de fluxo são viáveis em uma grande amplitude de escala. Dependendo do tipo, também possuem alta eficiência de ciclo, longa vida útil, rápido tempo de resposta e baixos impactos ambientais (WEBER et al., 2011).

A seguir, apresenta-se mais detalhadamente os dois tipos de bateria de fluxo mais utilizados em sistemas elétricos de grande escala: zinco-bromo e redox de vanádio.

3.3.2.1. Bateria zinco-bromo

Durante o processo de carregamento das baterias zinco-bromo, a reação entre cátions de zinco (Zn^{2+}) e ânions de bromo (Br^-) formam zinco metálico (Zn), que se deposita sobre o eletrodo negativo, e bromo molecular (Br_2) no eletrodo positivo. Durante o descarregamento, a reação inversa acontece (WU et al., 2017).

Existem hoje 22 sistemas de armazenamento utilizando baterias zinco-bromo em operação comercial no mundo, com um total de 29 MW. Outras 9 unidades que se encontram em fase de projeto ou construção somam 30 MW (DOE, 2018), o que mostra o grande crescimento recente destas baterias aplicadas a grandes sistemas elétricos.

As baterias zinco-bromo possuem densidade de energia relativamente alta e boa reversibilidade, ou seja, alterna entre as operações de carregamento e descarregamento com rapidez. Sua vida útil varia entre 10 e 20 anos e conseguem fornecer energia ininterrupta por até 10 horas (CHEN et al., 2009).

As principais desvantagens destas baterias são a ocorrência de corrosão e baixa eficiência de ciclos quando comparadas a outras baterias de fluxo ou eletroquímicas.

Esta tecnologia ainda se encontra em estado de desenvolvimento. Grande parte dos projetos em operação possuem caráter experimental (LUO et al., 2015). No entanto, os recentes investimentos em novas usinas que estão em fase de projeto ou construção demonstram que a tecnologia pode ser promissora.

3.3.2.2. Bateria redox de vanádio

As baterias redox de vanádio funcionam com apenas um elemento ativo, o vanádio, mas em quatro estados diferentes de oxidação. Em um dos tanques de armazenamento, o eletrólito contém V^{2+} e V^{3+} enquanto o outro eletrólito é composto por V^{4+} e V^{5+} . No processo de carregamento, no eletrodo positivo, o íon de vanádio tetravalente, na forma de VO^{2+} , é oxidado para pentavalente na forma de VO_2^+ liberando elétrons livres na reação. Já no eletrodo negativo, ainda durante o carregamento, cátions trivalentes de vanádio (V^{3+}) são reduzidos para bivalentes (V^{2+}) consumindo um elétron em cada reação. No processo de descarregamento, as reações ocorrem no sentido inverso. O balanço elétrico nos eletrólitos é feito pela transferência de cátions de hidrogênio através da membrana seletiva na célula eletroquímica.

Existem 46 sistemas de armazenamento operando com baterias redox de vanádio no mundo. Estas totalizam 42 MW de potência instalada. Outras 19 unidades que somam 217 MW de potência estão em fase de projeto ou construção (DOE, 2018).

As redox de vanádio possuem rápido tempo de resposta e operam por 10.000 a 16.000 ciclos (ZHOU & QI, 2009). Sua eficiência é relativamente alta se comparada a outros sistemas de armazenamento de energia, inclusive baterias zinco-bromo. Existem sistemas que conseguem fornecer energia ininterrupta por até 24 horas (CHEN et al., 2009).

Apesar das boas perspectivas de crescimento, estas baterias ainda precisam superar alguns desafios técnicos como a baixa densidade de energia, devido às características de solubilidade dos eletrólitos, além dos altos custos operacionais.

3.3.3. Conclusões e perspectivas para baterias de fluxo

As baterias de fluxo são uma das tecnologias de armazenamento mais recentes e promissoras para aplicações em sistemas elétricos (LEÓN et al., 2006). Seu principal diferencial com relação a outros sistemas de armazenamento de energia está na independência

entre sua capacidade de armazenamento e sua potência instalada. Outra característica muito desejável deste sistema é seu baixo auto descarregamento.

Por serem tecnologias novas, ainda há muito a ser aprimorado tecnicamente nas baterias de fluxo. Problemas como queda de pressão não uniforme que resultam em baixa performance, além de altos custos de construção e necessidades de sistemas muito complexos se comparados aos das baterias eletroquímicas, por exemplo, são desafios técnicos que precisam ser superados para aumentar ainda mais a viabilidade destes sistemas.

Os sistemas de baterias de fluxo existentes possuem uma grande amplitude de escala, variando de centenas de kW até alguns MW (CHEN, 2009). Muitas pesquisas focam em novos eletrodos mais baratos, eficientes e confiáveis enquanto alguns trabalhos buscam membranas seletivas mais duráveis (LUO et al., 2015). Além das baterias redox de vanádio e zinco-bromo, algumas pesquisas indicam que as polisulfeto de bromo podem se tornar promissoras nos próximos anos.

3.4. Usina hidrelétrica reversível (UHR)

As usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs) possuem a capacidade de bombear água de sua jusante (reservatório inferior ou canal de fuga) para um reservatório superior utilizando energia elétrica. Assim, a energia é armazenada na forma potencial gravitacional e a UHR pode gerar eletricidade como uma hidrelétrica convencional nos momentos convenientes (PINHEIRO, 2016).

Estas usinas são os sistemas de armazenamento de energia mais estabelecidos para aplicações em grande escala. Em termos de potência instalada, estão muito à frente dos outros tipos de sistema de armazenamento de energia, com aproximadamente 170 GW em operação no mundo segundo *DOE* (2018). Com relação a sistemas de armazenamento conectados à rede, o *Renewables Global Status Report – GSR*, da organização REN21 (2017) aponta que 150 GW de potência instalada em UHRs estão em operação, também com enorme vantagem para outras formas de armazenamento (Figura 16).

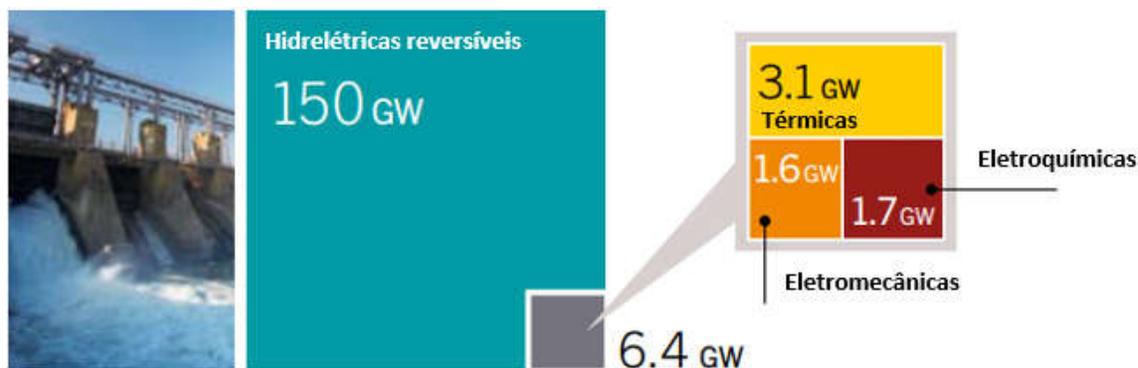


Figura 16 - Potências instaladas de alguns tipos de sistema de armazenamento de energia conectados à rede no mundo (adaptado de REN21, 2017).

3.4.1. Breve histórico das usinas hidrelétricas reversíveis

A primeira UHR do mundo entrou em operação em 1890 na Suíça. Esta usina atendia a algumas indústrias locais e funcionava com um sistema de cabos de aço, que, alguns anos depois, daria espaço a um sistema de água pressurizada (SULZER, 1998).

As primeiras UHRs de maior capacidade foram idealizadas com a finalidade de complementar usinas termelétricas, armazenando energia durante a noite e gerando durante o dia para atendimento de ponta. Assim, as termelétricas poderiam operar na base, ou seja, com geração constante, de forma que apenas as UHRs se ajustariam à demanda (BONNEVILLE, 2010).

Os primeiros projetos possuíam unidades separadas de geração e bombeamento, ou seja, havia um conjunto de gerador, turbina e tubulação para geração completamente separado de outro conjunto de motor, bomba e tubulação para bombeamento (MWH, 2009).

Em 1937, a empresa VOITH desenvolveu a primeira turbina-bomba de grande porte (VOITH HYDRO, 2015). Estas máquinas podem operar nos dois sentidos de rotação, funcionando como turbina quando impulsionada por força hidráulica, ou como bomba se impulsionada por energia elétrica. A turbina- bomba permitiu uma grande economia nos custos de implantação das UHRs, já que dispensa a necessidade de instalações separadas para os conjuntos motor-bomba e turbina-gerador, reduzindo o tamanho das casas de máquinas e das usinas como um todo. A principal desvantagem das turbinas-bomba era que sua eficiência não era tão boa, já que estas eram dimensionadas para operar na função bomba, mas de modo que ainda fosse possível gerar energia no sentido inverso.

Em meados do século XX, a eficiência das máquinas hidráulicas, tanto de UHRs como de hidrelétricas convencionais, começaram a melhorar com a evolução nos estudos envolvendo cavitação e, principalmente, com o desenvolvimento de método dos elementos finitos para modelos envolvendo estas máquinas (BONNEVILLE, 2010).

Até os anos 1970, as UHRs operavam tipicamente bombeando água durante a noite e gerando durante o dia. Neste tipo de operação, a velocidade com que se alterna do modo de bombeamento para o modo de geração não é muito relevante. No entanto, a necessidade de velocidade na inversão da operação começou a surgir e, a partir disso, foi desenvolvido o sistema ternário em UHRs (BONNEVILLE, 2010). Este sistema possui duas máquinas hidráulicas (turbina e bomba) e apenas uma máquina elétrica (motor-gerador). Como o motor-gerador pode rotacionar sempre no mesmo sentido, a alternância entre os modos de operação pode ocorrer de forma rápida, mudando apenas sua ligação entre turbina e gerador (VOITH HYDRO, 2013).

A tecnologia envolvendo UHRs com desenvolvimento mais recente é a operação com velocidade ajustável (ou variável). As turbinas convencionais são projetadas para funcionarem com uma determinada velocidade de rotação em que sua eficiência será a maior possível. Esta velocidade é denominada velocidade síncrona. Como esta velocidade é uma função do desnível de água da usina, a performance da turbina é afetada diretamente pela variação deste desnível, já que a turbina não consegue girar na velocidade síncrona durante toda a variação do desnível de água. Já as turbinas com velocidade ajustável podem girar sempre na velocidade correspondente ao desnível disponível, estando, desta forma, operando sempre na sua máxima eficiência. No entanto, para isto, o gerador deve operar com frequência variável, que deve ser modulada para a frequência do sistema ao qual a usina atende (GAUTAM et al., 2012).

No caso da operação de bombeamento, a vantagem da turbina-bomba com velocidade variável é ainda maior. Ela permite que UHR bombeie mesmo quando a energia disponível para isso é inferior à potência nominal de uma máquina. Isto possibilita um melhor aproveitamento de excedentes de potência na rede. No caso de UHRs com velocidade fixa, somente potências com valores múltiplos da potência nominal de uma turbina-bomba podem ser aproveitadas para bombeamento.

A primeira UHR a funcionar com velocidade ajustável foi a usina de Yagizawa, no Japão, em 1990 (FURUYA et al., 1993). Praticamente todas as UHRs construídas mais recentemente adotam esta tecnologia e a conversão de usinas que operam com velocidade fixa para velocidade ajustável é um novo campo de estudo (SIVAKUMAR et al, 2014).

3.4.2. Aspectos técnicos envolvendo UHRs

As UHRs possuem instalações muito semelhantes às de usinas hidrelétricas convencionais. A única diferença considerável é que a UHR possui um sistema de reversão. Durante a geração, assim como em uma hidrelétrica convencional, a água do reservatório superior é liberada para um duto que a conduz pressurizada para rotacionar uma turbina. Esta, por sua vez, impulsiona um gerador que gera energia elétrica. Já no processo de carregamento, um sistema de reversão consome energia elétrica para bombear água do reservatório inferior ou canal de fuga para o reservatório superior.

O sistema de reversão de uma UHR pode ter três configurações possíveis:

- Sistema único para geração e reversão: nesta configuração, a mesma máquina hidráulica (turbina-bomba), a mesma máquina elétrica (motor-gerador) e o mesmo duto (*penstock*) são utilizados tanto para geração quanto para reversão. O que se altera entre os dois processos é o sentido de rotação das máquinas e o sentido de fluxo de água no duto;
- Sistemas independentes de geração e reversão: neste caso, existem sistemas completamente independentes de geração (gerador, turbina e duto) e reversão (motor, bomba e duto). Usinas com esta configuração tendem a ter equipamentos hidráulicos mais eficientes, mas suas instalações ocupam muito mais espaço do que ocupariam com sistemas únicos para geração e reversão. Esta configuração não é mais adotada atualmente porque os custos de implantação são consideravelmente mais elevados devido à necessidade de instalações separadas para os conjuntos turbina-gerador e bomba-bomba (MWH, 2009);
- Sistema ternário: o nome sugere uma constituição por três partes: uma turbina, uma bomba e um motor-gerador. Como as máquinas hidráulicas são distintas, o sentido de rotação do motor-gerador pode ser o mesmo tanto para o bombeamento quanto para a geração. Durante a geração, o motor-gerador é impulsionado pela turbina e, durante a reversão, o mesmo impulsiona a bomba. Esta configuração confere um significativo valor comercial à operação da usina por permitir transições mais rápidas entre os modos de operação (VOITH HYDRO, 2013).

Os principais parâmetros que definem as características de armazenamento de uma UHR são as dimensões do reservatório superior, a altura da queda de água e as vazões máximas de turbinamento e bombeamento.

O volume do reservatório superior é o principal parâmetro para se definir a capacidade de armazenamento de uma UHR. Basicamente, quanto maior o volume de água armazenado, maior a quantidade de energia elétrica armazenada de forma indireta.

As características do sistema de geração também afetam diretamente a capacidade de armazenamento, já que definem a taxa de conversão de volume de água turbinado em energia elétrica gerada. Esta relação entre vazão turbinada e potência gerada é denominada produtividade.

Se comparadas a hidrelétricas convencionais, as UHRs possuem reservatórios muito menores e, por consequência, baixa capacidade de armazenamento. No entanto, quando comparadas a outros sistemas de armazenamento de energia, suas capacidades de armazenamento são bem elevadas. Além das UHRs, somente usinas a ar comprimido conseguem extrapolar a escala do GWh neste quesito.

A necessidade de grandes alturas de queda de água é considerada a maior dificuldade para a viabilidade técnica das UHRs. Alturas entre 30 m e 760 m são encontradas na literatura para UHRs mais recentes, mas aquelas que possuem altura de queda mais próximas do limite inferior deste intervalo são, normalmente, aproveitamentos de reservatórios já existentes (PINHEIRO, 2016). De forma geral, adota-se 100 m como valor mínimo da queda de água de uma UHR para sua viabilidade técnica (MWH, 2009).

Um curso de água com altas vazões não é necessário para a viabilidade das UHRs. Em muitos casos, o curso de água é utilizado somente para repor as perdas por evaporação ou eventuais vazamentos, de modo que a água circula somente entre os reservatórios superior e inferior, sem retornar ao seu curso de água original. Neste caso, denomina-se fechado o circuito da UHR. Já no caso de circuitos abertos, o enchimento do reservatório superior é feito pela soma das vazões bombeada do reservatório inferior e afluyente de algum curso de água.

As vazões máximas que podem ser turbinadas ou revertidas impactam diretamente o tempo de ciclo das UHRs e suas capacidades instaladas de geração e bombeamento. Quanto maior estas vazões, mais rapidamente ocorrem os processos de “carregamento” e “descarregamento” da usina. Além disso, sua capacidade de geração é função da altura de queda e da vazão que passa pelas turbinas.

As UHRs possuem grandes potências instaladas com uma ampla variação de escalas. Suas potências instaladas ficam, em geral, entre 1 MW e 3 GW. As eficiências de ciclo

são razoáveis e podem variar entre 70% a 85%. O tempo de vida destas usinas ficam em torno de 40 anos (LUO et al., 2015).

3.4.3. Conclusões e perspectivas para UHRs

As UHRs são os sistemas de armazenamento de energia mais utilizados no mundo se consideradas as potências instaladas. Sua tecnologia é madura, principalmente devido às experiências que são aproveitadas das hidrelétricas convencionais.

Suas principais barreiras são a restrição técnica com relação à necessidade de grandes alturas de queda de água além de seus impactos ambientais. Estes podem ser considerados altos devido às áreas alagadas de seus reservatórios. No entanto, se comparados a usinas hidrelétricas convencionais, a relação entre área alagada e potência instalada são muito baixas.

A operação com velocidade ajustável trouxe um considerável avanço na eficiência das UHRs. Este advento permite que as UHRs mantenham uma eficiência mais constante mesmo com as variações de desnível ao longo da operação. Este advento também facilita variar com maior precisão e velocidade a potência gerada, de modo que o tempo de resposta para pequenas variações de demanda ocorram em tempo real ou no intervalo de minutos (MWH, 2009).

Novas formas de aproveitamento de reservatórios naturais estão sendo estudados e implementados, podendo viabilizar novas aplicações futuras para UHRs. Minas inundadas, cavernas subterrâneas e oceanos têm sido utilizados como reservatórios em projetos de UHRs. A usina de Okinawa no Japão (Figura 17), por exemplo, funciona com água salgada e utiliza um reservatório superior artificial além do mar como reservatório inferior.



Figura 17 - Usina hidrelétrica reversível de Okinawa (REHMAN, 2015).

3.5. Volante de inércia

Os volantes de inércia são compostos, basicamente, por um rotor (também chamado de volante de inércia, dando nome ao sistema como um todo), rolamento (conjunto mancal e eixo), um motor-gerador, uma câmara de vácuo e uma bomba para gerar vácuo (LUO et al., 2015). No processo de carregamento, o motor-gerador consome energia elétrica e funciona como motor, fornecendo torque para que o rotor ganhe velocidade de rotação. No processo de descarregamento, o processo se inverte, de forma que o rotor “carregado” de energia cinética fornece torque para o motor-gerador que, por sua vez, funciona como gerador para gerar energia elétrica novamente. A Figura 18 representa esquematicamente um volante de inércia.

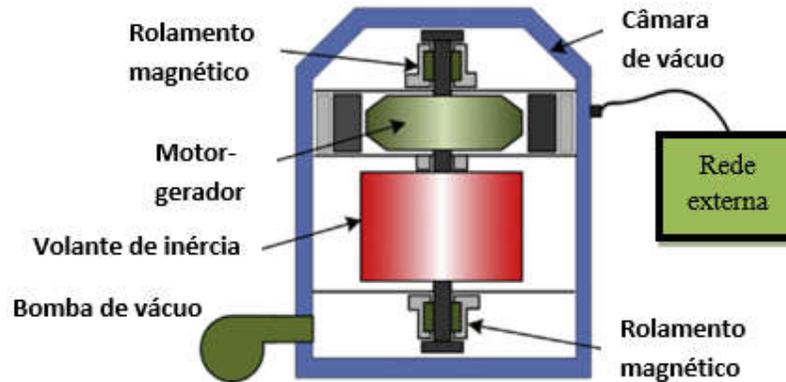


Figura 18 - Esquema de um volante de inércia (adaptado de LUO et al., 2015).

Uma peculiaridade deste sistema é o fato de que este é o único sistema de armazenamento de energia que armazena energia na forma cinética. Isto poderia ser um indicador de baixa eficiência, já que o movimento poderia ser causa de perdas decorrentes de atritos ou vibrações. No entanto, os volantes de inércia têm como grande atrativo justamente a sua alta eficiência de ciclo.

Até 2018, estavam em operação 42 plantas de volante de inércia no mundo, com um total de 931 MW de potência instalada (DOE, 2018).

3.5.1. Breve histórico dos volantes de inércia

Equipamentos que utilizam o conceito por trás do funcionamento dos volantes de inércia já existem há milhares de anos. A roda de oleiro, cujo desenvolvimento é atribuído aos mesopotâmios por volta do ano 3120 A.C., é um exemplo de equipamento que utiliza a inércia de uma massa em rotação (Figura 19). Nesta máquina, uma roda de madeira com grande momento de inércia é acoplada a um prato de baixo momento de inércia através do mesmo eixo. Em seu funcionamento, artesãos giravam a roda maior e esta mantinha o prato menor girando por alguns minutos, de forma que poderia ser usado para fabricação de potes.



Figura 19 - Roda de oleiro (KURMIS, 2005).

Os volantes de inércia na forma mais parecida com que o se usa atualmente para armazenamento de energia surgiram no início da Revolução Industrial (final do século XVIII). Suas principais aplicações eram em barcos e trens movidos a vapor, além de máquinas industriais (SHELKE & DIGHOLE, 2016). Em meados do século XIX, com a evolução de materiais em ferro e aço fundidos, começaram a surgir volantes de inércia de maiores dimensões e com raios curvos, que possuíam maior eficiência. Desde então, vários formatos diferentes de volantes de inércia foram utilizados em aplicações na indústria (AMIRYAR & PULLEN, 2017).

Foi apenas no início do século XX que os volantes de inércia começaram a ser considerados como potenciais sistemas de armazenamento de energia elétrica. Um dos exemplos de utilização destes sistemas foi o Gyrobus, um ônibus elétrico criado nos anos 1940 que utilizava volantes de inércia para armazenar energia (BABUSKA et al., 2004). Sua autonomia era de, aproximadamente, seis quilômetros.

Durante os anos 1960 e 1970, os volantes de inércia começaram a ser utilizados em outros veículos elétricos, além de sistemas estacionários de *back-up* e até missões espaciais (SEBASTIÁN & ALZOLA, 2012). Nos anos seguintes, começaram a ser produzidos volantes de inércia com rolamentos magnéticos (BITTERLY, 1997), que trouxeram um considerável avanço na eficiência dos ciclos já que possibilitam movimentos sem atrito entre peças.

Os volantes de inércia começaram a perder espaço no final do século XX com o crescimento das redes elétricas, já que suas aplicações era mais comuns em equipamentos isolados. No entanto, com os recentes desenvolvimentos de seus componentes e materiais,

unidades maiores e com rotações mais rápidas começaram a ser construídas, trazendo maiores capacidades e aplicabilidades para estes sistemas (AMIRYAR & PULLEN, 2017). Hoje existem volantes de inércia de até algumas dezenas de MW de potência e com tempos de descarregamento de até algumas horas, fazendo com que estes sistemas sejam aplicáveis a sistemas elétricos de maior porte.

3.5.2. Aspectos técnicos envolvendo volantes de inércia

A energia armazenada em um volante de inércia depende de sua forma, massa e velocidade de rotação (NGUYEN et al., 2011). A energia cinética armazenada é diretamente proporcional ao momento de inércia do cilindro (cujo valor depende diretamente da massa e da forma) e ao quadrado de sua velocidade de rotação (MOUSAVI et al., 2017).

O motor-gerador é a interface eletromecânica entre a fonte de energia elétrica e o cilindro tanto no processo de carregamento quanto no processo de descarregamento (AMODEO et al., 2012). Mousavi et al. apresentam alguns tipos diferentes de motor-gerador que podem ser utilizados em volantes de inércia, dentre eles, destaca-se:

- Motor-gerador síncrono com ímã permanente: um ímã permanente é feito com materiais ferromagnéticos, ou seja, produzem seu próprio campo magnético. Este motor-gerador é o mais comum em volantes de inércia devido às baixas perdas no rotor. É ideal para estruturas robustas e altas velocidades. As principais desvantagens estão nos altos custos e sensibilidade a variações de temperatura;
- Motor-gerador de indução: utiliza dois campos magnéticos girantes para impulsionar o rotor. Possuem baixo custo e são os mais indicados para grandes potências devido à sua grade robustez, torque e confiabilidade. No entanto, não são indicados para grandes velocidades de rotação;
- Motor-gerador de corrente direta sem escova: as escovas têm a finalidade de fazer contato elétrico com um objeto que rotaciona. Nas máquinas sem escova, os eletroímãs que impulsionam os rotores são estáticos e somente ligam e desligam seus polos de acordo com o posicionamento dos polos do rotor. Esta máquina permite alta eficiência, altas velocidades de rotação, boa estabilidade mecânica e baixos custos de manutenção;

- Motor-gerador de relutância variável: um dos tipos mais simples de motor-gerador e ideal para condições mais severas, como em temperaturas muito altas. São robustos e podem operar dentro de uma grande escala de velocidades de rotação. Podem apresentar problemas de controle de torque se operando em velocidades muito baixas;
- Motor-gerador homopolar: outro tipo muito simples que promove alta confiabilidade e robustez. São adequados para altas velocidades de rotação e longos períodos de armazenamento.

Os rolamentos são componentes muito importantes dos volantes de inércia, e sua adequada escolha reduz significativamente perdas e custos de manutenção. Estes rolamentos podem ser mecânicos ou magnéticos.

Os rolamentos mecânicos foram os primeiros a serem criados. Por trabalharem com atrito, possuem perdas maiores e menor durabilidade que os magnéticos. Também necessitam de manutenções com maior periodicidade além de adequada lubrificação.

A criação dos rolamentos magnéticos trouxe a possibilidade de volantes de inércia com maior durabilidade, melhor tempo de resposta, maior capacidade, baixas perdas e maiores velocidades de rotação. A principal desvantagem destes rolamentos está na necessidade de sistemas de controle mais complexos e, ainda assim, não dispensam a necessidade de rolamentos mecânicos auxiliares, que funcionam no caso de falha dos magnéticos.

Os rolamentos magnéticos podem ser permanentes, ativos ou supercondutores:

- Rolamentos magnéticos permanentes: também chamados de passivos, são os mais simples e não muito estáveis. Precisam ser associados com outros tipos de rolamentos para um bom funcionamento. São normalmente usados em volantes de inércia de menores dimensões ou como rolamentos auxiliares;
- Rolamentos magnéticos ativos: são utilizados associados com outros tipos para reduzir vibrações. Seu campo magnético é gerado por correntes elétricas que podem ser variadas e, assim, é possível variar as forças magnéticas de acordo com a necessidade. Apesar do bom desempenho com relação a perdas, este rolamento consome energia elétrica reduzindo a eficiência do ciclo do sistema de armazenamento. No geral, são viáveis e economicamente vantajosos quando associados a rolamentos mecânicos;
- Rolamentos magnéticos supercondutores: têm funcionamento semelhante aos rolamentos ativos. A diferença está no fato de que os rolamentos

supercondutores funcionam em temperaturas muito baixas e possuem altíssima eficiência. São adequados para altas velocidades de rotação e possuem longas vidas úteis. Sua principal desvantagem está no alto custo de operação, já que os rolamentos precisam ser refrigerados a temperaturas de criogenia.

As aplicações dos volantes de inércia variam desde pequenos satélites até grandes redes elétricas (MOUSAVI et al., 2017). Daoud et al. (2012) classificam os volantes de inércia como os sistemas de armazenamento de energia mais adequados para integração com plantas eólicas devido ao seu rápido tempo de resposta e capacidade de geração em rampa, o que permite acompanhar as variações na escala de segundos da geração eólica.

Em Nova Iorque, uma planta com 200 volantes de inércia que totalizam 20 MW de potência opera integrada à rede. O sistema é carregado com excedente de geração em relação à demanda e, quando a demanda volta a crescer, os volantes de inércia são descarregados para que a energia retorne ao sistema (DOE, 2018).

3.5.3. Conclusões e perspectivas para volantes de inércia

Os volantes de inércia possuem eficiências de ciclo muito elevadas, acima de 90%. No entanto, seu auto descarregamento chegam a valores superiores a 20% por hora (HADJIPASCHALIS et al., 2009). Isto limita o uso destes sistemas a aplicações em que os períodos entre carregamento e descarregamento são curtos. Além de associação com fontes intermitentes, principalmente eólicas, os volantes de inércia podem fornecer suporte de reativos e funcionar como reserva girante.

As recentes pesquisas envolvendo volantes de inércia focam, principalmente, nos materiais utilizados, visando aumentar velocidades de rotação, densidades de potência e capacidade dos rolamentos. Um dos avanços mais consideráveis é o desenvolvimento de rolamentos magnéticos supercondutores capazes de trabalhar em altas temperaturas, que são considerados opções promissoras para melhorar a performance de rolamentos (LUO et al., 2015).

3.6. Resumo dos principais tipos de sistemas de armazenamento de energia

As características de cada tipo de sistema de armazenamento definem suas potencialidades e aplicabilidades dentro de um sistema elétrico. Considerando as principais aplicações dos sistemas de armazenamento para grandes sistemas elétricos, a Tabela 2 mostra um resumo com as principais aplicações de cada tipo de sistema de armazenamento.

Tabela 2 - Resumo de aplicabilidades de sistemas de armazenamento em grandes sistemas elétricos

	Ar comprimido	Bateria eletroquímica	Bateria de fluxo	Hidrelétrica reversível	Volante de inércia
Complementação de fontes intermitentes	X	X	X	X	X
Geração em rampa		X	X	X	X
Arbitragem	X	X	X	X	
Atendimento à ponta		X	X	X	
Armazenamento sazonal	X			X	
Controle de frequência		X	X	X	X
Black-start				X	X
Suporte de potência reativa				X	X
Reserva girante		X	X	X	X
Reserva parada		X	X	X	X

4. ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO BRASIL

Historicamente, o Brasil fez grandes investimentos em hidroeletricidade, principalmente em usinas com grandes reservatórios, devido aos vastos recursos naturais dos quais o país dispunha para este fim. Tais investimentos trouxeram ao país uma matriz elétrica com grande predominância de usinas hidrelétricas.

Uma matriz predominantemente hidrelétrica é muito versátil no atendimento à demanda devido às características de suas usinas. As hidrelétricas com suas capacidades de armazenamento e despachabilidade conseguem atender às exigências de flexibilidade da demanda para controle de frequência e tensão, mesmo esta demanda sendo consideravelmente variável.

O fato de o sistema elétrico brasileiro ser interconectado facilita ainda mais sua operação com usinas hidrelétricas. As capacidades de geração destas usinas são dependentes de condições hidrológicas já que, naturalmente, os volumes de água disponíveis para geração são dependentes de vazões afluentes nas usinas. Estas vazões afluentes são maiores nas épocas do ano em que há maiores volumes de chuva (períodos úmidos) e, no Brasil, estes períodos não são coincidentes em todas as regiões do país. Na região Sul, por exemplo, o período úmido coincide com o período seco do Sudeste. Esta complementaridade hidrológica entre estas regiões traz, por consequência, uma complementaridade de capacidade de geração hidrelétrica, ou seja, uma região pode complementar a geração de outra dependendo da disponibilidade hídrica.

Os modelos regulatórios e comerciais do setor elétrico brasileiro foram criados em um contexto de grande participação hidroenergética na matriz elétrica do país. Neste contexto, o atendimento à demanda de ponta, a regulação de frequência e tensão, além de provimento de outros serviços ancilares não eram características valorizadas nas unidades de geração, já que boa parte destas eram capazes de fornecer estes serviços. O grande foco deste modelo regulatório, devido principalmente às incertezas hidrológicas, está no planejamento a longo prazo (sazonal), buscando preços de energia que refletiam as condições de armazenamento de água previstas para o futuro.

Os investimentos em grandes hidrelétricas vêm se reduzindo recentemente devido a já ter sido aproveitado grande parte do potencial para este tipo de usina, a restrições ambientais e ao crescimento da viabilidade econômica de fontes alternativas de energia elétrica. Até janeiro

de 2006, a capacidade instalada de fontes hidrelétricas correspondia a cerca de 85% da capacidade total do sistema. Em janeiro de 2020, este valor era de 60 %.

Atualmente, com a forte penetração das fontes eólicas e fotovoltaicas no Brasil, as características operacionais da matriz elétrica do país vêm se alterando. Uma das mudanças mais relevantes está no rápido decréscimo da capacidade de armazenamento do sistema. A Figura 20 apresenta, para 2000 a 2015, o decréscimo da relação entre a capacidade de reservação do sistema elétrico brasileiro e sua demanda, além das previsões feitas na época para esta relação até 2019. No gráfico, os valores do eixo vertical mostram a porcentagem que a capacidade total de armazenamento de energia elétrica representa em relação à sua demanda anual.

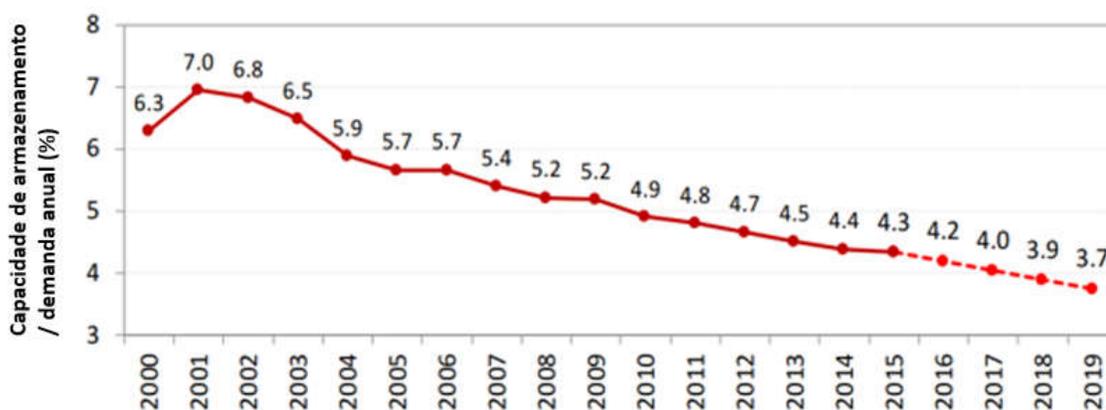


Figura 20 - Relação entre capacidade de armazenamento de energia em reservatórios e demanda por energia elétrica no Brasil (adaptado de EPE, 2018b).

Até mesmo os investimentos em grandes hidrelétricas feitos recentemente não ajudaram muito na capacidade de armazenamento no sistema, já que usinas a fio d'água (sem capacidade de reservação de água) têm sido a tendência nos projetos de hidrelétricas no Brasil. Exemplos deste tipo de hidrelétrica construídos recentemente são Belo Monte, Jirau e Santo Antônio. Isto decorre do fato que os novos aproveitamentos hidroelétricos foram construídos na região amazônica, cujo relevo é formado por planícies, fazendo com que o armazenamento de água exija grandes áreas alagadas e apresente, por consequência, fortes impactos ao meio ambiente.

Além da incapacidade de armazenamento, as usinas eólicas e fotovoltaicas geram energia através de insumos de disponibilidade intermitente e pouco previsível. Tanto a incidência de radiação solar como as velocidades dos ventos possuem tais características, que dificultam o planejamento e a operação em tempo real da geração para atendimento à demanda.

A intermitência destas fontes renováveis alternativas é complementada por usinas hidrelétricas e termelétricas, sendo que, nos últimos anos, a participação relativa destas últimas foi muito expressiva. As duas principais razões para o alto despacho de usinas termelétricas são a insuficiência de capacidade instalada de hidrelétricas que, por motivos já discutidos, não acompanhou a evolução da demanda, e a baixa disponibilidade hídrica pela qual passa o Brasil desde 2014.

A necessidade de grandes despachos de usinas termelétricas acarreta grandes custos operacionais para o sistema. Estas, ao contrário de hidrelétricas, possuem custos operacionais relevantes e, quanto maior o despacho de termelétricas no sistema, maior o custo marginal da energia gerada, já que estas usinas são despachadas seguindo uma ordem de mérito (usinas de menores custos de geração são despachadas primeiro).

Mesmo considerando um cenário otimista de grande melhora das condições hidrológicas no país nos próximos anos, que elevaria a capacidade de geração hidrelétrica do sistema, a necessidade de despachos de termelétricas não deve ser reduzida, já que a penetração de fontes renováveis alternativas no sistema tende a continuar crescendo e a capacidade de hidrelétricas não deve acompanhar este crescimento. As usinas eólicas e fotovoltaicas estão economicamente muito competitivas. No Leilão de Energia Nova (A-4) realizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em 4 de abril de 2018, os valores dos preços médios da energia para os empreendimentos eólicos e fotovoltaicos negociados foram os mais baixos registrados até então (Figura 21).

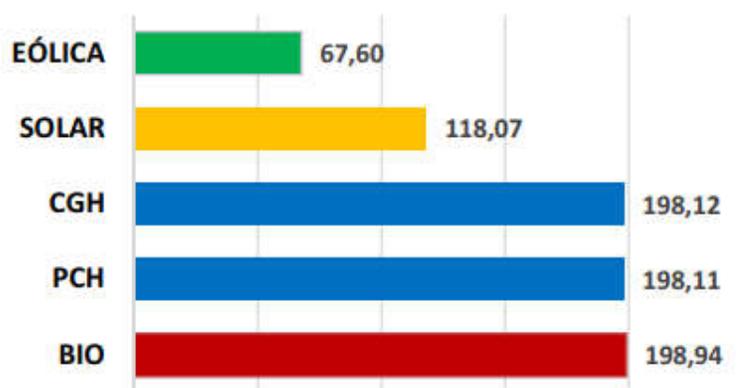


Figura 21 - Preço médio por fonte (R\$/MWh) do 27º Leilão de Energia Nova (EPE, 2018a)

O Plano Decenal de Expansão de Energia, documento elaborado pela EPE anualmente, projeta, para o período entre 2019 e 2029, uma expansão de 21 GW de potência instalada em usinas eólicas além da potência já contratada (cerca de 3 GW), que levaria sua

participação na matriz para 17%. Para as usinas fotovoltaicas, a expansão esperada é de 7 GW neste período (EPE, 2019).

Diante deste cenário de rápido crescimento da participação de usinas eólicas e fotovoltaicas na matriz elétrica brasileira, é preciso que sejam buscadas alternativas para mitigar as características de intermitência e baixa previsibilidade da geração destes tipos de usina. Naturalmente, as principais características que se contrapõem a estas das fontes intermitentes são despachabilidade e armazenamento, que podem ser adicionadas a um sistema elétrico de algumas formas.

O Brasil já possui recursos razoáveis de armazenamento de energia em reservatórios de usinas hidrelétricas frente à sua demanda e uma gestão concatenada destes recursos é essencial para reduzir a necessidade de novos investimentos. Avanços tecnológicos que trouxessem melhor qualidade em previsões de afluências em reservatórios, por exemplo, poderiam ter grande utilidade para o planejamento mais adequado de operação do nosso sistema fazendo uso otimizado da capacidade de reserva EPE, 2018b.

O próprio crescimento do número de usinas intermitentes no sistema, de forma irônica, pode reduzir a variabilidade de geração do conjunto destas usinas. Conforme exemplificado pela Figura 22, quanto maior a quantidade de usinas de geração intermitente em um determinado sistema, maior é o efeito de dissipação da variabilidade da geração dentro do conjunto, de forma que a geração total deste conjunto de usinas seja menos variável que a geração de apenas uma usina em particular.

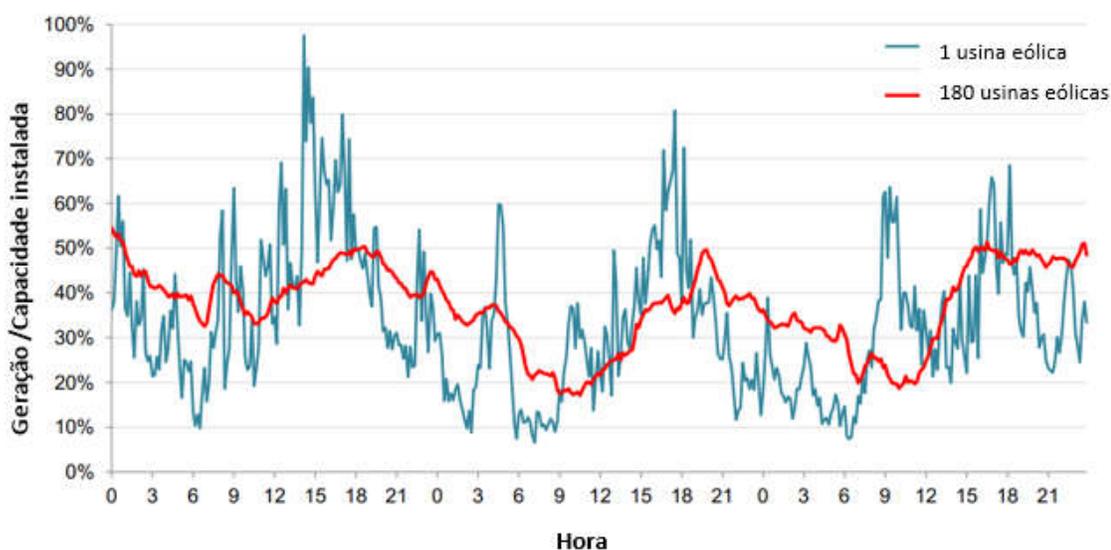


Figura 22 - Comparação de variabilidade de geração entre 1 e 180 usinas eólicas (adaptado de EPE, 2018b).

Outra ferramenta que pode ser utilizada no planejamento e controle da operação é o gerenciamento pelo lado da demanda, que consiste em provocar alterações no padrão de consumo de energia elétrica para aliviar a carga no sistema nos momentos em que este é mais solicitado. Basicamente, a função desta ferramenta é reduzir os picos de demanda através de alterações nas tarifas que incentivem o menor consumo durante a ponta.

Atualmente, o gerenciamento pelo lado da demanda é realizado de forma tímida no Brasil. As tarifas horo-sazonais, aplicadas a consumidores cativos atendidos em média tensão, fazem uma distinção de preços entre os horários de ponta e fora da ponta. No caso da tarifa horo-sazonal verde, esta diferenciação acontece apenas para energia e, na tarifa azul, esta diferenciação acontece tanto para energia quanto para demanda.

A necessidade de se intensificar o gerenciamento pelo lado da demanda no Brasil já foi identificada e algumas atitudes estão sendo tomadas a respeito. Uma delas, foi a criação da tarifa branca. Nesta tarifa, até mesmo consumidores residenciais podem optar por uma diferenciação de preços de energia dependendo do horário do consumo. Até 2018, consumidores que possuam média mensal de consumo superior a 500 kWh podiam optar pela tarifa branca. Em 2019, foram atendidas unidades com consumo médio superior a 250 kWh/mês e, a partir de 2020, podem optar pela tarifa branca qualquer consumidor de baixa tensão (ANEEL, 2018a). A Figura 23 apresenta um comparativo (sem escalas) entre uma tarifa convencional para consumidores de baixa tensão e a tarifa branca.

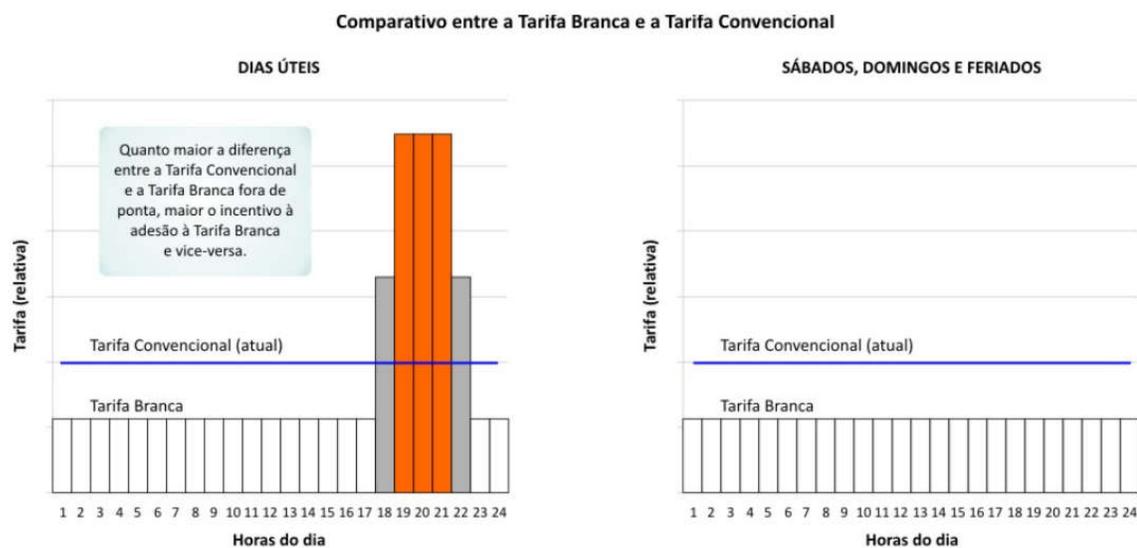


Figura 23 - Comparativo entre tarifa convencional e tarifa branca para consumidores de baixa tensão (ANEEL, 2018b).

Nesta diferenciação de preços nas tarifas de energia elétrica no Brasil, os horários definidos como “ponta”, quando a energia é mais cara para o consumidor, ocorrem entre 17:00 e 20:00 ou entre 18:00 e 21:00, dependendo da região da distribuidora e do horário de verão, se houver. Esta definição de horários de ponta é passível de algumas críticas por, em algumas ocasiões, não representar bem os horários em que o sistema de geração do país é, de fato, mais exigido. Costa et al. (2018) apontam que, durante o verão, por exemplo, as maiores cargas no sistema acontecem em horários próximos às 15:00, devido ao grande consumo de energia em aparelhos de ar-condicionado. No entanto, para consumidores que se enquadram nas tarifas horo-sazonais, a energia elétrica consumida durante este horário é mais barata que aquela consumida no horário definido como de ponta pela tarifa.

Sistemas de armazenamento de energia também são opções para mitigar a intermitência de fontes renováveis alternativas. Conforme discutido mais detalhadamente no capítulo 3, estes sistemas são capazes gerar energia nos momentos de ponta de carga, utilizando energia armazenada em momentos em que a demanda não solicita grande capacidade de geração do sistema. Esta complementação das fontes intermitentes exige algumas características específicas que são inerentes à maioria dos sistemas de armazenamento, como baixos tempos de partida, geração em rampa e despachabilidade.

Diversos países já adotam os sistemas de armazenamento de energia como recurso para atendimento à ponta e mitigação de intermitência de geração. Em junho de 2018, havia mais de 1700 projetos de armazenamento de energia em grande escala no mundo, totalizando mais de 195 GW de potência instalada. Nesta data, Estados Unidos e China lideravam o ranking de capacidade de sistemas de armazenamento, com 33 GW e 32 GW, respectivamente (DOE, 2018).

A grande utilidade dos sistemas de armazenamento, não somente para aplicação em sistemas elétricos, incentiva as pesquisas neste tema, o que ajuda a acelerar o seu desenvolvimento. Dentre os diversos tipos de sistemas de armazenamento, as baterias de íon-lítio são, provavelmente, as que se desenvolvem com maior velocidade. Motivadas principalmente pela indústria automobilística, que busca desenvolver carros elétricos mais eficientes e com menor custo de produção, estas baterias conseguem ser produzidas com custos cada vez menores (Figura 24).

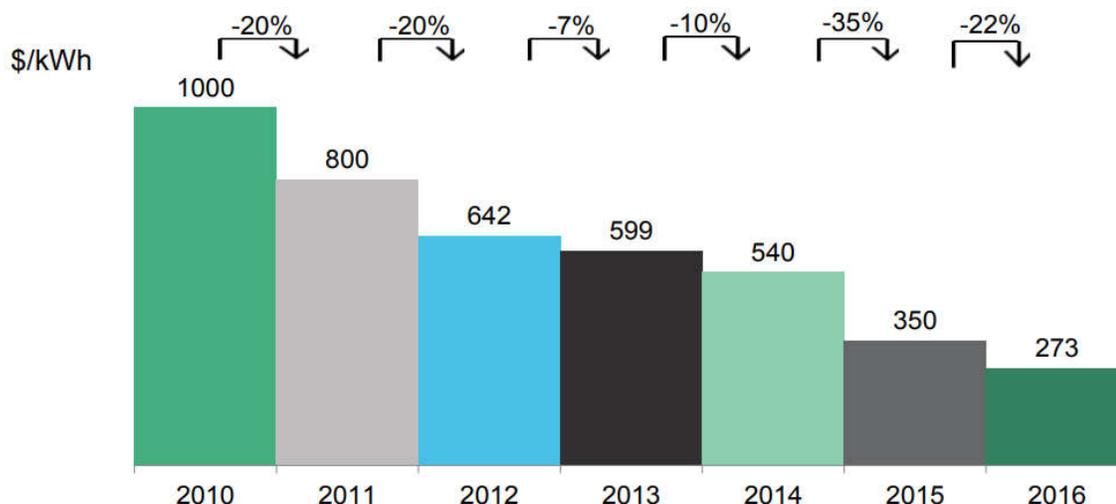


Figura 24 - Evolução dos custos médios de produção de baterias íon-lítio em dólar por kWh de capacidade (EPE, 2018b)

No Brasil, sistemas de armazenamento de energia poderiam trazer grandes contribuições para a operação do sistema elétrico já que suas funcionalidades se adéquam às características e necessidades do sistema. Além de mitigar a intermitência das usinas eólicas e fotovoltaicas que crescem no país, os sistemas de armazenamento de energia poderiam ajudar a reduzir os custos com despacho de usinas de altos custos operacionais.

Atualmente, para atendimento à ponta de carga no SIN, são necessários grandes despachos de usinas termelétricas a gás, que possuem altos custos marginais de operação devido, principalmente, ao custo do combustível. A necessidade de despacho deste tipo de usina se deve ao fato delas possuírem as características necessárias para atendimento de ponta (baixo tempo de partida e geração em rampa) além da insuficiência de disponibilidade de fontes que conseguem exercer a mesma função a custos mais baixos, como hidrelétricas. Com a inviabilidade de investimentos em novas hidrelétricas de grande porte, os sistemas de armazenamento de energia no Brasil poderiam ser alternativas para este atendimento de ponta a custos operacionais mais baixos.

O PDE 2026, pela primeira vez em muitos anos, destaca os sistemas de armazenamento de energia como possível alternativa para o Brasil, o que aponta a grande relevância do estudo destes tipos de sistema no contexto brasileiro. Nesta edição, o PDE discute algumas alternativas para ampliar a capacidade de atendimento à ponta de demanda e mitigar a variabilidade das fontes intermitentes no sistema elétrico brasileiro. De acordo com o documento, as principais soluções tecnológicas candidatas no horizonte decenal são usinas termelétricas de partida rápida, repotenciação ou instalação de unidades geradoras adicionais

em hidrelétricas existentes, gerenciamento pelo lado da demanda, usinas hidrelétricas reversíveis e baterias eletroquímicas (EPE, 2017).

Ainda segundo o PDE 2026, as três primeiras soluções apresentadas (termelétricas de partida rápida, repotenciação de usinas e gerenciamento pelo lado da demanda) possuem as características adequadas para atendimento à ponta de demanda além de possuírem baixos custos de implantação. A necessidade de unidades de baixos custos de implantação é inerente às suas viabilidades econômicas e se dá pelo fato de que estas tendem a operar com baixos fatores de capacidade, já que sua função não é gerar na base. No entanto, as duas últimas soluções apresentadas (usinas hidrelétricas reversíveis e baterias eletroquímicas), apesar de ainda possuírem custos de implantação relativamente altos, são as únicas dentre as tecnologias mencionadas que detêm o atributo de flexibilidade operativa no curto prazo, necessário para suprir a intermitência das fontes renováveis alternativas (EPE, 2017).

Por fim, o PDE 2026 menciona que, para que sejam economicamente viáveis os sistemas de armazenamento de energia, que possuem custos de implantação relativamente altos e fatores de capacidade baixos, é necessário que o sistema requeira deles outros serviços que não apenas o atendimento à demanda máxima (EPE, 2017). Estes outros serviços são os ancilares, do qual o sistema necessita, mas ainda não possuem mecanismos de remuneração adequado para sua maior parte. Tais serviços incluem controle de frequência, suporte de reativos, *black-start*, reserva girante etc. A maior parte dos sistemas de armazenamento de energia são capazes de fornecer a maioria dos serviços ancilares.

Diante das vantagens que os sistemas de armazenamento de energia podem trazer ao setor elétrico brasileiro, alterações regulatórias que valorizassem tais benefícios e viabilizassem estes sistemas poderiam beneficiar o país. Tais alterações se justificam, ainda, pela mudança do contexto em que o modelo foi criado para a realidade atual.

Alguns dos benefícios que os sistemas de armazenamento podem trazer para a operação do sistema foram exemplificados pelos modelos numéricos apresentados nas seções 6, 7 e 8.

5. MODELAGEM NUMÉRICA E OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA

A modelagem numérica é uma forma de representar matematicamente alguma situação do mundo real, com a finalidade de simular acontecimentos hipotéticos, buscar situações otimizadas, definir relações causa-consequência ou prever eventos. Esta ferramenta é muito utilizada no auxílio às tomadas de decisão, principalmente no ramo da pesquisa operacional. É comum que os modelos numéricos sejam acompanhados de processos de otimização, que buscam a melhor condição possível de acordo com critérios pré-definidos para se satisfazer determinadas condições estabelecidas para o sistema modelado.

Morse & Kimball (2003) definem a pesquisa operacional como um método científico de fornecer a departamentos executivos informações quantitativas sobre as operações sob seus controles. O reconhecimento da pesquisa operacional como um ramo específico começou com a Segunda Guerra Mundial, quando era utilizada para desenvolvimento de táticas de guerra. Atualmente, sua aplicação se estende a inúmeros processos de tomadas de decisão que envolvem análises quantitativas nas mais diversas áreas (economia, transporte, saúde, indústria, comércio, política, energia etc.).

Dentro da pesquisa operacional, a busca numérica pela melhor tomada de decisão possível é denominada otimização. Uma forma de se subdividir os processos de otimização está no conhecimento ou não de todas as variáveis que o problema abrange. Enquanto em um processo determinístico todas as variáveis são conhecidas anteriormente à tomada de decisão, um processo estocástico envolve tomar decisões sob incertezas. Um exemplo clássico de otimização estocástica é decidir qual o caminho mais rápido para se deslocar de carro de um ponto a outro dentro de uma cidade. Neste caso, o resultado pode ser influenciado por vários fatores como trânsito, acidentes, interdições de vias etc. No entanto, a decisão de qual percurso escolher deve ser feita antes de se ter o conhecimento sobre essas variáveis.

Ao contrário de alguns conceitos clássicos sobre otimização estocástica, este trabalho segue a mesma abordagem adotada por Powell (2019), em que há uma distinção explícita entre a modelagem do problema e o desenvolvimento de políticas para tomadas de decisão. A abordagem utilizada por Powell (2019) foi adotada por se mostrar didática ao apresentar os elementos do processo de tomadas de decisão, além de diferenciar claramente um problema de otimização determinística e um problema de otimização estocástica, chamando atenção para os cuidados que o último exige devido à sua maior complexidade. A seção 5.1 apresenta diretrizes, notações e conceitos utilizados para modelagem de processos estocásticos,

com exemplos específicos para modelagem de sistemas elétricos. A seção 5.2 traz as principais definições e conceitos envolvendo a criação de políticas de tomada de decisão sob incerteza.

5.1. Modelagem de processos estocásticos

Seguindo a estrutura e as notações apresentadas por Powell (2019), os modelos estocásticos podem ser representados por 5 elementos principais:

- Variável de estado (S_t): contém toda a informação necessária para modelar o sistema e calcular as funções de decisão do tempo t em diante. A variável de estado inicial (S_0) inclui ainda todas as informações que não se alteram ao longo do tempo. No caso de sistemas elétricos, podem estar incluídas em S_0 potências máximas, capacidades de geração em rampa, eficiências, volume inicial de um reservatório de hidrelétrica etc.
- Variável de decisão (x_t): também chamada de variável de controle ou de ação em algumas comunidades, representa os valores decididos pela política de decisão (X^π), que será definida na seção 5.2.
- Informações exógenas (W_t): toda informação nova para o modelo que aparece pela primeira vez no intervalo t (mais precisamente, entre $t - 1$ e t). No contexto do planejamento de geração elétrica, por exemplo, as previsões de geração eólica que são atualizadas periodicamente estariam incluídas em W_t .
- Função de transição (S^M): determina como a variável de estado é atualizada ao passar de S_t para S_{t+1} . Esta função depende das decisões tomadas em t bem como das novas informações exógenas “aprendidas” pelo modelo neste intervalo, podendo ser escrita, portanto, da seguinte forma: $S^M(S_t, x_t, W_{t+1})$.
- Função objetivo (F): ao contrário de algumas notações clássicas de modelos de otimização, aqui, a função objetivo não busca otimizar um determinado valor (custo ou lucro, por exemplo), mas sim, buscar a melhor (ou otimizar a) política de tomada de decisão. Esta função é descrita pela seguinte equação:

$$F = \min_{\pi \in \Pi} E \sum_{t=0}^T C(S_t, X_t^\pi(S_t)).$$

Esta estrutura de componentes pode ser aplicada a qualquer tipo de problema de otimização estocástica, sendo, portanto, proposta por Powell (2019) como um modelo unificado para este tipo de problema. No capítulo 8, esta notação é utilizada para descrever o modelo

principal desta tese, desenvolvido com o intuito de auxiliar o despacho de usinas e sistemas de armazenamento no subsistema Nordeste.

5.2. Políticas de decisão sob incerteza

As políticas de decisão sob incerteza, chamadas somente de políticas a partir daqui, são funções que mapeiam um determinado estado para uma decisão. Em outras palavras, uma política define quais ações serão tomadas em cada intervalo de tempo através de uma função das informações conhecidas naquele momento.

Powell (2019) divide as políticas de decisão sob incerteza em quatro classes:

- PFA (*policy function approximation*): envolvem funções analíticas que mapeiam diretamente um estado a uma ação sem a resolução de algum problema numérico de otimização. Essas políticas podem ser tabelas de pesquisa, funções paramétricas ou modelos estatísticos. Um exemplo clássico de PFA seria uma política de compra e venda de ações em que se vende ações sempre que o preço ultrapassa um determinado valor θ^{venda} , e se compra ações sempre que o valor fica abaixo de θ^{compra} . Outro exemplo seria uma função paramétrica do tipo:

$$X^\pi(S_t|\theta) = \theta_0 + \theta_1 S_t + \theta_2 S_t^2 \quad (1)$$

Apesar da simplicidade da implementação desta classe de política, calibrar os parâmetros θ para alguns tipos de problema pode ser um grande desafio para se obter bons resultados.

- CFA (*cost function approximation*): envolvem modificações paramétricas em funções de custo ou em restrições. As funções de custo podem ser modificadas, por exemplo, com a adição de um termo que introduz uma penalidade pela ocorrência de determinado evento indesejado (nível em reservatórios de usinas hidrelétricas fora de um intervalo desejado, vazões defluentes nestas usinas acima de um limite de segurança para controle de cheias etc.). No caso de planejamento de operação de sistemas elétricos, uma modificação paramétrica em restrições muito comum é a reserva de potência. Para atender aos inevitáveis erros de previsão de demanda e geração de fontes intermitentes, o

processo de otimização para planejar o despacho admite que a potência disponível de fontes despacháveis é um pouco menor que a real. Assim, garante-se que parte dessa potência de fontes despacháveis esteja disponível para controle de frequência na operação em tempo real. Uma CFA é representada pela seguinte equação:

$$X_t^\pi(S_t|\theta) = \underset{x \in \mathcal{X}_t^\pi(\theta)}{\operatorname{argmin}} \left(\bar{C}^\pi(S_t, x|\theta) \right) \quad (2)$$

- VFA (*value function approximation*): nesta política, uma função aproxima o valor (ou custo) de estar em um estado como resultado de uma ação feita em um intervalo de tempo anterior ($t - 1$). As VFA também são conhecidas como programações dinâmicas aproximadas. Normalmente, as funções que aproximam o valor de se encontrar em um estado são determinadas por modelos estatísticos. É possível representar esse tipo de política pela equação:

$$X_t^\pi(S_t|\theta) = \underset{x \in \mathcal{X}_t}{\operatorname{argmin}} (C(S_t, x) + \mathbb{E}\{\bar{V}_{t+1}(S_{t+1}|\theta)|S_t\}) \quad (3)$$

- DLA (*direct lookahead*): também conhecido como controle preditivo, resolve um problema numérico de otimização considerando um determinado horizonte de tempo H . Este problema pode ser resolvido deterministicamente e pode ser modelado, inclusive, como um simples programa linear de otimização. Esta política é comum quando se considera previsões de eventos no futuro, como previsões de geração eólica que fornecem as gerações previstas para $t + 1$ até $t + H$. Nesta política, é preciso ter atenção para não confundir as variáveis de decisão da DLA com as variáveis de decisão do modelo base. A DLA resolve um problema de otimização que retorna decisões para todos os intervalos entre t e $t + H$, mas pode ser que só sejam adotadas no modelo base (ou implementadas na realidade) as decisões relativas ao período t . Isso acontece, por exemplo, quando se tem previsões que são atualizadas periodicamente e, a cada atualização da previsão, uma nova DLA é rodada e novas decisões são tomadas. Para evitar confusão entre as variáveis de decisão da DLA e do modelo base, representa-se com um til as variáveis de decisão da DLA ($\tilde{x}_{tt'}$).

O subscrito t representa o tempo dentro do modelo base enquanto o tempo t' representa o tempo dentro da DLA. Normalmente, uma DLA é rodada uma vez a cada intervalo t , quando se obtém valores de $\tilde{x}_{tt'}$ para cada intervalo $t' \in [t, t + H]$.

Além de políticas que podem ser inseridas dentro das quatro classes apresentadas, é possível combiná-las para formar políticas híbridas. Um exemplo seria a combinação de CFA com DLA, ao inserir modificações paramétricas nas restrições de uma DLA. Essas modificações são, por sua vez, calibradas em um simulador estocástico.

É possível ainda que políticas diferentes (podendo ser ou não da mesma classe) sejam empregadas para o mesmo problema sendo uma em sequência da outra. Essas políticas são chamadas de multi-estágio. Normalmente são empregadas em casos em que é necessário tomar decisões com tempos diferentes para implementação. Estes casos são muito comuns no contexto de operação de sistemas elétricos, em que podemos ter uma política diária para planejar a operação do dia seguinte, e uma outra política horária que ajusta somente a geração das usinas com boas despachabilidade e rampa, que adéquam suas gerações às variações imprevisíveis da demanda.

6. MODELO DETERMINÍSTICO 1: SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO PARA OTIMIZAR GERAÇÃO EM USINAS HIDRELÉTRICAS

A operação de uma usina hidrelétrica está condicionada a diversos fatores que envolvem desde o planejamento do sistema elétrico como um todo até a hidrologia da bacia onde a usina está inserida.

Além do planejamento de geração, as vazões afluentes em uma usina são parâmetros primordiais para o controle de sua operação. A disponibilidade de água em uma usina para geração está diretamente relacionada à sua vazão afluente. Esta pode, inclusive, ser relacionada diretamente ao potencial de geração da usina através do conceito de Energia Natural Afluente (ENA), definida como a energia que pode ser produzida com a vazão de água que chega a uma usina hidrelétrica.

Em usinas a fio d'água, que operam com nível d'água de montante praticamente constante, as vazões afluentes e defluentes devem ser muito próximas durante a operação para manutenção deste nível. Como a vazão defluente é a soma das vazões turbinada e vertida, estas duas são as responsáveis pelo controle da vazão defluente e, se a vazão turbinada estiver pré-determinada por um planejamento de geração, o controle da vazão defluente acaba acontecendo somente pela vazão vertida. No caso de hidrelétricas com reservatório, em que uma maior variação do nível d'água de montante é permitida, os vertimentos tendem a ser necessários com menor frequência. No entanto, em alguns momentos os vertimentos podem ser necessários para atender a restrições de volume máximo do reservatório ou até mesmo a restrições operativas decorrentes de outras funções exercidas pelo reservatório, como amortecimento de cheias.

O amortecimento de cheia realizado por um reservatório é um acúmulo de parte de uma vazão afluente de pico para que este não continue para a jusante da barragem. Basicamente, durante o amortecimento, a vazão defluente na barragem é menor que a afluente e, por consequência, o reservatório se enche para que esse volume de água represado não seja liberado para jusante em um curto período. Este processo é fundamental em algumas bacias para evitar inundações.

Outro fator que deve ser considerado no controle da vazão defluente de uma usina é a operação das usinas a jusante. A vazão afluente em uma usina é diretamente dependente da vazão defluente das usinas à montante na mesma cascata. Por este motivo, para que um conjunto

de usinas de uma mesma cascata consiga uma geração total eficiente, é muito provável que cada uma das usinas não opere individualmente em sua máxima eficiência e capacidade de geração.

Levando-se em conta a influência da hidrologia na operação de uma usina hidrelétrica, bacias hidrográficas que proporcionam vazões afluentes com grande variabilidade tendem a conferir mais dificuldades na operação dessas usinas. Usinas que se encontram neste tipo de bacia tendem a verter mais água que usinas em bacias com vazões mais constantes. Isso acontece porque ocorrem com maior frequência situações em que a vazão afluente é maior que a vazão que foi planejada para turbinamento em usinas a fio d'água ou em usinas com reservatórios cheios.

Para exemplificar esta necessidade de vertimento, a Figura 25 mostra as vazões horárias da usina a fio d'água de Foz do Chapecó entre os dias 16 e 22 de junho de 2017. Esta usina está inserida na bacia hidrográfica do rio Uruguai, que possui uma grande variabilidade de vazões afluentes. Na figura, observa-se a necessidade de vertimento devido à grande vazão afluente que chegava na usina no período. Durante a maior parte do período diurno, o turbinamento está em sua máxima capacidade e o vertimento foi necessário para complementar a defluência necessária. Já durante a madrugada, o turbinamento está muito abaixo da sua capacidade, chegando a zero em alguns momentos, devido às exigências da programação de geração e, para compensar este baixo turbinamento, o vertimento pode ser ainda maior para atingir a defluência necessária.

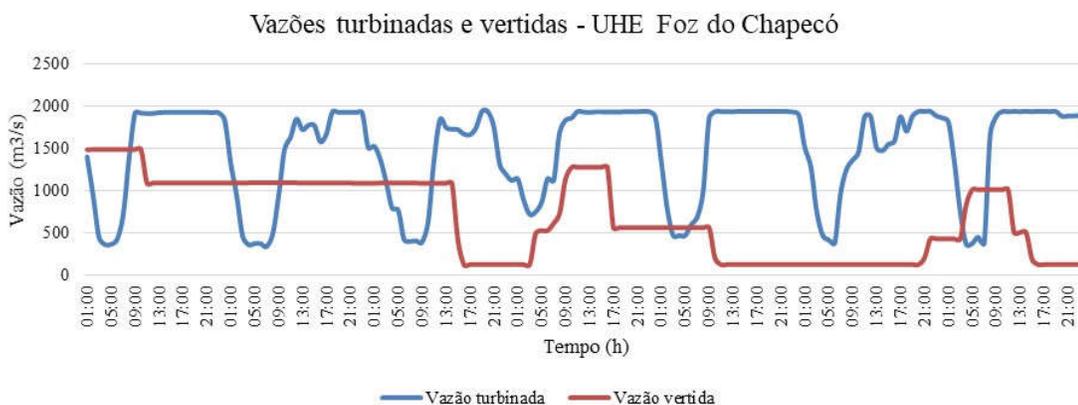


Figura 25 - Vazões turbinadas e vertidas na UHE Foz do Chapecó entre 16 e 22 de junho de 2017.

Em momentos em que o vertimento ocorre com baixas vazões turbinadas, o desperdício de energia fica caracterizado. Parte da vazão vertida poderia estar sendo usada para gerar energia, mas isso não ocorre devido à falta de demanda do sistema naquele momento.

Uma possível forma de se reduzir esse desperdício em usinas que se encontram nestas bacias com grande variabilidade de vazões afluentes é associando a elas sistemas de armazenamento de energia. Com esta associação, a usina poderia gerar com uma potência mais próxima de sua capacidade máxima mesmo em momentos quando não há demanda para tal e esta energia seria utilizada para carregar o sistema de armazenamento de energia. Este, por sua vez, aumentaria a capacidade de geração da usina a que está associado durante os momentos de maior demanda.

O modelo numérico de otimização apresentado neste capítulo foi desenvolvido para exemplificar a operação de um sistema de armazenamento de energia associado a uma usina hidrelétrica a fio d'água. Neste modelo, foi simulada a operação de uma semana da UHE Foz do Chapecó com intervalos de simulação de uma hora. O objetivo do modelo é maximizar a receita proveniente de venda de energia.

No modelo, o sistema de armazenamento pode ser carregado pela hidrelétrica e pode gerar energia nos momentos mais convenientes. As variáveis de decisão são, para cada intervalo, as vazões turbinadas e vertidas, além do carregamento e do descarregamento (geração) do sistema de armazenamento.

6.1. Modelo base

Para este modelo de otimização determinística, foi adotada uma notação baseada na adotada por Powell (2019) para otimização estocástica, apresentada no capítulo 5. A principal adaptação nesta notação para que esta se adeque a modelos determinísticos é a supressão de um dos elementos, as informações exógenas. Nesse caso, esse elemento não faz sentido pois não há novas informações aprendidas pelo modelo em cada intervalo de tempo. Pela natureza determinística do modelo, todas as informações já são conhecidas desde o primeiro intervalo de simulação $t = 0$.

6.1.1. Variáveis de estado

Por definição, as variáveis de estado contêm todas as informações necessárias para modelar o sistema do tempo t em diante. Sendo o modelo determinístico, podemos afirmar que S_0 contém todos os dados necessários para modelar o sistema por todo seu horizonte:

$$\begin{aligned}
& S_0 \\
& = (\{G_t^{OBS}, Q_t^{AFL-OBS}, Q_t^{DEF-OBS}, PLD_t\}_{t=0}^H, P_{max}, Q_{max}^{VER}, k^{HD}, \\
& \eta^{HD}, \eta^{A-EFIC}, \eta^{A-AUTO}, V_0, R_0, R_{max}, \theta_0^{LA}, \theta_1^{LA}, \theta_2^{LA}, \theta_3^{LA}, \theta_4^{LA}, \theta_0^{CF}, \theta_1^{CF}, \theta_2^{CF}, \theta_3^{CF}, \theta_4^{CF})
\end{aligned} \tag{4}$$

$$P_{max} = (P_{max}^{HD}, P_{max}^{AD}, P_{max}^{AC}) \tag{5}$$

Sendo $\{G_t^{OBS}\}_{t=0}^H$, as gerações reais da UHE Foz do Chapecó observadas durante o período simulado. Esta informação é importante para a implementação da restrição de demanda, representada pela Equação (19). $\{Q_t^{AFL-OBS}\}_{t=0}^H$ e $\{Q_t^{DEF-OBS}\}_{t=0}^H$ são, respectivamente, as vazões afluentes e defluentes observadas durante o período simulado. $\{PLD_t\}_{t=0}^H$ são os valores considerados para venda de energia durante o período simulado. P_{max}^{HD} , P_{max}^{AD} e P_{max}^{AC} representam, respectivamente, as potências máximas da hidrelétrica, de descarregamento e de carregamento do sistema de armazenamento. Q_{max}^{VER} é a capacidade máxima de vertimento dos vertedores da usina. k^{HD} é a sua produtividade específica. η^{HD} representa a perda de carga na adução da usina. η^{A-EFIC} é a eficiência de carregamento do sistema de armazenamento. η^{A-AUTO} é a taxa de auto descarregamento horária do sistema de armazenamento. V_0 é o volume inicial do lago. R_0 é a energia armazenada inicial no sistema de armazenamento. R_{max} é a capacidade máxima de energia armazenada no sistema de armazenamento. $\theta_0^{LA}, \theta_1^{LA}, \theta_2^{LA}, \theta_3^{LA}, \theta_4^{LA}$ são os coeficientes do polinômio cota-volume do lago e $\theta_0^{CF}, \theta_1^{CF}, \theta_2^{CF}, \theta_3^{CF}, \theta_4^{CF}$ são os coeficientes do polinômio cota-vazão do canal de fuga.

6.1.2. Variáveis de decisão

As variáveis de decisão desse modelo são, para cada intervalo de tempo t , as vazões turbinadas e vertidas na usina, além do descarregamento e carregamento no sistema de armazenamento:

$$x_t = x_t^{HD-TUR}, x_t^{HD-VER}, x_t^{AD}, x_t^{AC} \tag{6}$$

As decisões são condicionadas a algumas restrições. Uma delas é a restrição de potência máxima gerada na usina hidrelétrica:

$$P_t^{HD} \leq P_{max}^{HD} \tag{7}$$

A potência gerada pela usina P_t^{HD} é calculada pelas seguintes equações:

$$P_t^{HD} = x_t^{HD-TUR} H_t^{LIQ} k^{HD} \quad (8)$$

$$H_t^{LIQ} = H_t^{BRU} - \eta^{HD} \quad (9)$$

$$H_t^{BRU} = N_t^{LA} - N_t^{CF} \quad (10)$$

Onde H_t^{LIQ} é a queda líquida no intervalo t , H_t^{BRU} é a queda bruta no intervalo t e N_t^{LA} e N_t^{CF} são, respectivamente, os níveis no lago e no canal de fuga no intervalo t . Os níveis no lago da usina são determinados por um polinômio cota-volume, característico da topografia local, enquanto o nível do canal de fuga é determinado por um polinômio cota-vazão:

$$N_t^{LA} = \theta_0^{LA} + \theta_1^{LA} V_t^{LA} + \theta_2^{LA} V_t^{LA^2} + \theta_3^{LA} V_t^{LA^3} + \theta_4^{LA} V_t^{LA^4} \quad (11)$$

$$N_t^{CF} = \theta_0^{CF} + \theta_1^{CF} Q_t^{DEF-OBS} + \theta_2^{CF} Q_t^{DEF-OBS^2} + \theta_3^{CF} Q_t^{DEF-OBS^3} + \theta_4^{CF} Q_t^{DEF-OBS^4} \quad (12)$$

A capacidade máxima de vertimento dos vertedores também deve ser respeitada:

$$x_t^{HD-VER} \leq Q_{max}^{VER} \quad (13)$$

Em termos de condições técnicas da usina, a vazão defluente somente estaria limitada à soma das capacidades de turbinamento e vertimento. No entanto, sabe-se que a vazão defluente de uma usina tem impactos à sua jusante e, por isso, estes impactos são considerados e acarretam restrições operativas para a usina. Assim, para que o modelo simulado não tenha menos restrições que a operação real da usina em termos de vazão defluente, foi considerado que esta deve ser igual à vazão defluente real no mesmo período. Esta restrição impõe, por consequência, que os volumes e os níveis no lago da usina em cada intervalo t também sejam iguais aos observados na operação real. Desta forma, a avaliação dos benefícios do sistema de armazenamento para a operação é conservadora, pois foi imposta aqui uma condição mais restritiva que a real.

$$x_t^{HD-TUR} + x_t^{HD-VER} = Q_t^{DEF-OBS} \quad (14)$$

O sistema de armazenamento está sujeito a restrições de potência, tanto para descarregamento quanto para carregamento, além de uma máxima capacidade de energia armazenada:

$$P_t^{AD} \leq P_{max}^{AD} \quad (15)$$

$$P_t^{AC} \leq P_{max}^{AC} \quad (16)$$

$$R_t \leq R_{max} \quad (17)$$

Além destas restrições de potência e armazenamento, em cada intervalo, a potência de carregamento deste sistema não pode ser maior que a potência disponível para tal, ou seja, a potência gerada pela hidrelétrica:

$$x_t^{AC} \leq P_t^{HD} \quad (18)$$

O despacho de uma usina está restrito não somente às suas características operacionais, mas também à demanda por energia que o operador do sistema entende que deva ser atendida por esta usina. Por esta razão, a geração real da UHE Foz do Chapecó entre os dias 16 e 22 de junho de 2017 não chegava próxima de sua capacidade máxima em vários momentos, principalmente durante as madrugadas. Assim, para simular uma condição semelhante para a usina associada a um sistema de armazenamento e permitir comparações entre a operação real e o sistema modelado, foi criada uma restrição admitindo que, durante esses momentos de geração consideravelmente inferior à capacidade da usina, a geração máxima está restrita à demanda. Para isso, admitiu-se que a venda máxima de energia em cada intervalo seria igual à geração real da usina no intervalo sempre que esta geração real fosse inferior a 95% da capacidade da usina. Caso contrário, a venda de energia não está sujeita a restrições de demanda.

$$\text{Se } G_t^{OBS} < 0,95P_t^{HD} \therefore P_t^{HD} + x_t^{AD} \leq G_t^{OBS} \quad (19)$$

Idealmente, esta restrição de venda máxima de energia quando a geração está abaixo de 95% da capacidade deveria ocorrer com geração abaixo de 100% da capacidade. Este valor arbitrário de 95% foi definido porque o modelo trabalha com médias horárias de geração. Assim, dentro de alguns desses intervalos de uma hora, pode haver alguns minutos em que a geração não esteve em sua máxima capacidade fazendo com que a média horária fique menor que esta capacidade total. Nestes casos, a venda de energia do sistema de armazenamento ainda faria sentido dentro do intervalo horário.

As restrições de não-negatividade do modelo são:

$$x_t^{HD-TUR}, x_t^{HD-VER}, x_t^{AD}, x_t^{AC}, R_t \geq 0 \quad (20)$$

6.1.3. Funções de transição

As funções de transição determinam como as variáveis de estado S_t são atualizadas de um intervalo t para $t + 1$, como consequências as decisões x_t .

A primeira função de transição representa o balanço hídrico no lago. O volume de água no lago da usina varia de acordo com suas vazões afluentes e defluentes:

$$V_{t+1}^{LA} = V_t^{LA} + (Q_t^{AFL-OBS} - x_t^{HD-TUR} - x_t^{HD-VER}) \times 1 \text{ hora} \quad (21)$$

A outra função de transição representa o balanço de energia armazenada no sistema de armazenamento. São inerentes aos sistemas de armazenamento de energia algumas perdas em seus ciclos de carregamento e descarregamento. As perdas mais significativas, que foram consideradas neste modelo, são a eficiência de ciclo (relação entre a energia consumida para carregamento e a energia que pode ser gerada com este carregamento) e o auto descarregamento (perda de energia armazenada com o decorrer do tempo, mesmo sem operação).

Para a simulação destes efeitos na situação do sistema de armazenamento, a cada intervalo, a energia acumulada é igual à energia acumulada no intervalo anterior multiplicado por um coeficiente de auto descarregamento, somada ao volume de energia carregado durante o intervalo multiplicado pela eficiência do ciclo, subtraído da energia gerada no intervalo:

$$R_{t+1} = R_t(1 - \eta^{A-AUTO}) + x_t^{AC} \eta^{A-EFIC} - x_t^{AD} \quad (22)$$

6.1.4. Função objetivo

Para simular uma situação em que se busca aumentar a receita da usina com a adição do sistema de armazenamento, a função objetivo do modelo de otimização foi definida como sendo a maximização da receita proveniente de venda de energia durante o horizonte de planejamento (uma semana, que equivale a 168 horas), composta pela soma de energia gerada pela hidrelétrica e pelo sistema de armazenamento, subtraída da energia consumida para carregamento do sistema de armazenamento. O preço da energia vendida depende do horário, de acordo com o patamar de carga definido pelo ONS.

A receita em cada intervalo de tempo t , com duração de uma hora, é calculada pela função de contribuição.

$$C(S_t, x_t) = (P_t^{HD} + x_t^{AD} - x_t^{AC}) \times PLD_t \quad (23)$$

A função objetivo Z busca a maximização desses custos ao longo do horizonte $H = 168$:

$$Z = \underset{x_t}{argmax} \sum_{t=0}^H C(S_t, x_t) \quad (24)$$

6.2. Dados de entrada

Foi feita uma simulação da operação da UHE Foz do Chapecó entre os dias 16 e 22 de junho de 2017, adicionando à usina um sistema de armazenamento de energia. Os resultados da simulação foram comparados à operação real da usina, que não possui sistema de armazenamento.

6.2.1. Vazão afluente

O cenário de vazão afluente considerado na modelagem $\{Q_t^{AFL-OBS}\}_{t=0}^H$ foram as vazões reais na UHE Foz do Chapecó durante o período simulado, obtidas em ONS (2018). Este cenário está representado na Figura 26. A escolha do período de simulação foi justamente

devido às vazões afluentes na hidrelétrica serem altas neste período e, portanto, a disponibilidade de água para geração neste período era superior à necessária para atender à demanda, justificando o armazenamento de energia.



Figura 26 - Vazões afluentes na UHE Foz do Chapecó entre os dias 16 e 22 de junho de 2017.

6.2.2. Preço de venda da energia

O preços de venda da energia adotados $\{PLD_t\}_{t=0}^H$, que variam de acordo com a hora do dia, foram os Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) para a primeira semana de 17 a 23 de junho de 2017 no subsistema Sul. Neste período, o preço da energia para patamares de baixa demanda estava muito abaixo dos preços de média e alta demanda, situação que reflete bem um sistema com dificuldade de atendimento de ponta de demanda, para o qual sistemas de armazenamento de energia podem ter grande utilidade. O histórico do PLD é disponibilizado pela CCEE em sua página na internet (CCEE, 2017).

Tabela 3 – Valores do PLD para primeira semana de junho de 2017.

Patamar de carga	PLD (R\$/MWh)
Leve	83,87
Médio	88,79
Pesado	88,79

6.2.3. Características da usina hidrelétrica

Os coeficientes do polinômio cota-vazão e cota-volume foram retirados do arquivo HIDR.DAT, componente do deck de entrada dos modelos Newave e Decomp, e disponível em CCEE (2018). Os valores dos coeficientes dos polinômios estão na Tabela 4.

Tabela 4 - Coeficientes dos polinômios cota-volume e cota-vazão da UHE Foz do Chapecó.

Polinômio cota-volume		Polinômio cota-vazão	
θ_0^{LA}	$2,45 \times 10^2$	θ_0^{CF}	$2,11 \times 10^2$
θ_1^{LA}	$1,35 \times 10^{-2}$	θ_1^{CF}	$1,55 \times 10^{-3}$
θ_2^{LA}	$-1,93 \times 10^{-10}$	θ_2^{CF}	$-1,59 \times 10^{-7}$
θ_3^{LA}	$8,46 \times 10^{-14}$	θ_3^{CF}	$1,22 \times 10^{-11}$
θ_4^{LA}	$-1,39 \times 10^{-17}$	θ_4^{CF}	$-3,69 \times 10^{-16}$

Outros dados da UHE Foz do Chapecó retirados de CCEE (2018) foram a produtibilidade específica ($k^{HD} = 0.009092 \text{ MW/m}^3/\text{s/m}$), as perdas envolvidas na geração ($\eta^{HD} = 1,7 \text{ m}$) e a potência máxima da usina ($P_{max}^{HD} = 855,2 \text{ MW}$).

A capacidade de vertimento da usina é $Q_{max}^{VER} = 62.1905 \text{ m}^3/\text{s}$. este dado foi fornecido pela empresa Foz do Chapecó Energia S.A.

No início do primeiro intervalo de simulação, o volume no lago considerado foi o real para a usina neste período ($V_0 = 1.468,00 \text{ hm}^3$).

6.2.4. Características do sistema de armazenamento

O sistema de armazenamento foi modelado de forma genérica, sem que fosse selecionado algum tipo específico de sistema. No entanto, os parâmetros adotados para o sistema foram baseados em baterias eletroquímicas do tipo íon-lítio, já que são um dos tipos mais comuns para aplicações em grande escala. Assim, a eficiência do ciclo adotada foi $\eta^{A-EFIC} = 90\%$ e o auto descarregamento horário foi $\eta^{A-AUTO} = 0,21\%$.

A potência máxima do sistema de armazenamento adotada, tanto para carregamento quanto para descarregamento, foi $P_{max}^{AD} = P_{max}^{AC} = 100 \text{ MW}$. Já a capacidade de armazenamento adotada foi $R_{max} = 800 \text{ MWh}$, que equivale a uma capacidade de fornecimento de 8 horas em potência máxima. Esses valores foram definidos a partir de alguns

testes realizados no modelo, quando se percebeu que, para valores muito inferiores a estes, o sistema de armazenamento não seria eficaz.

Um sistema de armazenamento de 100 MW de potência poderia ter um custo muito alto para melhorar a capacidade de apenas uma usina de 800 MW. No entanto, este sistema poderia atender a outras usinas de forma simultânea sem grandes perdas de eficiência. As usinas atendidas poderiam estar até mesmo localizadas a grandes distâncias umas das outras. Além disso, o objetivo deste modelo é mostrar o funcionamento de um sistema de armazenamento associado a uma usina hidrelétrica e, portanto, o dimensionamento ótimo deste sistema não foi levado em consideração.

6.3. Resultados

Foram feitas duas simulações, sendo uma com um sistema de armazenamento associado à usina e outra sem. A simulação sem o sistema de armazenamento foi realizada para trazer uma base de comparação mais justa para a operação com o sistema de armazenamento associado. Isso porque a operação real da usina, provavelmente, não será igual à operação otimizada pelo modelo, mesmo sem o sistema de armazenamento.

Os processos de otimização foram realizados no software GAMS (*General Algebraic Modeling System*) com o pacote CONOPT, adequado para problemas com restrições com alto índice de não linearidade. Este é o caso devido aos polinômios cota-volume e cota-vazão presentes no problema.

6.3.1. Simulação sem sistema de armazenamento

Se considerados os valores de venda de energia apresentados na Tabela 3, a operação real da UHE entre os dias 16 e 22 de junho de 2017 retornaria uma receita de R\$ 9.949.491,64. Já o resultado da operação otimizada da usina, ainda sem considerar um sistema de armazenamento de energia a ela associado, foi uma receita de R\$ 9.985.481,51, que representa um aumento de 0,36% em relação à operação real.

A Figura 27 mostra que as vazões da operação real são praticamente idênticas às vazões otimizadas pela simulação, o que era esperado e valida o modelo, dado que busca-se na operação de uma usina uma situação mais próxima possível do ótimo. Como consequência

disto, as vendas de energia em cada intervalo também são praticamente idênticas entre a operação real e a otimizada sem sistema de armazenamento (Figura 28).



Figura 27 - Comparação entre vazões da operação real e da operação otimizada sem sistema de armazenamento entre os dias 16 e 22 de junho de 2017.



Figura 28 - Comparação entre vendas de energia da operação real e da operação otimizada sem sistema de armazenamento entre os dias 16 e 22 de junho de 2017.

6.3.2. Simulação com sistema de armazenamento

Ao adicionar a possibilidade de armazenar energia em um sistema de armazenamento, o modelo de otimização retornou uma operação com uma receita na semana de R\$ 10.389.586,39, que representa um aumento de 4,42 % (R\$ 440.094,75) em relação à operação real e 4,05% (R\$ 404.104,88) em relação à operação otimizada sem sistema de armazenamento.

A Figura 29 mostra que a principal diferença entre as operações com e sem armazenamento estão nos momentos de baixa demanda (durante a madrugada). Nestes intervalos, o sistema de armazenamento permite que as vazões turbinadas sejam maiores que na operação real, já que a energia excedente em relação à demanda é armazenada. As vazões vertidas, por consequência, são menores nestes mesmos intervalos, caracterizando um menor desperdício de capacidade de geração.

A Figura 30 mostra os momentos em que a energia armazenada é vendida. O modelo escolhe vender esta energia quando esta venda não está restrita pela falta de demanda, priorizando os horários de patamar de carga pesado, quando os valores do PLD são mais altos. É importante ressaltar que a diferença de preços entre patamares nesta simulação é baixa e o potencial de ganhos em semanas com preços de energia mais variados é ainda maior. O PLD em base horária já está em fase de testes e deve ser implementado 2021, o que pode trazer ainda mais vantagens para a associação de sistemas de armazenamento a usinas a fio d'água.

Destaca-se, também, que os resultados foram limitados pela capacidade do sistema de armazenamento simulado. Este sistema foi carregado e descarregado utilizando toda a sua capacidade de armazenamento e potência em 5 ciclos ao longo da semana de operação.

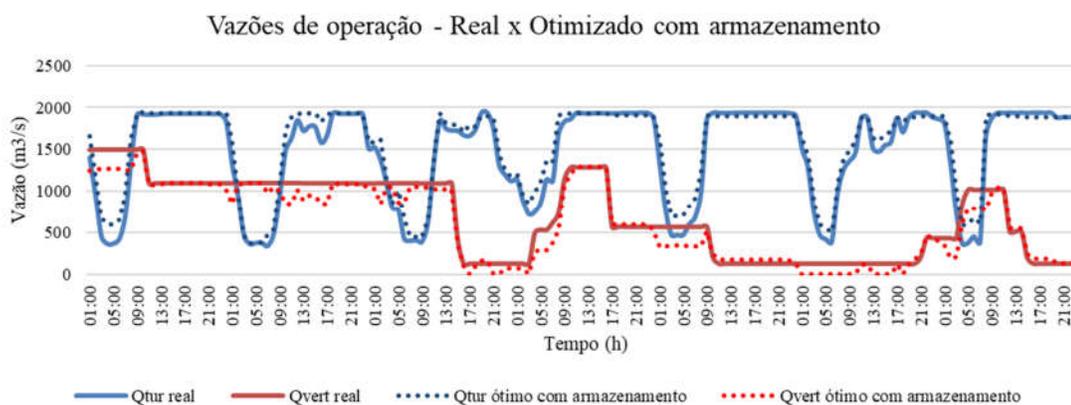


Figura 29 - Comparação entre vazões da operação real e da operação otimizada com sistema de armazenamento entre os dias 16 e 22 de junho de 2017.

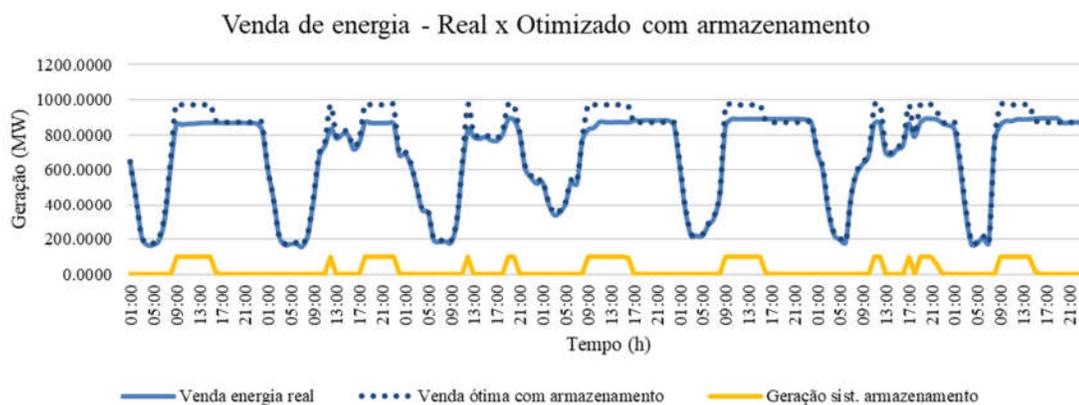


Figura 30 – Geração do sistema de armazenamento e comparação entre vendas de energia da operação real e da operação otimizada com sistema de armazenamento entre os dias 16 e 22 de junho de 2017.

O exemplo de operação apresentado neste capítulo pode ser extrapolado para uma situação de maior escala, como a operação do SIN, por exemplo. Neste caso, sistemas de armazenamento de energia poderiam elevar a capacidade de reservação do sistema como um todo para reduzir custos com despacho de termelétricas de maior custo. Esta situação é simulada no capítulo 7.

7. MODELO DETERMINÍSTICO 2: PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO PARA DESPACHO EM SISTEMA ELÉTRICO

Este modelo numérico de otimização determinística propõe um método para planejar despachos de usinas baseado em ordem de mérito e restrições operativas, de modo a reduzir os custos de operação do sistema para atender a uma demanda variável ao longo de um dia.

Na modelagem, foi simulada a operação das usinas do subsistema Nordeste durante um dia, com intervalo de discretização de 15 minutos. Este intervalo foi definido como o menor possível (arredondado), mas de forma que ainda fosse possível modelar um dia inteiro sem atingir o limite de número de variáveis do pacote de otimização utilizado.

O modelo considera cada um dos principais tipos de usina do subsistema operando como uma única unidade geradora (modelo agregado). A adoção de um modelo agregado simplifica os cálculos e desconsidera, por exemplo, transmissões de energia e as perdas delas decorrentes. No entanto, a aproximação é suficiente para demonstrar a necessidade de geração em rampa de usinas despacháveis diante de geração intermitente, além da operação do sistema de armazenamento e seus benefícios econômicos dentro do sistema.

Os tipos de usinas adotados no modelo são eólicas, fotovoltaicas, hidrelétricas, termelétricas com baixa capacidade de rampa (no modelo, chamadas de térmicas lentas) e termelétricas com boa capacidade de rampa (térmicas rápidas). As alternativas para atendimento à demanda no modelo são sistemas de armazenamento de energia e importação de energia de outros subsistemas (intercâmbio). Para que o sistema de armazenamento funcione, ele precisa ser carregado com energia proveniente de qualquer uma das fontes de geração ou de intercâmbio. Na modelagem, todas as fontes de energia, incluindo o intercâmbio, podem ser utilizadas para carregar o sistema de armazenamento. A Figura 31 esquematiza os possíveis fluxos de energia no modelo.

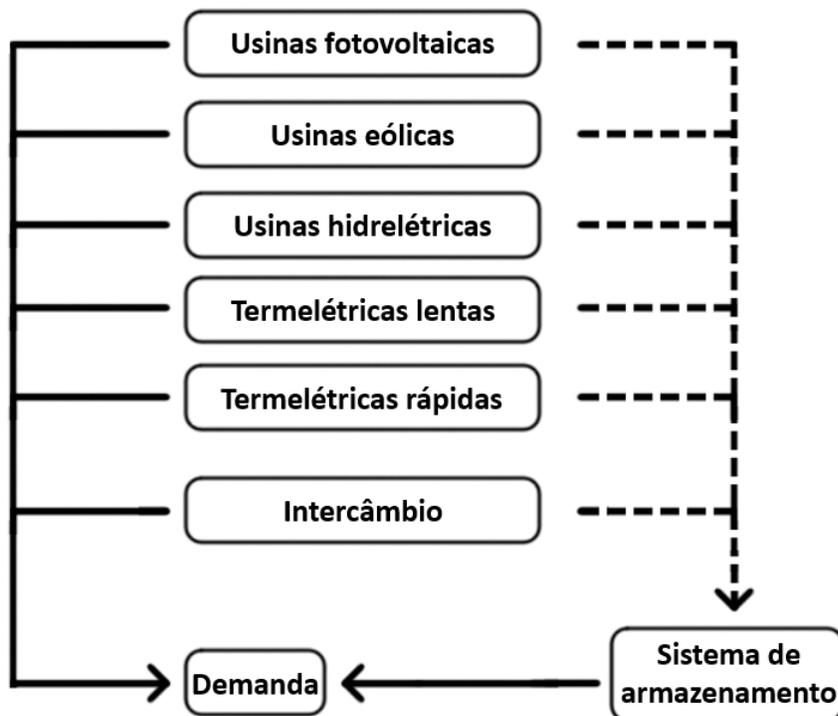


Figura 31 - Esquema do modelo numérico para planejamento de operação de curto prazo.

Os parâmetros de entrada do modelo incluem características operacionais das hidrelétricas, termelétricas e sistemas de armazenamento, um cenário de demanda para o subsistema Nordeste além das curvas de geração das fontes intermitentes (eólica e fotovoltaica). Neste modelo, as fontes intermitentes são abordadas de forma determinística, assim como é feito atualmente em modelagens oficiais do setor elétrico brasileiro.

Os custos unitários de geração das fontes térmicas e da energia importada de outros subsistemas também são dados de entrada. Os custos com intercâmbio e com geração termelétrica são os únicos componentes dos custos operacionais a serem minimizados no período simulado.

A interface do modelo permite a rápida alteração de qualquer um dos parâmetros de entrada para reduzir o tempo entre diferentes simulações e facilitar comparações entre elas. Assim como o modelo anterior, este é processado pelo software GAMS com o pacote CONOPT. O programa se comunica com uma planilha eletrônica Excel através de uma interface desenvolvida com recursos VBA (*Visual Basic for Applications*).

7.1. Modelo base

7.1.1. Variáveis de estado

Por ser um modelo determinístico, no modelo 2, assim como no anterior, S_0 contém todos as informações necessárias para modelar o sistema por todo seu horizonte H :

$$S_0 = (c^{TL}(x^{TL}), c^{TR}(c^{TR}), c^{IN}, \{D_t, F_t, E_t\}_{t=0}^H, P, \rho, \eta^{A-EFIC}, \eta^{A-AUTO}, R_0, R_{max}) \quad (25)$$

$$P_{max} = (P_{max}^{HD}, P_{max}^{TL}, P_{max}^{TR}, P_{max}^{AD}, P_{max}^{AC}, P_{max}^{IN}) \quad (26)$$

$$\rho_{max} = (\rho_{max}^{HD}, \rho_{max}^{TL}, \rho_{max}^{TR}, \rho_{max}^{AD}, \rho_{max}^{AC}, \rho_{max}^{IN}) \quad (27)$$

Sendo $c^{TL}(x^{TL})$ e $c^{TR}(c^{TR})$, respectivamente, as funções de custo das termelétricas lentas e rápidas. c^{IN} é o custo unitário da energia importada de outros subsistemas. $\{D_t\}_{t=0}^H$, $\{F_t\}_{t=0}^H$ e $\{E_t\}_{t=0}^H$ são, respectivamente, os valores da demanda, geração fotovoltaica e geração eólica em cada intervalo do horizonte modelado H . P_{max} são as potências máximas de cada fonte de energia, enquanto ρ_{max} são suas rampas máximas. η^{A-EFIC} é a eficiência de carregamento do sistema de armazenamento e η^{A-AUTO} é a taxa de auto descarregamento horária do sistema de armazenamento. R_0 é a energia armazenada inicial no sistema de armazenamento. R_{max} é a capacidade máxima de energia armazenada no sistema de armazenamento.

7.1.2. Variáveis de decisão

Aqui, as decisões são, para cada intervalo t , as potências de geração das hidrelétricas, termelétricas lentas, termelétricas rápidas e dos sistemas de armazenamento, além da potência importada através de intercâmbio e da potência utilizada para carregamento dos sistemas de armazenamento:

$$x_t = (x_t^{HD}, x_t^{TL}, x_t^{TR}, x_t^{AD}, x_t^{AC}, x_t^{IN}) \quad (28)$$

Sendo x_t^{HD} , x_t^{TL} , x_t^{TR} , x_t^{AD} , x_t^{AC} e x_t^{IN} , respectivamente, geração das usinas hidrelétricas, geração das térmicas lentas, geração das térmicas rápidas, descarregamento dos sistemas de armazenamento, carregamento dos sistemas de armazenamento e energia importada através de intercâmbio.

A potência gerada por cada fonte de energia está sujeita a um limite máximo operacional. Estas potências máximas para cada tipo de usina são dados de entrada que podem ser alterados para diferentes simulações:

$$P_t^{HD} \leq P_{max}^{HD} \quad (29)$$

$$P_t^{TL} \leq P_{max}^{TL} \quad (30)$$

$$P_t^{TR} \leq P_{max}^{TR} \quad (31)$$

$$P_t^{AD} \leq P_{max}^{AD} \quad (32)$$

$$P_t^{AC} \leq P_{max}^{AC} \quad (33)$$

$$P_t^{IN} \leq P_{max}^{IN} \quad (34)$$

A variação no tempo da potência gerada (ou consumida, no caso de sistemas de armazenamento) de cada fonte de energia é denominada rampa. A modelagem deste parâmetro é crucial no planejamento de operação de curto prazo com intervalos curtos de discretização, como é o caso neste trabalho, já que seus valores estão restritos às capacidades de rampa de cada unidade geradora.

A rampa, por definição, é a diferença entre a potência gerada ou consumida em um determinado instante e a potência gerada ou consumida em um instante anterior, dividida pelo tempo decorrido entre estes instantes. No caso do sistema modelado, como o intervalo de discretização é de 15 minutos, este é o tempo entre cada instante em que a potência de geração ou consumo é considerada para cálculo da rampa. As rampas de geração ou carregamento também estão sujeitas a valores máximos operacionais, dependendo do tipo de unidade geradora:

$$x_t^{HD} - x_{t-1}^{HD} \leq \rho_{max}^{HD} \quad (35)$$

$$x_t^{TL} - x_{t-1}^{TL} \leq \rho_{max}^{TL} \quad (36)$$

$$x_t^{TR} - x_{t-1}^{TR} \leq \rho_{max}^{TR} \quad (37)$$

$$x_t^{AD} - x_{t-1}^{AD} \leq \rho_{max}^{AD} \quad (38)$$

$$x_t^{AC} - x_{t-1}^{AC} \leq \rho_{max}^{AC} \quad (39)$$

$$x_t^{IN} - x_{t-1}^{IN} \leq \rho_{max}^{IN} \quad (40)$$

As rampas das usinas fotovoltaicas e eólicas não foram modeladas pois suas gerações são parâmetros de entrada do modelo e, portanto, suas rampas não estão sujeitas a restrições. Também não foram impostas restrições de rampa para intercâmbio neste modelo.

O sistema de armazenamento possui uma capacidade máxima de energia armazenada:

$$R_t \leq R_{max} \quad (41)$$

Em cada intervalo de simulação, a soma da potência gerada por todas as fontes mais a importação de outros subsistemas deve ser igual à potência consumida, composta pela demanda e pela potência utilizada para carregamento do sistema de armazenamento. Este balanço energético é representado pela seguinte restrição:

$$F_t + E_t + x_t^{HD} + x_t^{TL} + x_t^{TR} + x_t^{AD} + x_t^{IN} - D_t - x_t^{AC} = 0 \quad (42)$$

As restrições de não-negatividade são:

$$x_t^{HD}, x_t^{TL}, x_t^{TR}, x_t^{AD}, x_t^{AC}, x_t^{IN}, R_t \geq 0 \quad (43)$$

7.1.3. Função de transição

Assim como no modelo apresentado na seção 6, os sistemas de armazenamento possuem perdas inerentes ao seu funcionamento (eficiência de ciclo e auto descarregamento). Ambos os efeitos foram considerados na modelagem.

Ao contrário do balanço energético do subsistema, o balanço do sistema de armazenamento é realizado em termos de energia e não potência.

$$R_{t+1} = R_t(1 - \eta^{A-AUTO}) + x_t^{AC}\eta^{A-EFIC} - x_t^{AD} \quad (44)$$

7.1.4. Função objetivo

A função objetivo do modelo de otimização é a minimização dos custos operacionais do sistema durante o horizonte de planejamento (um dia), compostos pelos custos das fontes térmicas e da importação de energia de outros subsistemas. Estes custos, em cada intervalo t , são calculados pela função de contribuição.

$$C(S_t, x_t) = c^{TL}x^{TL} + c^{TR}x^{TR} + c^{IN}x^{IN} \quad (45)$$

Os custos associados à geração termelétrica em cada intervalo são expressos pelas seguintes equações:

$$c^{TL}(x^{TL}) = \{(x)^{TL}\}^2\theta_2^{TL} + x^{TL}\theta_1^{TL} + \theta_0^{TL} \quad (46)$$

$$c^{TR}(x^{TR}) = \{(x)^{TR}\}^2\theta_2^{TR} + x^{TR}\theta_1^{TR} + \theta_0^{TR} \quad (47)$$

Mais detalhes da composição de custos de usinas termelétricas e da definição dos parâmetros θ são apresentados na seção 7.2.5.

A função objetivo Z busca a minimização desses custos ao longo do horizonte $H = 96$:

$$Z = \underset{x_t}{\operatorname{argmin}} \sum_{t=0}^H C(S_t, x_t) \quad (48)$$

7.2. Dados de entrada

Foram feitas três simulações da operação do subsistema modelado. A diferença entre as três simulações é que, na primeira, o subsistema não contava com sistemas de armazenamento de energia; na segunda, o subsistema contava com sistemas de armazenamento com potência equivalente a 5% da total instalada de outras unidades geradoras e; na terceira, o subsistema contava com sistemas de armazenamento com potência equivalente a 10% da total instalada de outras unidades geradoras.

7.2.1. Demanda

Assim como qualquer outro parâmetro de entrada do modelo, a curva diária da demanda pode ser facilmente alterada. Para estas simulações, foi adotada a curva de demanda do subsistema Nordeste do dia 3 de maio de 2018. Este dia foi escolhido por ter a maior variação horária na demanda dentre uma amostragem aleatória de 20 dias do ano.

Os valores da demanda $\{D_t\}_{t=0}^H$, fornecidos por ONS (2020a), são discretizados a cada hora. Para compatibilizar com o intervalo de simulação do modelo, os valores de demanda entre os intervalos fornecidos pelo ONS foram estimados através de interpolação linear. A curva de demanda simulada é apresentada na Figura 32.

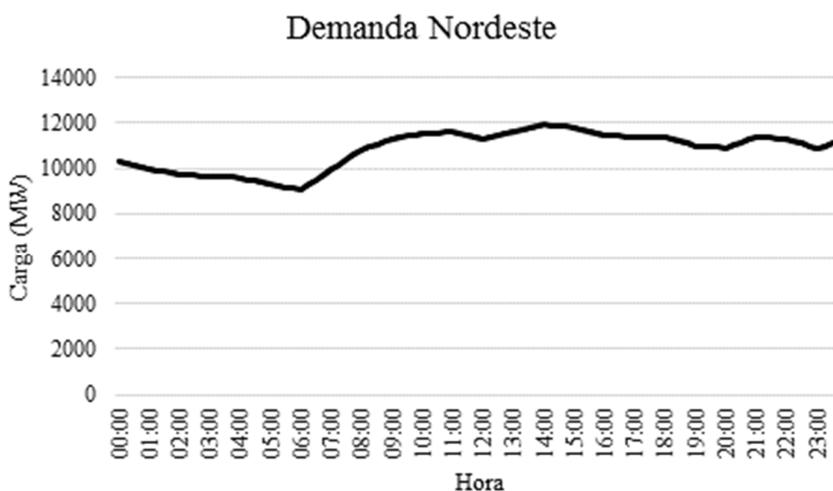


Figura 32 - Curva de demanda para simulações no modelo de planejamento de operação de curto prazo.

7.2.2. Geração fotovoltaica

A curva de geração fotovoltaica $\{F_t\}_{t=0}^H$ foi gerada a partir de dados de geração de um conjunto de painéis fotovoltaicos na região de Campinas-SP em um dia verão sem nuvens. Extrapolando a geração com a potência deste conjunto de painéis (3 MW) para a potência instalada no subsistema Nordeste em março de 2018 (818 MW), obtém-se a curva de geração indicada na Figura 33.

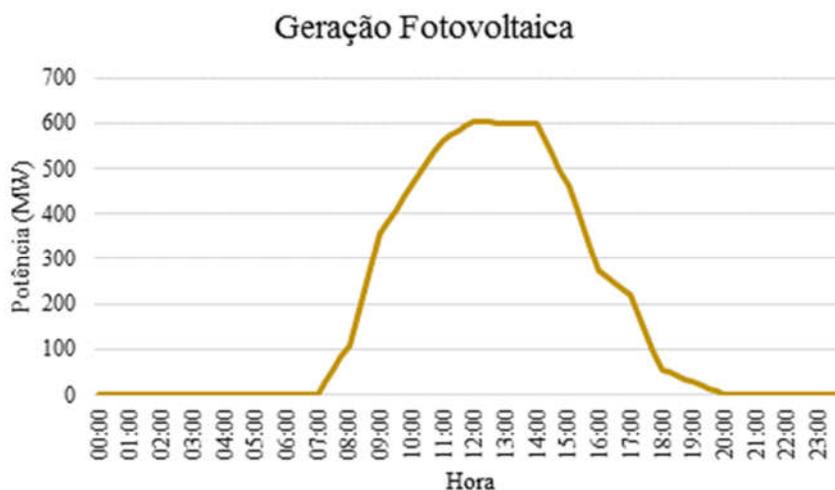


Figura 33 – Curva de geração fotovoltaica para simulações no modelo de planejamento de operação de curto prazo.

7.2.3. Geração eólica

A curva de geração eólica $\{E_t\}_{t=0}^H$ foi construída a partir de dados que relacionam a geração eólica a cada 15 minutos no subsistema Nordeste e a capacidade instalada neste subsistema para um dia aleatório de 2017 (EPE, 2018b). Multiplicando os valores desta relação pela potência instalada no Nordeste, obtém-se a curva de geração apresentada na Figura 34.



Figura 34 - Curva de geração eólica para simulações no modelo de planejamento de operação de curto prazo.

7.2.4. Usinas hidrelétricas

Para um horizonte de planejamento relativamente curto como o de um dia, alguns parâmetros e restrições clássicos de modelagens envolvendo usinas hidrelétricas podem não exercer grande influência nos resultados do modelo. As variações dos níveis de reservatórios, se considerado todo o subsistema Nordeste, serão muito pequenas ao longo de um dia para atingir alguma restrição operativa realista e, por este motivo, estes parâmetros, assim como tudo o que envolve os balanços hídricos das usinas, não foram modelados nesta versão preliminar. Sendo assim, a geração hidrelétrica no modelo está sujeita apenas a restrições de rampa e potência.

Como o modelo, devido ao seu horizonte de planejamento, não se preocupa em estocar água nos reservatórios para os dias seguintes, a restrição de potência máxima não poderia ser definida simplesmente como toda a potência de hidrelétricas disponível no sistema. Desta forma, para simular uma disponibilidade hídrica mais realista, considerando que os reservatórios não poderiam ser totalmente deplecionados em um dia, a potência máxima estabelecida para as hidrelétricas foi $P_{max}^{HD} = 4.000$ MW (cerca de 36% da potência instalada total), valor muito próximo da garantia física total de hidrelétricas (em MW médios) no subsistema Nordeste.

De acordo com EPE (2016), as rampas máximas de usinas hidrelétricas variam de 20% a 100% de suas potências por minuto. Assim, no modelo, a rampa máxima definida para

as hidrelétricas foi um valor médio deste intervalo, que corresponde a 60%/min, ou seja, $\rho_{max}^{HD} = 2.400 \text{ MW/min}$.

7.2.5. Usinas termelétricas

As usinas termelétricas foram divididas em dois tipos, sendo um com melhor capacidade de rampa e maiores custos, e outro com menor capacidade de rampa e menores custos.

Para definição da potência máxima, rampa máxima e custos de geração de cada tipo de termelétrica, todas as unidades geradoras deste tipo no subsistema Nordeste foram separadas entre os dois tipos de acordo com seu combustível. Usinas a gás e a carvão foram definidas como do tipo lentas e, usinas a óleo e a diesel foram definidas como do tipo rápidas.

A potência máxima de cada tipo de usina é a soma das potências instaladas de todas as usinas de um tipo. As potências máximas de termelétricas tipos lentas e rápidas são, respectivamente, $P_{max}^{TL} = 2.896 \text{ MW}$ e $P_{max}^{TR} = 695 \text{ MW}$.

De forma análoga ao que foi feito para definição da rampa máxima das hidrelétricas, valores médios de referência retirados de EPE (2016) foram adotados. Assim, as rampas máximas para as termelétricas tipos I e II são, respectivamente, 0,2%/min ($\rho_{max}^{TL} = 5,8 \text{ MW/min}$) e 30%/min ($\rho_{max}^{TR} = 208,5 \text{ MW/min}$).

Os custos de geração das termelétricas foram definidos a partir dos custos unitários de geração de cada termelétrica do Nordeste para o mês de maio de 2018, retirados do arquivo CLAST.DAT, componente do deck de entrada dos modelos Newave e Decomp, e disponível em CCEE (2018). Foram definidos polinômios de grau 2 através de regressão não-linear para estimar os custos de cada tipo de termelétrica como funções de suas gerações. As usinas foram ordenadas em ordem de mérito (menor para maior preço unitário) e o despacho de cada uma só inicia quando o despacho da usina imediatamente anterior na ordem de mérito atinge sua potência máxima. Desta forma, o custo marginal de geração das termelétricas é maior quanto maior seu despacho. As curvas de custos para os dois tipos de termelétricas são apresentadas na Figura 35 e na Figura 36.

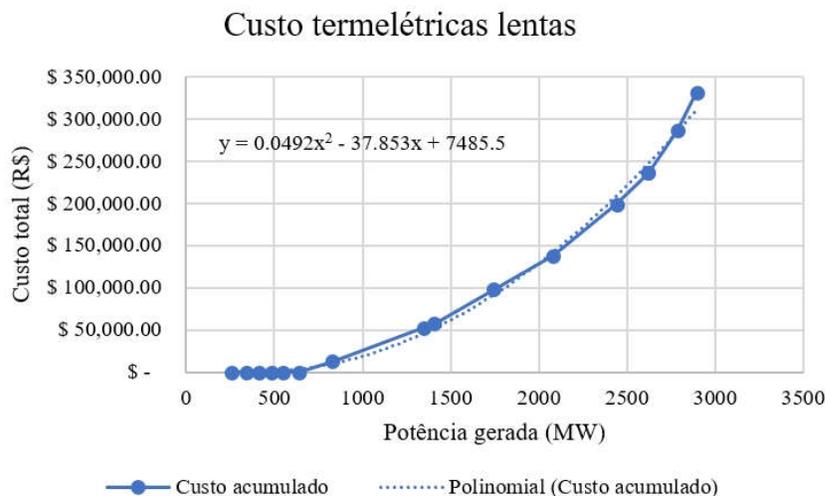


Figura 35 - Custo de geração por potência gerada das usinas termelétricas lentas.

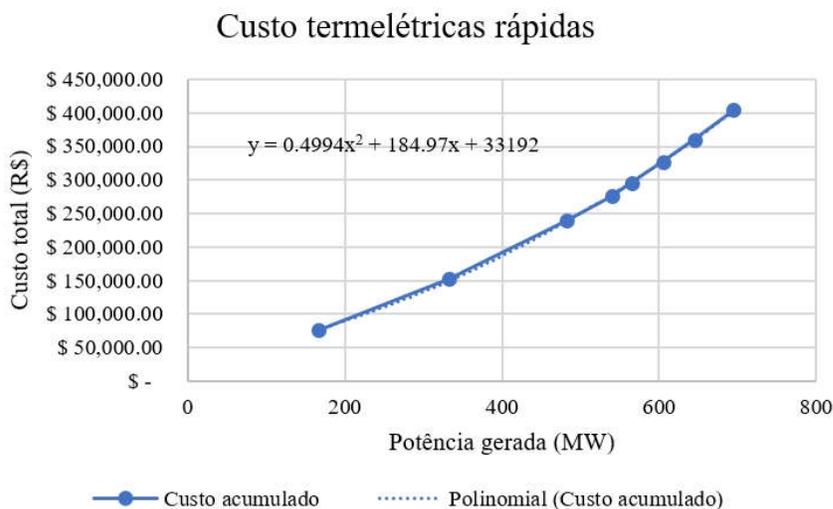


Figura 36 - Custo de geração por potência gerada das usinas termelétricas rápidas.

7.2.6. Sistemas de armazenamento de energia

Como as outras unidades geradoras, um conjunto de sistemas de armazenamento de energia foi modelado de forma agregada, ou seja, operando como se fosse apenas uma unidade. No modelo, assim como para as hidrelétricas, não há custos operacionais associados a estes sistemas, já que os insumos para seu carregamento são energia gerada em outras unidades.

Além das restrições de potência, rampa e capacidade de armazenamento já mencionados em seções anteriores, foram definidos valores para duas das principais fontes de perdas inerentes a estes sistemas: a eficiência do ciclo e o auto descarregamento.

Os valores da eficiência de ciclo ($\eta^{A-EFIC} = 85\%$) e auto descarregamento ($\eta^{A-AUTO} = 5\%/dia$) adotados foram valores médios de referência extraídos de Luo et al. (2015) para baterias íons-lítio, um dos modelos mais promissores de sistemas de armazenamento. Ainda segundo Luo et al. (2015), o tempo de resposta para estas baterias ocorre na ordem de grandeza de milissegundos. Portanto, para estas simulações, foi adotado um limite de rampa para o sistema de armazenamento que tende ao infinito. Ressalta-se que, apesar desta restrição não estar ativa nestas simulações, o modelo permite a alteração deste parâmetro para comparações com outros tipos de sistemas de armazenamento e, por este motivo, a restrição não foi retirada do modelo.

Na primeira simulação, o subsistema não conta com sistemas de armazenamento ($P_{max}^{AD} = P_{max}^{AC} = 0$). Na segunda simulação, a potência instalada adotada para carregamento e descarregamento destes sistemas foi de 5% da potência total instalada de outras fontes de geração no subsistema, que equivale a $P_{max}^{AD} = P_{max}^{AC} = 379,6$ MW. A capacidade de armazenamento em MWh destes sistemas foi definida como a energia que pode ser gerada com despacho de potência máxima por 2 horas, que equivale a $R_{max} = 759,1$ MWh. Esta capacidade de gerar por duas horas é um valor médio para baterias íon-lítio de grande porte, conforme dados de DOE (2018). Na terceira simulação, as potências dos sistemas de armazenamento foram de 10% da potência total instalada de outras fontes de geração no subsistema, que equivale a $P_{max}^{AD} = P_{max}^{AC} = 759,1$ MW. A capacidade de armazenamento em MWh destes sistemas foi definida da mesma forma que foi feita para a simulação anterior, sendo definida, portanto, com o valor de $R_{max} = 1.518,2$ MWh.

Tanto na simulação 2 quanto na 3, no primeiro intervalo ($t = 0$), o sistema de armazenamento se encontra completamente descarregado ($R_0 = 0$).

7.2.7. Intercâmbio

A possibilidade de intercâmbio para complementar a geração no subsistema foi modelada sem restrições. Seu custo, no entanto, foi definido como sendo maior que o custo de geração da termelétrica mais cara do subsistema. Este critério foi adotado para que o modelo priorize qualquer outra fonte antes do intercâmbio para atender a demanda.

O custo da termelétrica mais cara do subsistema (UTE Santana) é R\$ 898,56 por MWh. Portanto, o custo unitário definido para o intercâmbio é de $c^{IN} = R\$ 900,00/MW$. Qualquer valor definido para o custo de intercâmbio, desde que superior ao custo da

termelétrica mais cara, não altera o resultado dos despachos de cada usina no resultado do modelo.

7.3. Resultados

7.3.1. Simulação 1

A primeira simulação é usada como referência e, portanto, não considerou nenhum sistema de armazenamento no subsistema. Nesta simulação, o custo total da operação foi de R\$ 19.158.349,66. A geração de cada usina ao longo do tempo é representada na Figura 37.

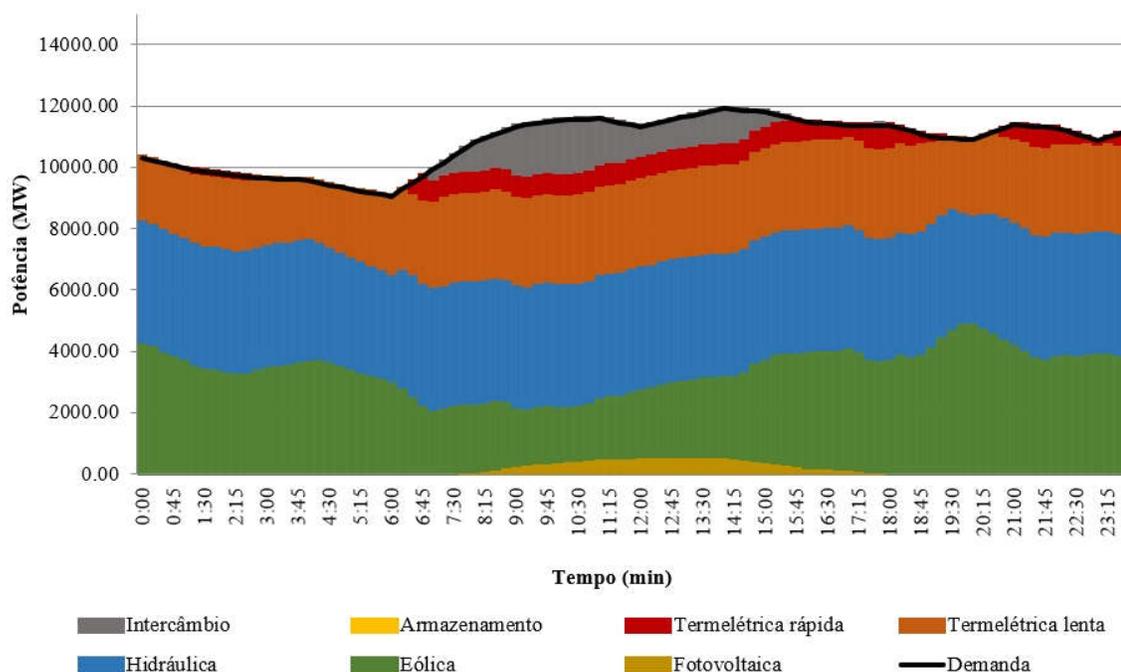


Figura 37 - Resultado da simulação 1 do modelo de planejamento de operação de curto prazo.

O modelo prioriza naturalmente o despacho de usinas mais baratas para atendimento à demanda, quase sempre iniciando o despacho de uma fonte mais cara somente quando a imediatamente mais barata atinge sua potência máxima.

A exceção desta regra ocorre devido a restrições de rampa. Nesta simulação, nos períodos entre 4:15 e 6:30, e entre 19:30 e 20:45, o despacho de hidrelétricas não atingiu sua capacidade, chegando a gerar cerca de 12% abaixo deste valor, mesmo com termelétricas lentas sendo despachadas. Isto ocorre porque, nestes momentos, as termelétricas lentas estão

aumentando a geração com suas rampas máximas, para que atinjam a geração necessária ao final destes períodos. Para isso, estas termelétricas acabam gerando mais que o necessário durante o período e, por consequência, reduz-se a necessidade de geração de outras fontes, mesmo que mais baratas. A Figura 12 ilustra bem uma situação semelhante a esta.

7.3.2. Simulação 2

A segunda simulação considera a inserção de sistemas de armazenamento de energia no subsistema com uma potência equivalente a 5% das demais fontes de geração. Os resultados são apresentados na Figura 38, com as mesmas curvas da simulação anterior, além da curva de geração dos sistemas de armazenamento. Para esta simulação, o custo total da operação foi de R\$ 18.292.670,77, que representa uma redução de 4,52% em relação à simulação 1.

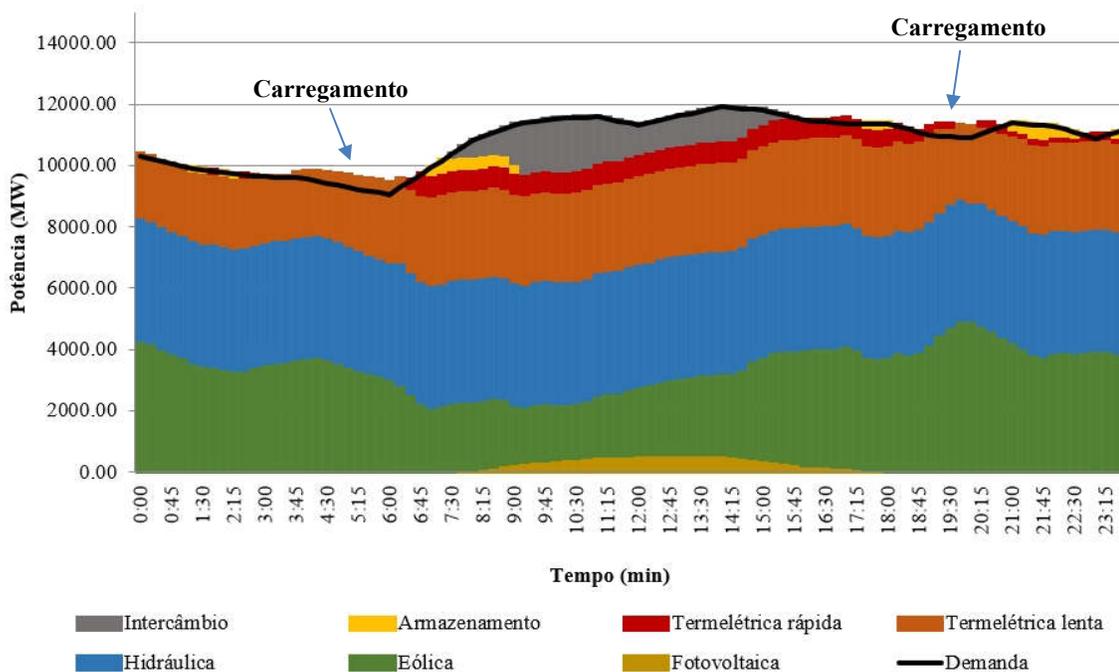


Figura 38 - Resultado da simulação 2 do modelo de planejamento de operação de curto prazo.

Nesta simulação, os sistemas de armazenamento passam por quatro ciclos de carregamento e descarregamento ao longo do dia. Mesmo sem excedente de geração intermitente em relação à demanda, o modelo considera vantajosa a geração de termelétricas dos dois tipos para carregar o sistema de armazenamento em determinados momentos para que

estes auxiliem na geração nos momentos em que o sistema precisa de grandes rampas. Esses carregamentos do sistema de armazenamento são observados na Figura 38, nos horários em que a geração total do sistema ultrapassa o valor da demanda.

O despacho de hidrelétricas nesta simulação também não esteve em seu máximo durante todo o período simulado, mas ficou somente 2 horas abaixo deste valor, sendo 1,5 hora a menos que na simulação 1. Além disso, quando sua geração foi mais baixa, esta ficou somente 4,8% abaixo da capacidade, uma melhora significativa se comparada aos 12% da simulação anterior.

Em dois dos quatro ciclos, o sistema de armazenamento atingiu sua potência máxima e, em um deles, atingiu sua capacidade máxima de armazenamento. Por este motivo, uma terceira simulação foi realizada com estes valores dobrados em relação à simulação 2.

7.3.3. Simulação 3

Nesta simulação, a potência instalada de sistemas de armazenamento corresponde a 10% do total das demais fontes de geração. Os resultados são apresentados na Figura 39, com as mesmas curvas da simulação anterior. O custo total da operação foi de R\$ 17.704.289,30, que representa uma redução de 7,59% em relação à simulação 1 e 3,22% em relação à simulação 2.

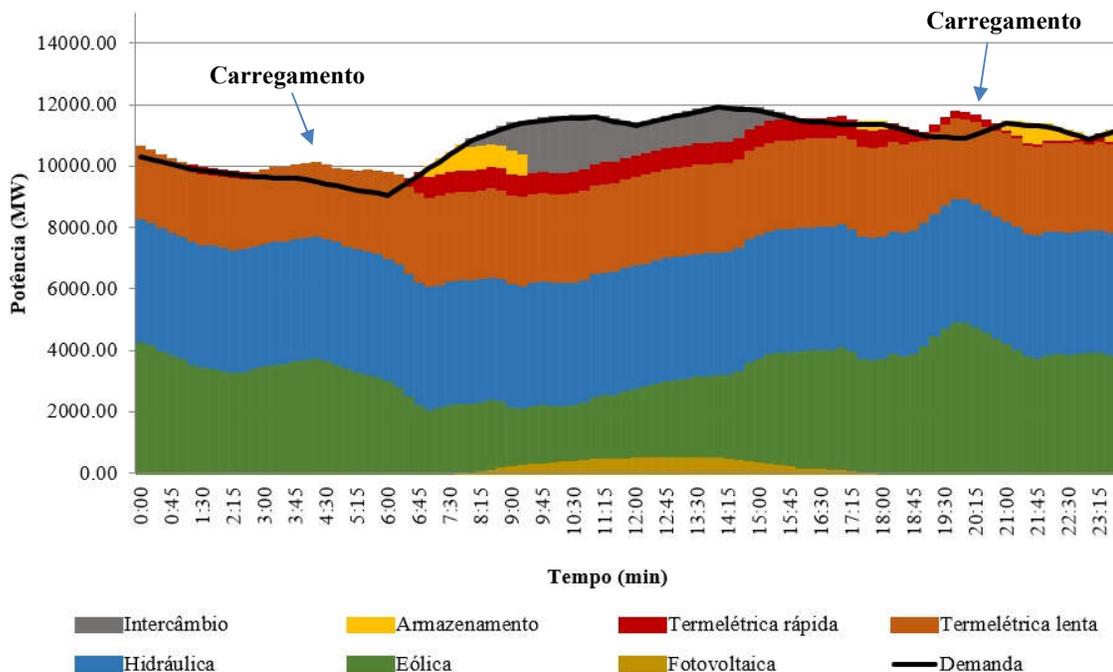


Figura 39 - Resultado da simulação 3 do modelo de planejamento de operação de curto prazo.

Neste caso, os sistemas de armazenamento passaram por três ciclos de carregamento e descarregamento, atingindo sua potência máxima em dois deles e sua máxima capacidade de carregamento em um deles.

Ao contrário das demais simulações, o despacho de hidrelétricas na simulação ficou em sua potência máxima durante todo o período, mostrando como os sistemas de armazenamento podem ajudar o subsistema a seguir a ordem de mérito nos despachos ao adicionar capacidade de rampa ao conjunto de unidades geradoras.

8. MODELO ESTOCÁSTICO: OPERAÇÃO E PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO PARA DESPACHO EM SISTEMA ELÉTRICO

O sistema elétrico modelado aqui é muito semelhante ao apresentado no modelo determinístico 2. No entanto, duas diferenças cruciais aumentam consideravelmente a complexidade do modelo estocástico. A primeira diferença está justamente nas incertezas envolvidas nos processos. Em um modelo estocástico, decisões são tomadas sem a certeza dos eventos que ocorrerão no futuro. Este desvio entre eventos previstos e observados é justamente o que traz a segunda principal diferença deste modelo para os anteriores, a necessidade de uma política de operação em tempo real que faz ajustes nas decisões planejadas.

Este modelo segue a notação para modelos estocásticos adotada por Powell (2019). Além da apresentação de um modelo base, políticas de operação são desenvolvidas, calibradas e testadas para o modelo base. Diferentemente de um problema determinístico, a otimização de um problema estocástico não busca otimizar um valor específico, como custo ou lucro, mas sim, otimizar a política de tomada de decisões. Isto significa buscar a política que traz os melhores valores esperados para a função de custo ou contribuição ao longo de um determinado horizonte.

Além dos elementos já apresentados nos modelos determinísticos, aqui, são adicionadas seções que explicam o desenvolvimento das políticas, suas calibrações e a análise de desempenho de cada política.

Diferentemente dos modelos anteriores, em que a otimização foi processada no software GAMS, a modelagem deste problema foi realizada em linguagem *Python*. A complexidade deste problema exige capacidade de processamento muito superior ao exigido pelos modelos determinísticos e, por este motivo, foi necessária a utilização de hardwares específicos para este fim. Os hardwares que foram utilizados são preparados para rodar programas em *Python*, mas não em GAMS.

8.1. Modelo base

O modelo base estocástico é apresentado na forma de um simulador, discretizado em intervalos de 15 minutos, que testa políticas operacionais para controlar planejamento e despacho em tempo real de energia. O modelo requer uma representação do processo ao longo do tempo, que inclui fazer compromissos para o futuro se necessário (planejar despachos com

antecedência). Também são modelados processos estocásticos que entram no modelo como informações exógenas.

Para a representação adequada de um processo sequencial dinâmico de tomadas de decisão, é necessário que se faça uma indexação precisa dos intervalos de tempo. Neste modelo, foram usados dois tipos de indexação diferentes para o tempo: t e t' . O tempo t representa o momento em que a decisão está sendo tomada. Em um simulador, pode-se dizer que t é o “presente”. t' representa um instante que está sendo considerado em um processo de tomada de decisão que ocorre em t . t' pode ser qualquer momento igual ou maior que t , que entra em um processo de otimização para a tomada de decisão em t .

Essa representação do tempo com diferentes indexações é útil quando se considera previsões de eventos futuros no processo de tomada de decisão. Para exemplificar, imagina-se um modelo em que decisões são tomadas a cada hora (a cada intervalo de tempo t com duração de uma hora). A tomada de decisão realizada em t envolve uma previsão de geração eólica média para cada hora das próximas 24 horas. Assim, no tempo t , existe um vetor com 24 valores de geração eólica previstos (um valor para cada t'). No momento t , a previsão para a hora seguinte é a previsão para $t' = t + 1$. Já a previsão para 24 horas adiante é o valor que se conhece em t para $t' = t + 24$. Após a decisão tomada, o tempo t avança para $t + 1$ e as previsões de geração para as 24 horas seguintes a $t + 1$ podem ser atualizadas, sendo diferentes do que se conhecia em t .

O sistema é modelado de forma agregada, ou seja, unidades de geração com características semelhantes são consideradas como uma única unidade na representação matemática. Estão incluídas no modelo previsões de geração eólica e fotovoltaica, e demanda. As decisões são, para cada intervalo de tempo, gerações de termelétricas e hidrelétricas, carregamento e descarregamento do sistema de armazenamento além dos volumes de intercâmbio de energia com outros subsistemas.

Os dados de entrada para o modelo incluem características operacionais de cada tipo de usina (modeladas de forma agregada) e custos de geração termelétrica, intercâmbio e déficit.

As usinas termelétricas possuem características operacionais que podem variar drasticamente dependendo, principalmente, do seu tipo. Dentre essas características, para os fins desse modelo, as mais relevantes são capacidade de geração em rampa e custos de geração. Assim, as termelétricas no modelo foram subdivididas em duas categorias, rápidas e lentas, de acordo com suas rampas máximas e custos de geração. As usinas rápidas possuem custos mais

altos que as lentas. Mais detalhes sobre a modelagem destas usinas são apresentados nas seções 8.5 e 8.6.

8.1.1. Variáveis de estado

Em modelos estocástico, as variáveis de estado são divididas entre a iniciais S_0 e dinâmicas S_t . Estas últimas são atualizadas em cada instante de tempo t , dependendo das decisões tomadas e novas informações que são conhecidas em t .

As variáveis iniciais S_0 incluem os valores iniciais das variáveis que vão ser alterados ao longo do tempo, além de parâmetros fixos que não se alteram ao longo de todo o tempo de simulação T .

Os valores que se alteram ao longo do tempo, mas que são tratados como determinísticos, são incluídos em S_0 . Esses valores são as previsões de geração fotovoltaica f_t^{PV} , as previsões de demanda f_t^D , e os custos unitários de intercâmbio c^{IN} e déficit c^{DF} .

Para $t = 0$, os valores reais observados de geração eólica P_0^E , disponibilidade hídrica R_0^{HD} e energia armazenada no sistema de armazenamento R_0^A estão incluídos em S_0 .

Os parâmetros que não se alteram ao longo do tempo são as potências máximas e mínimas de cada fonte de energia P^{CAP} , as capacidades máximas e mínimas de rampa destas fontes ρ^{CAP} , a eficiência de ciclo do sistema de armazenamento η^{A-EFIC} , o auto descarregamento deste sistema η^{A-AUTO} , os custos unitários de geração das termelétricas lentas $c^{TL}(x^{TL})$ e rápidas $c^{TR}(c^{TR})$, além da capacidade máxima do sistema de armazenamento R_{max}^S .

$$S_0 = (\{f_t^{PV}, f_t^D, c^{IN}, c^{DF}\}_{t=0}^T, P_0^E, P^{CAP}, \rho^{CAP}, \eta^{A-EFIC}, \eta^{A-AUTO}, c^{TL}(x^{TL}), c^{TR}(c^{TR}), R_0^{HD}, R_{max}^A, R_0^A) \quad (49)$$

$$P^{CAP} = (P_{max}^{HD}, P_{max}^{TL}, P_{max}^{TR}, P_{max}^{AD}, P_{max}^{AC}, P_{max}^{IN}, P_{min}^{HD}, P_{min}^{TL}, P_{min}^{TR}, P_{min}^{AD}, P_{min}^{AC}, P_{min}^{IN}) \quad (50)$$

$$\rho^{CAP} = (\rho_{max}^{HD}, \rho_{max}^{TL}, \rho_{max}^{TR}, \rho_{max}^{AD}, \rho_{max}^{AC}, \rho_{max}^{IN}, \rho_{min}^{HD}, \rho_{min}^{TL}, \rho_{min}^{TR}, \rho_{min}^{AD}, \rho_{min}^{AC}, \rho_{min}^{IN}) \quad (51)$$

Nas variáveis de estado dinâmicas, estão incluídas as gerações eólicas P_t^E observadas em t , previsões eólicas para os períodos $t' > t$, a energia armazenada no sistema de armazenamento R_t^A e as decisões que foram tomadas anteriormente $\{x_{t-\tau, t'}\}_{t'=t+\tau}^{t+\tau+3}$, mas que

são implementadas ou influenciam as decisões tomadas em t . Essas decisões tomadas anteriormente são compromissos que precisam ser realizados com antecedência devido à existência de tempos de notificação τ para algumas fontes de geração.

$$S_t = \left(P_t^E, (f_{tt'})_{t' \geq t}, R_t^A, x_{t-\tau, t'}^{t+\tau+3} \right) \quad (52)$$

As variáveis dinâmicas de estado são atualizadas de acordo com as funções de transição (seção 8.1.4). Os tempos de notificação são definidos na seção 8.2.1.

8.1.2. Variáveis de decisão

As decisões a serem tomadas em cada intervalo de tempo são:

$$x_t = (x_t^{HD}, x_t^{TL}, x_t^{TR}, x_t^{AD}, x_t^{AC}, x_t^{IN}, x_t^{DF}) \quad (53)$$

Estas variáveis são, respectivamente, geração de hidrelétricas, termelétricas lentas e termelétricas rápidas, energia descarregada e carregada do sistema de armazenamento, importação de energia de outros subsistemas e déficit.

A energia total gerada em cada período deve ser maior ou igual ao consumo:

$$x_t^{HD} + x_t^{TL} + x_t^{TR} + x_t^{AD} + x_t^{IN} + x_t^{DF} - x_t^{AC} \geq D_t - P_t^E - P_t^{PV} \quad (54)$$

Como demanda e geração fotovoltaica são consideradas determinísticas, então $D_t = f_t^D$ e $P_t^{PV} = f_t^{PV}$.

Cada uma das fontes de energia está sujeita a potências máximas e mínimas. A restrição de potência mínima aproxima uma restrição real de tempo mínimo ligado, presente em algumas usinas.

$$P_{min}^{HD} \leq x_t^{HD} \leq P_{max}^{HD} \quad (55)$$

$$P_{min}^{TL} \leq x_t^{TL} \leq P_{max}^{TL} \quad (56)$$

$$P_{min}^{TR} \leq x_t^{TR} \leq P_{max}^{TR} \quad (57)$$

$$P_{min}^{AD} \leq x_t^{AD} \leq P_{max}^{AD} \quad (58)$$

$$P_{min}^{AC} \leq x_t^{AC} \leq P_{max}^{AC} \quad (59)$$

$$P_{min}^{IN} \leq x_t^{IN} \leq P_{max}^{IN} \quad (60)$$

Restrições de rampas mínimas e máximas também são consideradas no modelo:

$$\rho_{min}^{HD} \leq x_{t-1}^{HD} - x_t^{HD} \leq \rho_{max}^{HD} \quad (61)$$

$$\rho_{min}^{TL} \leq x_{t-1}^{TL} - x_t^{TL} \leq \rho_{max}^{TL} \quad (62)$$

$$\rho_{min}^{TR} \leq x_{t-1}^{TR} - x_t^{TR} \leq \rho_{max}^{TR} \quad (63)$$

$$\rho_{min}^{AD} \leq x_{t-1}^{AD} - x_t^{AD} \leq \rho_{max}^{AD} \quad (64)$$

$$\rho_{min}^{AC} \leq x_{t-1}^{AC} - x_t^{AC} \leq \rho_{max}^{AC} \quad (65)$$

$$\rho_{min}^{IN} \leq x_{t-1}^{IN} - x_t^{IN} \leq \rho_{max}^{IN} \quad (66)$$

A capacidade máxima do sistema de armazenamento é representada pela restrição:

$$R_t^A \leq R_{max}^A \quad (67)$$

A restrição de não-negatividade é representada por:

$$R_t^S \geq 0 \quad (68)$$

No processo de otimização, uma política de decisão $X^\pi(S_t)$ produz uma decisão x_t que satisfaz a todas as restrições. Três políticas distintas são testadas para o modelo base e seus

desempenhos são comparados a uma política de referência, em que as previsões de geração eólica são perfeitas. As três políticas propostas são detalhadas nas seções 8.2, 8.3 e 8.4.

8.1.3. Informações exógenas

Toda nova informação que é conhecida em t , mas não era conhecida antes disso, é uma informação exógena. Pode-se dizer que as informações exógenas são aprendidas pelo modelos a cada instante t . A mudança observada na geração eólica de t para $t + 1$ é uma informação exógena, assim como a atualização das previsões de geração eólica para um horizonte H .

$$W_{t+1} = (\hat{P}_{t+1}^E, \{\hat{f}_{t+1,t'}^E\}_{t'=t+1}^{t+1+H} \forall t \in \mathcal{T}) \quad (69)$$

$$\mathcal{T} = 0,4,8 \dots T \quad (70)$$

As previsões de geração eólica não são atualizadas a cada 15 minutos, ou a cada instante t , mas sim a cada hora. Por este motivo, novas informações de previsões de geração eólica só chegam a cada $t \in \mathcal{T}$.

As atualizações das previsões de geração eólica são processos estocásticos e foram modeladas conforme o apresentado na seção 8.5.

8.1.4. Funções de transição

As funções de transição determinam como as variáveis dinâmicas de estado são atualizadas, ou como o sistema muda seu estado de S_t para S_{t+1} . Esta atualização das variáveis de estado depende do estado anterior, das decisões tomadas no estado anterior e das informações exógenas que são conhecidas no novo estado.

E geração eólica é atualizada de acordo com:

$$P_{t+1}^E = P_t^E + \hat{P}_{t+1}^E \quad (71)$$

As previsões de geração eólica são atualizadas em cada intervalo de tempo $t \in \mathcal{T}$:

$$f_{t+4,t'}^E = f_{t,t'}^E + \hat{f}_{t+4,t'}^E \quad (72)$$

A energia armazenada no sistema de armazenamento evolui seguindo a equação:

$$R_{t+1}^A = R_t^A - R_t^A \eta^{A-AUTO} + x^{AC} \eta^{A-EFIC} - x^{AD} \quad (73)$$

As decisões realizadas anteriormente, devido aos tempos de notificação necessários para algumas usinas, também são atualizadas:

$$\{x_{t+1-\tau,t'}\}_{t'=t+\tau}^{t+\tau+3} = \{x_{t-\tau,t'}\}_{t'=t+1+\tau}^{t+\tau+4} \quad (74)$$

8.1.5. Função objetivo

Os custos no modelo são formados por custos de geração das fontes térmicas e da importação de energia de outros subsistemas. Estes custos, em cada intervalo t , são calculados pela função de contribuição:

$$C(S_t, x_t) = c^{TL} x^{TL} + c^{TR} x^{TR} + c^{IN} x^{IN} + c^{DF} x^{DF} \quad (75)$$

Os custos unitários de geração termelétrica foram os mesmos adotados no Modelo Determinístico 2 e são definidos, portanto, pelas Equações (46) e (47).

A função objetivo do modelo estocástico é buscar a política de decisão π , dentro de um conjunto de políticas Π , que retorna os menores custos esperados para a operação do sistema ao longo de um horizonte T :

$$F = \underset{\pi \in \Pi}{\operatorname{argmin}} \mathbb{E} \left\{ \sum_{t=0}^T C(S_t, X^\pi(S_t)) | S_0 \right\} \quad (76)$$

Nas seções 8.2, 8.3 e 8.4 são apresentadas as políticas X^π que são testadas para planejar a operação e operar o sistema modelado.

8.2. Política 1

A política 1 representa um processo de decisão em dois estágios que simula uma ferramenta de planejamento e operação para o operador do sistema. Para planejar os despachos da hora seguinte, as decisões são tomadas segundo uma política do tipo DLA que é rodada a cada hora, ou a cada $t \in \mathcal{T}$, em que $\mathcal{T} = \{0,4,8 \dots T\}$. Já a operação em tempo real é decidida por uma política do tipo PFA, rodada a cada 15 minutos, que compensa erros nas previsões de geração eólica ajustando a geração de hidrelétricas. Assim, nesta política, as hidrelétricas são responsáveis por prover reservas girantes ao sistema. Esta política de dois estágios é descrita pela equação:

$$X^{\pi 1}(S_t) = (X^{\pi 1-DLA}(S_t), X^{\pi 1-PFA}(S_t)) \quad (77)$$

A seção 8.2.1 descreve o primeiro estágio da política 1 (planejamento horário), enquanto a seção 8.2.2 descreve a política do segundo estágio (operação em tempo real).

8.2.1. Política 1 - planejamento horário

Uma DLA é rodada a cada hora e considera um horizonte de planejamento de 24 horas, ou 96 intervalos de tempo ($H = 96$). O objetivo desta política é planejar a operação da hora seguinte. Algumas decisões já realizadas anteriormente entram como restrição para as variáveis de decisão dessa política. A Figura 40 represente o processo de decisões que acontecem a cada hora, ou a cada 4 intervalos de tempo:

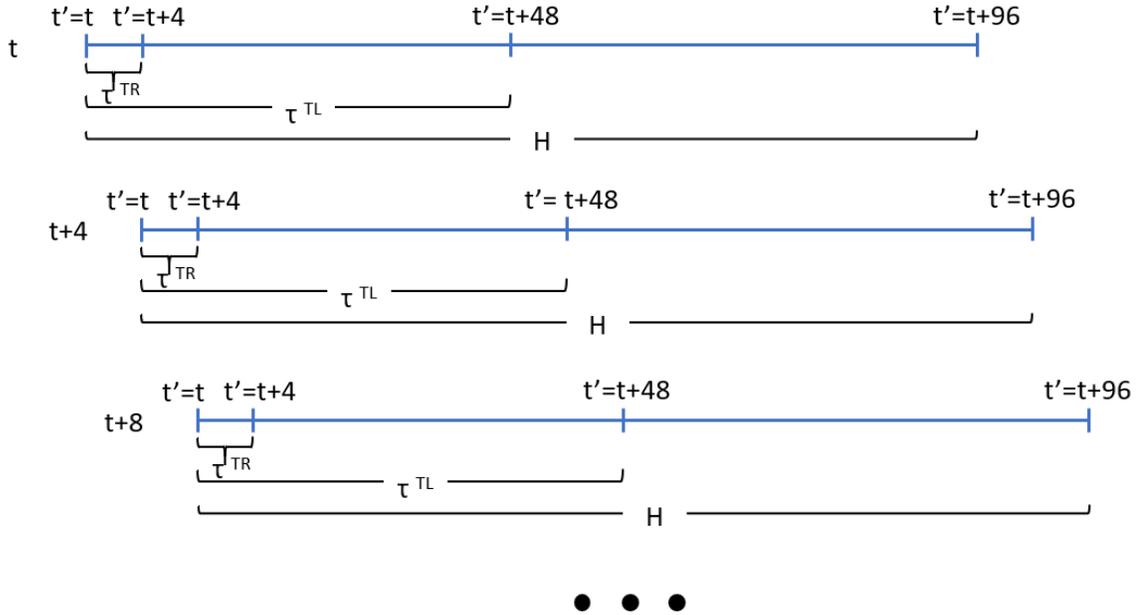


Figura 40 - Esquema do processo dinâmico de decisões do primeiro estágio da política 1.

Os tempos de notificação τ são definidos como o número de intervalos de tempo de 15 minutos de antecedência com que se deve planejar a geração de cada fonte de energia:

- $\tau^{TL} = 48$ (12 horas de antecedência para termelétricas lentas);
- $\tau^{TR} = 4$ (1 hora de antecedência para termelétricas rápidas);
- $\tau^{AD} = 4$ (1 hora de antecedência para descarregamento do sistema de armazenamento);
- $\tau^{AC} = 4$ (1 hora de antecedência para carregamento do sistema de armazenamento);
- $\tau^{IN} = 4$ (1 hora de antecedência para intercâmbio).

Na DLA, a geração eólica é tratada de forma determinística. Ou seja, a otimização é feita como se as previsões de geração eólica fossem perfeitas. A Equação (78) mostra o processo de otimização que representa a política de decisões para o planejamento da operação do sistema na hora seguinte. A política busca as decisões que minimizam os custos de operação do sistema dentro do horizonte de planejamento H .

$$X_t^{\pi^{1-DLA}}(S_t) = \underset{\tilde{x}_{t,t}, \dots, \tilde{x}_{t,t+H}}{\operatorname{argmin}} \sum_{t'=t}^{t+H} C(\tilde{S}_{tt'}, \tilde{x}_{tt'}) \quad (78)$$

É importante lembrar que as decisões e estados são representados com um til porque estas variáveis só possuem os valores calculados dentro do âmbito da DLA. Esta política calcula decisões e estados para todo intervalo de tempo entre t e $t + H$. No entanto, nem todas estas decisões serão necessariamente implementadas. São calculadas, por exemplo, gerações de hidrelétricas para 4 horas adiante, mas 3 outros planejamentos horários serão realizados até lá, com previsões eólicas que são atualizadas a cada planejamento, podendo fazer com que esta geração hidrelétrica planejada seja completamente diferente do que será realizado de fato.

Para atender aos tempos de notificação, as variáveis de decisão são fixadas entre $t' = t$ e $t' = t + \tau$ com decisões realizadas anteriormente a t :

$$\{x_{tt'}\}_{t'=t}^{t+\tau-1} = \{x_{t-4,t'}\}_{t'=t+\tau}^{t+\tau+3} \quad (79)$$

Uma outra restrição deve ser criada para a DLA com a função de restringir o uso dos recursos hídricos dentro do horizonte de planejamento. Para isso, foi determinado um valor total máximo de geração hidrelétrica R_0^{HD} , em MWh, disponível para o horizonte de planejamento de 24 horas considerado nesta política:

$$R_{t,t}^{HD} = R_0^{HD} \quad (80)$$

$$R_{t,t'+1}^{HD} = R_{tt'}^{HD} - x_{tt'}^{HD} \geq 0 \quad (81)$$

Para lidar com as incertezas relacionadas aos erros das previsões de geração eólica, são determinadas reservas girantes de fontes hidrelétricas para atender à demanda na operação em tempo real nos momentos em que a geração eólica for menor que o previsto. Estas reservas são inseridas no modelo através de uma modificação paramétrica em uma das restrições dentro do processo de otimização da DLA, tornando esta política um híbrido entre DLA e CFA. Esta modificação consiste na introdução de um parâmetro ajustável $\theta^{HD} \in [0,1]$ que multiplica a potência máxima de geração hidrelétrica para a próxima hora:

$$\{\tilde{x}_{tt'}^{HD}\}_{t'=t+4}^{t+7} \leq P_{max}^{HD}(1 - \theta^{HD}) \quad (82)$$

O parâmetro θ^{HD} , se diferente de zero, determina que a potência de geração hidrelétrica planejada para a hora seguinte seja inferior à capacidade máxima dessa fonte,

deixando uma potência reservada para ajustes, se necessário, que compensam os erros de previsão de geração eólica.

O parâmetro θ^{HD} é calibrado com uma simples busca unidimensional discretizada em incrementos de 0,05, conforme detalhado na seção 8.7.1.

Os resultados da DLA determinam para a hora seguinte: a geração hidrelétrica planejada; a geração de termelétricas rápidas; carregamento e descarregamento do sistema de armazenamento; intercâmbio e déficit. A DLA decide ainda a geração de termelétricas lentas para o período entre 12 e 13 horas adiante. Estes resultados são dados de entrada para a política de operação em tempo real, uma PFA que é descrita na seção seguinte:

8.2.2. Política 1 - operação em tempo real

Uma política do tipo PFA é usada para decidir a geração hidrelétrica na operação em tempo real. Apesar de algumas termelétricas possuírem a capacidade de variar suas gerações com baixos tempos de notificação, no Brasil, a maior parte deste ajuste em tempo real para controle de frequência é realizado por hidrelétricas. Assim, nesta política, considera-se que apenas hidrelétricas são responsáveis por fornecer reservas girantes. Esta aproximação reduz as dimensões do problema sem prejudicar os objetivos principais da metodologia.

Uma PFA não possui nenhum processo de otimização numérica inserido na política. Ela mapeia diretamente um estado a uma ação. A PFA da política 1 é descrita pelo seguinte conjunto de equações:

$$X^{\pi 1-PFA} = \left\{ \begin{array}{l}
(x_t^{TL})_{t=t}^{t+3} = (\tilde{x}_{t-\tau^{TL},t'}^{TL})_{t'=t+\tau^{TL}}^{t+\tau^{TL}+3}, \forall t \in \mathcal{J} \\
(x_t^{TR})_{t=t}^{t+3} = (\tilde{x}_{t-\tau^{TR},t'}^{TR})_{t'=t+\tau^{TR}}^{t+\tau^{TR}+3}, \forall t \in \mathcal{J} \\
(x_t^{AD})_{t=t}^{t+3} = (\tilde{x}_{t-\tau^{AD},t'}^{AD})_{t'=t+\tau^{AD}}^{t+\tau^{AD}+3}, \forall t \in \mathcal{J} \\
(x_t^{AC})_{t=t}^{t+3} = (\tilde{x}_{t-\tau^{AC},t'}^{AC})_{t'=t+\tau^{AC}}^{t+\tau^{AC}+3}, \forall t \in \mathcal{J} \\
(x_t^{IN})_{t=t}^{t+3} = (\tilde{x}_{t-\tau^{IN},t'}^{IN})_{t'=t+\tau^{IN}}^{t+\tau^{IN}+3}, \forall t \in \mathcal{J} \\
x_t^{HD} = \max(P_{min}^{HD}, x_{t-1}^{HD} + \rho_{min}^{HD}, \min(P_{max}^{HD}, x_{t-1}^{HD} + \rho_{max}^{HD}, \\
D_t - P_t^E - P_t^{PV} - x_t^{TL} - x_t^{TR} - x_t^{AD} + x_t^{AC} - x_t^{IN})) \\
x_t^{DF} = D_t - x_t^{HD} - P_t^E - P_t^{PV} - x_t^{TL} - x_t^{TR} - x_t^{AD} + x_t^{AC} - x_t^{IN}
\end{array} \right. \quad (83)$$

Como a demanda e a geração solar são tratadas como determinísticas, então $D_t = f_{tt'}^D$ e $f_t^{PV} = f_{tt'}^{PV}$. E_t é a geração eólica observada em t , que é diferente dos valores previstos de geração para esta fonte $f_{tt'}^E$.

8.3. Política 2

A política 2 segue a mesma estrutura da política 1, sendo que a única diferença é que, nesta, as reservas girantes são providas pelos sistemas de armazenamento, e não pelas hidrelétricas. Esta diferença pode parecer sutil, mas além de alterar a fonte de reserva girante, faz com que o sistema de armazenamento tenha que conciliar dois serviços: reserva girante e arbitragem. Ao adicionar um parâmetro ajustável θ^S que define um volume mínimo de energia no sistema de armazenamento para reserva girante, a capacidade de arbitragem é reduzida conforme o valor de θ^S cresce.

8.3.1. Política 2 - planejamento horário

A única diferença entre esta política para a DLA da política 1 é a substituição da Equação (82) por uma outra modificação paramétrica que define um volume mínimo de energia armazenada no sistema de armazenamento para prover reserva girante se necessário:

$$(R_{tt'}^A)_{t'=t+4}^{t+7} \geq \theta^A R_{max}^A \quad (84)$$

Assim como θ^{HD} , o parâmetro θ^A é calibrado através de uma busca unidimensional discretizada em incrementos de 0,05, conforme detalhado na seção 8.7.2.

Na política 2, como as hidrelétricas não fornecem reserva girante, ou seja, não podem ter sua operação ajustada em tempo real, é definido um tempo de notificação para essas fontes de uma hora ($\tau^{HD} = 4$).

8.3.2. Política 2 - operação em tempo real

A operação em tempo real aqui também é definida por uma PFA. No entanto, ao contrário da política 1, o sistema de armazenamento não tem sua operação fixada de acordo com o planejado na hora anterior. Aqui, este sistema é responsável pela reserva girante, podendo ser descarregado ou carregado dentro da operação em tempo real. Desta forma, não há mais tempo de notificação para carregamento e descarregamento do sistema de armazenamento ($\tau^{AD} = \tau^{AC} = 0$).

Para esta política, é criada a variável B_t , que representa, em cada intervalo de tempo t , a diferença entre a demanda e a soma das gerações de todas as fontes que já foram decididas ou observadas, incluindo o volume de energia que se planeja utilizar para carregar o sistema de armazenamento ($B_t = D_t - x_t^{HD} - p_t^E - p_t^{PV} - x_t^{TL} - x_t^{TR} - \tilde{x}_t^{AC} - x_t^{IN}$). Em outras palavras, B_t é um saldo de demanda do balanço energético. Quando B_t é positivo, o sistema de armazenamento pode ser descarregado para atender à demanda restante. Quando B_t é negativo, o sistema de armazenamento pode ser carregado com o “excesso” de energia no sistema.

Os parâmetros θ^{HD} e θ^A são calibrados simultaneamente com uma busca bidimensional descrita na seção 8.7.3.

8.4.2. Política 3 - operação em tempo real

Na política 3, tanto a operação das hidrelétricas como dos sistemas de armazenamento não são fixados conforme previamente decidido, isto significa que $\tau^{HD} = \tau^{AD} = \tau^{AC} = 0$. Estas duas fontes têm suas operações ajustadas em tempo real para mitigar erros de previsão de geração eólica.

Na política para operação em tempo real da política 3, uma pequena alteração é feita em B_t com relação à política 2. Aqui, a geração hidrelétrica que entra no balanço de demanda é a prevista, e não necessariamente a implementada. Por este motivo, é representada com um til ($B_t = D_t - \tilde{x}_t^{HD} - P_t^E - P_t^{PV} - x_t^{TL} - x_t^{TR} - \tilde{x}_t^{AC} - x_t^{IN}$).

Como nesta política há duas fontes capazes de oferecer reserva girante, é preciso definir uma ordem de prioridade entre as duas para este serviço. Nesta política, foram priorizadas as hidrelétricas no despacho em tempo real. Quando estas não são suficientes, os sistemas de armazenamento são descarregados para atender à demanda. O sistema de armazenamento pode ainda ser carregado caso B_t seja negativo.

$\chi\pi3-PFA$

$$\begin{aligned}
& \left. \begin{aligned}
& (\tilde{x}_t^{HD})_{t=t}^{t+3} = (\tilde{x}_{t-\tau^{HD},t'}^{HD})_{t'=t+\tau^{HD}}^{t+\tau^{HD}+3} \\
& (x_t^{TL})_{t=t}^{t+3} = (\tilde{x}_{t-\tau^{TL},t'}^{TL})_{t'=t+\tau^{TL}}^{t+\tau^{TL}+3} \\
& (x_t^{TR})_{t=t}^{t+3} = (\tilde{x}_{t-\tau^{TR},t'}^{TR})_{t'=t+\tau^{TR}}^{t+\tau^{TR}+3} \\
& (\tilde{x}_t^{AC})_{t=t}^{t+3} = (\tilde{x}_{t-\tau^{AC},t'}^{AC})_{t'=t+\tau^{AC}}^{t+\tau^{AC}+3} \\
& (x_t^{IN})_{t=t}^{t+3} = (\tilde{x}_{t-\tau^{IN},t'}^{IN})_{t'=t+\tau^{IN}}^{t+\tau^{IN}+3} \\
& B_t = D_t - \tilde{x}_t^{HD} - P_t^E - P_t^{PV} - x_t^{TL} - x_t^{TR} + \tilde{x}_t^{AC} - x_t^{IN} \\
& \left. \begin{aligned}
& x_t^{HD} = \max(P_{min}^{HD}, x_{t-1}^{HD} + \rho_{min}^{HD}, \\
& \min(P_{min}^{HD}, x_{t-1}^{HD} + \rho_{max}^{HD}, B_t + \tilde{x}_t^{HD})) \\
& \left. \begin{aligned}
& B_t + \tilde{x}_t^{HD} - x_t^{HD} \geq 0 \left\{ \begin{aligned}
& x_t^{AC} = \max(0, \tilde{x}_t^{AC} - B_t - x_t^{HD}) \\
& x_t^{AC} > 0 \left\{ \begin{aligned}
& x_t^{AD} = 0 \\
& x_t^{DF} = 0
\end{aligned} \right. \\
& x_t^{AC} = 0 \left\{ \begin{aligned}
& x_t^{AD} = \min(R_t^A, x_{t-1}^{AD} + \rho_{max}^{AD}, P_{max}^{AD}, \\
& B_t - x_t^{HD} - \tilde{x}_t^{AC}) \\
& x_t^{DF} = B_t - x_t^{HD} - \tilde{x}_t^{AC} - x_t^{AD}
\end{aligned} \right. \\
& B_t + \tilde{x}_t^{HD} - x_t^{HD} < 0 \left\{ \begin{aligned}
& x_t^{AC} = \min(\tilde{x}_t^{AC} - B_t - x_t^{HD}, R_{max}^A - R_t^A, \\
& x_{t-1}^{AC} + \rho_{max}^{AC}, P_{max}^{AC}) \\
& x_t^{AD} = 0 \\
& x_t^{DF} = 0
\end{aligned} \right. \\
& x_t^{HD} = \tilde{x}_t^{HD} \\
& x_t^{AC} = \min(-B_t + \tilde{x}_t^{AC}, R_{max}^A - R_t^A, x_{t-1}^{AC} + \rho_{max}^{AC}, P_{max}^{AC}) \\
& x_t^{AD} = 0 \\
& x_t^{DF} = 0.
\end{aligned} \right.
\end{aligned} \right.
\end{aligned}
\end{aligned}
\right.
\end{aligned}
\tag{86}$$

8.5. Modelagem dos processos estocásticos

Três processos exógenos e incertos fazem parte do modelo: previsões de geração eólica, geração solar e demanda por energia. Demandas são razoavelmente previsíveis, especialmente em grandes sistemas como o modelado aqui (subsistema Nordeste). Por este motivo, as previsões de demanda são consideradas perfeitas para reduzir a dimensionalidade do problema. As previsões de geração solar também são consideradas perfeitas já que são bem previsíveis na maioria dos dias e, principalmente, por ainda representarem uma porcentagem muito baixa da geração total no sistema, tendo sua imprevisibilidade pouca influência na operação do sistema.

As previsões de geração eólica são as únicas fontes de incerteza neste modelo de otimização estocástica. Portanto, a representação destas incertezas e da variabilidade da geração eólica deve ser cuidadosa para que o modelo se aproxime ao máximo da realidade.

8.5.1. Geração eólica

As previsões de geração eólica foram modeladas utilizando as técnicas apresentadas em Ghadimi et al. (2019). Esta técnica permite controlar os erros médios das previsões nas simulações.

Uma curva real de geração eólica no subsistema Nordeste fornecida pelo ONS, com 96 intervalos de 15 minutos (totalizando 24 horas de geração), foi adotada como a previsão de geração eólica em $t = 0$ para o horizonte de planejamento. Ou seja, um cenário real de geração de 24 horas foi adotado como sendo o vetor $\{f_{0,t'}^E\}_{t'=0}^H$. Este vetor foi convertido para um vetor de velocidade de ventos $\{f_{0,t'}^V\}_{t'=0}^H$ a partir de uma curva de conversão apresentada por Dvorak et al. (2011), representada na Figura 41.

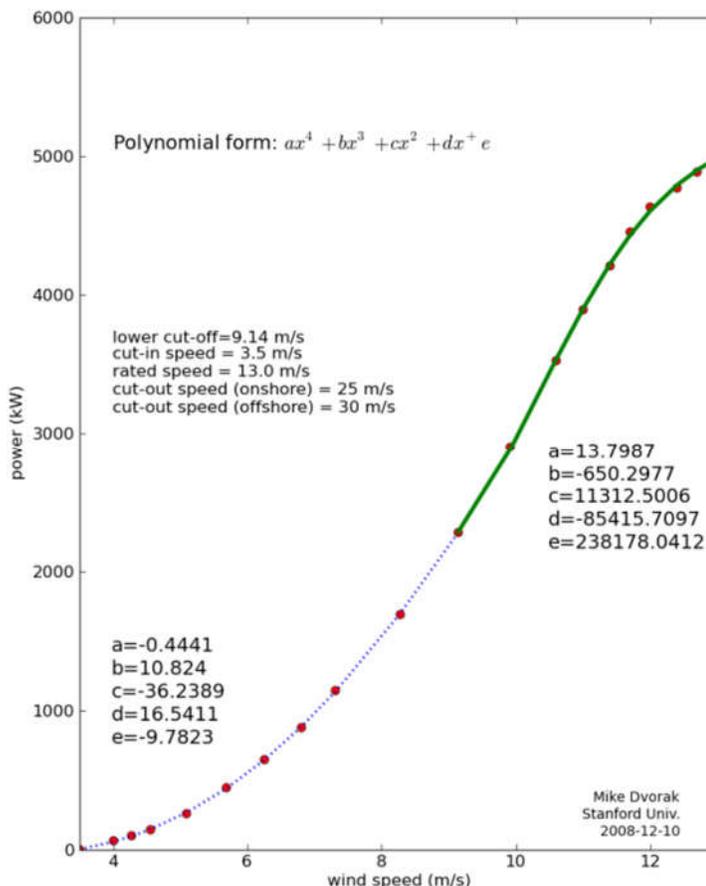


Figura 41 - Curva de conversão entre velocidade de ventos e geração em usinas eólicas.

Para criar um comportamento realista, não estacionário, das demais previsões de velocidades de vento para $t > 0$, foram adicionadas séries sintéticas de erros da previsão em t para se obter a previsão em $t + 4$ (uma hora adiante):

$$f_{t+4,t'}^V = f_{t,t'}^V + \epsilon_{t+4,t'} \quad (87)$$

Sendo $\epsilon_{t+4,t'}$ o vetor de erros sintéticos gerado a partir da técnica adotada em Ghadimi et al. (2019). Para criar estes erros, uma matriz simétrica Σ é construída de forma que $\Sigma(i, j) = \sigma_V^2 e^{-\alpha|i-j|}$, em que os valores de σ_V^2 e α são constantes definidas pelo usuário para manipular, respectivamente, a qualidade das previsões e a variabilidade das velocidades dos ventos. Depois, o vetor de erros é definido como $\epsilon_t = C \times Z_t$, sendo C a matriz triangular inferior da decomposição de Cholesky de Σ e $Z_t \sim \mathcal{N}(0, I_{H \times H})$.

Após a geração de todas as séries sintéticas de velocidades de ventos, esses vetores são convertidos em séries de previsão de geração nas usinas eólicas f_{tt}^E , através da curva representada na Figura 41.

A Figura 42 mostra uma série de geração eólica observada a cada 15 minutos e séries de previsão de geração eólica atualizadas a cada hora, ou a cada 4 intervalos de tempo.

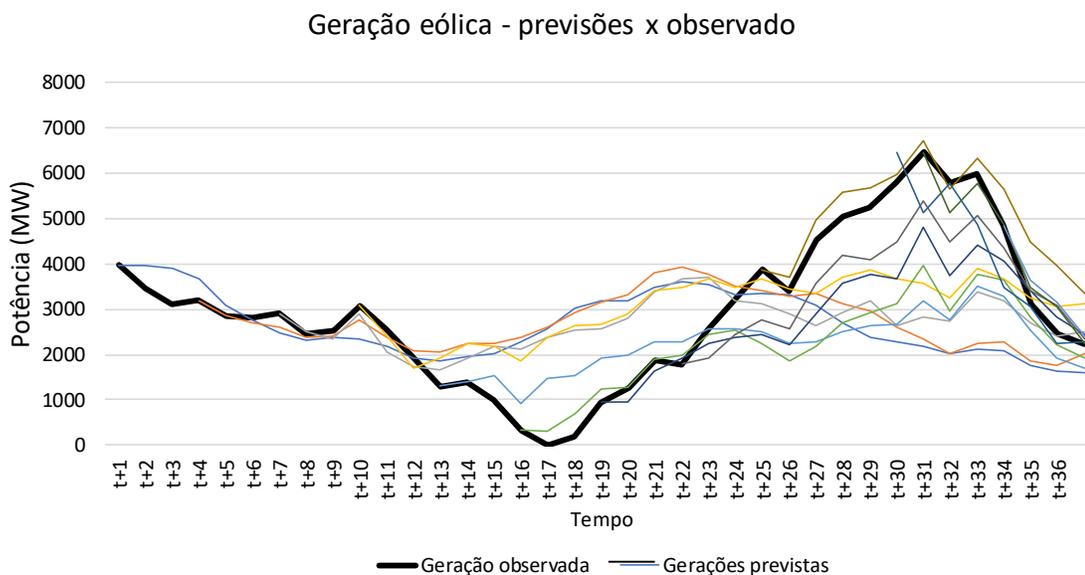


Figura 42 - Geração eólica observada e previsões de geração eólica atualizadas a cada hora

8.5.2. Geração fotovoltaica

Com exceção de dias com nuvens esparsas, a geração fotovoltaica em uma determinada região segue um padrão bem estabelecido ao longo do dia que depende da nebulosidade. Dias nebulosos possuem curvas de geração com formatos semelhantes aos de dias ensolarados, mas com valores mais baixos. Dias com nuvens esparsas possuem curvas de geração menos comportadas, com valões iguais ou inferiores aos de dias ensolarados.

Como a potência instalada no sistema modelado ainda é relativamente baixa, foi considerada aqui apenas uma curva de geração fotovoltaica que se repete todos os dias. Esta curva tem um formato que representa dias ensolarados.

É importante reconhecer que as usinas fotovoltaicas crescem rapidamente no Brasil e, possivelmente, a intermitência e a imprevisibilidade destas usinas terão impacto na operação do sistema no futuro. Apesar do modelo não considerar as incertezas da geração fotovoltaica, a metodologia desenvolvida permite a inserção de dados estocásticos de geração fotovoltaica com

facilidade. Além disso, os métodos adotados nas políticas operacionais propostas para mitigar incertezas independe da quantidade de fontes de incertezas, mas sim das magnitudes dos erros das previsões. Em outras palavras, aumentar o nível de incerteza das previsões de geração eólica já seria o suficiente para simular a entrada de novas fontes de incerteza.

8.5.3. Demanda

Considerando sistemas elétricos de grandes escalas, os padrões de consumo de energia são afetados, basicamente, por dois aspectos: temperaturas e dias da semana. O sistema modelado representa o nordeste brasileiro, região com baixa variabilidade de temperaturas ao longo do ano. Por este motivo, modelar as previsões de demanda como perfeitas é uma aproximação razoável.

Foram usadas como demandas do subsistema Nordeste, as demandas reais horárias neste subsistema no ano de 2018. Como os dados foram fornecidos em base horária, uma simples interpolação foi realizada para se obter esses dados discretizados a cada 15 minutos.

8.6. Dados de entrada

Além dos processos estocásticos descritos, características das fontes de geração são dados de entrada do modelo. As usinas modeladas aqui possuem as mesmas características operacionais e capacidades daquelas do modelo determinístico 2. Assim, suas características estão descritas na Seção 7.2.

A única diferença nas características das fontes de geração deste modelo para o anterior é que, aqui, a potência instalada das usinas hidrelétricas e a capacidade dos sistemas de armazenamento variam para diferentes calibrações dos parâmetros ajustáveis θ . Estes parâmetros foram calibrados para 4 séries de dados de entrada, combinando as potências máximas hidrelétricas de $P_{max}^{HD} = 2,0 \text{ GW}$ e $P_{max}^{HD} = 4,0 \text{ GW}$ com as capacidades dos sistemas de armazenamento de $R_{max}^A = 1,5 \text{ GWh}$ e $R_{max}^A = 3,0 \text{ GWh}$.

8.7. Calibração das políticas

As políticas 1, 2 e 3 foram definidas, mas os parâmetros θ ainda devem ser calibrados. A calibração é um processo que busca os valores de θ que retorna o melhor

desempenho para cada política. Ou seja, este processo busca os valores de θ que trazem os menores custos esperados para a simulação ao operar o sistema com uma política $X^\pi(S_t|\theta)$. A Equação (88) representa a calibração dos parâmetros θ .

$$\min_{\theta \in \Theta} \mathbb{E} \left\{ \sum_{t=0}^T C(S_t, X_t^\pi(S_t, \theta) | S_0) \right\} \quad (88)$$

Sendo que (S_0, W_1, \dots, W_t) são processos estocásticos que entram no modelo como dados de entrada e $S_{t+1} = S^M(S_t, x_t, W_{t+1})$.

Quanto maior a dimensão do vetor θ , maior é o desafio de encontrar seus valores ótimos, já que testar valores aleatórios pode ser muito ineficiente se o espaço de busca for muito grande. Para estes casos, θ pode ser otimizado utilizando-se técnicas clássicas de otimização estocástica, cujas formulações são mais complexas que simplesmente testar todos os valores possíveis. No caso deste modelo, no entanto, θ é unidimensional nas políticas 1 e 2, e bidimensional na política 3. Assim, uma busca completa dentro de um determinado intervalo pelos valores ótimos de θ pode ser feita dentro de um tempo razoável.

As calibrações foram realizadas em processadores Intel Xeon X5667 3 GHz, com 96 GB de memória RAM e 80 núcleos de processamento, disponível no Departamento de Pesquisa Operacional e Engenharia Financeira da Universidade de Princeton. Em testes realizados, foi constatado que este hardware seria de 10 a 20 vezes mais rápido quando comparado a alguns computadores domésticos convencionais. Para cada série de dados, a calibração dos parâmetros θ unidimensionais levou cerca de 2 horas, enquanto para os parâmetros bidimensionais este tempo foi de aproximadamente 20 horas. Para cada política, 4 séries de dados foram usadas para calibração de parâmetros. Assim, o tempo total de processamento para todas as calibrações apresentadas neste trabalho foi de aproximadamente 96 horas.

Apesar das dimensões de θ não serem um problema aqui, os processos estocásticos das simulações exigem atenção. Como explicado na Seção 8.5.1, as previsões de geração eólica para a hora seguinte ($t + 4$) foram geradas adicionando erros sintéticos às previsões em t . O desvio padrão definido para os erros das previsões foi definido como 10% da velocidade média dos ventos prevista para o horizonte de planejamento ($\sigma = 0,10 \sum_{t'=t}^{t+H} f_{t,t'}^V / H$). Para lidar com estes erros, foram testados mil cenários (mil horas de operação simuladas) e o valor ótimo de θ foi aquele que retornou o menor valor médio de custo de operação do sistema.

8.7.1. Calibração da política 1

A política 1 possui somente um parâmetro ajustável, θ^{HD} . Este parâmetro foi calibrado com uma simples busca unidimensional, variando seu valor de 0 a 1 com incrementos de 0,05. Da Figura 43 até a Figura 46, são mostrados os resultados das calibrações realizadas para a política 1 para diferentes dados de entrada.



Figura 43 - Calibração da política 1 para $P_{max}^{HD} = 2,0 \text{ GW}$ e $R_{max}^A = 1,5 \text{ GWh}$.



Figura 44 - Calibração da política 1 para $P_{max}^{HD} = 2,0 \text{ GW}$ e $R_{max}^A = 3,0 \text{ GWh}$.



Figura 45 - Calibração da política 1 para $P_{max}^{HD} = 4,0 \text{ GW}$ e $R_{max}^A = 1,5 \text{ GWh}$.



Figura 46 - Calibração da política 1 para $P_{max}^{HD} = 4,0 \text{ GW}$ e $R_{max}^A = 3,0 \text{ GWh}$.

Nesta política, o sistema de armazenamento tem a única função de prover arbitragem. No entanto, ao comparar as calibrações para as séries de dado 1 e 2 (Figura 43 e Figura 44), observa-se que aumentar a capacidade do sistema de armazenamento não reduziu custos de forma significativa. O mesmo acontece ao se comparar as séries de dados 3 e 4 (Figura 45 e Figura 46). Este comportamento indica que, para o sistema modelado, utilizar sistemas de armazenamento para arbitragem não é vantajoso.

Com relação às reservas providas por hidrelétricas, ao elevar a potência total disponível desta fonte, a porcentagem desta potência dedicada a reservas girantes reduz na mesma proporção, mantendo-se o valor absoluto de potência para este serviço.

8.7.2. Calibração da política 2

Assim como a política 1, a política 2 possui somente um parâmetro ajustável, θ^A . Sua calibração também foi feita com uma busca unidimensional, variando θ^A de 0 a 1 com incrementos de 0,05. Da Figura 47 até a Figura 50, são mostrados os resultados das calibrações realizadas para a política 2 com os mesmos dados de entrada usados para calibrar a política anterior.

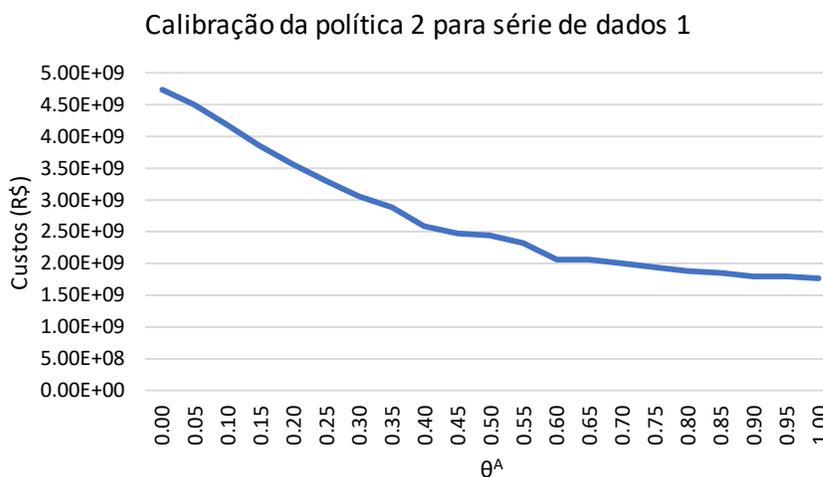


Figura 47 - Calibração da política 2 para $P_{max}^{HD} = 2,0 \text{ GW}$ e $R_{max}^A = 1,5 \text{ GWh}$.



Figura 48 - Calibração da política 2 para $P_{max}^{HD} = 2,0 \text{ GW}$ e $R_{max}^A = 3,0 \text{ GWh}$.



Figura 49 - Calibração da política 2 para $P_{max}^{HD} = 4,0 \text{ GW}$ e $R_{max}^A = 1,5 \text{ GWh}$.



Figura 50 - Calibração da política 2 para $P_{max}^{HD} = 4,0 \text{ GW}$ e $R_{max}^A = 3,0 \text{ GWh}$.

Nesta política, os sistemas de armazenamento podem prover tanto arbitragem quanto reservas. Os resultados das calibrações mostram que, conforme se aumenta os valores testados para θ^A , os custos operacionais vão reduzindo até que um limite é atingido. Este comportamento indica que existe um valor ótimo de capacidade de armazenamento para prover reservas e qualquer capacidade acima disso é desperdiçada, pois não consegue reduzir mais os custos.

Além dos custos não reduzirem quando θ^A ultrapassa seu valor ótimo, os custos também não se elevam. Essa elevação de custos seria esperada pois, quanto maior o valor de

θ^A , menor a capacidade de arbitragem do sistema de armazenamento. O fato dos custos não se elevarem quando θ^A ultrapassa seu ótimo corrobora com aquilo que se concluiu na calibração da política 1: para o sistema modelado, os sistemas de armazenamento não reduzem custos operacionais de forma significativa através de arbitragem.

8.7.3. Calibração da política 3

A política 3 conta com 2 parâmetros ajustáveis, θ^{HD} e θ^A . Estes parâmetros foram calibrados através de uma busca bidimensional em que cada θ foi variado de 0 a 1 com incrementos de 0,05. Da Figura 51 até Figura 54 são mostrados os resultados da calibração da política 3. Como a otimização busca minimizar custos, os valores ótimos estão nos tons mais escuros de azul.

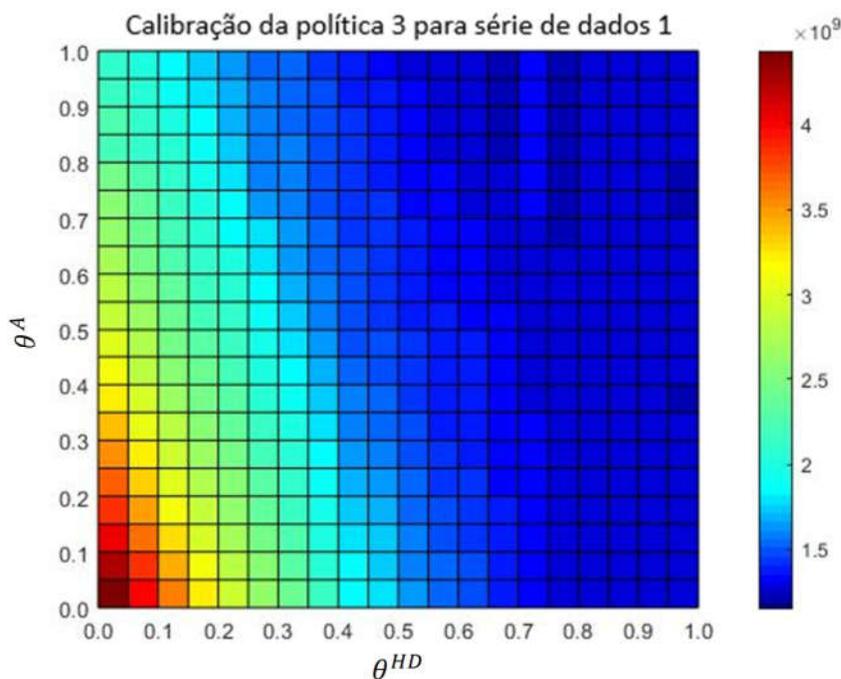


Figura 51 - Calibração da política 3 para $P_{max}^{HD} = 2,0 \text{ GW}$ e $R_{max}^A = 1,5 \text{ GWh}$.

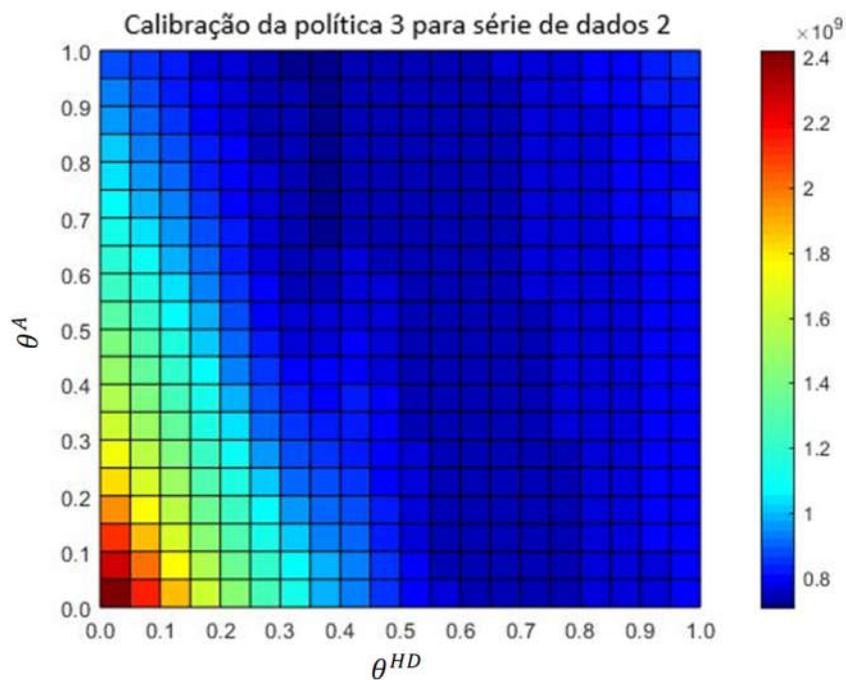


Figura 52 - Calibração da política 3 para $P_{max}^{HD} = 2,0 \text{ GW}$ e $R_{max}^A = 3,0 \text{ GWh}$.

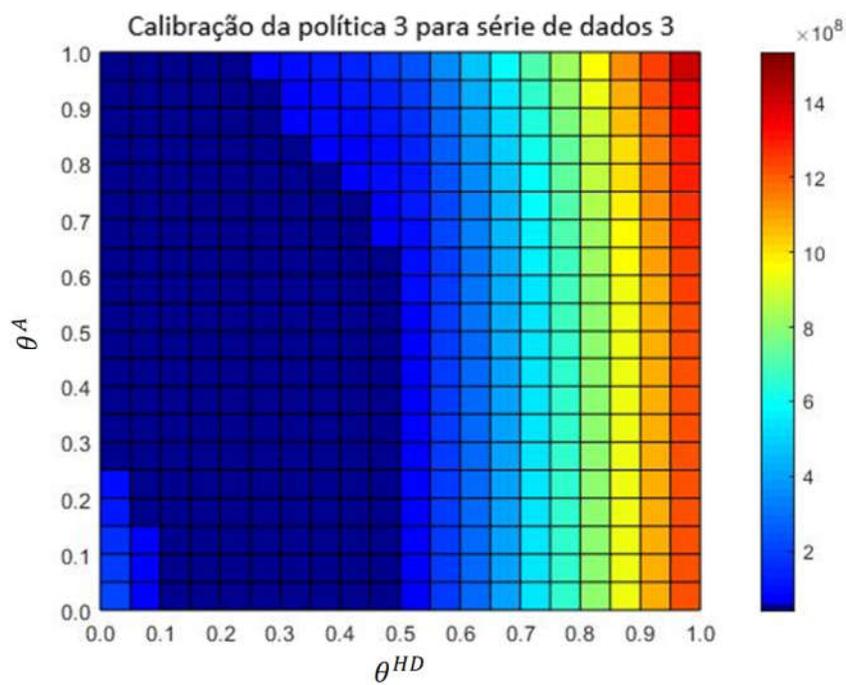


Figura 53 - Calibração da política 3 para $P_{max}^{HD} = 4,0 \text{ GW}$ e $R_{max}^A = 1,5 \text{ GWh}$.

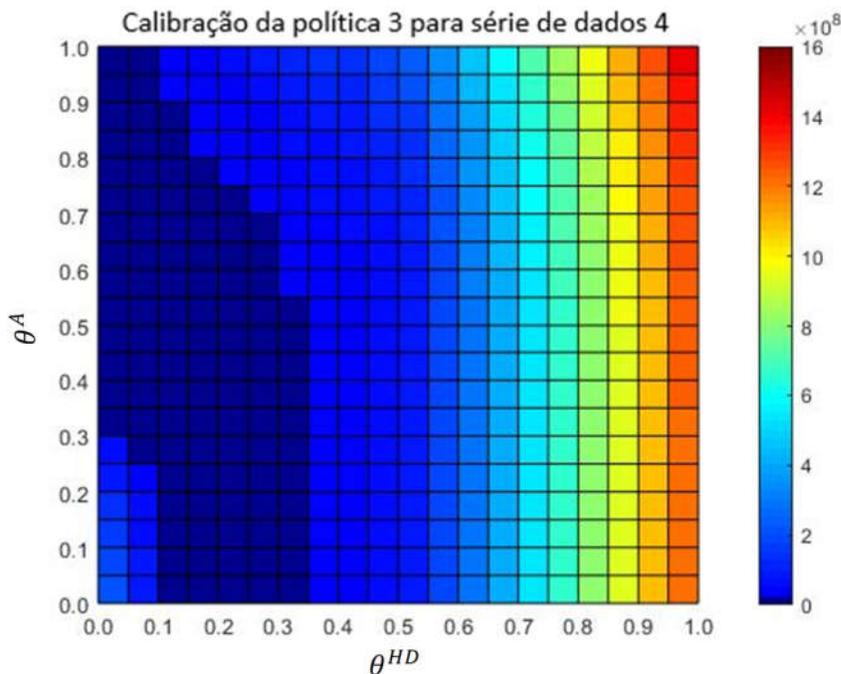


Figura 54 - Calibração da política 3 para $P_{max}^{HD} = 4,0 \text{ GW}$ e $R_{max}^A = 3,0 \text{ GWh}$.

Nesta política, tanto hidrelétricas quanto o sistema de armazenamento podem prover reservas, mas os resultados mostraram que, de forma geral, os sistemas de armazenamento devem ser priorizados para este serviço, tornando possível a programação de maiores potências de geração hidrelétrica para a hora seguinte. Isto pode ser explicado pelo fato de que reservas de hidrelétricas possuem um custo indireto, já que a potência reservada pode não ser completamente aproveitada na operação em tempo real. Neste caso, a fonte mais barata do sistema não estaria sendo utilizada em todo seu potencial enquanto outras fontes mais caras, cujas gerações foram programadas pelo planejamento horário, estariam sendo despachadas. Um exemplo deste tipo de situação é retratado na Figura 12.

8.8. Análise de desempenhos

Para avaliar os desempenhos de cada uma das três políticas propostas, foi criada uma quarta política π^{REF} para ser usada como referência. Esta política resolve um programa não linear de otimização para todo o horizonte simulado utilizando previsões perfeitas de geração eólica. A política de referência produz uma estimativa otimista e utópica de desempenho, já que ela consegue prever o futuro com exatidão. Assim, quanto mais próximos

os desempenhos das políticas propostas se aproximarem do desempenho de π^{REF} , melhores seus resultados.

A Tabela 5 compara os resultados e desempenhos de cada política proposta com a política de referência π^{REF} . Os desempenhos $\Delta F^\pi(\theta)$ são calculadas de acordo com a Equação (89). Como os custos são minimizados, menores valores de $\Delta F^\pi(\theta)$ significam melhores desempenhos.

$$\text{Desempenho} = \Delta F^\pi(\theta) = \frac{F^\pi(\theta)}{F^{REF}} \quad (89)$$

Sendo $F^\pi(\theta)$ o custo total de operação ao longo do horizonte de simulação quando o sistema é operado com a política π . F^{REF} é o custo total ao longo da simulação quando o sistema é operado com a política π^{REF} .

Tabela 5 - Parâmetros ajustáveis ótimos e desempenhos de cada política para diferentes dados de entrada.

Série de dados	Capacidade das hidrelétricas	Capacidade de armazenamento	Política 1		Política 2		Política 3		
			θ^{HD}	$\Delta F^{\pi 1}$	θ^A	$\Delta F^{\pi 2}$	θ^{HD}	θ^A	$\Delta F^{\pi 3}$
1	2,0 GW	1,5 GWh	0,70	168%	1,00	121%	1,00	0,70	117%
2	2,0 GW	3,0 GWh	0,70	210%	0,85	118%	0,35	1,00	109%
3	4,0 GW	1,5 GWh	0,35	122%	0,70	116%	0,00	0,70	111%
4	4,0 GW	3,0 GWh	0,35	173%	0,35	100%	0,00	0,35	100%

Os valores ótimos de θ variaram de acordo com os dados de entrada, mas em todas as simulações, a política 2 teve melhor desempenho que a política 1. Isso mostra que, tendo de escolher entre sistemas de armazenamento e usinas hidrelétricas para fornecerem reservas, os sistemas de armazenamento são mais adequados para este serviço.

Já a política 3 teve melhores desempenhos que as outras duas políticas, o que mostra que um equilíbrio ótimo entre a hidrelétricas e sistemas de armazenamento para provimento de reservas pode ser ainda mais eficiente que usar somente uma das fontes para este serviço. Este equilíbrio depende das capacidades totais de cada fonte e só é alcançado com calibração apropriada dos parâmetros ajustáveis θ^{HD} e θ^A .

Na série de dados 4, as capacidades de hidrelétricas e armazenamento foram suficientes para que as políticas 2 e 3 alcançassem um desempenho tão bom quanto ao da

política de referência. Nestas simulações, após calibração de θ , não houve déficit e nem importação de energia de outros subsistemas. As gerações de termelétricas foram somente o suficiente para atender aos requisitos de potência mínima. A série de dados 4, apesar de conseguir baixos custos operacionais, representa uma situação em que hidrelétricas e sistemas de armazenamento estão superdimensionados.

9. CONCLUSÃO

Os modelos de otimização determinística exemplificam bem a utilidade dos sistemas de armazenamento de energia e demonstram possíveis aplicações para estes no setor elétrico brasileiro. O modelo estocástico, principal objetivo da tese, mostra que alguns cuidados devem ser tomados no planejamento e operação em tempo real dos sistemas de armazenamento para que estes realmente tragam benefícios ao sistema elétrico.

Além da complexidade de lidar com fontes de incertezas, uma política de operação que envolve regras para operação em tempo real deve ser computacionalmente rápida, pois o tempo de processamento para as tomadas de decisão são pequenos. Este requisito é cumprido pela ferramenta desenvolvida neste trabalho.

A política para operar sistemas de armazenamento de energia proposta neste trabalho traz uma novidade para as pesquisas no tema: é capaz de lidar com previsões incertas com tempos computacionais baixos suficientes para operação em tempo real. A calibração desta política demanda grande esforço computacional além de um simulador realista, que representa bem os processos estocásticos do problema. No entanto, esta calibração, que leva até 20 horas para ser processada em um computador de 80 núcleos de processamento, é realizada somente uma vez e de forma *offline*. Após calibrada, a política é aplicada em tempo real sem esforços computacionais relevantes, com cálculos que ocorrem de forma praticamente instantânea, mesmo em computadores domésticos.

A parametrização de restrições proposta para a política de operação sob incerteza trouxe avanços consideráveis em relação às restrições não parametrizadas. Esta técnica de parametrização já é feita na prática no setor elétrico, como na definição de reservas girantes. No entanto, não se encontram na literatura trabalhos que demonstram os devidos cuidados exigidos pelos processos estocásticos para determinação destas reservas, como foi feito neste trabalho.

Os testes realizados com diferentes políticas e diferentes parametrizações mostra que, entre reserva e arbitragem, as reservas se mostram mais úteis dentro do contexto brasileiro atual. Este contexto envolve um cenário de preços de energia elétrica ainda pouco variável dentro do horizonte diário, além de muitas fontes de incerteza. É possível que a arbitragem se torne mais atrativa com a maior diferenciação horária de preços de energia e uma possível melhora nas previsões de geração das fontes intermitentes.

O modelo de otimização estocástica desenvolvido se mostrou uma ferramenta muito versátil para criação de políticas de operação de sistemas elétricos sob incertezas. A formulação de políticas de otimização estocástica proposta neste trabalho é aplicável a qualquer tipo de fonte de armazenamento de energia e a qualquer sistema elétrico. Mesmo para sistemas elétricos sem presença de fontes de armazenamento, a metodologia desenvolvida é útil para a determinação de reservas ótimas, levando em conta intermitência, erros de previsões e efeitos de rampa. Além disso, a interface criada em planilha Excel permite que o usuário altere facilmente os dados de entrada do modelo para realização de testes.

Em trabalhos futuros, podem ser conduzidas pesquisas envolvendo escolha de tipos e dimensionamento de sistemas de armazenamento para o sistema elétrico brasileiro, levando em conta a otimização de suas principais funções dentro do sistema (reserva e arbitragem). Também podem ser desenvolvidos trabalhos que levam em conta o planejamento da operação a longo prazo, que é necessário em sistemas com grande presença de fontes hidrelétricas. Neste caso, um outro estágio de política seria inserido no modelo, que levaria em conta a variação sazonal de regime de chuvas e o armazenamento de água em reservatórios.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Banco de Informações de Geração**. Digital. Brasília, DF: 2020. Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 03 mar. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução normativa.

Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Brasília, DF, 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa**

ANEEL n. 674 de 11 de agosto de 2015. Aprova a revisão do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE, instituído pela Resolução Normativa nº 367, de 2 de junho de 2009. Brasília, DF, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Tarifa branca é nova opção para os consumidores a partir de 2018**. Sala de Imprensa. Brasília, DF: ANEEL,

2018a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/tarifa-branca-e-nova-opcao-para-os-consumidores-a-partir-de-2018/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em: 16 abr. de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Tarifa Branca**. Brasília, DF:

ANEEL, 2018b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acesso em: 16 abr. 2018.

ALOTTO, P.; GUARNIERI, M.; MORO, F. Redox flow batteries for the storage of

renewable energy: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. v. 29, p. 325–335, 2014.

- AMIRYAR, M. E.; PULLEN, K. R. A Review of Flywheel Energy Storage System Technologies and Their Applications. **Applied Sciences**, Basel, v. 7, n. 3, p. 286–306, 2017.
- AMODEO, S. J.; CHIACCHIARINI, H. G.; OLIVA, A. R. High-performance control of a DC–DC Z-source converter used for an excitation field driver. **IEEE Transactions on Power Electronics**, New York, v. 27, n. 6, p. 2947–2957, 2012.
- BABUSKA, V.; BEATTY, S.; DEBLONK, B.; FAUSZ, J. **A review of technology developments in flywheel attitude control and energy transmission systems.** Proceedings of the 2004 IEEE Aerospace Conference, Big Sky, dec. 2004, p. 2784–2800,.
- BARTOLOZZI, M. Development of redox flow batteries. A historical bibliography. **Journal of Power Sources**. v. 27, n. 3, p. 219–234, 1989.
- BEAUDIN, M.; ZAREIPOUR, H.; SCHELLENBERGLABE, A.; ROSEHART, W. Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review. **Energy for Sustainable Development**. v. 14, n. 4, p. 302–314, 2010.
- BITTERLY, J. G. **Flywheel technology past, present, and 21st century projections.** Proceedings of the Thirty-Second Intersociety Energy Conversion Engineering Conference (IECEC-97). Honolulu, 1997, p. 2312–2315.
- BONNEVILLE POWER ADMINISTRATION. **Pump-Turbine Technology: The state of art.** Portland: HDR|DTA. 2010.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Balanco Energético Nacional.** Relatório Final. Brasília, DF: EPE, 2017. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-46/topico-82/Relatorio_Final_BEN_2017.pdf>. Acesso em: 30 jan. 2017.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Balanco Energético Nacional.** Relatório Final. Brasília, DF: EPE, 2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-46/topico-82/Relatorio_Final_BEN_2019.pdf>. Acesso em: 30 jan. 2019.

dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-470/Relat%C3%B3rio%20S%C3%ADntese%20BEN%202019%20Ano%20Base%202018.pdf>. Acesso em: 03 mar. 2020.

BUCHMANN, I. **Batteries in a portable world**. Richmond: Cadex Electronics Inc., 2001.

BUDT, M.; WOLF, D.; SPAN, R.; YAN, J. A review on compressed air energy storage: Basic principles, past milestones and recent developments. **Applied Energy**, v. 170, p. 250–268, may 2016.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGI ELÉTRICA – CCEE. **Biblioteca virtual**. São Paulo, 2018. Disponível em:
<http://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?palavrachave=Conjunto%20de%20arquivos%20para%20c%C3%A1lculo&_af_rLoop=198352757217172&_adf.ctrl-state=8naqe8v0m_1#!%40%40%3F_af_rLoop%3D198352757217172%26palavrachave%3DConjunto%2Bde%2Barquivos%2Bpara%2Bc%25C3%25A1lculo%26_adf.ctrl-state%3D8naqe8v0m_5>. Acesso em: 20 maio 2018.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGI ELÉTRICA – CCEE. **Preço Médio da CCEE**. São Paulo, 2017. Disponível em:
<https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_af_rLoop=179169406133579&_adf.ctrl-state=17kid7tez3_18#!%40%40%3F_af_rLoop%3D179169406133579%26_adf.ctrl-state%3D17kid7tez3_22>. Acesso em: 10 dez. 2017.

CHEN, H.; CONG, T. N.; YANG, W.; TAN, C.; LI, Y.; DING, Y. Progress in electrical energy storage system: a critical review. **Progress in Natural Science**. v. 19, n. 3, p. 291–312, 2009.

COSTA, A. C. C.; PINHEIRO, V. C. N.; PEGORETI, T. C.; COIADO, L. C.; FRANCATO, A. L. Recent Changes in Brazilian Electricity Demand and its Effects on Load Level Definition. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 7, 2018, Niterói. **Anais [...]** Niterói: UFF, 2018.

- COSTA, A. S. **Reguladores de velocidade**. Florianópolis: UFSC, 2017. Disponível em: <http://www.labspot.ufsc.br/~simoes/dincont/Reguladores_de_Velocidade.pdf>. Acesso em: 30 nov. 2017.
- DAOUD, M. I.; ABDOL-KHALIK, A. S.; MASSOUD, A.; AHMED, S.; ABBASY, N. H. On the Development of Flywheel Storage Systems for Power System Applications: A Survey. International Conference on Electrical Machines (ICEM), 20, Marseille, 2012. **Proceedings** [...] Marseille: ICEM, 2012. p. 2119–2125.
- DENHOLM, P.; ELA, E.; KIRBY, B.; MILLIGAN, M. National Renewable Energy Laboratory - NREL. **Technical Report NREL/TP-6A2-47187**. The Role of energy storage with renewable electricity generation. Golden: NREL, 2010.
- DUMANCIC, D. **Flow Batteries: Status and Potential**. 61 f. Dissertação (Mestrado) – Energy Engineering, Mälardalen University, School of Sustainable Development of Society and Technology, Västerås, 2011.
- DVORAK, M. J.; CORCORAN, B. A.; TEN HOEVE, J. E.; MCINTYRE, N. G.; JACOBSON, M. Z. Supplemental online material: US East Coast offshore wind energy resources and their relationship to peak-time electricity demand. **Wind Energy**, Stanford, v. 00, p. 1-12, 2011.
- EARL, W. W. Viscosities of electrolyte solutions. **Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical & Engineering Sciences**, London, v. 359, n. 1785, aug. 2001.
- ECOULT. **UltraBattery**. Sydney, 2017. Disponível em: <<http://www.ecoult.com/technology/ultrabattery>>. Acesso em: 06 jun. 2017.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Brasília, DF: EPE, 2017.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Info Leilão Expresso**. Leilão N° 004 – 27° Leilão de Energia Nova (A-4) – 04 de abril de 2018. 2018a.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Planning for a new energy era.** In: Seminário Estado da Arte do Armazenamento de Energia e da Inserção de Fontes Renováveis. 2018, São Paulo.2018b.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029.** Brasília, DF: EPE. 2019.

EPRI - ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. Technical report. **Electricity energy storage technology options: a white paper primer on applications, costs, and options.** Palo Alto, dez. 2010.

ESA - ENERGY STORAGE ASSOCIATION. **Zinc-Bromine (ZNBR) Flow Batteries.** Washington, DC, 2017. Disponível em: <<http://energystorage.org/energy-storage/technologies/zinc-bromine-znbr-flow-batteries>>. Acesso em: 18 jun. 2017.

FOGAÇA, J. R. V. **Pilha de Alessandro Volta.** BOL. Mundo Educação. On-line. 2017. Disponível em: <<http://mundoeducacao.bol.uol.com.br/quimica/pilha-alessandro-volta.htm>>. Acesso em: 20 abr. 2017.

FUKUNAGA, A. **A Study on Sodium Secondary Batteries Using Ionic Liquids as Electrolytes.** 2016. 109 f. Dissertação (Mestrado) – Kyoto University, Kyoto. 2016.

FURUYA, S.; TAGUCHI, T.; KUSUNOKI, K.; YANAGISAWA, T.; KAGEYAMA, T.; KANAI, T. Successful achievement in a variable speed pumped storage power system at Yagisawa power plant. In: Power Conversion Conference. **Conference Record** [...]Yokohama: IEEE, 1993. p. 603-608.

GAELECTRIC ENERGY STORAGE. **The missing link.** Suplemento. Jun. 2015. Disponível em: <<http://www.gaelectric.ie/wpx/wp-content/uploads/2015/09/Gaelectric-Supplement-June-2015.pdf>>. Acesso em: 02 fev. de 2017.

GAUTAM, U. K.; DAS, D.; CHELLIAH, T. R. **Benefits of variable speed operation: Tehri pumped storage scheme (India) – a case study.** In: Intern Seminar on Hydropower Plants – Pumped Storage in the Context of Renewable Energy Supply, 17. Vienna, 2012.

GAY, F. W. **Means for storing fluids for power generation.** US Patent Office. USA nº 2.433.896. Depósito: abril 1943. Concessão: Janeiro 1948.

GHADIMI, S.; PERKINS, R. T.; POWELL, W. B. Parametric simulation optimization for multistage stochastic programming. **Optimization Online**, Philadelphia, s. v., s. n., jun. 2019. Disponível em: <http://www.optimization-online.org/DB_FILE/2018/12/6999.pdf>. Acesso em: 13 mar. 2020.

GONZÁLEZ, F. D.; SUMPER, A.; BELLMUNT, O. G.; ROBLES, R. F. A review of energy storage technologies for wind power applications. **Renewable and Sustainable Energy Review**, Belfast, v. 16, n. 4, p. 2154–2171, 2012.

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

HAMER, W. J. **Standard Cells: Their Construction, Maintenance, and Characteristics.** National Bureau of Standards Monograph #84. Gaithersburg: US National Bureau of Standards, 1965.

IBRAHIM, H.; ILINKA, A.; PERRON, J. Energy storage systems characteristics and comparisons. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Belfast, v. 12, n. 5, p. 1221–1250, 2008.

IRENA – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Battery Storage for renewables: Market status and technology outlook.** Bonn: IRENA, 2015. Disponível em: <http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Battery_Storage_report_2015.pdf>. Acesso em: 18 abr. 2017.

- KALDELLIS, K.; ZAFIRAKIS, D. Present situation and future prospects of electricity generation in Aegean Archipelago islands. **Energy Policy**, online, v. 35, n. 9, p. 4623–4639, 2007.
- KALHAMMER, F. R.; SCHNEIDER, T. R. Energy Storage. **Annual Review of Energy**, v. 1, p. 311–343, nov. 1976.
- KIRBY, B. **Frequency Regulation Basics and Trends**. Report. ORNL/TM 2004/291. Oak Ridge: Oak Ridge National Laboratory, dez. 2004.
- KURZWEIL, P. Gaston Planté and his invention of the lead-acid battery – The genesis of the first practical rechargeable battery. **Journal of Power Sources**, Amsterdam, v. 195, n. 14, p. 4424–4434, 2010.
- LEÓN, C. P.; FERRER, A. F.; GARCÍA, J. G.; SZÁNTÓ, D. A.; WALSH, F. C. Redox flow cells for energy conversions. **Journal of Power Sources**, Amsterdam, v. 160, n. 1, p. 716–732, 2006.
- LUO, X.; WANG, J.; DOONER, M.; CLARKE, J. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. **Applied Energy**, Amsterdam, v. 137, p. 511–536, jan. 2015.
- MING-JIA, L.; WEI, Z.; XIC.; WEN-QUAN, T. Economic analysis of a new class of vanadium redox-flow battery for medium- and large-scale energy storage in commercial applications with renewable energy. **Applied Thermal Engineering**, Amsterdam, v. 114, n. 5, p. 802–814, 2017.
- MORSE, P. M.; KIMBALL, G. E. **Methods of Operations Research**. Mineola: Dover Publications, 2003.
- MWH. **Technical Analysis of Pumped Storage and Integration with Wind Power in the Pacific Northwest**. Final Report prepared for the U.S. Army Corps of Engineers Northwest Division Hydroelectric Design Center. Bellevue: MWH, 2009. Disponível em:

- <<http://www.hydro.org/wp-content/uploads/2011/07/PS-Wind-Integration-Final-Report-without-Exhibits-MWH-3.pdf>>. Acesso em: 14 maio 2015.
- NGK. **History of NAS Battery Development**. Nagoya, 2017. Disponível em: <<https://www.ngk.co.jp/nas/why/history.html>>. Acesso em: 10 maio 2017.
- NGUYEN, T. D.; TSENG, K. T.; ZHANG, S.; NGUYEN, H. T. A novel axial flux permanent-magnet machine for flywheel energy storage system: design and analysis. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, Liverpool, v. 58, n. 9, p. 3784–3794, 2011.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **Estrutura e Função dos Centros de Controle do ONS**. São Paulo: ABINEE TEC, 2007.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **Acervo Digital**. [S.l.], 2017a. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/conhecimento/acervo-digital/audiovisual>>. Acesso em: 23 nov. 2017.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **Atuação do ONS - Sistemas Isolados**. [S.l.], 2017b. Disponível em: <http://apps05.ons.org.br/conheca_sistema/sistemas_isolados.aspx>. Acesso em: 15 nov. 2017.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **O Sistema Interligado Nacional**. [S.l.], 2017c. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 10 nov. 2017.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **Procedimentos de rede**. [S.l.], 2017d. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 21 nov. 2017.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **Mapa dinâmico do SIN**. [S.l.], 2017e. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 15 nov. 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **Dados hidrológicos / vazões**. [S.l.], 2018. Disponível em: <http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados_hidrologicos_vazoes.aspx>. Acesso em: 20 maio 2018.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **Carga de energia**. [S.l.], 2020a. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx>. Acesso em: 03 mar. 2020.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **Geração de energia**. [S.l.], 2020b. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>. Acesso em: 30 jan. 2020.

PAUL, B. **The future of electrical energy storage: the economics and potential of new technologies**. Report. Business Insights (Energy), 2009.

PINHEIRO, V. C. N. **Contribuição aos estudos regulatórios para inserção de sistemas de geração de energia elétrica compostos por fontes hidráulicas reversíveis, solares e eólicas no Brasil**. 2016. 88 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2016.

POULLIKKAS, A. A comparative overview of large-scale battery systems for electricity storage. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Belfast, v. 27, p. 778–788, nov. 2013.

POWELL, W. B. A unified framework for stochastic optimization. **European Journal of Operational Research**, Amsterdam, v. 275, n. 3, p. 795-821, 2019.

REHMAN, S.; AL-HADHRAMI, L. M.; ALAM, M. Pumped hydro energy storage system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Belfast, v. 44, p. 586-598, abr. 2015.

REID, M.; GAHN, R. **Factors affecting the open-circuit voltage and electrode kinetics of some Iron/Titanium redox Flow Cells NASA-TM-X-73669**. In: Symp. on Electrode Mater. and Processes for Energy Conversion and Storage; 1977; Philadelphia: Lewis Research Centre, 1977.

RIBEIRO, J. F. *et al.* **Solid-state thin-films lithium batteries for integration in microsystems**. Berlin: Springer Berlin Heidelberg. 2013.

SAMPAIO, P. G. V.; GONZÁLEZ, M. O. A. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. **Renewable and Sustainable Energy Review**, Belfast, v. 74, p. 590–601, jul. 2017.

SEBASTIÁN, R.; ALZOLA, R. P. Flywheel energy storage systems: Review and simulation for an isolated wind power system. **Renewable and Sustainable Energy Review**, Belfast, v. 16, n. 9, p. 6803–6813, 2012.

SHELKE, P. R. S.; DIGHOLE, D. G. A Review paper on Dual Mass Flywheel system. **International Journal of Science, Engineering and Technology Research**, [s.l.], v. 5, n. 1, p. 326–331, 2016.

SIVAKUMAR, N.; DAS, D.; PADHY, N. P. Variable speed operation of reversible pump-turbines at Kadamparai pumped storage plant – A case study. **Energy Conversion and Management**, Amsterdam, v. 78, p. 96-104, fev. 2014.

SULZER. **Sulzer Technichal Review**. Winterthur: Sulzer Management Ag., 1998.

ST JOHN, J. **Texas to Host 317 MW of Compressed Air Energy Storage**. Greentech Media. Articles. July 9th, 2013. Disponível em:
<<https://www.greentechmedia.com/articles/read/texas-calls-for-317mw-of-compressed-air-energy-storage2>>. Acesso em: 20 fev. 2017.

THALLER, L. H. **Redox flow cell energy storage system NASA TM-79143**. Technical Report E(49-28)-1002. Cleveland: Lewis Research Centre, 1979.

TOLMASQUIM, M. T. (Coord.) **Energia Termelétrica – Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2016.

UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY - DOE. **Global Energy Storage**

Database. Washington, DC: DOE, 2018. Disponível em:

<<http://www.energystorageexchange.org>> Acesso em: 13 de junho de 2018.

UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY - DOE. **Final environmental assessment for the pacific gas and electric company (PG&E) compressed air energy storage (CAES) compression testing phase project**. San Joaquin:DOE/EA-1752, 2014.

VOITH HYDRO. **Hypower: Revista de tecnologia de geração hidrelétrica**. Heidenheim: Voith Hydro Holding Gmbh & Co, 2013.

VOITH HYDRO. **Turbinas-bombas**. [s.l], 2015. Disponível em:

<<http://www.voith.com/br/produtos-e-servicos/energia-hidreletrica/turbinas/turbinas-bombas-564.html>>. Acesso em: 27 mar. 2015.

WEBER, Z.; MENCH, M. M.; MEYERS, J. P.; ROSS, P. N.; GOSTICK, J. T.; LIU, Q. Redox flow batteries: a review. **Journal of Applied Electrochemistry**, Berlin, v. 41, p. 1137–1164, set. 2011.

WHITTINGHAM, M. S. **Electrical Energy Storage and Intercalation Chemistry**. Science, Washington, DC, v. 192, n. 4244, p. 1126–1127, 1976.

WOLF, D. Methods for design and application of adiabatic compressed air energy: storage based on dynamic modeling. **Fraunhofer**, Bochum, v. 188, 2011.

WU, M. C.; ZHAO, T. S.; JIANG, H. R.; ZENG, Y. K.; REN, Y. X. High-performance zinc bromine flow battery via improved design of electrolyte and electrode. **Journal of Power Sources**, Amsterdam, v. 355, p. 62–68, jul. 2017.

ZHOU, L.; QI, Z. P. **A review of flywheel energy storage system**. Proceedings of ISES World Congress 2007 (v. I – V). Berlin: Springer, 2009. p. 2815-2819.

Apêndice A

Script do Modelo Determinístico 1 em GAMS

SETS

JJ horizonte de planejamento /1*168/;

Parameters

*

* Vazão Afluente (m3/s)

*

QAFL(JJ)

/

1 3106.21

2 2858.57

3 2777.64

4 2487.9

5 1866.25

6 1715.04

7 2201.44

8 2246.55

9 3208.81

10 3208.81

Se estende por 168
linhas

/

*

* Vazão Defluente (m3/s)

*

QDEF(JJ)

/

1 2897.88

2 2441.9

3 1944.31

4 1862.9

5 1866.25

6 1923.37

7 2201.44

8 2871.55

9 3417.14

10 3417.14

Se estende por 168
linhas

/

*

* Preços de venda de energia (R\$/MWh) *

PLD(JJ)

/

1 83.87
 2 83.87
 3 83.87
 4 83.87
 5 83.87
 6 83.87
 7 88.79
 8 88.79
 9 88.79
 10 88.79

Se estende por 168
linhas

/

*

* Limite de venda pela demanda (MW)

*

LIMDEM(JJ)

/

1 632.69873933277
 2 429.197292122412
 3 205.115167086825
 4 168.115355487393
 5 169.695952151719
 6 195.752892173909
 7 321.819533834743
 8 620.278047945108
 9 100000
 10 100000

Se estende por 168
linhas

/

SCALARS

* Polinômio Cota-Volume *

a0 /244.7873/
 a1 /0.01345915/
 a2 /-1.927264E-10/
 a3 /8.457124E-14/
 a4 /-1.387779E-17/

* Polinômio Cota-Vazão *

b0	/210.7079/
b1	/0.001545053/
b2	/-0.000000158656/
b3	/1.221691E-11/
b4	/-3.688747E-16/

* Produtibilidade Específica (MW/m³/s/m) *

PRTESP	/0.009092/
--------	------------

* Volumes operacionais (hm³) *

VOLMIN	/1427.5/
VOLMAX	/1501.8/

* Perdas (%) *

PERDAS	/1.7/
--------	-------

* Situação inicial sistema de armazenamento (MWh) *

ARMINICIAL	/0/
------------	-----

* Potências máximas (MW) *

PUHE	/855.2/
PARM	/100/

* Vertimento máximo (m³/s) *

QVERMAX	/29876.5/
---------	-----------

* Capacidade do sistema de armazenamento (MWh) *

CAPARM	/800/
--------	-------

* Eficiência do ciclo do sistema de armazenamento (%) *

EFIC	/0.9/
------	-------

* Auto descarregamento do sistema de armazenamento (%/dia) *

AUTO	/0.05/
------	--------

* Volume no início da simulação (hm³) *

VOLINICIAL	/1468/
------------	--------

VARIABLES

* Vazões (m³/s) *

QTUR(JJ) vazão turbinada no período JJ
 QVER(JJ) vazão vertida no período JJ

* Volumes (hm³) *

VOLINI(JJ) volume no início do período JJ
 VOLFIN(JJ) volume no final do período JJ

* Níveis do reservatório (m) *

NRINI(JJ) nível do reservatório no início do período JJ
 NRFIN(JJ) nível do reservatório ao final do período JJ
 NRMED(JJ) nível do reservatório médio do período JJ
 NJ(JJ) nível do canal de fuga no período JJ

* Alturas de queda de água (m) *

HB(JJ) queda bruta no período JJ
 HL(JJ) queda líquida no período JJ

* Produtibilidade (MW/m³/s) *

PRT(JJ) produtibilidade no período JJ

* Geração (MWh) *

GUHE(JJ) geração na hidrelétrica no período JJ
 GARM(JJ) geração no sistema de armazenamento no período JJ
 CARM(JJ) carregamento no sistema de armazenamento no
 período JJ

* Situação de armazenamento (MWh) *

ARMINI(JJ) situação de carregamento do sistema de
 armazenamento no início do período JJ

ARMFIN(JJ) situação de carregamento do sistema de
armazenamento ao final do periodo JJ

* Venda de energia (MWh) *

VENDA(JJ) venda de energia no periodo JJ

* Receita (R\$) *

RECEITA(JJ) receita total de operação no periodo JJ

Z funcao ojetivo

;

POSITIVE VARIABLES QTUR, QVER, GUHE, GARM, CARM, ARMFIN;

EQUATIONS

E1

, E2

, E3

, E4

, E5

, E6

, E7

, E8

, E9

, E10

Se estende por 348
linhas

R1(JJ), R2(JJ), R3(JJ), R4(JJ), R5(JJ), R6(JJ), R7(JJ), R8(JJ),
R9(JJ), R10(JJ), REC(JJ), OBJETIVO;

* Volume inicial (JJ) *

E1.. VOLINI('1') =E= VOLINICIAL;

E2.. VOLINI('2') =E= VOLFIN('1');

E3.. VOLINI('3') =E= VOLFIN('2');

E4.. VOLINI('4') =E= VOLFIN('3');

E5.. VOLINI('5') =E= VOLFIN('4');

E6.. VOLINI('6') =E= VOLFIN('5');

```

E7.. VOLINI('7') =E= VOLFIN('6');
E8.. VOLINI('8') =E= VOLFIN('7');
E9.. VOLINI('9') =E= VOLFIN('8');
E10.. VOLINI('10') =E= VOLFIN('9');

```

Se estende por 168
linhas

* Situação inicial de armazenamento (JJ) *

```

E169.. ARMINI('1') =E= ARMINICIAL;
E170.. ARMINI('2') =E= ARMFIN('1');
E171.. ARMINI('3') =E= ARMFIN('2');
E172.. ARMINI('4') =E= ARMFIN('3');
E173.. ARMINI('5') =E= ARMFIN('4');
E174.. ARMINI('6') =E= ARMFIN('5');
E175.. ARMINI('7') =E= ARMFIN('6');
E176.. ARMINI('8') =E= ARMFIN('7');
E177.. ARMINI('9') =E= ARMFIN('8');
E178.. ARMINI('10') =E= ARMFIN('9');

```

Se estende por 168
linhas

* Vazão defluente *

```

E337(JJ).. QDEF(JJ) =E= QTUR(JJ) + QVER(JJ);

```

* Volume final *

```

E338(JJ).. VOLFIN(JJ) =E= VOLINI(JJ) + (QAFL(JJ)-QDEF(JJ))*3600*(10**(-6));

```

* Níveis do reservatório *

```

E339(JJ).. NRINI(JJ) =E= a0 + a1*(VOLINI(JJ)**1) + a2*(VOLINI(JJ)**2) +
a3*(VOLINI(JJ)**3) + a4*(VOLINI(JJ)**4);
E340(JJ).. NRFIN(JJ) =E= a0 + a1*(VOLFIN(JJ)**1) + a2*(VOLFIN(JJ)**2) +
a3*(VOLFIN(JJ)**3) + a4*(VOLFIN(JJ)**4);
E341(JJ).. NRMED(JJ) =E= (NRFIN(JJ) + NRINI(JJ))/2;
E342(JJ).. NJ(JJ) =E= b0 + b1*(QDEF(JJ)**1) + b2*(QDEF(JJ)**2) +
b3*(QDEF(JJ)**3) + b4*(QDEF(JJ)**4);
E343(JJ).. HB(JJ) =E= NRMED(JJ) - NJ(JJ);
E344(JJ).. HL(JJ) =E= HB(JJ) - PERDAS;
E345(JJ).. PRT(JJ) =E= PRTESP*HL(JJ);
E346(JJ).. GUHE(JJ) =E= QTUR(JJ)*PRT(JJ);
E347(JJ).. ARMFIN(JJ) =E= ARMINI(JJ) - (ARMINI(JJ)*AUTO/24) + CARM(JJ)*EFIC -
GARM(JJ);

```

E348(JJ).. VENDA(JJ) =E= GUHE(JJ) - CARM(JJ) + GARM(JJ);

* Custo *

REC(JJ).. RECEITA(JJ) =E= (GUHE(JJ) - CARM(JJ) + GARM(JJ))*PLD(JJ);

* Restrições potência*

R1(JJ).. GUHE(JJ) =L= PUHE;

R2(JJ).. GARM(JJ) =L= PARM;

R3(JJ).. CARM(JJ) =L= PARM;

* Restrições capacidade armazenamento*

R4(JJ).. ARMFIN(JJ) =L= CAPARM;

* Restrições de volumes de operação*

R5(JJ).. VOLFIN(JJ) =L= VOLMAX;

R6(JJ).. VOLFIN(JJ) =G= VOLMIN;

* Restrição de disponibilidade para armazenar*

R7(JJ).. CARM(JJ) =L= GUHE(JJ);

* Restrição de vertimento máximo*

R8(JJ).. QVER(JJ) =L= QVERMAX;

* Restrição de carregamento e descarregamento não simultâneo*

R9(JJ).. CARM(JJ)*GARM(JJ) =E= 0;

* Restrição de venda limitada à demanda*

R10(JJ).. VENDA(JJ) =L= LIMDEM(JJ);

* Função objetivo *

OBJETIVO.. Z =E= SUM(JJ, RECEITA(JJ));

```
MODEL ModeloPeD /ALL/;
OPTION NLP = CONOPT;
SOLVE ModeloPeD USING NLP MAXIMIZING Z;
DISPLAY Z.L;

file tempH /C:\Users\vinic\Documents\gammdir\projdir\ModeloPeD.dat/;
put tempH;
loop(JJ, put (QTUR.L(JJ))/)
loop(JJ, put (QVER.L(JJ))/)
loop(JJ, put (QVER.L(JJ))/)
loop(JJ, put (VOLINI.L(JJ))/)
loop(JJ, put (VOLFIN.L(JJ))/)
loop(JJ, put (NRINI.L(JJ))/)
loop(JJ, put (NRFIN.L(JJ))/)
loop(JJ, put (NRMED.L(JJ))/)
loop(JJ, put (NJ.L(JJ))/)
loop(JJ, put (HB.L(JJ))/)
loop(JJ, put (HL.L(JJ))/)
loop(JJ, put (PRT.L(JJ))/)
loop(JJ, put (GUHE.L(JJ))/)
loop(JJ, put (GARM.L(JJ))/)
loop(JJ, put (CARM.L(JJ))/)
loop(JJ, put (ARMINI.L(JJ))/)
loop(JJ, put (ARMFIN.L(JJ))/)
loop(JJ, put (RECEITA.L(JJ))/)
putclose tempH;
```

Apêndice B

Script do Modelo Determinístico 2 em GAMS

SETS

JJ horizonte de planejamento /1*96/;

Parameters

*

* Demanda (MW)

*

DEMANDA (JJ)

/

1	10311.195
2	10225.4365
3	10139.678
4	10053.9195
5	9968.161
6	9914.83825
7	9861.5155
8	9808.19275
9	9754.87
10	9724.48675

Se estende por 96
linhas

/

*

* Geração Eólica (MW)

*

EOL (JJ)

/

1	4363.7708
2	4256.6472
3	4084.8452
4	3931.234
5	3811.9832
6	3640.1812
7	3530.0258
8	3513.8562
9	3430.987
10	3368.3298

Se estende por 96
linhas

/

*

* Geração Fotovoltaica (MW)

*

FTV (JJ)

/

1 0

2 0

3 0

4 0

5 0

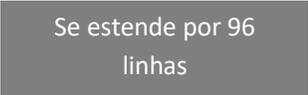
6 0

7 0

8 0

9 0

10 0



Se estende por 96
linhas

/

SCALARS

* Capacidade de armazenamento (MWh) *

CAPARM /379.55/

* Eficiência do ciclo do sist. de armazenamento (%) *

EFIC /90/

* Autodescarregamento (%/dia) *

AUTO /5/

* Potência disponível (MW) *

PARM /759.1/

PUHE /4000/

PUTE1 /2896/

PUTE2 /695/

* Rampa máxima (MW/min) *

RMAXARM /100000/

RMAXUHE /2400/

RMAXUTE1 /5.792/

RMAXUTE2 /208.5/

* Custo da energia (\$/MWh) *

CUSTOARM /0/
 CUSTOUHE /0/
 aUTE1 /0.0492/
 bUTE1 /-37.853/
 cUTE1 /7485.5/
 aUTE2 /0.4994/
 bUTE2 /184.97/
 cUTE2 /33192/
 CUINT /900/

* Rampas iniciais *

RUHE1 /0/
 RUTE11 /0/
 RUTE21 /0/
 RARM1 /0/

* Armazenamento inicial *

ARMINI1 /0/

VARIABLES

* Geração, carregamento e intercâmbio (MW) *

UHE(JJ)	geração nas UHEs no período JJ
UTE1(JJ)	geração nas UTEs tipo 1 no período JJ
UTE2(JJ)	geração nas UTEs tipo 2 no período JJ
GARM(JJ)	geração no sistema de armazenamento no período JJ
CARM(JJ)	carregamento no sistema de armazenamento no período JJ
INT(JJ)	intercâmbio no período JJ

* Rampa (MW/min) *

RUHE(JJ)	rampa máxima da UHE no período JJ
RUTE1(JJ)	rampa máxima da UTE tipo 1 no período JJ
RUTE2(JJ)	rampa máxima da UTE tipo 2 no período JJ
RGARM(JJ)	rampa máxima e mínima de geração do sist. de arm. no período JJ

RCARM(JJ) rampa máxima e mínima de carregamento do sist.
de arm. no periodo JJ

* Situação sist. de armazenamento (MW/min) *

ARMINI(JJ) situação do sist. de armazenamento no início do
periodo JJ

ARMFIN(JJ) situação do sist. de armazenamento ao final do
periodo JJ

* Custo (R\$) *

CUSTOTOTAL(JJ) custo total de operação no periodo JJ

Z funcao ojetivo

;

POSITIVE VARIABLES UHE, UTE1, UTE2, GARM, CARM, INT, ARMFIN;

EQUATIONS

E1

, E2

, E3

, E4

, E5

, E6

, E7

, E8

, E9

, E10

Se estende por 578
linhas

CUSTO(JJ),

R1(JJ), R2(JJ), R3(JJ), R4(JJ), R5(JJ), R6(JJ), R7(JJ), R8(JJ),

R9(JJ), R10(JJ), R11(JJ), CUSTO(JJ), OBJETIVO;

* Rampas (JJ) *

E1(JJ).. RUHE('1') =E= RUHE1;

```

E2(JJ).. RUHE('2') =E= (UHE('2') - UHE('1'))/15;
E3(JJ).. RUHE('3') =E= (UHE('3') - UHE('2'))/15;
E4(JJ).. RUHE('4') =E= (UHE('4') - UHE('3'))/15;
E5(JJ).. RUHE('5') =E= (UHE('5') - UHE('4'))/15;
E6(JJ).. RUHE('6') =E= (UHE('6') - UHE('5'))/15;
E7(JJ).. RUHE('7') =E= (UHE('7') - UHE('6'))/15;
E8(JJ).. RUHE('8') =E= (UHE('8') - UHE('7'))/15;
E9(JJ).. RUHE('9') =E= (UHE('9') - UHE('8'))/15;
E10(JJ).. RUHE('10') =E= (UHE('10') - UHE('9'))/15;

```

Se estende por 96
linhas

```

E97(JJ).. RUTE1('1') =E= RUTE11;
E98(JJ).. RUTE1('2') =E= (UTE1('2') - UTE1('1'))/15;
E99(JJ).. RUTE1('3') =E= (UTE1('3') - UTE1('2'))/15;
E100(JJ).. RUTE1('4') =E= (UTE1('4') - UTE1('3'))/15;
E101(JJ).. RUTE1('5') =E= (UTE1('5') - UTE1('4'))/15;
E102(JJ).. RUTE1('6') =E= (UTE1('6') - UTE1('5'))/15;
E103(JJ).. RUTE1('7') =E= (UTE1('7') - UTE1('6'))/15;
E104(JJ).. RUTE1('8') =E= (UTE1('8') - UTE1('7'))/15;
E105(JJ).. RUTE1('9') =E= (UTE1('9') - UTE1('8'))/15;
E106(JJ).. RUTE1('10') =E= (UTE1('10') - UTE1('9'))/15;

```

Se estende por 96
linhas

```

E193(JJ).. RUTE2('1') =E= RUTE21;
E194(JJ).. RUTE2('2') =E= (UTE2('2') - UTE2('1'))/15;
E195(JJ).. RUTE2('3') =E= (UTE2('3') - UTE2('2'))/15;
E196(JJ).. RUTE2('4') =E= (UTE2('4') - UTE2('3'))/15;
E197(JJ).. RUTE2('5') =E= (UTE2('5') - UTE2('4'))/15;
E198(JJ).. RUTE2('6') =E= (UTE2('6') - UTE2('5'))/15;
E199(JJ).. RUTE2('7') =E= (UTE2('7') - UTE2('6'))/15;
E200(JJ).. RUTE2('8') =E= (UTE2('8') - UTE2('7'))/15;
E201(JJ).. RUTE2('9') =E= (UTE2('9') - UTE2('8'))/15;
E202(JJ).. RUTE2('10') =E= (UTE2('10') - UTE2('9'))/15;

```

Se estende por 96
linhas

```

E289(JJ).. RGARM('1') =E= RARM1;
E290(JJ).. RGARM('2') =E= (GARM('2') - GARM('1'))/15;
E291(JJ).. RGARM('3') =E= (GARM('3') - GARM('2'))/15;
E292(JJ).. RGARM('4') =E= (GARM('4') - GARM('3'))/15;
E293(JJ).. RGARM('5') =E= (GARM('5') - GARM('4'))/15;
E294(JJ).. RGARM('6') =E= (GARM('6') - GARM('5'))/15;
E295(JJ).. RGARM('7') =E= (GARM('7') - GARM('6'))/15;
E296(JJ).. RGARM('8') =E= (GARM('8') - GARM('7'))/15;
E297(JJ).. RGARM('9') =E= (GARM('9') - GARM('8'))/15;

```

E298(JJ).. RGARM('10') =E= (GARM('10') - GARM('9'))/15;

E385(JJ).. RCARM('1') =E= RARM1;

E386(JJ).. RCARM('2') =E= (CARM('2') - CARM('1'))/15;

E387(JJ).. RCARM('3') =E= (CARM('3') - CARM('2'))/15;

E388(JJ).. RCARM('4') =E= (CARM('4') - CARM('3'))/15;

E389(JJ).. RCARM('5') =E= (CARM('5') - CARM('4'))/15;

E390(JJ).. RCARM('6') =E= (CARM('6') - CARM('5'))/15;

E391(JJ).. RCARM('7') =E= (CARM('7') - CARM('6'))/15;

E392(JJ).. RCARM('8') =E= (CARM('8') - CARM('7'))/15;

E393(JJ).. RCARM('9') =E= (CARM('9') - CARM('8'))/15;

E394(JJ).. RCARM('10') =E= (CARM('10') - CARM('9'))/15;

Se estende por 96
linhas

Se estende por 96
linhas

* Situação de armazenamento *

E481(JJ).. ARMINI('1') =E= ARMINI1;

E482(JJ).. ARMINI('2') =E= ARMFIN('1');

E483(JJ).. ARMINI('3') =E= ARMFIN('2');

E484(JJ).. ARMINI('4') =E= ARMFIN('3');

E485(JJ).. ARMINI('5') =E= ARMFIN('4');

E486(JJ).. ARMINI('6') =E= ARMFIN('5');

E487(JJ).. ARMINI('7') =E= ARMFIN('6');

E488(JJ).. ARMINI('8') =E= ARMFIN('7');

E489(JJ).. ARMINI('9') =E= ARMFIN('8');

E490(JJ).. ARMINI('10') =E= ARMFIN('9');

E491(JJ).. ARMINI('11') =E= ARMFIN('10');

Se estende por 578
linhas

E577(JJ).. ARMFIN(JJ) =E= ARMINI(JJ) * (1 - (AUTO / (24 * 4)) / 100) +
CARM(JJ) * EFIC * 0.01 / 4 - GARM(JJ) / 4;

* Balanço *

E578(JJ).. EOL(JJ) + FTV(JJ) + UHE(JJ) + UTE1(JJ) + UTE2(JJ) + GARM(JJ) +
INT(JJ) =E= CARM(JJ) + DEMANDA(JJ);

* Custo *

CUSTO(JJ).. CUSTOTOTAL(JJ) =E= (UHE(JJ) * CUSTOUHE + UTE1(JJ) * UTE1(JJ) * aUTE1
+ UTE1(JJ) * bUTE1 + cUTE1 + UTE2(JJ) * UTE2(JJ) * aUTE2 + UTE2(JJ) * bUTE2 +
cUTE2 + GARM(JJ) * CUSTOARM + INT(JJ) * CUINT) / 4;

* Restrições potência*

```
R1(JJ).. UHE(JJ) =L= PUHE;
R2(JJ).. UTE1(JJ) =L= PUTE1;
R3(JJ).. UTE2(JJ) =L= PUTE2;
R4(JJ).. GARM(JJ) =L= PARM;
R5(JJ).. CARM(JJ) =L= PARM;
```

* Restrições rampa*

```
R6(JJ).. RUHE(JJ) =L= RMAXUHE;
R7(JJ).. RUTE1(JJ) =L= RMAXUTE1;
R8(JJ).. RUTE2(JJ) =L= RMAXUTE2;
R9(JJ).. RGARM(JJ) =L= RMAXARM;
R10(JJ).. RCARM(JJ) =L= RMAXARM;
```

* Restrições capacidade armazenamento*

```
R11(JJ).. ARMFIN(JJ) =L= CAPARM;
```

* Função objetivo *

```
OBJETIVO.. Z =E= SUM(JJ, CUSTOTOTAL(JJ));
```

```
MODEL ModeloRampa6 /ALL/;
OPTION LP = CONOPT;
SOLVE ModeloRampa6 USING NLP MINIMIZING Z;
DISPLAY Z.L;
```

```
file temp /C:\Users\vinic\Documents\gammdir\projdir\ModeloRampa6.dat/;
put temp;
loop(JJ, put (UHE.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (UTE1.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (UTE2.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (GARM.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (CARM.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (INT.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (RUHE.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (RUTE1.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (RUTE2.L(JJ)) /)
```

```
loop(JJ, put (RGARM.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (RCARM.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (ARMINI.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (ARMFIN.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (CUSTOTOTAL.L(JJ)) /)
putclose tempH;
```

Apêndice C

Script do Modelo Estocástico em Python

```
import numpy as np
from cvxopt import matrix, spmatrix, solvers, spdiag
solvers.options['maxiters'] = 50
solvers.options['feastol'] = 1e-3
solvers.options['abstol'] = 1e-4
solvers.options['reitol'] = 1e-3

def opt():

    demand_forecast_data = []
    with open ('Demand_forecast.txt', 'r') as demand_forecast_file:
        for line in demand_forecast_file:
            demand_forecast_data.append (float(line))

    demand_observed_data = []
    with open ('Demand_observed.txt', 'r') as demand_observed_file:
        for line in demand_observed_file:
            demand_observed_data.append (float(line))

    wind_forecast_data = []
    with open ('Wind_forecast.txt', 'r') as wind_forecast_file:
        for line in wind_forecast_file:
            wind_forecast_data.append (float(line))

    wind_observed_data = []
    with open ('Wind_observed.txt', 'r') as wind_observed_file:
        for line in wind_observed_file:
            wind_observed_data.append (float(line))

    solar_forecast_data = []
    with open ('Solar_forecast.txt', 'r') as solar_forecast_file:
        for line in solar_forecast_file:
            solar_forecast_data.append (float(line))

    solar_observed_data = []
```

```

with open ('Solar_observed.txt', 'r') as solar_observed_file:
    for line in solar_observed_file:
        solar_observed_data.append (float(line))

for H in range (0, 21):

    Hydro_Reserve = 0.0 + H*0.05
    for N in range (0, 21):

        Initial_Storage = 0
        Storage_Reserve = 0 + N*0.05
        Storage_Capacity = 1500
        Total_Costs = 0
        Total_HD = 0
        Total_TB = 0
        Total_TLF = 0
        Total_SD = 0
        Total_SC = 0
        Total_EE = 0
        Total_DEF = 0

        for i in range(0, 720):

            # Open input files
            storage_t_minus_1_data = []
            with open ('Storage_'+ str(i-1) +'.txt', 'r') as
storage_t_minus_1_data_file:
                for line in storage_t_minus_1_data_file:
                    storage_t_minus_1_data.append (float(line))

            t_minus_1_DLA_data = []
            with open ('Results_DLA_'+ str(i-1) +'.txt', 'r') as
t_minus_1_DLA_data_file:
                for line in t_minus_1_DLA_data_file:
                    t_minus_1_DLA_data.append (float(line))

            t_minus_12_DLA_data = []

```

```

        with open ('Results_DLA_'+ str(i-12) +'.txt', 'r') as
t_minus_12_DLA_data_file:
            for line in t_minus_12_DLA_data_file:
                t_minus_12_DLA_data.append (float(line))

        t_minus_13_DLA_data = []
        with open ('Results_DLA_'+ str(i-13) +'.txt', 'r') as
t_minus_13_DLA_data_file:
            for line in t_minus_13_DLA_data_file:
                t_minus_13_DLA_data.append (float(line))

        t_minus_1_PFA_data = []
        with open ('Results_PFA_'+ str(i-1) +'.txt', 'r') as
t_minus_1_PFA_data_file:
            for line in t_minus_1_PFA_data_file:
                t_minus_1_PFA_data.append (float(line))

    ### MATRIX A - INEQUATIONS
    # Power Constraints
    Aineq_Power_max = matrix([[spmatrix(1,
range(508),range(508))],[matrix(0,(508,92))]])
    Aineq_Power_min = matrix([[spmatrix(-1,
range(92),range(92))],[matrix(0,(92,508))]])
    Aineq_Power = matrix([Aineq_Power_max,Aineq_Power_min])

    # Ramping Up Constraints
    RampUpHD_A = matrix([[1],[matrix(0,(1,91))]])
    RampUpHD_B_A = matrix([[spmatrix(-1,
range(91),range(91))],[matrix(0,(91,1))]])
    RampUpHD_B_B = matrix([[matrix(0,(91,1))],[spmatrix(1,
range(91),range(91))]])
    RampUpHD_B = RampUpHD_B_A + RampUpHD_B_B
    Aineq_RampUpHD = matrix([RampUpHD_A, RampUpHD_B])

    RampUpTB_A = matrix([[1],[matrix(0,(1,47))]])
    RampUpTB_B_A = matrix([[spmatrix(-1,
range(47),range(47))],[matrix(0,(47,1))]])
    RampUpTB_B_B = matrix([[matrix(0,(47,1))],[spmatrix(1,
range(47),range(47))]])
    RampUpTB_B = RampUpTB_B_A + RampUpTB_B_B

```

```

Aineq_RampUpTB = matrix([RampUpTB_A, RampUpTB_B])

RampUpTLF_A = matrix([[1],[matrix(0, (1, 91))]])
RampUpTLF_B_A = matrix([[spmatrix(-1,
range(91),range(91))],[matrix(0, (91,1))]])
RampUpTLF_B_B = matrix([[matrix(0, (91,1))],[spmatrix(1,
range(91),range(91))]])
RampUpTLF_B = RampUpTLF_B_A + RampUpTLF_B_B
Aineq_RampUpTLF = matrix([RampUpTLF_A, RampUpTLF_B])

RampUpSD_A = matrix([[1],[matrix(0, (1, 91))]])
RampUpSD_B_A = matrix([[spmatrix(-1,
range(91),range(91))],[matrix(0, (91,1))]])
RampUpSD_B_B = matrix([[matrix(0, (91,1))],[spmatrix(1,
range(91),range(91))]])
RampUpSD_B = RampUpSD_B_A + RampUpSD_B_B
Aineq_RampUpSD = matrix([RampUpSD_A, RampUpSD_B])

RampUpSC_A = matrix([[1],[matrix(0, (1, 91))]])
RampUpSC_B_A = matrix([[spmatrix(-1,
range(91),range(91))],[matrix(0, (91,1))]])
RampUpSC_B_B = matrix([[matrix(0, (91,1))],[spmatrix(1,
range(91),range(91))]])
RampUpSC_B = RampUpSC_B_A + RampUpSC_B_B
Aineq_RampUpSC = matrix([RampUpSC_A, RampUpSC_B])

RampUpEE_A = matrix([[1],[matrix(0, (1, 91))]])
RampUpEE_B_A = matrix([[spmatrix(-1,
range(91),range(91))],[matrix(0, (91,1))]])
RampUpEE_B_B = matrix([[matrix(0, (91,1))],[spmatrix(1,
range(91),range(91))]])
RampUpEE_B = RampUpEE_B_A + RampUpEE_B_B
Aineq_RampUpEE = matrix([RampUpEE_A, RampUpEE_B])

Aineq_RampUpDEF = matrix(0, (6*92-44,92))

Aineq_RampUp = matrix([[spdiag([Aineq_RampUpHD,
Aineq_RampUpTB, Aineq_RampUpTLF, Aineq_RampUpSD, Aineq_RampUpSC,
Aineq_RampUpEE])],[Aineq_RampUpDEF]])

# Ramping Down Constraints

```

```

RampDownHD_A = matrix([[ -1],[matrix(0, (1, 91))]])
RampDownHD_B_A = matrix([[spmatrix(1,
range(91),range(91))],[matrix(0, (91,1))]])
RampDownHD_B_B = matrix([[matrix(0, (91,1))],[spmatrix(-1,
range(91),range(91))]])
RampDownHD_B = RampDownHD_B_A + RampDownHD_B_B
Aineq_RampDownHD = matrix([RampDownHD_A, RampDownHD_B])

RampDownTB_A = matrix([[ -1],[matrix(0, (1, 47))]])
RampDownTB_B_A = matrix([[spmatrix(1,
range(47),range(47))],[matrix(0, (47,1))]])
RampDownTB_B_B = matrix([[matrix(0, (47,1))],[spmatrix(-1,
range(47),range(47))]])
RampDownTB_B = RampDownTB_B_A + RampDownTB_B_B
Aineq_RampDownTB = matrix([RampDownTB_A, RampDownTB_B])

RampDownTLF_A = matrix([[ -1],[matrix(0, (1, 91))]])
RampDownTLF_B_A = matrix([[spmatrix(1,
range(91),range(91))],[matrix(0, (91,1))]])
RampDownTLF_B_B = matrix([[matrix(0, (91,1))],[spmatrix(-1,
range(91),range(91))]])
RampDownTLF_B = RampDownTLF_B_A + RampDownTLF_B_B
Aineq_RampDownTLF = matrix([RampDownTLF_A, RampDownTLF_B])

RampDownSD_A = matrix([[ -1],[matrix(0, (1, 91))]])
RampDownSD_B_A = matrix([[spmatrix(1,
range(91),range(91))],[matrix(0, (91,1))]])
RampDownSD_B_B = matrix([[matrix(0, (91,1))],[spmatrix(-1,
range(91),range(91))]])
RampDownSD_B = RampDownSD_B_A + RampDownSD_B_B
Aineq_RampDownSD = matrix([RampDownSD_A, RampDownSD_B])

RampDownSC_A = matrix([[ -1],[matrix(0, (1, 91))]])
RampDownSC_B_A = matrix([[spmatrix(1,
range(91),range(91))],[matrix(0, (91,1))]])
RampDownSC_B_B = matrix([[matrix(0, (91,1))],[spmatrix(-1,
range(91),range(91))]])
RampDownSC_B = RampDownSC_B_A + RampDownSC_B_B
Aineq_RampDownSC = matrix([RampDownSC_A, RampDownSC_B])

RampDownEE_A = matrix([[ -1],[matrix(0, (1, 91))]])

```

```

        RampDownEE_B_A = matrix([[spmatrix(1,
range(91),range(91))],[matrix(0, (91,1))]])
        RampDownEE_B_B = matrix([[matrix(0, (91,1))],[spmatrix(-1,
range(91),range(91))]])
        RampDownEE_B = RampDownEE_B_A + RampDownEE_B_B
        Aineq_RampDownEE = matrix([RampDownEE_A, RampDownEE_B])

        Aineq_RampDownDEF = matrix(0, (6*92-44,92))

        Aineq_RampDown = matrix([[spdiag([Aineq_RampDownHD,
Aineq_RampDownTB, Aineq_RampDownTLF, Aineq_RampDownSD, Aineq_RampDownSC,
Aineq_RampDownEE])],[Aineq_RampDownDEF]])

        # Maximum Storage Constraints
        StorMax_HD = matrix(0, (92,92))
        StorMax_TB = matrix(0, (92,48))
        StorMax_TLF = matrix(0, (92,92))
        StorMax_SD = matrix(np.tril(matrix(-1, (92,92))))
        StorMax_SC = matrix(np.tril(matrix(0.9, (92,92))))
        StorMax_EE = matrix(0, (92,92))
        StorMax_DEF = matrix(0, (92,92))

        Aineq_StorMax =
matrix([[StorMax_HD],[StorMax_TB],[StorMax_TLF],[StorMax_SD],[StorMax_SC],[
StorMax_EE],[StorMax_DEF]])

        # Minimum Storage Constraints
        StorMin_HD = matrix(0, (92,92))
        StorMin_TB = matrix(0, (92,48))
        StorMin_TLF = matrix(0, (92,92))
        StorMin_SD = matrix(np.tril(matrix(1, (92,92))))
        StorMin_SC = matrix(np.tril(matrix(-0.9, (92,92))))
        StorMin_EE = matrix(0, (92,92))
        StorMin_DEF = matrix(0, (92,92))

        Aineq_StorMin =
matrix([[StorMin_HD],[StorMin_TB],[StorMin_TLF],[StorMin_SD],[StorMin_SC],[
StorMin_EE],[StorMin_DEF]])

        # Total Hydro Constraint

```

```

Aineq_TotalHD = matrix([[matrix(1, (1, 92))], [matrix(0,
(1, 508))]])

# Non-negativity Constraint
Aineq_Nonneg = spmatrix(-1, range(600),range(600))

# Energy Balance Constraints
Aineq_Balance_HD = spmatrix(-1, range(92),range(92))
Aineq_Balance_TB = matrix([matrix(0, (44,48)), spmatrix(-1,
range(48),range(48))])
Aineq_Balance_TLF = spmatrix(-1, range(92),range(92))
Aineq_Balance_SD = spmatrix(-1, range(92),range(92))
Aineq_Balance_SC = spmatrix(1, range(92),range(92))
Aineq_Balance_EE = spmatrix(-1, range(92),range(92))
Aineq_Balance_DEF = spmatrix(-1, range(92),range(92))

Aineq_Balance =
matrix([[Aineq_Balance_HD],[Aineq_Balance_TB],[Aineq_Balance_TLF],[Aineq_Ba
lance_SD],[Aineq_Balance_SC],[Aineq_Balance_EE],[Aineq_Balance_DEF]])
# Matrix A inequality
Aineq =
matrix([Aineq_Power,Aineq_RampUp,Aineq_RampDown,Aineq_StorMax,Aineq_StorMin
,Aineq_TotalHD,Aineq_Nonneg,Aineq_Balance])

### MATRIX B - INEQUATIONS
# Power Constraints
Bineq_PowerHD_max = matrix([matrix((1-Hydro_Reserve) *
1000, (4,1)),matrix((1-0) * 1000, (88,1))])
Bineq_PowerTB = matrix(620.25, (48,1))
Bineq_PowerTLF = matrix(1500, (92,1))
Bineq_PowerSD = matrix(250000, (92,1))
Bineq_PowerSC = matrix(250000, (92,1))
Bineq_PowerEE = matrix(2500000, (92,1))
Bineq_PowerHD_min = matrix(-100, (92,1))

Bineq_Power = matrix([Bineq_PowerHD_max, Bineq_PowerTB,
Bineq_PowerTLF, Bineq_PowerSD, Bineq_PowerSC, Bineq_PowerEE,
Bineq_PowerHD_min])

```

```

# Ramps Up Constraints
Bineq_RampUpHD = matrix([250000 +
t_minus_1_DLA_data[3], (matrix(250000, (91,1)))]
Bineq_RampUpTB = matrix([6.25 +
t_minus_1_DLA_data[95], (matrix(6.25, (47,1)))]
Bineq_RampUpTLF = matrix([9000 +
t_minus_1_DLA_data[143], (matrix(9000, (91,1)))]
Bineq_RampUpSD = matrix([250000 +
t_minus_1_DLA_data[235], (matrix(250000, (91,1)))]
Bineq_RampUpSC = matrix([2500000 +
t_minus_1_DLA_data[327], (matrix(2500000, (91,1)))]
Bineq_RampUpEE = matrix([2500000 +
t_minus_1_DLA_data[419], (matrix(2500000, (91,1)))]

Bineq_RampUp = matrix([Bineq_RampUpHD, Bineq_RampUpTB,
Bineq_RampUpTLF, Bineq_RampUpSD, Bineq_RampUpSC, Bineq_RampUpEE])

# Ramps Down Constraints
Bineq_RampDownHD = matrix([25000 -
t_minus_1_DLA_data[3], (matrix(25000, (91,1)))]
Bineq_RampDownTB = matrix([6.25 -
t_minus_1_DLA_data[95], (matrix(6.25, (47,1)))]
Bineq_RampDownTLF = matrix([9000 -
t_minus_1_DLA_data[143], (matrix(9000, (91,1)))]
Bineq_RampDownSD = matrix([250000 -
t_minus_1_DLA_data[235], (matrix(250000, (91,1)))]
Bineq_RampDownSC = matrix([250000 -
t_minus_1_DLA_data[327], (matrix(250000, (91,1)))]
Bineq_RampDownEE = matrix([25000 -
t_minus_1_DLA_data[419], (matrix(25000, (91,1)))]

Bineq_RampDown = matrix([Bineq_RampDownHD,
Bineq_RampDownTB, Bineq_RampDownTLF, Bineq_RampDownSD, Bineq_RampDownSC,
Bineq_RampDownEE])

# Storage Constraints
Bineq_StorMax = matrix(1500, (92,1))
Bineq_StorMin = matrix([matrix(Initial_Storage,
(3,1)), matrix(Initial_Storage - Storage_Reserve*Storage_Capacity,
(1,1)), matrix(Initial_Storage, (88,1))])

```

```

# Total Hydro Constraint
Bineq_TotalHD = matrix(46375, (1,1))

# Non-negativity Constraint
Bineq_Nonneg = matrix(0, (600,1))

# Matrix B balance
Bineq_Balance = matrix([-demand_forecast_data[0 + 92*i] +
wind_forecast_data[0 + 92*i] + solar_forecast_data[0 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[92], -demand_forecast_data[1 + 92*i] +
wind_forecast_data[1 + 92*i] + solar_forecast_data[1 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[93],-demand_forecast_data[2 + 92*i] +
wind_forecast_data[2 + 92*i] + solar_forecast_data[2 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[94],-demand_forecast_data[3 + 92*i] +
wind_forecast_data[3 + 92*i] + solar_forecast_data[3 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[95],-demand_forecast_data[4 + 92*i] +
wind_forecast_data[4 + 92*i] + solar_forecast_data[4 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[96],-demand_forecast_data[5 + 92*i] +
wind_forecast_data[5 + 92*i] + solar_forecast_data[5 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[97],-demand_forecast_data[6 + 92*i] +
wind_forecast_data[6 + 92*i] + solar_forecast_data[6 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[98],-demand_forecast_data[7 + 92*i] +
wind_forecast_data[7 + 92*i] + solar_forecast_data[7 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[99],-demand_forecast_data[8 + 92*i] +
wind_forecast_data[8 + 92*i] + solar_forecast_data[8 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[100],-demand_forecast_data[9 + 92*i] +
wind_forecast_data[9 + 92*i] + solar_forecast_data[9 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[101],-demand_forecast_data[10 + 92*i] +
wind_forecast_data[10 + 92*i] + solar_forecast_data[10 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[102],-demand_forecast_data[11 + 92*i] +
wind_forecast_data[11 + 92*i] + solar_forecast_data[11 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[103],-demand_forecast_data[12 + 92*i] +
wind_forecast_data[12 + 92*i] + solar_forecast_data[12 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[104],-demand_forecast_data[13 + 92*i] +
wind_forecast_data[13 + 92*i] + solar_forecast_data[13 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[105],-demand_forecast_data[14 + 92*i] +
wind_forecast_data[14 + 92*i] + solar_forecast_data[14 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[106],-demand_forecast_data[15 + 92*i] +
wind_forecast_data[15 + 92*i] + solar_forecast_data[15 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[107],-demand_forecast_data[16 + 92*i] +

```

```
wind_forecast_data[16 + 92*i] + solar_forecast_data[16 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[108],-demand_forecast_data[17 + 92*i] +
wind_forecast_data[17 + 92*i] + solar_forecast_data[17 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[109],-demand_forecast_data[18 + 92*i] +
wind_forecast_data[18 + 92*i] + solar_forecast_data[18 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[110],-demand_forecast_data[19 + 92*i] +
wind_forecast_data[19 + 92*i] + solar_forecast_data[19 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[111],-demand_forecast_data[20 + 92*i] +
wind_forecast_data[20 + 92*i] + solar_forecast_data[20 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[112],-demand_forecast_data[21 + 92*i] +
wind_forecast_data[21 + 92*i] + solar_forecast_data[21 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[113],-demand_forecast_data[22 + 92*i] +
wind_forecast_data[22 + 92*i] + solar_forecast_data[22 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[114],-demand_forecast_data[23 + 92*i] +
wind_forecast_data[23 + 92*i] + solar_forecast_data[23 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[115],-demand_forecast_data[24 + 92*i] +
wind_forecast_data[24 + 92*i] + solar_forecast_data[24 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[116],-demand_forecast_data[25 + 92*i] +
wind_forecast_data[25 + 92*i] + solar_forecast_data[25 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[117],-demand_forecast_data[26 + 92*i] +
wind_forecast_data[26 + 92*i] + solar_forecast_data[26 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[118],-demand_forecast_data[27 + 92*i] +
wind_forecast_data[27 + 92*i] + solar_forecast_data[27 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[119],-demand_forecast_data[28 + 92*i] +
wind_forecast_data[28 + 92*i] + solar_forecast_data[28 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[120],-demand_forecast_data[29 + 92*i] +
wind_forecast_data[29 + 92*i] + solar_forecast_data[29 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[121],-demand_forecast_data[30 + 92*i] +
wind_forecast_data[30 + 92*i] + solar_forecast_data[30 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[122],-demand_forecast_data[31 + 92*i] +
wind_forecast_data[31 + 92*i] + solar_forecast_data[31 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[123],-demand_forecast_data[32 + 92*i] +
wind_forecast_data[32 + 92*i] + solar_forecast_data[32 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[124],-demand_forecast_data[33 + 92*i] +
wind_forecast_data[33 + 92*i] + solar_forecast_data[33 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[125],-demand_forecast_data[34 + 92*i] +
wind_forecast_data[34 + 92*i] + solar_forecast_data[34 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[126],-demand_forecast_data[35 + 92*i] +
wind_forecast_data[35 + 92*i] + solar_forecast_data[35 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[127],-demand_forecast_data[36 + 92*i] +
wind_forecast_data[36 + 92*i] + solar_forecast_data[36 + 92*i] +
```

```
t_minus_12_DLA_data[128],-demand_forecast_data[37 + 92*i] +
wind_forecast_data[37 + 92*i] + solar_forecast_data[37 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[129],-demand_forecast_data[38 + 92*i] +
wind_forecast_data[38 + 92*i] + solar_forecast_data[38 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[130],-demand_forecast_data[39 + 92*i] +
wind_forecast_data[39 + 92*i] + solar_forecast_data[39 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[131],-demand_forecast_data[40 + 92*i] +
wind_forecast_data[40 + 92*i] + solar_forecast_data[40 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[132],-demand_forecast_data[41 + 92*i] +
wind_forecast_data[41 + 92*i] + solar_forecast_data[41 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[133],-demand_forecast_data[42 + 92*i] +
wind_forecast_data[42 + 92*i] + solar_forecast_data[42 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[134],-demand_forecast_data[43 + 92*i] +
wind_forecast_data[43 + 92*i] + solar_forecast_data[43 + 92*i] +
t_minus_12_DLA_data[135],-demand_forecast_data[44 + 92*i] +
wind_forecast_data[44 + 92*i] + solar_forecast_data[44 + 92*i],-
demand_forecast_data[45 + 92*i] + wind_forecast_data[45 + 92*i] +
solar_forecast_data[45 + 92*i],-demand_forecast_data[46 + 92*i] +
wind_forecast_data[46 + 92*i] + solar_forecast_data[46 + 92*i],-
demand_forecast_data[47 + 92*i] + wind_forecast_data[47 + 92*i] +
solar_forecast_data[47 + 92*i],-demand_forecast_data[48 + 92*i] +
wind_forecast_data[48 + 92*i] + solar_forecast_data[48 + 92*i],-
demand_forecast_data[49 + 92*i] + wind_forecast_data[49 + 92*i] +
solar_forecast_data[49 + 92*i],-demand_forecast_data[50 + 92*i] +
wind_forecast_data[50 + 92*i] + solar_forecast_data[50 + 92*i],-
demand_forecast_data[51 + 92*i] + wind_forecast_data[51 + 92*i] +
solar_forecast_data[51 + 92*i],-demand_forecast_data[52 + 92*i] +
wind_forecast_data[52 + 92*i] + solar_forecast_data[52 + 92*i],-
demand_forecast_data[53 + 92*i] + wind_forecast_data[53 + 92*i] +
solar_forecast_data[53 + 92*i],-demand_forecast_data[54 + 92*i] +
wind_forecast_data[54 + 92*i] + solar_forecast_data[54 + 92*i],-
demand_forecast_data[55 + 92*i] + wind_forecast_data[55 + 92*i] +
solar_forecast_data[55 + 92*i],-demand_forecast_data[56 + 92*i] +
wind_forecast_data[56 + 92*i] + solar_forecast_data[56 + 92*i],-
demand_forecast_data[57 + 92*i] + wind_forecast_data[57 + 92*i] +
solar_forecast_data[57 + 92*i],-demand_forecast_data[58 + 92*i] +
wind_forecast_data[58 + 92*i] + solar_forecast_data[58 + 92*i],-
demand_forecast_data[59 + 92*i] + wind_forecast_data[59 + 92*i] +
solar_forecast_data[59 + 92*i],-demand_forecast_data[60 + 92*i] +
wind_forecast_data[60 + 92*i] + solar_forecast_data[60 + 92*i],-
demand_forecast_data[61 + 92*i] + wind_forecast_data[61 + 92*i] +
```

```
solar_forecast_data[61 + 92*i],-demand_forecast_data[62 + 92*i] +
wind_forecast_data[62 + 92*i] + solar_forecast_data[62 + 92*i],-
demand_forecast_data[63 + 92*i] + wind_forecast_data[63 + 92*i] +
solar_forecast_data[63 + 92*i],-demand_forecast_data[64 + 92*i] +
wind_forecast_data[64 + 92*i] + solar_forecast_data[64 + 92*i],-
demand_forecast_data[65 + 92*i] + wind_forecast_data[65 + 92*i] +
solar_forecast_data[65 + 92*i],-demand_forecast_data[66 + 92*i] +
wind_forecast_data[66 + 92*i] + solar_forecast_data[66 + 92*i],-
demand_forecast_data[67 + 92*i] + wind_forecast_data[67 + 92*i] +
solar_forecast_data[67 + 92*i],-demand_forecast_data[68 + 92*i] +
wind_forecast_data[68 + 92*i] + solar_forecast_data[68 + 92*i],-
demand_forecast_data[69 + 92*i] + wind_forecast_data[69 + 92*i] +
solar_forecast_data[69 + 92*i],-demand_forecast_data[70 + 92*i] +
wind_forecast_data[70 + 92*i] + solar_forecast_data[70 + 92*i],-
demand_forecast_data[71 + 92*i] + wind_forecast_data[71 + 92*i] +
solar_forecast_data[71 + 92*i],-demand_forecast_data[72 + 92*i] +
wind_forecast_data[72 + 92*i] + solar_forecast_data[72 + 92*i],-
demand_forecast_data[73 + 92*i] + wind_forecast_data[73 + 92*i] +
solar_forecast_data[73 + 92*i],-demand_forecast_data[74 + 92*i] +
wind_forecast_data[74 + 92*i] + solar_forecast_data[74 + 92*i],-
demand_forecast_data[75 + 92*i] + wind_forecast_data[75 + 92*i] +
solar_forecast_data[75 + 92*i],-demand_forecast_data[76 + 92*i] +
wind_forecast_data[76 + 92*i] + solar_forecast_data[76 + 92*i],-
demand_forecast_data[77 + 92*i] + wind_forecast_data[77 + 92*i] +
solar_forecast_data[77 + 92*i],-demand_forecast_data[78 + 92*i] +
wind_forecast_data[78 + 92*i] + solar_forecast_data[78 + 92*i],-
demand_forecast_data[79 + 92*i] + wind_forecast_data[79 + 92*i] +
solar_forecast_data[79 + 92*i],-demand_forecast_data[80 + 92*i] +
wind_forecast_data[80 + 92*i] + solar_forecast_data[80 + 92*i],-
demand_forecast_data[81 + 92*i] + wind_forecast_data[81 + 92*i] +
solar_forecast_data[81 + 92*i],-demand_forecast_data[82 + 92*i] +
wind_forecast_data[82 + 92*i] + solar_forecast_data[82 + 92*i],-
demand_forecast_data[83 + 92*i] + wind_forecast_data[83 + 92*i] +
solar_forecast_data[83 + 92*i],-demand_forecast_data[84 + 92*i] +
wind_forecast_data[84 + 92*i] + solar_forecast_data[84 + 92*i],-
demand_forecast_data[85 + 92*i] + wind_forecast_data[85 + 92*i] +
solar_forecast_data[85 + 92*i],-demand_forecast_data[86 + 92*i] +
wind_forecast_data[86 + 92*i] + solar_forecast_data[86 + 92*i],-
demand_forecast_data[87 + 92*i] + wind_forecast_data[87 + 92*i] +
solar_forecast_data[87 + 92*i],-demand_forecast_data[88 + 92*i] +
wind_forecast_data[88 + 92*i] + solar_forecast_data[88 + 92*i],-
```

```

demand_forecast_data[89 + 92*i] + wind_forecast_data[89 + 92*i] +
solar_forecast_data[89 + 92*i],-demand_forecast_data[90 + 92*i] +
wind_forecast_data[90 + 92*i] + solar_forecast_data[90 + 92*i],-
demand_forecast_data[91 + 92*i] + wind_forecast_data[91 + 92*i] +
solar_forecast_data[91 + 92*i]])

# Matrix B inequality
Bineq = matrix([Bineq_Power, Bineq_RampUp, Bineq_RampDown,
Bineq_StorMax, Bineq_StorMin, Bineq_TotalHD, Bineq_Nonneg, Bineq_Balance])

### MATRIX Q
# Hydro Costs
Q_HD = matrix(0, (92, 600))

# Base Thermo Costs
Q_TB = matrix([[matrix(0, (48,92))],[spmatrix(2.9158,
range(48),range(48))],[matrix(0, (48,460))]])

# Load Following Thermo Costs
Q_TLF = matrix([[matrix(0, (92,140))],[spmatrix(1.3326,
range(92),range(92))],[matrix(0, (92,368))]])

# Storage Discharge Costs
Q_SD = matrix(0, (92, 600))

# Storage Charge Costs
Q_SC = matrix(0, (92, 600))

# Energy Exchange Costs
Q_EE = matrix(0, (92, 600))

# Deficit Costs
Q_DEF = matrix(0, (92, 600))

# Matrix Q
Q = 2*matrix([Q_HD, Q_TB, Q_TLF, Q_SD, Q_SC, Q_EE, Q_DEF])

### MATRIX P
# Hydro Costs

```

```

P_HD = matrix(0, (92, 1))

# Base Thermo Costs
P_TB = matrix(-1145.5, (48, 1))

# Load Following Thermo Costs
P_TLF = matrix(-854.91, (92, 1))

# Storage Discharge Costs
P_SD = matrix(0, (92, 1))

# Storage Charge Costs
P_SC = matrix(0, (92, 1))

# Energy Exchange Costs
P_EE = matrix(2000, (92, 1))

# Deficit Costs
P_DEF = matrix(50000, (92, 1))

# Matrix P
P = matrix([P_HD, P_TB, P_TLF, P_SD, P_SC, P_EE, P_DEF])

### DLA SOLVER
sol = solvers.qp(Q,P,Aineq,Bineq)

### PFA
HD={}
TB={}
TLF={}
SD={}
SC={}
EE={}
DEF={}
DIF_temp={}
Planned_HD={}
Planned_SC={}
Stor_t={}
Stor_t[0] = Initial_Storage
HD_tminus1 = t_minus_1_PFA_data[3]

```

```

SD_tminus1 = t_minus_1_PFA_data[15]
SC_tminus1 = t_minus_1_PFA_data[19]

for t in range(0,4):

    Planned_HD[str(t)] = t_minus_1_DLA_data[t]
    TB[str(t)] = t_minus_13_DLA_data[92 + t]
    TLF[str(t)] = t_minus_1_DLA_data[140 + t]
    EE[str(t)] = t_minus_1_DLA_data[416 + t]
    Planned_SC[str(t)] = t_minus_1_DLA_data[324 + t]

    DIF_temp[str(t)] = demand_observed_data[4*i + t] -
wind_observed_data[4*i + t] - solar_observed_data[4*i + t] -
Planned_HD[str(t)] - TB[str(t)] - TLF[str(t)] + Planned_SC[str(t)] -
EE[str(t)]

    if DIF_temp[str(t)] > 0:
        HD[str(t)] = max(100, HD_tminus1 + (-100000)/4,
min(1000, HD_tminus1 + (1000000)/4, DIF_temp[str(t)] + Planned_HD[str(t))))
        DIF_temp[str(t)] = DIF_temp[str(t)] +
Planned_HD[str(t)] - HD[str(t)]
        if DIF_temp[str(t)] > 0:
            SC[str(t)] = max(0, Planned_SC[str(t)] -
DIF_temp[str(t)])

            if SC[str(t)] > 0:
                SD[str(t)] = 0
                DEF[str(t)] = 0
            else:
                DIF_temp[str(t)] = DIF_temp[str(t)] -
Planned_SC[str(t)]

                SD[str(t)] = min(Stor_t[t], SD_tminus1 +
(1000000)/4, 1000000/4, DIF_temp[str(t)])
                DEF[str(t)] = DIF_temp[str(t)] - SD[str(t)]
            else:
                SC[str(t)] = min(Planned_SC[str(t)] -
DIF_temp[str(t)], -Stor_t[t] + 1500, SC_tminus1 + (10000000)/4, 1000000/4)
                SD[str(t)] = 0
                DEF[str(t)] = 0
        else:
            HD[str(t)] = Planned_HD[str(t)]

```

```

        SC[str(t)] = min(- DIF_temp[str(t)] +
Planned_SC[str(t)], -Stor_t[t] + 1500, SC_tminus1 + (10000000)/4,
1000000/4)

        SD[str(t)] = 0
        DEF[str(t)] = 0

        Stor_t[t + 1] = Stor_t[t] + SC[str(t)] - SD[str(t)]
        HD_tminus1 = HD[str(t)]
        SD_tminus1 = SD[str(t)]
        SC_tminus1 = SC[str(t)]

        Results_PFA =
(HD['0'],HD['1'],HD['2'],HD['3'],TB['0'],TB['1'],TB['2'],TB['3'],TLF['0'],T
LF['1'],TLF['2'],TLF['3'],SD['0'],SD['1'],SD['2'],SD['3'],SC['0'],SC['1'],S
C['2'],SC['3'],EE['0'],EE['1'],EE['2'],EE['3'],DEF['0'],DEF['1'],DEF['2'],D
EF['3'])

        Initial_Storage = Stor_t[3]

        Stor = (Stor_t[3],1)

        np.savetxt('Results_DLA_'+ str(i) +'.txt', sol['x'],
fmt='%.2e')
        np.savetxt('Storage_'+ str(i) +'.txt', Stor, fmt='%.2e')
        np.savetxt('Results_PFA_'+ str(i) +'.txt', Results_PFA,
fmt='%.2e')

        TB1_price = -1145.5
        TB2_price = 2.9158
        TLF1_price = -854.91
        TLF2_price = 1.3326
        EE_price = 2000
        DEF_price = 50000

        Costs_TB_t = TB['0']*TB['0']*TB2_price + TB['0']*TB1_price
+ TB['1']*TB['1']*TB2_price + TB['1']*TB1_price + TB['2']*TB['2']*TB2_price
+ TB['2']*TB1_price + TB['3']*TB['3']*TB2_price + TB['3']*TB1_price

```

```

        Costs_TLF_t = TLF['0']*TLF['0']*TLF2_price +
TLF['0']*TLF1_price + TLF['1']*TLF['1']*TLF2_price + TLF['1']*TLF1_price +
TLF['2']*TLF['2']*TLF2_price + TLF['2']*TLF1_price +
TLF['3']*TLF['3']*TLF2_price + TLF['3']*TLF1_price
        Costs_EE_t = EE['0']*EE_price + EE['1']*EE_price +
EE['2']*EE_price + EE['3']*EE_price
        Costs_DEF_t = DEF['0']*DEF_price + DEF['1']*DEF_price +
DEF['2']*DEF_price + DEF['3']*DEF_price

        Costs_t = Costs_TB_t + Costs_TLF_t + Costs_EE_t +
Costs_DEF_t

        Total_Costs = Total_Costs + Costs_t

        Total_HD_t = HD['0']+HD['1']+HD['2']+HD['3']
        Total_HD = Total_HD + Total_HD_t
        Total_TB_t = TB['0']+TB['1']+TB['2']+TB['3']
        Total_TB = Total_TB + Total_TB_t
        Total_TLF_t = TLF['0']+TLF['1']+TLF['2']+TLF['3']
        Total_TLF = Total_TLF + Total_TLF_t
        Total_SD_t = SD['0']+SD['1']+SD['2']+SD['3']
        Total_SD = Total_SD + Total_SD_t
        Total_SC_t = SC['0']+SC['1']+SC['2']+SC['3']
        Total_SC = Total_SC + Total_SC_t
        Total_EE_t = EE['0']+EE['1']+EE['2']+EE['3']
        Total_EE = Total_EE + Total_EE_t
        Total_DEF_t = DEF['0']+DEF['1']+DEF['2']+DEF['3']
        Total_DEF = Total_DEF + Total_DEF_t
        Total_Gen = (Total_HD, Total_TB, Total_TLF, Total_SD,
Total_SC, Total_EE, Total_DEF)

        Total_Costs_aux = (Total_Costs,1)
        np.savetxt('Total_Costs_HD'+ str(H) + '_S_' + str(N) + '.txt',
Total_Costs_aux, fmt='%.2e')
        np.savetxt('Total_Generation_' + str(N) + '.txt', Total_Gen,
fmt='%.2e')

opt()

```