



UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ELETRICIDADE

**Técnicas de inteligência artificial aplicadas na análise de mercados
elétricos com inserção de geração eólica e de sistemas de armazenamento
de energia nas redes elétricas de potência**

FELIPE OLIVEIRA SILVA SARAIVA

São Luís – MA, Brasil
Fevereiro, 2017

FELIPE OLIVEIRA SILVA SARAIVA

**Técnicas de inteligência artificial aplicadas na análise de mercados
elétricos com inserção de geração eólica e de sistemas de armazenamento
de energia nas redes elétricas de potência**

Dissertação de Mestrado submetida à Coordenação do Curso de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da Universidade Federal do Maranhão (UFMA) como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica na área de concentração de Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas

São Luís – MA, Brasil
Fevereiro, 2017

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Núcleo Integrado de Bibliotecas/UFMA

Saraiva, Felipe Oliveira Silva.

Técnicas de inteligência artificial aplicadas na análise de mercados elétricos com inserção de geração eólica e de sistemas de armazenamento de energia nas redes elétricas de potência / Felipe Oliveira Silva Saraiva. - 2017.

171 f.

Orientador(a): Vicente Leonardo Paucar Casas.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia de Eletricidade/ccet, Universidade Federal do Maranhão, São Luís - Maranhão, 2017.

1. Geração eólica. 2. Preços marginais locacionais. 3. Sistemas de armazenamento de energia. 4. Sistemas elétricos de potência. 5. Técnicas de inteligência artificial. I. Paucar Casas, Vicente Leonardo. II. Título.

**Técnicas de inteligência artificial aplicadas na análise de mercados
elétricos com inserção de geração eólica e de sistemas de armazenamento
de energia nas redes elétricas de potência**

FELIPE OLIVEIRA SILVA SARAIVA

Dissertação de Mestrado aprovada em 17 de Fevereiro de 2017

Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas, UFMA
(Orientador)

Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra, UFPA
(Membro da banca examinadora)

Prof. Dr. Lindomar Jacinto de Souza, IFMA
(Membro da banca examinadora)

Prof. Dr. José Eduardo Onoda Pessanha, UFMA
(Membro da banca examinadora)

Dedico este trabalho aos meus pais, Norberto Germano Saraiva da Silva e Alcina Oliveira Silva, bem como aos demais familiares e amigos, pelo estímulo, suporte incondicional e amparo irrestrito nos momentos mais imprescindíveis da elaboração deste trabalho e da minha vida.

Agradecimentos

A Deus, em virtude de todo o amor, do alicerce espiritual e das bênçãos concedidas ao longo de toda a minha trajetória acadêmica.

Aos meus pais, pelo amor incondicional, provisão material e suporte afetivo, bem como pelas inestimáveis oportunidades que me proporcionaram, sendo fundamentais para a minha formação moral e educacional.

Aos meus familiares e amigos, pela integral disposição em prestar auxílio e apoio.

Aos meus colegas de pós-graduação, pela cooperação, solidariedade e companheirismo prestados ao longo de todo o trajeto enveredado durante a elaboração deste trabalho.

Ao professor Dr. Vicente Leonardo Paucar, pelas diretrizes e caminhos fornecidos durante a orientação, bem como pelo considerável suporte e dedicação indispensáveis à construção deste trabalho.

A todos os professores do curso de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da UFMA, que, no exercício do magistério, forneceram apoio, promoveram, mesmo diante de inúmeros estorvos, a valorização da educação de maneira indubitável e transmitiram sabedoria, conhecimentos e ensinamentos essenciais para a minha formação acadêmica, profissional e pessoal.

“Num tempo de engano universal, dizer a verdade é um ato revolucionário.”

(George Orwell)

Resumo

F. O. S. Saraiva, “Técnicas de inteligência artificial aplicadas na análise de mercados elétricos com inserção de geração eólica e de sistemas de armazenamento de energia nas redes elétricas de potência,” Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade (PPGEE), Universidade Federal do Maranhão (UFMA), São Luís-MA, Brasil, 2017.

Os preços marginais locacionais (LMPs – *Locational Marginal Prices*) consistem em diretrizes financeiras mercadologicamente indispensáveis para a indústria da eletricidade, os quais norteiam grande parte dos projetos e deliberações no âmbito dos mercados elétricos. No panorama vigente dos mercados elétricos, as plantas de geração eólica e os sistemas de armazenamento de energia vêm progressiva e ininterruptamente se revelando alternativas de suprimento de eletricidade cada vez mais relevantes e viáveis. Neste trabalho, é formulada uma metodologia genérica baseada em técnicas de inteligência artificial (IA) cuja aplicação tem o objetivo de computar e decompor os LMPs associados às barras constituintes de um sistema elétrico de potência (SEP) integrado por geradores convencionais, plantas de geração eólica e por sistemas de armazenamento de energia. Na metodologia IA proposta, o modelo de fluxo de potência ótimo (FPO) sobre o qual se alicerça o cômputo e a decomposição dos LMPs associados às barras de um SEP, leva em consideração a volatilidade inerente ao perfil comportamental dos ventos, os riscos associados à assunção de níveis previamente programados de potência proveniente da geração eólica e as peculiaridades operativas concernentes aos sistemas de armazenamento de energia. Adotando-se os modelos matemáticos e computacionais dos algoritmos de otimização por enxame de partículas (PSO – *Particle Swarm Optimization*), a metodologia IA proposta foi devidamente implementada e aplicada na aquisição e decomposição dos LMPs associados às barras constituintes de sistemas-testes submetidos a diferentes cenários operativos envolvendo centrais de geração convencionais, plantas de geração eólica e sistemas de armazenamento de energia.

Palavras-chave: Preços marginais locacionais, técnicas de inteligência artificial, geração eólica, sistemas de armazenamento de energia, sistemas elétricos de potência.

Abstract

F. O. S. Saraiva, “Artificial intelligence techniques applied to the analysis of electrical markets with insertion of wind power and energy storage systems on power grids,” Master of Science Dissertation, Electrical Engineering Graduate Program (PPGEE), Federal University of Maranhão (UFMA), São Luís-MA, Brazil, 2017.

The locational marginal prices (LMPs) are essential financial guidelines for the electricity industry, which orientates most of the projects and deliberations in electrical market environments. In current scenario of the electricity markets, wind power plants and energy storage systems have been revealing itself as feasible and relevant electrical energy supply alternatives. In this work a generic methodology based on artificial intelligence (AI) techniques is formulated and applied to the calculation and decomposition of LMPs of electric power systems (EPS) with the insertion of energy storage systems and wind farms. In the proposed AI-based methodology the optimal power flow (OPF) model, on which the calculation and decomposition of LMP is based, considers the wind behavior profile volatility, the risks of wind power levels previously scheduled, and the energy storage systems operative peculiarities. The proposed AI-based methodology takes into account the mathematical and computational models of the particle swarm optimization (PSO) algorithm. This proposal was properly implemented and applied for the computation and decomposition of LMPs of test systems and considering different operative scenarios involving conventional power plants, wind farms, and energy storage systems.

Keywords: Locational marginal prices, artificial intelligence techniques, wind farms, energy storage systems, electric power systems.

Lista de Figuras

	Página
Figura 2.1: Modelo monopolista de mercados de eletricidade. No submodelo (a), a concessionária verticalmente integrada em sua plenitude. Já no submodelo (b), as atividades de distribuição são geridas por uma ou mais companhias desvinculadas [2].	11
Figura 2.2: Modelo de mercado de eletricidade respaldado na agência de compra. O submodelo (a) ostenta integração. Já o submodelo (b) exhibe um nível de desvinculação [2].	12
Figura 2.3: Modelo de competição atacadista aplicado aos mercados de eletricidade [2].	13
Figura 2.4: Modelo de competição varejista aplicado aos mercados de eletricidade [2].	14
Figura 3.1: Esquema do fluxo de massa de ar através da seção transversal de um cilindro hipotético [7].	26
Figura 3.2: Caracterização das diferentes condições de velocidade do vento ao perpassar uma série de pás [7].	27
Figura 3.3: Comportamento do coeficiente de potência c_p para alguns valores de ângulo do passo β	31
Figura 3.4: Configuração com gerador síncrono [20].	37
Figura 3.5: Configuração com gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo [20].	38
Figura 3.6: Configuração com gerador de indução com rotor bobinado [20].	38
Figura 3.7: Configuração com gerador de indução em gaiola de esquilo com conversor de razão total [20].	39
Figura 3.8: Configuração com gerador de indução com dupla alimentação empregando conversor de razão parcial [20].	40
Figura 3.9: Configuração com gerador magnético permanente com conversor de razão total, sendo que o emprego da caixa de engrenagens é opcional [20].	42
Figura 3.10: Configuração com gerador síncrono provido de enrolamento de campo com conversor de razão total [20].	42
Figura 5.1: Metodologia IA genérica empregada na determinação e na decomposição dos LMPs associados às barras de um SEP.	95
Figura 5.2: Bloco contendo o fluxograma referente à decomposição dos LMPs associados às barras de um SEP.	98

Figura 5.3: Fluxograma da metodologia IA proposta cujos subproblemas são implementados com base em algoritmos PSO.	99
Figura 5.4: Topologias para um enxame de partículas. (a) Topologia baseada no esquema de melhor global. (b) Topologia em anel.	101
Figura 5.5: Curvas dos coeficientes de aceleração ao longo do tempo baseados nas formulações original e modificada.	103
Figura 5.6: Diagrama unifilar do sistema-teste de três barras adotado no cenário proposto na subseção 5.3.1.	107
Figura 5.7: Diagrama unifilar do sistema-teste de três barras adotado no cenário proposto na subseção 5.3.2.	114
Figura 5.8: Histograma de distribuição de frequência da potência ativa de saída de um aerogerador constituinte do parque eólico em análise no cenário proposto na subseção 5.3.2.	118
Figura 5.9: Curvas dos custos de oportunidade e total concernentes à operação de um aerogerador constituinte do parque eólico em análise no cenário proposto na subseção 5.3.2.	119
Figura 5.10: Curva do custo total de geração referente ao parque eólico em análise no cenário proposto na subseção 5.3.2.	120
Figura 5.11: LMPs no instante $t = 1$ advindos de vinte execuções consecutivas do algoritmo da metodologia proposta e os LMPs provenientes da execução do solver de FPO constituinte da <i>toolbox</i> MATPOWER do MATLAB.	123
Figura 5.12: Histograma de distribuição de frequência da potência ativa de saída de um aerogerador constituinte do parque eólico em análise no cenário proposto na subseção 5.3.4.	127
Figura 5.13: Curvas dos custos de oportunidade e total concernentes à operação de um aerogerador constituinte do parque eólico em análise no cenário proposto na subseção 5.3.4.	128
Figura 5.14: Curva do custo total de geração referente ao parque eólico em análise no cenário proposto na subseção 5.3.4.	129
Figura A.1: Fluxograma da metodologia IA proposta cujos subproblemas são implementados com base em algoritmos ACO.	140

Lista de Tabelas

	Página
Tabela 3.1: Exibição dos 10 maiores países em termos de capacidade eólica instalada em 2015 [16].	24
Tabela 3.2: Apresentação dos 10 maiores países em termos de instalação de nova capacidade eólica em 2015 [16]	24
Tabela 3.3: Evolução da potência eólica instalada no Brasil entre 2005 e 2015 [16].	25
Tabela 3.4: Associação entre as configurações de geração e os esquemas de controles de potência existentes [20].	42
Tabela 4.1: Modelos de custo de produção de eletricidade associados a cada gênero de unidade de injeção de potência.	75
Tabela 5.1: Especificação dos parâmetros dos ramos do sistema-teste.	108
Tabela 5.2: Coeficientes das funções de custo de produção, limites operativos das plantas de geração e fatores de participação das barras constituintes do sistema-teste do cenário proposto na subseção 5.3.1.	108
Tabela 5.3: Valores dos ângulos das tensões nas barras, das potências injetadas pelas plantas de geração e dos multiplicadores de Lagrange $\pi_{máx}$ e $\pi_{mín}$ no instante $t = 1$ associados à solução ótima do FPO computada através da metodologia IA proposta referente ao cenário da subseção 5.3.1.	108
Tabela 5.4: Valores dos LMPs das barras do sistema-teste e de suas respectivas componentes no instante $t = 1$ associados à solução ótima do FPO computada através da metodologia IA proposta concernente ao cenário da subseção 5.3.1.	108
Tabela 5.5: Valores dos fluxos de potência ativa e dos multiplicadores de Lagrange μ no instante $t = 1$ associados à solução ótima do FPO computada através da metodologia IA proposta referente ao cenário da subseção 5.3.1.	109
Tabela 5.6: Coeficientes das funções de custo de produção das unidades de injeção de potência e fatores de participação das barras constituintes do sistema-teste do cenário proposto na subseção 5.3.2.	115
Tabela 5.7: Limites operativos das unidades de injeção de potência constituintes do sistema-teste do cenário proposto na subseção 5.3.2.	115

Tabela 5.8: Valores dos ângulos das tensões nas barras, dos níveis energéticos das unidades de injeção de potência, e das potências de carregamento e de descarregamento das referidas unidades de injeção de potência nos instantes $t = 1, 2$ e 3 associados à solução ótima do FPO computada através da metodologia IA proposta concernente ao cenário da subseção 5.3.2.	115
Tabela 5.9: Valores dos LMPs das barras do sistema-teste e de suas respectivas componentes nos instantes $t = 1, 2$ e 3 associados à solução ótima do FPO computada através da metodologia IA proposta concernente ao cenário da subseção 5.3.2.....	116
Tabela 5.10: Valores dos fluxos de potência ativa e dos multiplicadores de Lagrange μ nos instantes $t = 1, 2$ e 3 associados à solução ótima do FPO computada através da metodologia IA proposta referente ao cenário da subseção 5.3.2.	116
Tabela 5.11: Valores, em $\$/MWh$, dos LMPs no instante $t = 1$ e suas respectivas componentes, bem como os valores das potências de saída das plantas de geração resultantes da execução do algoritmo da metodologia IA apresentada considerando diferentes estratégias de especificação dos fatores de participação das barras do sistema IEEE 30 sujeito ao cenário proposto na subseção 5.3.3.	124
Tabela 5.12: Valores máximos, mínimos e médios dos MSEs e MAPEs oriundos de vinte execuções consecutivas do algoritmo da metodologia IA proposta considerando o cenário apresentado na subseção 5.3.3.....	124
Tabela 5.13: Valores, em $\$/MWh$, dos LMPs no instante $t = 1$ associados às barras do sistema IEEE 30 modificado e suas respectivas componentes resultantes da execução do algoritmo da metodologia IA apresentada considerando diferentes estratégias de especificação dos fatores de participação das barras de tal sistema sujeito ao cenário proposto na subseção 5.3.4.	131
Tabela 5.14: Valores, em $\$/MWh$, dos LMPs no instante $t = 2$ associados às barras do sistema IEEE 30 modificado e suas respectivas componentes resultantes da execução do algoritmo da metodologia IA apresentada considerando diferentes estratégias de especificação dos fatores de participação das barras de tal sistema sujeito ao cenário proposto na subseção 5.3.4.	132
Tabela 5.15: Valores das potências de carregamento, das potências de descarregamento e dos níveis energéticos das unidades de injeção de potência constituintes do	

<p>sistema IEEE modificado no instante $t = 1$ resultantes da execução do algoritmo da metodologia IA apresentada considerando o cenário proposto na subseção 5.3.4.</p>	132
<p>Tabela 5.16: Valores das potências de carregamento, das potências de descarregamento e dos níveis energéticos das unidades de injeção de potência constituintes do sistema IEEE modificado no instante $t = 2$ resultantes da execução do algoritmo da metodologia IA apresentada considerando o cenário proposto na subseção 5.3.4.</p>	133
<p>Tabela B.1: Dados dos ramos do sistema IEEE adotados nos cenários propostos nas subseções 5.3.3 e 5.3.4.....</p>	142
<p>Tabela B.2: Dados da demanda do sistema IEEE 30 adotados nos cenários propostos nas subseções 5.3.3 e 5.3.4.....</p>	143
<p>Tabela B.3: Coeficientes das funções de custo de produção das unidades de injeção de potência do sistema IEEE 30 adotados no cenário proposto na subseção 5.3.3.</p>	144
<p>Tabela B.4: Restrições operativas das unidades de injeção de potência do sistema IEEE 30 adotados no cenário proposto na subseção 5.3.3.....</p>	144
<p>Tabela B.5: Coeficientes das funções de custo de produção das unidades de injeção de potência do sistema IEEE 30 adotados no cenário proposto na subseção 5.3.4.</p>	145
<p>Tabela B.6: Restrições operativas das unidades de injeção de potência do sistema IEEE 30 adotados no cenário proposto na subseção 5.3.4.....</p>	145

Lista de Abreviaturas

ACO	: <i>Ant Colony Optimization</i>
ANEEL	: Agência Nacional de Energia Elétrica
APD	: Ajuste da Potência da Demanda
APG	: Ajuste da Potência da Geração
CA	: Corrente Alternada
CC	: Corrente Contínua
CD	: Companhia de Distribuição
CG	: Companhia de Geração
ERCOT	: <i>Electric Reliability Council of Texas</i>
FPO	: Fluxo de Potência Ótimo
FPOCA	: Fluxo de Potência Ótimo CA
FPOCC	: Fluxo de Potência Ótimo CC
FPOP	: Fluxo de Potência Ótimo Probabilístico
FTR	: <i>Financial Transmission Right</i>
GD	: Geração Distribuída
GIDA	: Gerador de Indução Duplamente Alimentado
GW	: Gigawatt
IA	: Inteligência Artificial
IEEE	: <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IGBT	: <i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
K	: Kelvin
kg/m ³	: Quilograma por metro cúbico
KKT	: <i>Karush-Kuhn-Tucker</i>
kV	: Kilovolt
LMP	: <i>Locational Marginal Price</i>
m	: Metros
MAPE	: <i>Mean Absolute Percentage Error</i>
MATLAB	: <i>Matrix Laboratory</i>
MISO	: <i>Midwest Independent System Operator</i>
MSE	: <i>Mean Squared Error</i>
MVA	: Megavolt-ampère

MVA _r	: Megavolt-ampère reativo
MW	: Megawatt
MWh	: Megawatt-hora
m ²	: Metros quadrados
m ³	: Metros cúbicos
m/s	: Metros por segundo
PIP	: Produtor Independente de Potência
PHS	: <i>Pumped Hydro Storage</i>
PSAT	: <i>Power Systems Analysis Toolbox</i>
PSO	: <i>Particle Swarm Optimization</i>
PURPA	: <i>Public Utility Regulatory Policies Act</i>
p.u.	: Por unidade
rad/s	: Radianos por segundo
rpm	: Rotações por minuto
RTO	: <i>Regional Transmission Operator</i>
RU	: Referência Única
W	: Watt
\$/h	: Unidade monetária por hora
\$/MWh	: Unidade monetária por megawatt-hora
\$/MW ² h	: Unidade monetária por megawatt ao quadrado hora
°C	: Graus Celsius

SUMÁRIO

	Página
Capítulo 1	
Introdução.....	1
1.1 Generalidades	1
1.2 Formulação do problema	2
1.3 Objetivos	3
1.3.1 Objetivo geral.....	3
1.3.2 Objetivos específicos	3
1.4 Justificativa.....	3
1.5 Metodologia.....	4
1.6 Estrutura do trabalho.....	5
Capítulo 2	
Mercados elétricos	7
2.1 O setor elétrico	8
2.2 Modelos de mercados elétricos	10
2.3 Reforma do setor elétrico	15
2.3.1 Desregulamentação.....	15
2.3.2 Livre acesso às redes de transporte de energia elétrica.....	16
2.3.3 Reestruturação organizacional	17
Capítulo 3	
Parques eólicos e sistemas de armazenamento de energia.....	18
3.1 Parques eólicos	18
3.1.1 A energia eólica.....	20
3.1.2 Potência extraída dos ventos	25
3.1.3 Principais componentes das plantas de geração eólica.....	31
3.2 Sistemas de armazenamento de energia.....	43

3.2.1	Nichos de aplicação para os sistemas de armazenamento de energia	44
3.2.2	Categorias de sistemas de armazenamento de energia	46
3.2.2.1	Baterias.....	46
3.2.2.2	Usinas hidrelétricas reversíveis	51
3.2.2.3	Volantes de inércia	52
3.2.2.4	Sistemas de armazenamento de energia por ar comprimido	52
3.2.2.5	Supercapacitores.....	53
3.2.2.6	Supercondutores	54
3.2.2.7	Células a combustível	55
 Capítulo 4		
	Preços marginais locacionais - LMPs	57
4.1	Modelo de FPO com penetração de geração eólica e de sistemas de armazenamento de energia	58
4.1.1	Modelagem das restrições e dos custos associados à penetração dos sistemas de armazenamento de energia	60
4.1.2	Modelagem das restrições e dos custos associados à penetração da geração eólica	68
4.1.3	Formulação do modelo de FPO para o cálculo e decomposição dos LMPs de um SEP com inserção de geração eólica e de sistemas de armazenamento de energia.....	77
4.2	Cálculo e decomposição dos LMPs de um SEP através do modelo de FPO formulado	80
4.2.1	Análise de otimalidade do modelo de FPO formulado.....	81
4.2.2	Decomposição dos LMPs.....	84
 Capítulo 5		
	Metodologia IA empregada no cálculo e na decomposição dos LMPs	88
5.1	Formulação da metodologia IA genérica empregada no cálculo e na decomposição dos LMPs	91

5.2	Modelo do algoritmo PSO incorporado à metodologia IA genérica proposta.....	99
5.3	Aplicação da metodologia IA genérica baseada em algoritmos PSO no cálculo e na decomposição dos LMPs de sistemas-testes.....	105
5.3.1	Sistema de três barras.....	105
5.3.2	Sistema de três barras com penetração de geração eólica e de sistemas de armazenamento de energia.....	112
5.3.3	Sistema IEEE 30.....	120
5.3.4	Sistema IEEE 30 com penetração de geração eólica e de sistemas de armazenamento de energia.....	125
Capítulo 6		
	Conclusão.....	134
6.1	Conclusões.....	134
6.2	Trabalhos futuros.....	136
Apêndices.....		
	Apêndice A.....	139
	Apêndice B.....	141
Referências.....		
		146

Capítulo 1

Introdução

1.1 Generalidades

Perante as inúmeras restrições, regulamentações e exigências advindas de diversas instituições e setores da sociedade, que têm progressivamente se estabelecido como as mais imprescindíveis tópicos sobre as quais a condução dos estudos pertinentes ao planejamento e à implantação de sistemas elétricos de geração, transmissão e distribuição se respaldam, muitos países têm estabelecido ambiciosas metas de gradual inserção de fontes renováveis na composição de suas matrizes energéticas.

Nesse panorama, as plantas de geração de energia elétrica através do potencial energético disponível nos ventos vêm progressiva e ininterruptamente se consolidando como uma das mais promissoras, viáveis e rentáveis alternativas de produção energética da atualidade. Ademais, estudos recentes constataram que o emprego de sistemas de armazenamento de energia pode compensar a natureza estocástica inerente às fontes energéticas renováveis intermitentes, como as que regem a operação das plantas de geração eólica.

As sucessivas e distintas transições entre modelos competitivos mercadológicos, verificadas ao longo das últimas décadas na indústria de eletricidade de diversos países, no sentido da progressiva desregulamentação do setor elétrico, promoveram relevantes mudanças no arranjo organizacional da referida indústria, nas relações institucionais concernentes a tal setor e nas metodologias de precificação da energia elétrica. Nesse contexto, iniciou-se, com o desígnio de promover a eficiência econômica nos mercados elétricos, a incorporação dos artifícios provenientes da teoria da precificação *spot*, a qual foi concebida e formulada em [1]. Tal sinal econômico é majoritariamente referido na literatura associada aos mercados elétricos como preço marginal locacional (*LMP* – *Locational Marginal Price*). O LMP referente a uma determinada barra constituinte de um sistema elétrico de potência (SEP) designa o custo de produção de eletricidade necessário para suprir um incremento de uma unidade de demanda na referida barra de maneira menos onerosa possível por intermédio dos recursos disponíveis no sistema. Tal parâmetro

constitui uma parcela essencial da precificação da energia elétrica, uma vez que representa um indicador de preços que incorpora tanto as perdas quanto eventuais congestionamentos verificados nas linhas de transmissão.

Por conseguinte, no panorama mercadológico vigente, torna-se indispensável a condução de estudos acerca do impacto da progressiva penetração das plantas de geração eólica e dos sistemas de armazenamento de energia nas redes elétricas de potência sob a perspectiva dos principais parâmetros financeiros que regem os mercados elétricos, considerando, para tal desígnio, as peculiaridades concernentes à modelagem da geração eólica e dos esquemas de armazenamento de energia na formulação do problema que objetiva o cômputo e a decomposição dos LMPs associados às barras de um SEP.

Diante de algumas limitações inerentes aos convencionais métodos de otimização determinísticos e da progressiva evolução da capacidade computacional verificada nos últimos anos, muitos aspectos da análise dos SEPs podem migrar convenientemente das metodologias baseadas na referida modelagem matemática determinística formal para as estratégias fundamentadas nas técnicas de IA, as quais podem ser apropriadamente aplicadas no contexto de estudos dos aspectos de mercados elétricos previamente mencionados.

1.2 Formulação do problema

Os LMPs consistem em parâmetros financeiros de grande relevância para os modelos mercadológicos reformados que regem os sistemas de energia elétrica vigentes, uma vez que têm sido amplamente empregados na implementação de soluções para problemas referentes à precificação da transmissão de eletricidade, ao estabelecimento de transações de energia elétrica e à elaboração de esquemas de gerenciamento de congestionamento nas redes de transmissão, as quais têm testemunhado a progressiva e iminente penetração de plantas de geração eólica e de sistemas de armazenamento de energia.

No entanto, algumas questões precisam ser respondidas: Qual o impacto da inserção da geração eólica e dos sistemas de armazenamento de energia na magnitude dos LMPs e de suas respectivas componentes associadas às barras de um SEP? Quais os reflexos das alterações impostas à modelagem do problema formulado para o cômputo dos

LMPs de um SEP em virtude da penetração da geração eólica e dos sistemas de armazenamento de energia? Qual a validade das soluções obtidas através da metodologia baseada em técnicas de inteligência artificial proposta e implementada?

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo geral

- Contribuir com o desenvolvimento de metodologias de análise de mercados elétricos.

1.3.2 Objetivos específicos

- Analisar o impacto da penetração de plantas de geração eólica e de sistemas de armazenamento de energia nas redes elétricas de potência sob a perspectiva dos parâmetros que regem os mercados elétricos.
- Formular o modelo do problema de FPO que constitui o esteio sobre o qual se fundamenta a aquisição e a decomposição dos LMPs associados às barras de um SEP integrado por geração eólica e por sistemas de armazenamento de energia.
- Desenvolver uma metodologia genérica baseada em técnicas de inteligência artificial para computar e decompor os LMPs de um SEP com amparo no modelo de FPO formulado.
- Aplicar a metodologia proposta na análise de sistemas-testes.

1.4 Justificativa

A gradual e inevitável penetração da geração eólica e dos sistemas de armazenamento de energia nas redes elétricas de potência de diversos países representa uma inevitável mudança do paradigma no qual as deliberações e constatações

mercadológicas se fundamentam, impactando na valoração de parâmetros imprescindíveis às apurações de mercado, como os LMPs associados às barras de um SEP. A compreensão satisfatória do impacto da incorporação dos sistemas de geração eólica no comportamento da magnitude dos LMPs associados às barras de um SEP é somente possível por intermédio da correta assimilação e entendimento de importantes aspectos e exigências, como a modelagem adequada da intermitência característica do perfil comportamental dos ventos, a utilização dos modelos apropriados de turbinas eólicas, a correta incorporação das flutuações relativas à geração eólica nas restrições e/ou funções objetivos das estratégias de FPO adotadas, a adequada representação dos custos de produção das plantas eólicas levando em consideração aspectos como a natureza da propriedade de tais plantas em relação ao operador do sistema, etc. Já a apuração dos reflexos da inserção dos sistemas de armazenamento de energia deve ser conduzida fora dos limites das tradicionais práticas de FPO de período único, em virtude do acentuado acoplamento entre os níveis operativos dos esquemas de armazenamento de energia observado ao longo dos intervalos constituintes do horizonte temporal total de um problema em análise, o que demanda a implementação de estratégias de resolução de um FPO multiperíodo.

Por conseguinte, este trabalho pretende contribuir com a elaboração de uma metodologia baseada em técnicas de inteligência artificial com o intuito de analisar os reflexos da penetração de plantas de geração eólica e de sistemas de armazenamento de energia nas redes elétricas de potência sob a perspectiva da amplitude dos LMPs e de suas respectivas componentes, modelando-se de forma apropriada a volatilidade e intermitência inerentes à penetração da geração eólica nas redes de potência e incorporando-se satisfatoriamente as peculiaridades concernentes à inserção dos sistemas de armazenamento de energia nos SEPs. Ademais, a metodologia proposta é deduzida e implementada de forma a evitar as inconveniências, a carência de clareza e as restrições associadas à aquisição e decomposição dos referidos LMPs em alguns modelos de mercado.

1.5 Metodologia

A elaboração deste trabalho foi conduzida com base na metodologia da pesquisa científica.

Inicialmente foi executada uma pesquisa bibliográfica acerca do contexto vigente dos mercados elétricos competitivos, a respeito das particularidades dos modelos mercadológicos adotados no setor elétrico ao longo da história e sobre o estado da arte do setor da geração eólica e do segmento dos sistemas de armazenamento de energia.

Em seguida, foi apresentada e explanada a formulação do modelo de FPO pertinente à circunstância na qual considera-se a penetração de plantas de geração eólica e de sistemas de armazenamento de energia na topologia de um SEP, expondo-se, adequadamente, os artifícios e procedimentos matemáticos aplicados no cômputo e na decomposição dos LMPs associados às barras do referido SEP no modelo de otimização proposto, considerando-se adequadamente as peculiaridades inerentes à modelagem dos custos operativos e das restrições que caracterizam a geração eólica e os sistemas de armazenamento de energia.

Subsequentemente, foi elaborada uma metodologia genérica fundamentada em técnicas de inteligência artificial com o desígnio de calcular e decompor os LMPs das barras de um SEP integrado por plantas de geração eólica e por sistemas de armazenamento de energia, respaldando-se, para tal intento, no modelo de FPO previamente formulado.

Finalmente, a metodologia genérica proposta foi apropriadamente implementada com base em algoritmos PSO, sendo posteriormente aplicada em sistemas-testes devidamente selecionados e especificados, obtendo-se soluções que são adequadamente validadas mediante análises comparativas conduzidas com respaldo nos resultados provenientes de ferramentas computacionais academicamente consolidadas e por intermédio da verificação das condições que emergem da análise puramente matemática do modelo de FPO proposto.

1.6 Estrutura do trabalho

O presente trabalho é organizado conforme a estruturação exposta na sequência:

O panorama geral vigente do setor elétrico, os aspectos concernentes aos diferentes modelos de mercado implementados e adotados ao longo dos anos na indústria da eletricidade, bem como o conjunto de processos relativos às reformas que incidiram no

setor elétrico de diversos países, são apresentados e convenientemente descritos no Capítulo 2.

No Capítulo 3, são apresentados o contexto corrente, as principais tecnologias empregadas nos arranjos operativos e os preceitos que regem o funcionamento das plantas de geração eólica e dos sistemas de armazenamento de energia.

Os principais aspectos introdutórios acerca dos LMPs, as generalidades pertinentes ao problema do FPO, a modelagem das restrições e dos custos referentes à operação das plantas eólicas e dos sistemas de armazenamento de energia, a formulação do modelo de FPO considerando a penetração da geração eólica e dos sistemas de armazenamento de energia em um SEP, e os aspectos relativos ao cálculo e decomposição dos LMPs de tal SEP respaldando-se no modelo de FPO formulado são adequadamente expostos no Capítulo 3.

No Capítulo 4, são apresentadas uma sucinta contextualização acerca do âmbito das técnicas de IA e a formulação da metodologia IA genérica empregada no cálculo e na decomposição dos LMPs com base no modelo de FPO formulado, aplicando-se, ainda, a implementação de tal metodologia com base em algoritmos PSO na determinação e decomposição dos LMPs associados às barras de sistemas-testes devidamente selecionados e especificados, evidenciando as implicações mercadológicas da penetração da geração eólica e dos sistemas de armazenamento de energia nas redes elétricas de potência.

Finalmente, no Capítulo 5, são expressas as conclusões referentes às pesquisas e às inovações constituintes do presente trabalho, descrevendo-se, ainda, os principais aspectos concernentes a possíveis trabalhos futuros.

Capítulo 2

Mercados elétricos

Durante parcela majoritária do século XX, no âmbito geral dos mercados elétricos, quando eventuais consumidores almejavam comprar energia elétrica, eles não gozavam das prerrogativas de um vasto leque de opções, eram compelidos a comprá-la de concessionárias que detinham o monopólio do suprimento de eletricidade na área em que tais consumidores situavam-se. Algumas das referidas concessionárias eram qualificadas como *verticalmente integradas*, o que significa que elas produziam a energia elétrica, transmitiam-na das plantas de potência aos centros de carga e, também, distribuíam-na aos consumidores finais. Independente da natureza das propriedades e dos níveis de integração vertical de tais concessionárias, os monopólios geográficos representavam a regra prevalecente [2].

Em meados da década de 1980, alguns economistas alegavam que o modelo anteriormente descrito já tinha concedido suas notáveis contribuições e estava exaurido. Eles argumentavam que a condição monopolista das concessionárias de energia elétrica inibia a eficiência operativa e estimulava a realização de investimentos irresponsáveis. Também afirmavam que os custos provenientes dos equívocos das companhias privadas não deveriam ser repassados aos consumidores finais. Ademais, concessionárias públicas ostentavam níveis muito profundos de vínculos com os governos, o que, por conseguinte, poderia implicar em decisões econômicas tortuosas. Algumas concessionárias públicas eram consideradas vertedouros de capital para usos escusos. Já outras eram impedidas de estabelecer taxações condizentes com seus custos ou eram desprovidas do capital necessário para investimentos cruciais [2]. Nesse contexto, emergem as tendências reformistas no âmbito da indústria da eletricidade, alicerçadas, essencialmente, na reestruturação funcional e organizacional do setor, no livre acesso às redes de transporte (transmissão e distribuição) de energia elétrica e na desregulamentação conduzida com base na satisfação de uma série de condições de forma a moldar o ambiente apropriado para o estabelecimento da competição em alguns segmentos da referida indústria, como, em geral, verifica-se no setor da geração e nos campos concernentes às funções comerciais atacadas e varejistas [3]. A competição mencionada mostrou-se capaz de estimular a minimização de custos, reduzir os preços, disponibilizar serviços em um patamar de

confiabilidade apropriado e possibilitar a implementação de taxas razoavelmente previsíveis [3], [4].

2.1 O setor elétrico

Todas as tónicas, aspectos e singularidades concernentes ao setor elétrico são indissolúvelmente associadas à indústria da eletricidade. Usualmente, o termo indústria é empregado para denotar as atividades cujo propósito primordial consiste na manipulação de matérias-primas para a fabricação de bens de consumo. Todavia, no caso específico da indústria da eletricidade, o bem gerado é a energia elétrica, a qual corresponde a uma *commodity* intangível que não pode ser armazenada diretamente e é transportada na velocidade da luz através de um intrincado arranjo de redes transmissoras e distribuidoras, sendo regida por complexas leis físicas intrínsecas a tal *commodity* [3].

Sob uma perspectiva meramente física, a indústria da energia elétrica é fundamentalmente constituída pelas plantas de geração, pelos sistemas de transmissão e pelas redes de distribuição. Já sob uma perspectiva essencialmente regulatória, a indústria da energia elétrica é composta por agentes independentes que geram, transportam (transmitem ou distribuem) ou comercializam a energia elétrica. É importante frisar que os fluxos financeiros são diferentes dos fluxos energéticos físicos, o que decorre do fato de que não é possível que uma carga seja suprida com a energia advinda diretamente de um único gerador, mas de todos os geradores simultaneamente [5].

Incitados pelo contexto de desregulamentação geral verificado na década de 1990, os mercados elétricos de diversos países passaram a enveredar em direção à reestruturação e à abdicação das intervenções regulatórias que regiam tais mercados [4].

A visão prevalecente foi a de que a livre concorrência deveria predominar em todos os segmentos possíveis, atribuindo ao Estado o ofício de impor regulação aos segmentos que exigissem tal intervenção. Dessa forma, os setores da geração e da comercialização foram configurados como segmentos competitivos, em virtude da existência de diversos agentes e do fato de a energia elétrica ser, assim como uma *commodity*, um produto homogêneo. No entanto, os segmentos da transmissão e da distribuição foram concebidos como monopólios naturais, visto que as estruturas físicas requeridas por tais segmentos inviabilizam economicamente o estabelecimento de um regime de competição entre dois

ou mais agentes em uma determinada área de concessão. Em tais setores, prepondera o modelo de regulação por incentivos ou regulação de preços [5].

A geração consiste no segmento da indústria de eletricidade incumbida de gerar a energia elétrica e introduzi-la nos sistemas de transporte de forma a suprir satisfatoriamente os consumidores. É justamente da inserção da competição no setor de suprimento de eletricidade que provém a maioria dos benefícios a longo prazo da reforma do setor elétrico [3].

A transmissão corresponde à esfera da indústria de eletricidade responsável pelo transporte de grandes montantes de energia elétrica oriundos das plantas geradoras, de forma a suprir os sistemas de distribuição. Os aprimoramentos tecnológicos associados aos componentes das redes de transmissão, mais do que os próprios avanços verificados no segmento da geração, foram os grandes responsáveis pelo esmorecimento do caráter monopolista da maioria dos mercados elétricos atacadistas do mundo [4].

Já o segmento da distribuição é encarregado de absorver os grandes montantes energéticos provenientes dos sistemas de transmissão e distribuí-los apropriadamente para consumidores de médio e pequeno porte. Vale ressaltar que existem plantas de geração de porte relativamente pequeno, geralmente detentoras de potência instalada menor que 30 MW, que fornecem energia elétrica diretamente às redes das companhias de distribuição. Atualmente, com a viabilização e a conseqüente difusão dos sistemas de geração de eletricidade respaldados em fontes renováveis (vento, radiação solar, biomassa, etc), a operação dos sistemas de energia elétrica depara-se com um novo paradigma, o qual recorrentemente recebe a alcunha de geração distribuída (GD). Diante da gradual descentralização da geração de energia elétrica verificada em diversas nações do mundo, as redes de distribuição passam a exibir considerável protagonismo na operação dos sistemas elétricos de potência, atuando na compensação das implicações da intermitência inerente às fontes energéticas das GDs e aprimorando a qualidade do suprimento de eletricidade [5].

No Brasil, contrariamente ao verificado no segmento da geração, o setor de transporte (transmissão e distribuição) de energia elétrica tem seus preços regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a qual corresponde à agência reguladora do referido setor no âmbito nacional. Por conseguinte, as companhias de transmissão e distribuição não possuem liberdade para estabelecer os preços que ambicionam, estando, dessa forma, submissas às deliberações dos contratos de concessão, que, geralmente,

apresentam artifícios que efetuam regularmente reajustes e revisões, sendo relegado à própria agência reguladora a execução de tais contratos [5].

A comercialização da energia elétrica representa o segmento da indústria da eletricidade que se fundamenta nas operações mercadológicas varejistas e atacadistas. O varejo refere-se às transações com os consumidores finais e engloba um conjunto de funções comerciais, como a precificação, a venda, a medição e a taxação da energia elétrica. Até meados da década de 1990, a função varejista sempre foi vinculada ao segmento da distribuição. Já as operações atacadistas geralmente envolvem vendas não diretamente relacionadas aos consumidores finais. Perante a escalada das transações verificada na esfera dos mercados elétricos, a atividade de varredura do mercado atacadista de potência torna-se progressivamente mais relevante [3].

2.2 Modelos de mercados elétricos

Apresentam-se quatro modelos para mapear a evolução da indústria da eletricidade desde o monopólio regulado ao regime de competição integral. Tais modelos, extraídos de [2], são apropriadamente descritos na sequência.

O modelo introdutório consiste nas concessionárias regidas pelo *monopólio* tradicional, o qual é devidamente ilustrado na Figura 2.1. Em tal ilustração tem-se o submodelo (a), o qual corresponde à condição em que a concessionária abrange as atividades de geração, transmissão e distribuição da energia elétrica. Já no submodelo (b), a geração e a transmissão são geridas por uma concessionária, a qual vende energia para as companhias de distribuição monopolistas locais. O modelo em questão não impede a execução de trocas bilaterais de energia entre concessionárias operando em áreas geográficas distintas. Conforme evidenciado na Figura 2.1, essas transações são efetuadas em nível de atacado.

competição entre companhias de geração sem os dispêndios concernentes ao estabelecimento de um mercado competitivo aos moldes de modelos mais complexos.

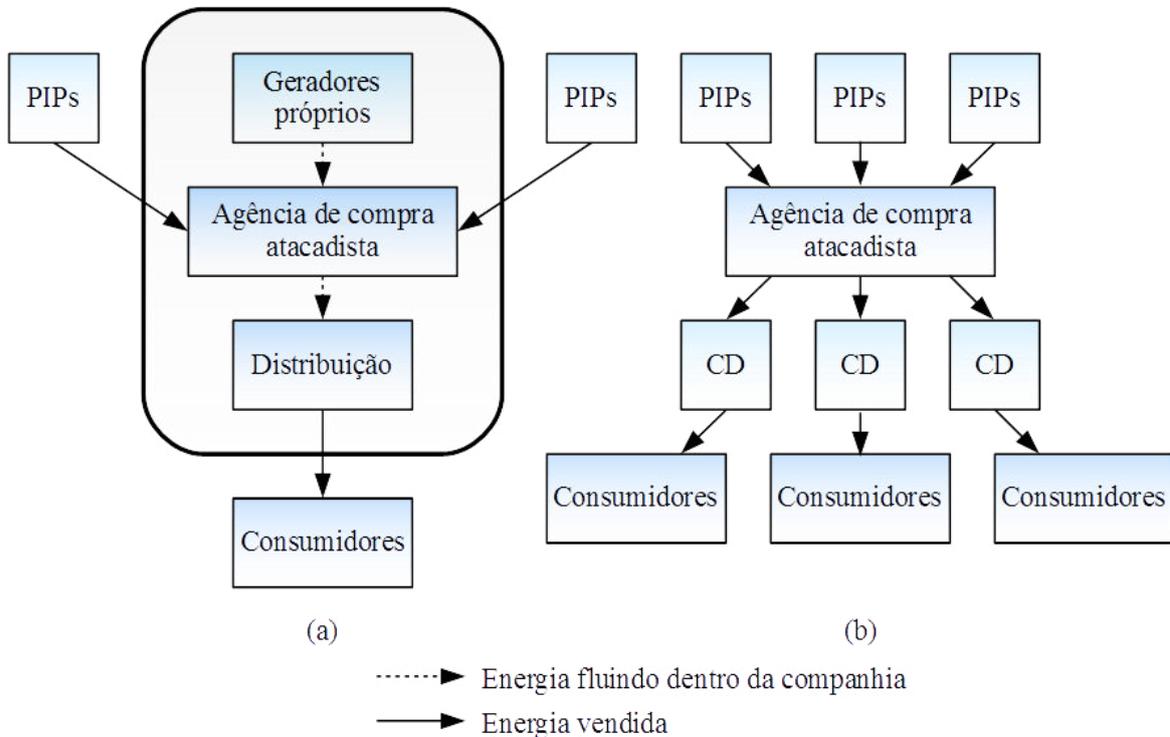


Figura 2.2: Modelo de mercado de eletricidade respaldado na agência de compra. O submodelo (a) ostenta integração. Já o submodelo (b) exhibe um nível de desvinculação [2].

A Figura 2.3 da sequência destrincha o modelo baseado na *competição atacadista*, no qual nenhuma organização central é responsável pelo suprimento de eletricidade. Em vez disso, as concessionárias de distribuição compram a energia elétrica demandada por seus consumidores diretamente das companhias de geração (CG). Tais transações são conduzidas em um mercado atacadista de eletricidade. Recorrentemente, grandes consumidores são autorizados a comprar energia elétrica diretamente no referido mercado atacadista de eletricidade. Tal mercado pode assumir a forma de transações bilaterais ou de uma *pool*. Sob a perspectiva do nível atacadista, as únicas funções que permanecerão centralizadas são as operações da rede de transmissão e do mercado *spot*. Já do nível varejista, o sistema ainda exhibe centralização, pois cada concessionária de distribuição não apenas opera a rede de distribuição em sua respectiva área, mas também compra energia elétrica objetivando a satisfação da demanda dos consumidores localizados na sua zona de atuação.

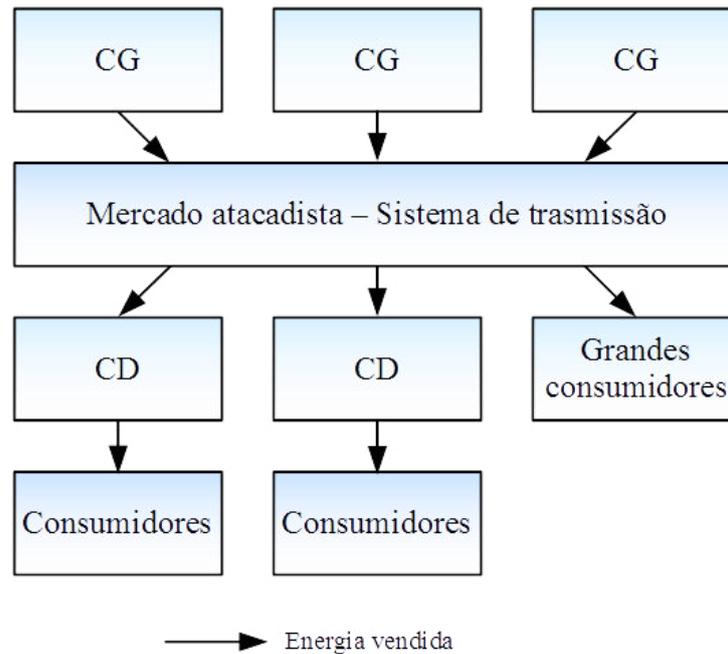


Figura 2.3: Modelo de competição atacadista aplicado aos mercados de eletricidade [2].

O modelo descrito suscita um nível de competitividade expressivo para as companhias geradoras em virtude dos preços no atacado serem regidos pela interação entre a demanda e o suprimento de potência. Contrariamente, o preço no varejo da energia elétrica ainda precisa ser sujeito à regulação, uma vez que consumidores de pequeno porte não podem optar por uma fornecedora operando em regime competitivo se eles considerarem o preço muito elevado. Essa condição deixa as concessionárias de distribuição vulneráveis a grandes e súbitos incrementos no preço da energia no atacado.

Já o modelo respaldado na chamada *competição no varejo* corresponde à mais moderna categoria de mercados elétricos competitivos, no qual, essencialmente, todos os consumidores têm a prerrogativa de selecionar seus fornecedores de energia elétrica, conforme ilustrado na Figura 2.4. Em razão dos custos referentes às transações, apenas os grandes consumidores optam por comprar energia elétrica diretamente do mercado atacadista. A maioria dos médios e pequenos consumidores compra eletricidade dos varejistas, os quais, reiteradamente, compram energia no mercado atacadista. No modelo em questão, usualmente, as atividades de rede das concessionárias de distribuição são desagregadas das suas atividades de varejo, pois tais companhias não detêm mais o monopólio local do suprimento de eletricidade nas áreas abrangidas por suas redes. Dessa forma, neste modelo, as únicas funções monopolistas remanescentes são a operação e o suprimento das redes de distribuição e transmissão.

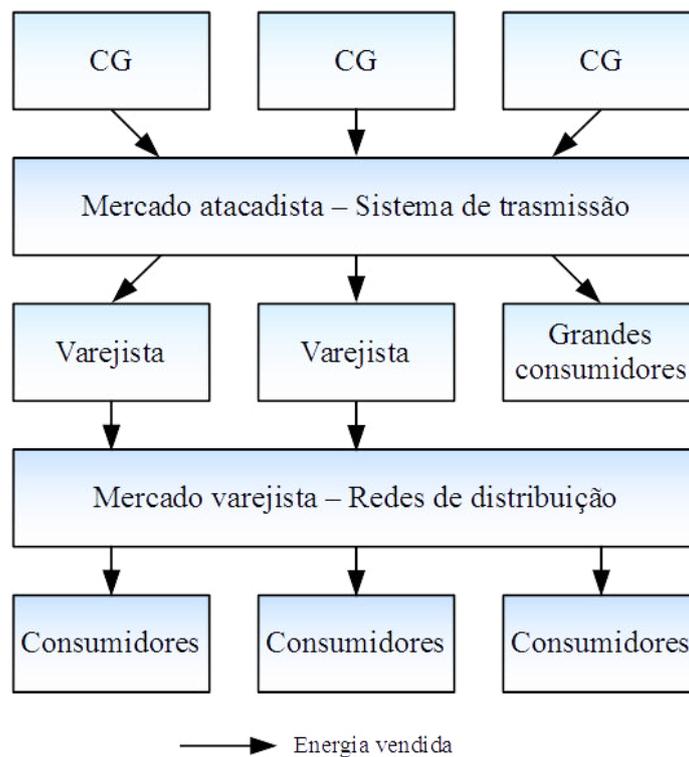


Figura 2.4: Modelo de competição varejista aplicado aos mercados de eletricidade [2].

Caso mercados suficientemente competitivos tenham se estabelecido adequadamente, o preço da eletricidade no varejo não precisa mais ser submetido à regulação porque os pequenos consumidores têm, agora, a opção de mudar de varejista supridor diante de melhores ofertas de preços. Da perspectiva econômica, o modelo previamente descrito trata-se do mais apropriado uma vez que os preços da energia elétrica são definidos via interações mercadológicas. Contudo, a implementação deste modelo exige consideráveis esforços e investimentos concernentes ao processamento de dados, comunicação e sistemas de medição. Os custos inerentes às redes de transmissão e distribuição ainda são transferidos para todos os consumidores. Esse processo é conduzido através de controles regulatórios, pois tais redes ainda consistem em monopólios.

2.3 Reforma do setor elétrico

A linha evolutiva geral dos mercados elétricos verificada na maioria dos países do mundo e a metamorfose da inerente incidência regulatória associada a tal evolução, já foram compreensivelmente apresentadas na subseção 2.2.

Conforme previamente descrito, as tendências reformistas, verificadas na indústria da eletricidade de diversos países desde meados da década de 1990, respaldam-se na reestruturação funcional e organizacional do setor, no livre acesso às redes de transporte de energia elétrica e na renúncia às interferências regulatórias nos setores da geração e da comercialização.

2.3.1 Desregulamentação

Dois princípios abrangentes e fundamentais justificam a incidência de regulação governamental sobre o setor das concessionárias de energia elétrica. O primeiro estabelece que, uma vez que tais companhias fornecem serviços essenciais para o bem-estar social, elas são consideradas indústrias *afetadas pelo interesse público*. Ademais, os inerentes aspectos econômicos e tecnológicos concernentes às entidades associadas ao setor elétrico moldam uma circunstância na qual uma única companhia provedora é, em geral, capaz de suprir toda a demanda mediante o oferecimento de custos mais reduzidos do que seria capaz de ofertar qualquer combinação de companhias menores. Sob tais condições, a competição não é capaz de vingar e, naturalmente, grupos resistirão e outras sucumbirão ao mercado. As companhias sobreviventes são denominadas *monopólios naturais*, e, como tais, detêm o arbítrio de restringir seus produtos e de estabelecer preços em níveis economicamente injustificáveis. Fundamentando-se nas condições previamente expostas, a regulação governamental se configura como um mecanismo intervencionista indispensável para a obtenção de benefícios públicos que o fluxo espontâneo de determinados mercados não seria capaz de conseguir [6].

Em conformidade com o anteriormente explanado, a regulação tem o propósito de proteger o interesse público, o qual é integrado por inúmeros elementos. Presume-se que uma concessionária seja capaz de fornecer determinado serviço para qualquer usuário que eventualmente solicite e possa pagar pela provisão de tal serviço submetido aos preços

autorizados pelo regulador, o que, nesse sentido, define um serviço considerado universal. Em geral, quando uma companhia registra despesas demasiadas no fornecimento de determinado serviço, ela é, de alguma maneira, subsidiada por outros contribuintes e consumidores. Os reguladores podem, ainda, impor responsabilidades ambientais e de segurança às companhias de forma a satisfazer os interesses públicos [6].

Uma vez que, como desdobramento direto do estabelecimento de um monopólio natural, a maior parcela dos consumidores das concessionárias de energia elétrica não podem efetuar compras entre inúmeros provedores, analogamente ao verificado no modelo de aquisição mercadologicamente tradicional (como o verificado em shoppings centers, supermercados, etc.), a regulação tem a função de asseverar que o serviço seja fornecido apropriadamente, que as companhias atendam satisfatoriamente as necessidades dos consumidores, e que fatores associados às questões de taxaço sejam responsabilmente gerenciadas. Adicionalmente, concessionárias recorrentemente são empregadas como um meio através do qual os reguladores enviam informações consideradas imprescindíveis para os consumidores. Por conseguinte, conceder às concessionárias um papel crucial no âmbito econômico e no equilíbrio do bem-estar geral da sociedade, significa, frequentemente, a imposição de padrões de confiabilidade aos serviços prestados [6]. A inserção da competição na indústria da eletricidade geralmente abrange os segmentos da geração e da comercialização, os quais, por conseguinte, consistem nas funções recorrentemente submetidas à desregulamentação. Todavia, o setor de transporte (transmissão e distribuição) de energia elétrica, em geral, não é sujeito aos dogmas da competição, permanecendo, dessa forma, configurado como monopólio natural em grande parte dos mercados elétricos.

2.3.2 Livre acesso às redes de transporte de energia elétrica

A competição no setor da geração exige acesso livre às redes de distribuição e de transmissão por parte de qualquer eventual participante que almeje integrá-las, sem discriminação nos custos decorrentes e na oportunidade de acesso. Para que a condição de livre acesso às redes transcorra apropriadamente, é necessária uma coordenação em tempo real entre a geração e a transmissão. Nas obsoletas companhias verticalmente integradas, essa coordenação era conduzida internamente pelas próprias concessionárias. Já nos

ambientes regidos pela competição, novos arranjos de transações são necessários para assegurar a referida coordenação em tempo real. Adicionalmente, para o modelo de acesso mencionado, também é necessário o modelo de negócios da transmissão, o qual designam arranjos para controle da transmissão a longo prazo, indicando os responsáveis pelo planejamento e construção no ambiente de competição, quais são os preços corretos e a resolução de impasses referentes a comportamentos discriminatórios. Em alguns mercados desregulamentados, concede-se aos consumidores a oportunidade de escolher seus fornecedores. Nesse contexto, o chamado acesso ao varejo refere-se à capacidade dos fornecedores de alcançar os consumidores nas redes de distribuição. No entanto, é importante ressaltar que apenas estabelecendo a desregulamentação na indústria da eletricidade e promovendo o livre acesso às redes de transporte de energia elétrica não são suficientes para garantir a existência de um mercado elétrico competitivo. Dessa forma, para que tal ambiente de competitividade seja satisfatoriamente alcançado, um conjunto de condições precisa ser devidamente atendido, entre as quais, destacam-se: planos de estabelecimento de preços que submetam os consumidores aos preços *spot*, medição de grande parcela do consumo com regularidade adequada, facilitação do ingresso de participantes no segmento da geração, etc. [3].

2.3.3 Reestruturação organizacional

A reestruturação concerne às mudanças das configurações organizacionais e funcionais associadas à indústria da eletricidade, como a separação, a fusão ou a criação de novas entidades e companhias. Tal reestruturação tem o propósito de evitar a adoção de medidas discriminatórias que podem emergir diante da natureza das propriedades do novo cenário, consolidar os sistemas de transmissão através de amplas áreas geográficas e estimular a criação de novos competidores. Todavia, a referida separação funcional implica na perda da economia inerente ao arranjo dos monopólios verticalmente integrados. A partilha das propriedades físicas e financeiras entre as novas companhias oriundas das divisões representa uma das questões mais cruciais no referido processo de reestruturação [3].

Capítulo 3

Parques eólicos e sistemas de armazenamento de energia

Perante as alterações mercadológicas incutidas pela propagação das tendências reformistas no contexto geral dos mercados elétricos verificadas nas últimas décadas, induziu a implementação de novas metodologias de precificação da energia elétrica. Paralelamente, também ao longo das últimas décadas, diante de proeminentes aperfeiçoamentos tecnológicos e da efetivação de mecanismos de incentivos governamentais, a geração eólica iniciou sua escalada de inserção no panorama do setor elétrico mundial, exercendo, desde então, um papel de relevância crescente no suprimento energético dos SEPs de diversos países. Também, diante dos notáveis aprimoramentos tecnológicos verificados ao longo dos anos e de inúmeras oportunidades de mercado que têm emergido, os sistemas de armazenamento de energia vêm progressivamente se consolidando em muitas aplicações no setor elétrico. Nesse cenário, a penetração crescente da geração eólica e dos sistemas de armazenamento de energia nas redes elétricas de potência é capaz de impactar consideravelmente a precificação da eletricidade. Por conseguinte, torna-se imprescindível compreender e assimilar alguns fundamentos básicos e o panorama vigente das plantas de geração eólica e das unidades de armazenamento de energia.

3.1 Parques eólicos

Em conformidade com o previamente introduzido, tem-se testemunhado nos anos recentes a paulatina disseminação e consolidação da geração eólica na provisão energética demandada pelos SEPs de diversos países do mundo. A corroboração desse cenário ascendente do setor eólico tem sido viabilizada, em grande parte, pelos programas de incentivos concedidos pelos governos de alguns países, o que assegura aos sistemas de geração eólica uma condição mercadológica competitiva frente às plantas de geração de eletricidade convencionalmente constituintes dos SEPs.

A demanda por energia elétrica no âmbito global vem crescendo vasta e incessantemente há aproximadamente um século. A concepção, a construção e a operação

das centrais de geração necessárias para suprir essa iminente escalada da demanda energética têm, recentemente, sido conduzidas cada vez mais com amparo em restrições concernentes aos seus possíveis impactos ambientais. Por conseguinte, na vigência desse contexto restritivo recente, é imprescindível analisar adequadamente os desdobramentos lesivos ao meio ambiente, decorrentes da utilização das diversas tecnologias de geração nas quais se alicerçam os projetos das plantas de produção de energia elétrica existentes, uma vez que a manutenção do perfil característico da matriz energética atual permanecerá intensificando, principalmente, o efeito estufa [7].

Nesse panorama, a progressiva penetração das plantas de geração eólica nos SEPs é capaz de reduzir a possibilidade de eclosão de um latente colapso climático global, visto que tais plantas não emitem gases que contribuem para o efeito estufa. Outra vantagem associada à utilização dos sistemas de geração eólica é que tais sistemas não são intensivos no uso dos territórios nos quais estão instalados, ou seja, a potência gerada por unidade de área é significativamente maior do que o verificado em muitas usinas regidas por outras tecnologias de geração. Ainda, outro importante mérito pertinente à geração eólica refere-se ao tempo de amortização energética inferior ao observado nas outras plantas de geração renovável mais relevantes, sendo tipicamente da ordem de poucos meses. O tempo de amortização energética consiste no tempo requerido por um determinado sistema de geração de eletricidade para produzir o montante de energia necessário para compensar financeiramente a energia demandada para a sua fabricação. Os custos de produção de eletricidade associados às plantas de geração dos mais variados gêneros abrangem os custos de capital, os quais são relativos aos investimentos prévios necessários, os custos de combustível e os custos de operação e manutenção. Os custos de capital exigidos pelos sistemas de geração eólica são superiores aos demandados pelas usinas de geração respaldadas em combustíveis fósseis. Todavia, no que concerne aos custos de combustível, os parques eólicos são demasiadamente mais vantajosos do que as plantas operadas a base de combustíveis fósseis, uma vez que, fundamentalmente, as plantas eólicas não consomem nenhum gênero de combustível [7].

3.1.1 A energia eólica

O deslocamento das massas de ar que compõem a atmosfera terrestre é uma consequência direta da não uniformidade da incidência dos raios solares sobre a superfície do planeta, o que resulta em uma desigualdade de aquecimento verificada ao longo da atmosfera, ou seja, em síntese, a energia eólica é oriunda da energia solar. Estima-se que cerca de 2% da energia proveniente da atividade solar absorvida pela Terra seja transformada em energia cinética característica dos ventos. Este percentual de conversão energética, a despeito da aparente insignificância, é equivalente a centenas de vezes a potência instalada anualmente nos centros de geração de energia elétrica espalhados pelo globo. A referida heterogeneidade verificada na difusão calorífica através da atmosfera terrestre pode ser atribuída à orientação da incidência dos raios solares e aos movimentos característicos da Terra. Em virtude da geometria do planeta Terra, os raios solares atingem as zonas tropicais de maneira aproximadamente perpendicular, o que implica que tais regiões apresentam temperaturas mais elevadas em relação às zonas polares. Dessa forma, o ar quente típico das baixas altitudes das regiões tropicais tende a subir, sendo subsequentemente substituído por massas de ar mais frias advindas das zonas polares. Esse deslocamento de massas de ar estabelece a formação dos ventos [8].

Existem categorias de ventos que sopram incessantemente, uma vez que os mecanismos que os geram são fenômenos ininterruptos, como, por exemplo, o aquecimento em maior escala da região do Equador em relação às zonas polares. Tais ventos recebem a denominação de planetários ou constantes, sendo classificados em ventos alísios, ventos contra-alísios, ventos polares e ventos do oeste. Uma das consequências da inclinação de $23,5^\circ$ da Terra em relação ao plano de sua órbita estabelecida em torno do Sol, é a variação sazonal observada na distribuição da radiação solar ao longo da superfície terrestre, o que se reflete na condição de sazonalidade verificada na duração e intensidade dos ventos em todo o planeta. Dessa forma, originam-se os ventos continentais ou periódicos, formados pelas monções e brisas [8].

Em conformidade com as inferências e os indícios históricos, a utilização do deslocamento das massas de ar para provisão de força motriz é efetuada há, no mínimo, três milênios. Até meados do século XX, o aproveitamento da energia cinética disponível nos ventos restringia-se, essencialmente, a aplicações de bombeamento d'água e moagem de grãos [9]. Os primeiros mecanismos que empregavam o potencial energético disponível

nos ventos, de acordo com estudos conduzidos por historiadores, foram concebidos e construídos em regiões que constituem o atual oriente médio. Há indícios de que, por volta de 1.700 A.C., moinhos de vento eram utilizados em esquemas de irrigação nas planícies da Mesopotâmia. As configurações dos moinhos de vento mais primitivos exibiam eixos de rotação verticais. No entanto, muitos séculos depois, no ocidente, verificou-se o advento de uma classe de moinhos de vento com características construtivas e operativas diferentes daquelas observadas nos moinhos de vento de eixo vertical concebidos e difundidos no oriente. A qualidade mais ressaltada dessa categoria emergente de moinhos de vento era a sua nova metodologia operativa, fundamentada no eixo de rotação horizontal, em que a revolução das velas constituintes dos rotores de tal gênero de moinho definia uma área perpendicular ao fluxo das massas de ar. Não há consenso definitivo entre os historiadores sobre o local em que os moinhos de eixo horizontal foram inventados ou de onde provêm. Contudo, ao contrário do que se acreditava até recentemente, há uma anuência geral entre os estudiosos de que os cruzados não descobriram tais moinhos na Síria, mas, sim, os levaram até lá. As primeiras unidades de moinhos de vento baseados em eixos horizontais foram construídas na Inglaterra e França, disseminando-se, ao longo dos séculos subsequentes, por diversos países europeus [7]. Com a eclosão da revolução industrial, os moinhos de vento passaram a ser prontamente substituídos por máquinas a vapor e por motores de combustão, os quais representavam fontes de provimento de força motriz mais consistentes.

Foi somente nas décadas finais do século XIX que emergiram as primeiras implementações de sistemas de geração de eletricidade baseados em turbinas eólicas, equipamento que, similarmente ao executado pelos supracitados moinhos de vento, converte a energia cinética disponível nos ventos em energia rotacional mecânica. Durante o período que abrangeu as duas grandes guerras, proeminentes avanços foram verificados no aperfeiçoamento tecnológico dos aerogeradores. As turbinas eólicas construídas pela companhia dinamarquesa F. L. Smidth em meados de 1941 incorporavam alguns aprimoramentos técnicos muito importantes para os modelos futuramente concebidos, como, por exemplo, a utilização de aerofólios modernos. Também no ano de 1941, entrou em operação, nos Estados Unidos, a primeira central de geração eólica integrada à rede elétrica, cuja turbina possuía incríveis 53 m de diâmetro e 1,25 MW de potência, tendo sido projetada pelo engenheiro Palmer C. Putnam para a companhia americana Morgan Smith, sendo desativada em 1945 por razões de inviabilidade econômica [7], [9].

Contudo, após o término da segunda guerra mundial e o subsequente barateamento dos combustíveis fósseis, grande parcela dos projetos de geração eólica foram inviabilizados perante a impossibilidade de competir com os sistemas de geração de energia elétrica que empregavam os referidos combustíveis como fonte energética primária. A crise do petróleo que se abateu sobre o mundo no início da década de 1970 desencadeou uma série de preocupações acerca do suprimento de energia elétrica no âmbito global, reacendendo o interesse pelos aerogeradores. Nas décadas que se sucederam, programas e esquemas de prestação de suporte e estímulo financeiro à pesquisa e ao desenvolvimento tecnológico dos aerogeradores foram implementados em diversos países. Por exemplo, o ato político regulatório PURPA (*Public Utility Regulatory Policies Act*), idealizado nos EUA em 1978, em conjunção com um esquema de isenção fiscal especialmente direcionado à geração eólica, desencadearam a primeira expansão massiva do setor eólico da história. Ao final da década de 1980, o estado da Califórnia já possuía cerca de 15.000 aerogeradores, os quais integralizavam uma potência instalada de aproximadamente 1.500 MW. Desde então, o infindável processo de aprimoramento tecnológico verificado no setor da geração eólica tem possibilitado a fabricação de aerogeradores que ostentam níveis de potência nominal cada vez maiores. Atualmente, existem unidades que exibem incríveis 8 MW de potência nominal, como o modelo V164-8 MW da companhia MHI-Vestas [10] e o SWT-8.0-154 da empresa Siemens [11]. No ano de 2013, foi iniciada a operação do maior parque eólico *offshore* do mundo, o *London Array*, localizado em alto-mar na Inglaterra. O complexo de geração ocupa uma área marítima de 100 km² e possui capacidade instalada de 630 MW, sendo constituído por 175 turbinas com potência individual de 3,6 MW [12]. No entanto, no começo de 2016, foi iniciada a construção do que será o maior parque eólico do mundo, o *Hornsea Project One*, situado, também, em alto-mar na Inglaterra. Tal complexo é integrado por 174 turbinas com potência individual de 7 MW, totalizando uma capacidade instalada de aproximadamente 1,2 GW [13]. Esses projetos ilustram bem o vigente estado de desenvolvimento e o potencial do segmento de geração elétrica através da energia eólica.

O primeiro projeto de geração de energia elétrica através do potencial energético dos ventos concebido para operar em território brasileiro, situava-se no arquipélago de Fernando de Noronha, no estado de Pernambuco, sendo fruto de uma parceria estabelecida entre a Universidade Federal de Pernambuco e o instituto dinamarquês Folkecenter. Em 1992, a primeira turbina foi instalada, sendo integrada por um gerador de indução de 75

kW e rotor com diâmetro de 17 m. No período em que foi implantada e operacionalizada, respondia por aproximadamente 10 % da energia produzida no arquipélago, o que se refletiu na redução anual de consumo de óleo diesel em cerca de 70.000 litros [14].

O maior complexo de geração de energia elétrica através do potencial dos ventos existente no Brasil, e também na América Latina, localiza-se no município de Santa Vitória do Palmar, no extremo sul gaúcho. O Complexo Eólico Campos Neutrais, como é intitulado, é constituído por três parques eólicos: Geribatu, que possui uma capacidade instalada de 258 MW, Chuí, o qual detém uma potência instalada de 144 MW, e Hermenegildo, que ostenta 181 MW de capacidade instalada [15].

O ano de 2015 registrou um incremento correspondente a 63,467 GW na capacidade de geração eólica mundial, feito sem precedentes na história do setor eólico. A capacidade eólica instalada global, atingiu, ao final do ano de 2015, o patamar de 432,9 GW, o que representou uma expansão cumulativa de mais de 17%. A China, o mais expressivo reduto do setor eólico desde 2009, permaneceu na liderança do mercado em 2015. Em termos de novas instalações de unidades de geração eólica, a China, também, lidera o mercado global, seguida da Europa e Estados Unidos [16].

Ao final do ano de 2015, o número de países com potência eólica instalada superior a 1.000 MW era de 26, dos quais 17 situam-se na Europa, 4 na Ásia-Pacífico, 3 na América do Norte, 1 na América Latina e 1 na África. Um panorama acerca dos países que detinham os maiores níveis de capacidade eólica instalada ao final de 2015, é devidamente ilustrado na Tabela 3.1 [16].

Em 2014, a China ultrapassou a impressionante marca de 100 GW de potência eólica instalada, o que representa mais um notório feito nessa consistente trajetória chinesa de utilização do potencial energético dos ventos na geração de energia elétrica. No embalo do proeminente progresso do setor eólico chinês verificado nos últimos anos, a incorporação de nova capacidade eólica em 2015 também registrou números históricos [16]. Uma listagem das nações que registraram os maiores crescimentos de potência eólica instalada ao longo do ano de 2015, pode ser observada na Tabela 3.2.

Ao final do ano de 2015, a capacidade eólica instalada do Brasil atingiu o montante de 8,72 GW. Somente em 2015, verificou-se a incorporação de 2,75 GW de nova capacidade instalada ao sistema elétrico de potência nacional, montante de potência suficiente para suprir as necessidades energéticas de aproximadamente 5 milhões de residências. A indústria do setor eólico e sua extensa cadeia produtiva vêm crescentemente

se consolidando em território brasileiro [16]. A evolução da potência eólica instalada no Brasil entre 2005 e 2015 é ilustrada na Tabela 3.3.

Tabela 3.1: Exibição dos 10 maiores países em termos de capacidade eólica instalada em 2015 [16].

Os 10 Maiores Países em Termos de Capacidade Eólica Instalada		
País	Capacidade Eólica Instalada (MW)	Percentual da Capacidade Eólica Instalada Mundialmente (%)
China	145.362	33,6
Estados Unidos da América	74.471	17,2
Alemanha	44.947	10,4
Índia	25.088	5,8
Espanha	23.025	5,3
Reino Unido	13.603	3,1
Canadá	11.205	2,6
França	10.358	2,4
Itália	8.958	2,1
Brasil	8.715	2,0
Resto do Mundo	67.151	15,5
Total dos 10 Maiores	365.731	84,5
Total do Mundo	432.883	100

Tabela 3.2: Apresentação dos 10 maiores países em termos de instalação de nova capacidade eólica em 2015 [16]

Os 10 Maiores Países em Termos de Instalação de Nova Capacidade Eólica		
País	Nova Capacidade Eólica Instalada (MW)	Percentual da Nova Capacidade Eólica Instalada Mundialmente (%)
China	30.753	48,5
Estados Unidos	8.598	13,5
Alemanha	6.013	9,5
Brasil	2.754	4,3
Índia	2.623	4,1
Canadá	1.506	2,4
Polônia	1.266	2,0
França	1.073	1,7
Reino Unido	975	1,5
Turquia	956	1,5
Resto do Mundo	6.950	11,0
Total dos 10 Maiores	56.517	89
Total do Mundo	63.467	100

Os excelentes resultados dos competitivos leilões de energia eólica realizados em 2015 evidenciam a ascendente maturidade de toda a cadeia produtiva do mercado eólico brasileiro. Entretanto, um dos estorvos mais notáveis à ascensão plena da geração eólica é a escassez de linhas de transmissão em áreas que ostentam expressivo potencial eólico. Por

consequente, a realização de novos leilões para a construção de linhas de transmissão mostra-se imprescindível [16].

Atualmente, a possibilidade de construção de parques eólicos *offshore* não integra os planos do setor eólico brasileiro, visto que o amplo potencial eólico *onshore* disponível e os elevados custos inerentes aos complexos de geração *offshore* inviabilizam os anseios desse gênero de planta de geração eólica no âmbito nacional [16].

Tabela 3.3: Evolução da potência eólica instalada no Brasil entre 2005 e 2015 [16].

Evolução da capacidade eólica instalada no Brasil	
Ano	Capacidade eólica instalada (MW)
2005	29
2006	237
2007	247
2008	341
2009	606
2010	927
2011	1.431
2012	2.508
2013	3.466
2014	5.962
2015	8.715

3.1.2 Potência extraída dos ventos

A potência disponível em uma massa de ar, que flui perpendicularmente através da seção transversal A de um cilindro hipotético devidamente ilustrado na Figura 3.1, pode ser computada por intermédio da aplicação de (3.1).

$$P_{eólica} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (3.1)$$

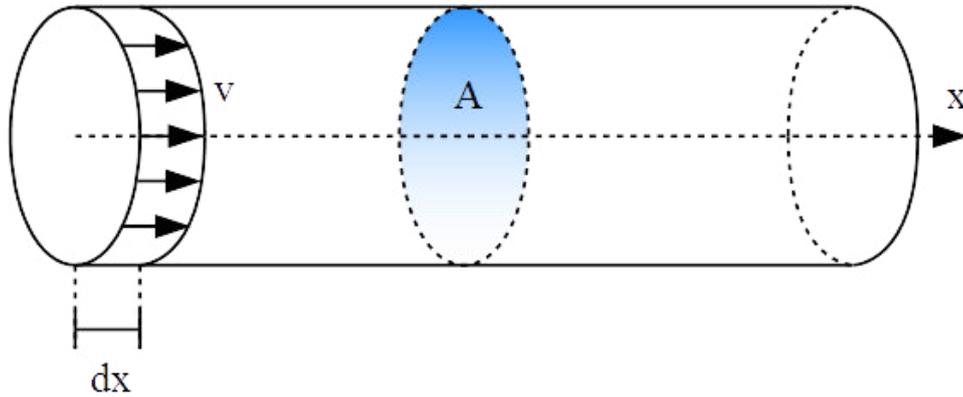


Figura 3.1: Esquema do fluxo de massa de ar através da seção transversal de um cilindro hipotético [7].

Nota-se que a potência do fluxo da referida massa de ar é proporcional à densidade do ar ρ , à área da seção transversal A e à terceira potência da velocidade de deslocamento do ar. A presença da terceira potência da velocidade do vento em (3.1) pode ser explicada considerando, inicialmente, a expressão da energia cinética contida em uma massa de ar m em deslocamento, conforme exposto em (3.2).

$$E_{eólica} = \frac{1}{2} m v^2 \quad (3.2)$$

em que $E_{eólica}$ designa a referida energia cinética disponível em uma massa de ar m .

O fluxo de massa de ar \dot{m} é computado conforme apresentado em (3.3).

$$\dot{m} = \rho A \frac{dx}{dt} = \rho A v \quad (3.3)$$

Dessa forma, a potência contida na massa de ar m , dotada de densidade ρ , fluindo com velocidade v através de uma área de seção transversal A de um cilindro hipoteco, será adquirido por intermédio de (3.4).

$$P_{eólica} = \dot{E}_{eólica} = \frac{1}{2} \dot{m} v^2 \quad (3.4)$$

Substituindo (3.3) em (3.4), obtém-se, finalmente, o exposto em (3.5), que corresponde à potência disponível no fluxo da massa de ar em análise.

$$P_{eólica} = \dot{E}_{eólica} = \frac{1}{2} \dot{m} v^2 = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (3.5)$$

Durante o processo no qual a potência disponível nas massas de ar em deslocamento é convertida em potência mecânica no rotor dos aerogeradores, verifica-se, conforme pode-se inferir intuitivamente, uma desaceleração do fluxo dos ventos. Entretanto, a potência fornecida pelos ventos não pode ser integralmente utilizada no processo de geração de energia elétrica no qual se fundamenta a operação dos aerogeradores [9].

Nesse sentido, o físico Albert Betz, em um estudo [17] publicado em 1926, conduziu análises acerca de uma turbina eólica extremamente idealizada cujo processo de extração da potência disponível em uma massa de ar em deslocamento transcorre em um plano ativo, no qual verifica-se um decremento da velocidade de tal massa. As referidas análises podem ser sintetizadas e simplificadas mediante a inspeção da Figura 3.2.

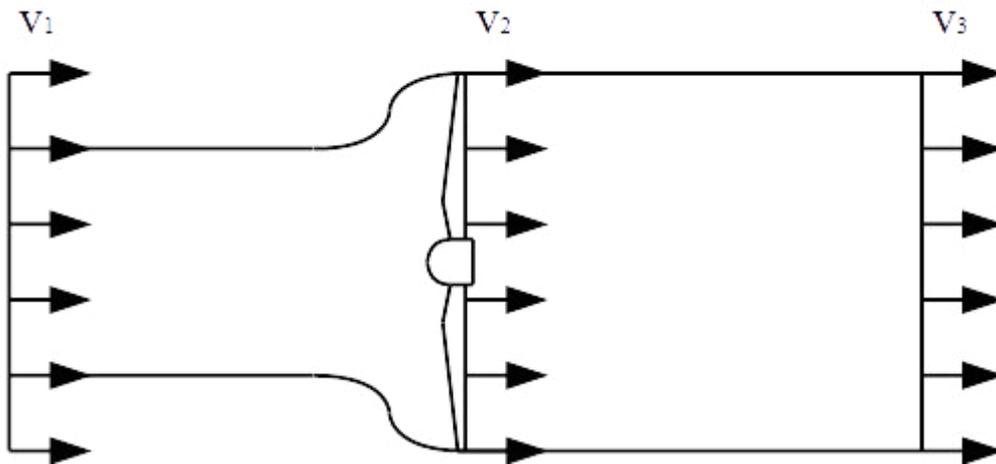


Figura 3.2: Caracterização das diferentes condições de velocidade do vento ao passar uma série de pás [7].

Em conformidade com o exposto na Figura 3.2, Betz considerou que a massa de ar se desloca homogeneamente com uma velocidade v_1 , que, ao passar o conjunto de pás, é submetida a uma desaceleração, sendo v_3 a velocidade resultante subsequente a esse processo. Observando-se que v_2 denota a velocidade do vento no plano das pás e aplicando-se a lei da continuidade, adquire-se a igualdade exposta em (3.6).

$$\rho v_1 A_1 = \rho v_2 A_2 = \rho v_3 A_3 \quad (3.6)$$

Assume-se que a densidade do ar seja constante, uma vez que a diminuição da pressão do ar pode ser considerada desprezível. Na presente análise, a diferença entre a energia cinética da massa de ar soprando na velocidade v_1 e a energia cinética contida na massa de ar fluindo na velocidade v_3 , é equivalente à energia efetivamente absorvida pelo aerogerador, devidamente expressa em (3.7).

$$E_{absorvida} = \frac{1}{2} m (v_1^2 - v_3^2) \quad (3.7)$$

Por conseguinte, a potência dos ventos absorvida pelas pás do rotor é obtida através de (3.8).

$$P_{absorvida} = \dot{E}_{absorvida} = \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_3^2) \quad (3.8)$$

Conforme infere-se de (3.8), caso não seja registrado um decremento na velocidade do fluxo da massa de ar ao transpassar a área de varredura das pás do rotor, ou seja, $v_1 = v_3$, nenhum percentual do montante de potência disponível no vento seria extraído pela turbina supracitada. Todavia, considerando-se a circunstância diametralmente oposta, em que a massa de ar transeunte cessa totalmente seu movimento ao atingir a área de interceptação com as pás do rotor, ou seja, $v_3 = 0$ e $\dot{m} = 0$, novamente, nenhuma parcela da potência disponível no vento seria extraída pela turbina.

Portanto, torna-se evidente que a velocidade concernente à máxima potência absorvível se encontra situada entre v_1 e v_3 . Conhecendo-se a velocidade v_2 , o fluxo de massa de ar pode ser adquirido por meio de (3.9).

$$\dot{m} = \rho A v_2 \quad (3.9)$$

Assumindo a validade do teorema de Froude-Rankine, a relação existente entre as velocidades v_1 , v_2 e v_3 pode ser caracterizada por (3.10).

$$v_2 = \frac{v_1 + v_3}{2} \quad (3.10)$$

Agora, substituindo (3.9) e (3.10) diretamente em (3.8), após a execução de alguns procedimentos algébricos elementares, obtém-se a equação exibida em (3.11).

$$P_{absorvida} = \dot{E}_{absorvida} = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \left\{ \frac{1}{2} \left[1 + \frac{v_3}{v_1} \right] \left[1 - \left(\frac{v_3}{v_1} \right)^2 \right] \right\} \quad (3.11)$$

Através de uma superficial inspeção de (3.11), nota-se que a potência eólica e o coeficiente de potência correspondem, respectivamente, ao evidenciado em (3.12) e (3.13).

$$P_{eólica} = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \quad (3.12)$$

$$c_p = \left\{ \frac{1}{2} \left[1 + \frac{v_3}{v_1} \right] \left[1 - \left(\frac{v_3}{v_1} \right)^2 \right] \right\} \quad (3.13)$$

Por conseguinte, o valor máximo do coeficiente de potência c_p é computado por intermédio da aplicação de (3.13) levando-se em consideração a vigência da igualdade $v_3/v_1 = 1/3$, obtendo-se, dessa forma, o valor expresso em (3.14).

$$c_{p_{Betz}} = \frac{16}{27} \cong 0,59 \quad (3.14)$$

Por intermédio da análise da curva definida pelo coeficiente de potência c_p em função da razão v_3/v_1 , ou, ainda, igualando-se a primeira derivada de (3.13) a zero, é possível constatar que, de fato, em conformidade com o declarado em (3.14), o valor máximo do coeficiente de potência c_p é obtido quando $v_3/v_1 = 1/3$.

O conciso sequenciamento e as convenientes descrições das expressões evidenciadas entre (3.1) e (3.14) foram adequadamente extraídas de [7].

É importante ressaltar a diferença entre dois parâmetros angulares imprescindíveis para a análise do desempenho de um aerogerador: O ângulo de passo e o ângulo de ataque. O ângulo de passo corresponde ao ângulo estabelecido entre as pás do rotor e o plano de rotação. Já o ângulo de ataque representa o ângulo formado entre a linha de corda do aerofólio e o vento resultante (relativo) [18].

Fundamentando-se nas definições e análises previamente expostas, tornou-se evidente que a parcela de potência disponível nos ventos efetivamente convertida em

potência mecânica nas pás de uma turbina eólica, é dependente de inúmeros fatores. Nesse contexto, um modelo matemático descritivo da relação entre a potência mecânica extraída dos ventos por intermédio de uma turbina eólica e os diversos fatores que impactam diretamente em tal processo de conversão energética é representado em (3.15) e (3.16). Tal modelo é amplamente empregado na literatura concernente à geração eólica, conforme, por exemplo, constata-se em [9].

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho A v^3 c_p(\beta, \gamma) \quad (3.15)$$

$$\gamma = \frac{\omega_T r}{v} \quad (3.16)$$

em que P_{mec} denota a potência mecânica extraída dos ventos em Watts, ρ representa a densidade do ar em kg/m^3 , A corresponde à área de varredura do rotor da turbina em m^2 , v designa a velocidade do vento incidente nas pás do rotor em m/s , c_p representa o coeficiente de potência da turbina, r corresponde ao raio do rotor da turbina em m , ω_T se trata da velocidade rotacional da turbina em rad/s , β denota o ângulo de passo das pás do aerogerador e γ representa um parâmetro que, na linguagem técnica em inglês, é denominado *tip speed ratio*, que corresponde à razão entre a velocidade tangencial verificada na ponta das pás do aerogerador e a velocidade do vento incidente [9].

Observa-se em (3.15) que no termo designativo do coeficiente de potência $c_p(\gamma, \beta)$ foi ressaltada a dependência de tal coeficiente em relação à razão de velocidades de ponta γ e ao ângulo de passo β das pás do rotor da turbina.

Nesse ponto, tendo conhecimento dos valores da razão de velocidades γ e do ângulo de passo β , é possível, por meio de tabelas de consulta que modelam as curvas denotativas do comportamento do coeficiente de potência c_p em função da referida razão de velocidades γ e do ângulo de passo β , ou através do uso de uma função não linear que representa aproximadamente o perfil da excursão das curvas citadas, determinar o valor vigente do coeficiente de potência c_p . Como exemplo da modelagem mediante utilização das referidas funções não lineares, tem-se a aproximação representada por (3.17) e (3.18) empregada em [19].

$$c_p(\beta, \gamma) = 0,73 \left(\frac{151}{\gamma_i} - 0,58 \beta - 0,002 \beta^{2,14} - 13,2 \right) e^{-18,4/\gamma_i} \quad (3.17)$$

$$\gamma_i = \frac{1}{\frac{1}{\gamma - 0,02 \beta} - \frac{0,003}{\beta^3 + 1}} \quad (3.18)$$

Com desígnios meramente didático-ilustrativos, com os recursos gráficos e de programação disponibilizados pelo MATLAB, e amparando-se no modelo definido em (3.17) e (3.18), são traçadas diversas curvas representativas do comportamento do coeficiente de potência em função da variação dos valores da razão de velocidades γ e do ângulo de passo β , as quais são devidamente ilustradas na Figura 3.3.

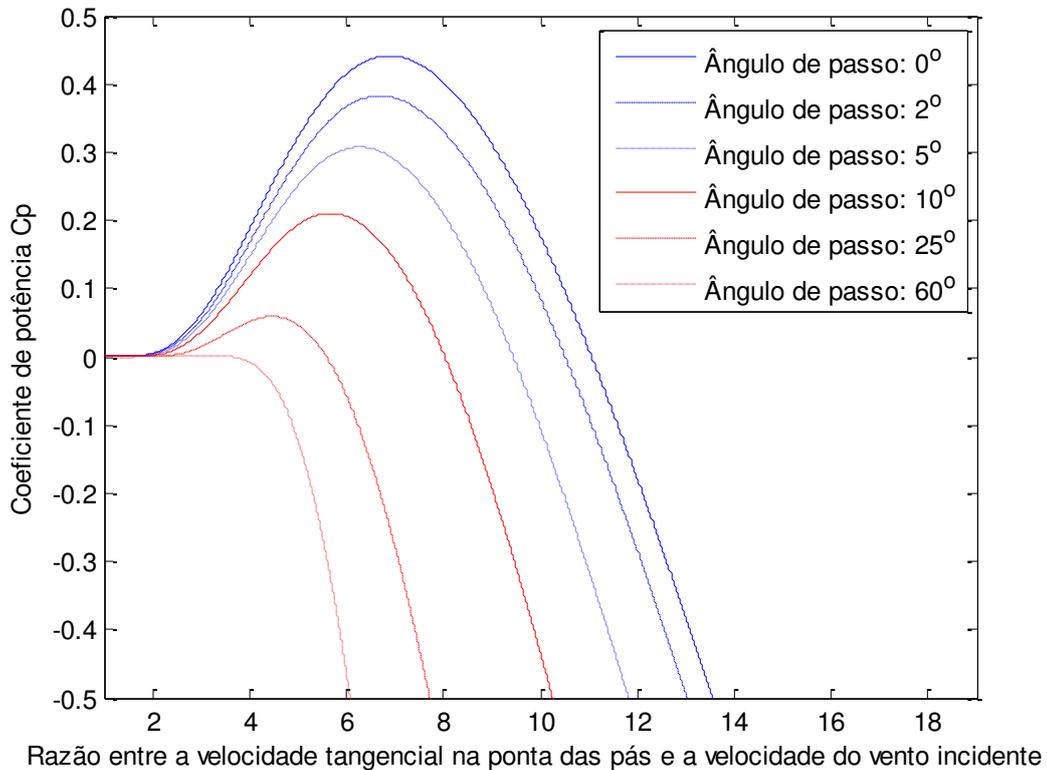


Figura 3.3: Comportamento do coeficiente de potência c_p para alguns valores de ângulo do passo β .

3.1.3 Principais componentes das plantas de geração eólica

O processo de conversão da energia cinética disponível nos ventos em energia elétrica é, em conformidade com o exposto em subseções pregressas, efetuado por

intermédio de um sistema de geração eólica, o qual é composto por um complexo conjunto de equipamentos e estruturas intricadamente interconectados. Como os rotores de eixo horizontal preponderam de forma acachapante nas aplicações concernentes à geração eólica, os aerogeradores dotados de rotores com eixo de rotação vertical não serão considerados no presente trabalho. Fundamentalmente, o conjunto de equipamentos e estruturas constituintes das plantas de geração eólica de eixo horizontal abrange, tipicamente, o rotor, a nacelle, a torre, o sistema de transmissão mecânica, os mecanismos de controle e o gerador.

Os rotores podem ser considerados os âmagos dos sistemas de geração eólica, uma vez que consistem nos componentes responsáveis pela conversão da energia cinética disponível nos ventos em energia mecânica rotacional. Inicialmente, faz-se necessário distinguir os gêneros de forças que atuam em corpos que se posicionam como anteparos ao fluxo de ar. As forças de arrasto são aquelas que se manifestam na mesma direção definida pelo deslocamento das massas de ar. Já as forças de sustentação atuam perpendicularmente à direção definida pelo escoamento do ar.

Os preceitos operativos dos rotores com eixo de rotação horizontal são alicerçados no princípio aerodinâmico da sustentação. Nesse sentido, tais rotores operam preponderantemente com base nas forças de sustentação. Obviamente, também se verifica a atuação de forças de arrasto, as quais, todavia, dentro de uma faixa específica de ângulos de ataque dos ventos incidentes, são minimizadas diante de pás que ostentam perfis aerodinâmicos de boa qualidade [7].

Os rotores com eixo de rotação horizontal podem ser classificados de acordo com suas posições em relação à torre do seu correspondente sistemas de geração, podendo pertencer às categorias *downwind* ou *upwind*. Um rotor do gênero *upwind*, em relação à direção e ao sentido dos fluxos das massas de ar, situa-se na frente da torre do seu correspondente sistema de geração. No panorama mercadológico atual, essa classe de rotor é a prevalecente nas aplicações relativas à geração eólica. O perfil dos ventos que atingem as pás constituintes desse tipo de rotor, verifica um nível praticamente nulo de perturbações inculcidas pelas torres. Todavia, essa categoria de rotor exige a existência de sistemas ativos de orientação da área varrida pelas pás do rotor em relação à direção e ao sentido dos ventos. Já um rotor da classe *downwind*, em relação à direção e ao sentido dos ventos, localiza-se atrás da torre do seu correspondente aerogerador. Um dos principais estorvos relacionados ao emprego desse tipo de rotor é que as pás do rotor são

interceptadas periodicamente por fluxos de ar perturbados pela estrutura da torre, o que corresponde a uma fonte adicional de ruído e carga. Já a principal vantagem decorrente da utilização desse gênero de rotor refere-se à possibilidade do emprego de sistemas passivos de orientação da área varrida pelas pás do rotor em relação à direção e ao sentido dos ventos. Contudo, geralmente essa possibilidade se restringe a aerogeradores de pequeno porte [7].

A nacelle é a estrutura instalada sobre a torre, que possui a incumbência de abrigar e sustentar diversos equipamentos e sistemas imprescindíveis para a operação e controle dos aerogeradores. Entre os equipamentos e sistemas usualmente encerrados pelas nacelles, têm-se a caixa multiplicadora, o gerador elétrico e os mecanismos responsáveis pela rotação da estrutura em direção a uma posição adequada em relação ao fluxo dos ventos [9].

A torre é o elemento estrutural utilizado para sustentar o rotor e a nacelle em alturas que sejam operacionalmente apropriadas. Possui relevante participação nos custos iniciais dos projetos de sistemas de geração eólica, além de compor uma parcela expressiva referente aos custos de transporte. Contudo, em conformidade com o conhecimento vigente acerca da extração energética dos ventos, sabe-se que a produção de eletricidade e, por conseguinte, as margens de lucro das plantas eólicas, dependem consideravelmente da altura da turbina, constatação que evidencia a importância das torres para os sistemas de geração eólica [7].

O sistema de transmissão mecânica detém o propósito de transmitir a energia mecânica proveniente do eixo do rotor da turbina ao gerador. Existem diferentes arranjos que podem ser aplicados aos trens de transmissão que integram a estrutura das turbinas eólicas. A evolução e aperfeiçoamento dos aerogeradores comerciais, verificado, principalmente, a partir da década de 1980, tornou notório que não existe uma única e ideal configuração a ser empregada. Nesse sentido, engenheiros projetistas de inúmeros fabricantes do setor eólico parecem adotar diferentes filosofias de concepção e projeto, sendo que os dois conceitos de arranjo mais fundamentais constituem o sistema integrado de transmissão mecânica e o sistema modular de transmissão mecânica.

No sistema integrado de transmissão mecânica, componentes distintos constituintes do sistema de transmissão, com suas respectivas funções, são fixados diretamente entre si. As principais vantagens desse gênero de sistema de transmissão, principalmente sob a perspectiva dos fabricantes, são os poucos transtornos e problemas verificados no

transporte desses equipamentos, em virtude de suas dimensões compactas e a simplicidade de montagem, devido às posições bem definidas dos componentes do trem de transmissão. Já as desvantagens mais relevantes são referentes à necessidade de um esquema construtivo mais rígido, devido ao fato do suporte do rotor ser completamente integrado, e à necessidade de efetuar uma desmontagem completa do trem de transmissão sempre que se desejar trocar a caixa de engrenagens. Já no sistema modular de transmissão mecânica, a maioria dos componentes que integram o trem de transmissão é fixada diretamente à estrutura da nacela da turbina. Entre as principais vantagens dessa categoria de sistema de transmissão, destacam-se a boa acessibilidade de todos os componentes e a possibilidade de trocar a caixa de engrenagens sem a necessidade de desmontar o rotor. Já as desvantagens estão diretamente relacionadas a potenciais danos resultantes de falhas de montagem, como, por exemplo, desalinhamento de componentes. Há, ainda, um gênero de arranjo mesclado denominado “Trem de transmissão parcialmente integrado”, em que os suportes do eixo do rotor e da caixa de engrenagens são combinados [7].

A caixa de engrenagens, um dos componentes mais indispensáveis do sistema de transmissão mecânica de um aerogerador, tem a função de efetuar a mudança adequada da velocidade angular do rotor da turbina para uma faixa de velocidade de rotação requerida para a operação satisfatória dos geradores elétricos. Uma vez que o máximo valor de γ , definido em (3.16), e o correspondente valor da velocidade linear da ponta das pás são, em geral, fornecidas, tem-se que as dimensões do rotor determinam a sua velocidade angular, que, na maioria das vezes, é consideravelmente inferior à velocidade das unidades geradoras. A velocidade operacional dos geradores é essencialmente determinada pela frequência da rede elétrica e o número de polos da máquina. Vale ressaltar que existem alguns modelos de aerogeradores que dispensam a necessidade de caixas de engrenagens, graças à utilização de geradores multipolos [7].

Os mecanismos de controle atuantes sobre as forças aerodinâmicas, incidentes nos rotores das turbinas eólicas, consistem em sistemas essenciais para limitar a potência absorvida pelos aerogeradores em diferentes circunstâncias de circulação dos ventos, objetivando, primordialmente, a garantia da integridade do sistema de geração eólica. Entre os principais métodos de exercer o gênero de controle citado, têm-se o controle de estol, o controle de passo e o controle de estol ativo.

O controle de estol consiste no método mais simples e econômico para exercer a citada regulação nos sistemas de geração eólica. Trata-se de um método de controle

passivo, no qual as pás são conectadas em um ângulo fixo ao cubo de uma turbina eólica. Perante a incidência de ventos fluindo acima de certos níveis de velocidade, o perfil aerodinâmico das pás constituintes de aerogeradores que são regidos por tais mecanismos de controle, conduz as referidas pás à situação de estol, que é caracterizada pela perda de sustentação e o conseqüente decremento na potência absorvida. Nesse esquema de controle são verificadas menos ocorrências de flutuações de potência do que na metodologia de controle baseada no ângulo de passo. Entretanto, alguns deméritos associados ao método de controle em questão referem-se à baixa eficiência diante de ventos fluindo em velocidades reduzidas, à maior dificuldade de partida e às oscilações na potência de regime permanente máxima em virtude de flutuações na frequência da rede e na densidade do ar [9].

O controle de passo constitui um método de regulação mais sofisticado. Em um aerogerador dotado de tal esquema de controle ativo, as pás podem variar seus respectivos ângulos de passo em conformidade com a severidade da circulação dos ventos, com o desígnio de limitar os níveis de potência absorvida pelo rotor do aerogerador. As vantagens mais proeminentes concernentes à adoção desse método de controle abrangem a facilidade de partida, a possibilidade de efetuar paradas de emergência e o bom controle de potência. Todavia, entre as principais desvantagens decorrentes da utilização de tais esquemas, têm-se as elevadas oscilações de potência diante de ventos fluindo em alta velocidade e a complexidade construtiva adicional inerente ao mecanismo de controle do ângulo de passo das pás [9].

Já o controle de estol ativo consiste em uma metodologia de controle na qual o estol das pás constituintes de uma turbina eólica é controlada de forma ativa mediante alterações no ângulo de passo das pás. Perante ventos de baixa velocidade, o ajuste no ângulo das pás é efetuado de maneira similar ao executado no método de controle de passo supracitado. Já diante de ventos fluindo em velocidades mais elevadas, as pás são submetidas a situações de estol mais severas girando-se tais pás no sentido oposto àquele seguido pelo esquema de controle de passo previamente mencionado. Uma grande vantagem da incorporação do método de controle de estol ativo aos sistemas de geração eólica, é a possibilidade de regular a absorção de potência sem os acometimentos provenientes de grandes oscilações de potência, como é verificado nas metodologias de regulação fundamentadas no controle de passo. Ademais, o método de controle em questão é capaz de compensar mudanças na densidade do ar. Outras vantagens associadas ao emprego da metodologia de controle

citada referem-se à facilidade de partida e à possibilidade de efetuar paradas de emergência, ao contrário do verificado em turbinas eólicas regidas por mecanismos de controle de estol [9].

Os geradores são os equipamentos incumbidos de converter a energia mecânica rotacional proveniente do rotor em energia elétrica. No contexto mercadológico vigente, existem diversas categorias disponíveis de geradores, com seus respectivos e distintos princípios operativos e aspectos construtivos. Cada gênero de unidade geradora ostenta seus méritos e deméritos, devendo ser selecionados em conformidade com a metodologia e a configuração de geração eólica adotadas. Entre as classes de geradores que preponderam no cenário da geração eólica, têm-se os geradores síncronos, os geradores de indução em gaiola de esquilo, os geradores de indução de rotor bobinado e os geradores de indução duplamente alimentados.

Diversas configurações de geração são empregadas nos sistemas que executam a conversão da energia cinética disponível nos ventos em energia elétrica. Alguns dentre os principais arranjos de geração aplicados aos sistemas eólicos são exibidos entre as Figuras 3.4 e 3.10. Em todos os esquemas apresentados, $1:n$ representa a razão de engrenagem. A maioria dos sistemas de transmissão mecânica que integram turbinas eólicas de grande porte utiliza uma caixa de engrenagens para elevar a velocidade angular dos rotores dos aerogeradores de uma faixa de valores tipicamente entre 15 e 30 rpm, para valores entre 1200 e 1500 rpm no eixo do gerador, considerando, por exemplo, sistemas de 50 Hz. Os sistemas de geração ilustrados nas Figuras 3.4 e 3.5 são denominados aerogeradores de velocidade fixa. Vale ressaltar que apesar do sistema com gerador de indução exibido na Figura 3.5 funcionar numa faixa de velocidades que pode variar de 2 a 4 % entre a operação sem carga e a operação com carga total, esse ainda é designado como aerogerador de velocidade fixa, em virtude dessa variação de velocidade ser considerada ínfima. Já as configurações de geração expostas entre as Figuras 3.5 e 3.10 permitem diferentes graus de variação de velocidade, sendo denominadas aerogeradores de velocidade variável [20].

Normalmente, geradores síncronos são utilizados na produção de eletricidade através do emprego das tradicionais turbinas a gás, vapor ou hidráulicas. Todavia, a Figura 3.4 ilustra a utilização de tal gênero de gerador associado a uma turbina eólica, embora geradores síncronos não sejam usualmente usados em turbinas eólicas diretamente conectadas à rede. Como tais máquinas operam com velocidades fixas, para esses

esquemas de geração, o acoplamento entre os geradores e a rede se torna demasiadamente rígido, o que significa que qualquer torque transiente produzido no eixo de transmissão da turbina devido a turbulências inerentes à natureza do fluxo dos ventos originará considerável fadiga mecânica no sistema de engrenagens, reduzindo a confiabilidade do sistema. No entanto, é importante destacar que geradores síncronos podem ser prontamente utilizados, com certas vantagens, em alguns projetos de sistemas isolados, em que variações na frequência operacional do sistema são toleradas [20].

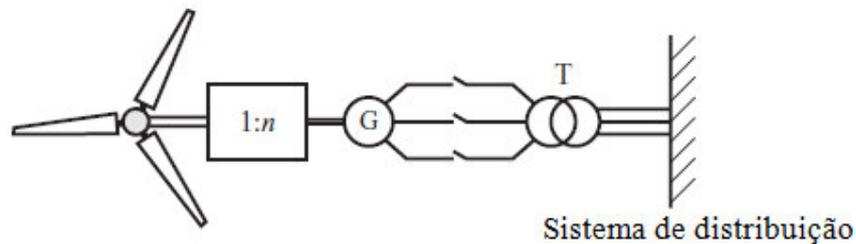


Figura 3.4: Configuração com gerador síncrono [20].

O sistema de velocidade fixa com gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo exibido na Figura 3.5 tem sido tradicionalmente aplicado em aerogeradores instalados em terra, com rotação no eixo em alta velocidade, na faixa de 1500 rpm, e ostentando níveis de potência de aproximadamente 750 kW. Esse arranjo é recorrentemente referido como *conceito dinamarquês*, o qual suscita variações na potência gerada à medida que a velocidade dos ventos muda. Os torques transientes produzidos nessa configuração são inferiores aos verificados nos sistemas com gerador síncrono, uma vez que as turbinas eólicas, nesse esquema, ao serem submetidas a rajadas de vento, podem variar sua velocidade levemente. A energia eólica absorvida não pode ser maximizada, uma vez que esse arranjo de geração opera com velocidade nominalmente fixa. Entretanto, aprimoramentos podem ser efetuados através do uso de geradores de indução com enrolamentos estatóricos dotados de múltiplos polos, o que possibilita a operação de tais geradores com velocidades de rotação distintas [20].

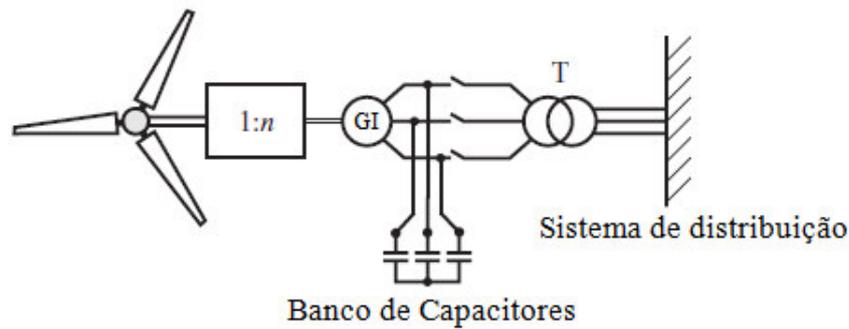


Figura 3.5: Configuração com gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo [20].

Uma variação do arranjo de velocidade fixa com gerador de indução exibido na Figura 3.5 é apresentada na Figura 3.6, em que o rotor em gaiola de esquilo é substituído por um rotor bobinado. Controlando a resistência do rotor bobinado, a faixa de velocidades sobre a qual o aerogerador opera pode ser levemente ampliada, proporcionando ainda mais confiança ao sistema. Toda máquina de indução demanda injeção de potência reativa advinda de uma fonte externa para estabelecer seu campo magnético. Esse suprimento de reativo pode ser efetuado pelo próprio sistema elétrico, e, na tentativa de reduzir essa demanda, capacitores de correção de fator de potência comumente são conectados aos terminais da máquina [20].

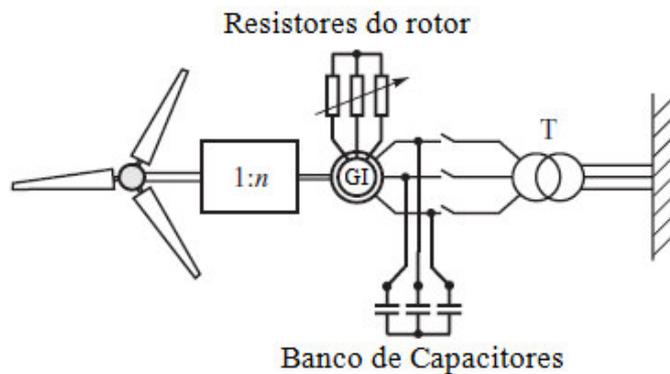


Figura 3.6: Configuração com gerador de indução com rotor bobinado [20].

Ao longo dos anos, com o progresso tecnológico verificado nos projetos de turbinas eólicas, os operadores de redes elétricas passaram a exigir uma maior capacidade de controle sobre tais turbinas, de forma que os geradores pudessem contribuir com o controle de tensão e de frequência [20].

A introdução dos métodos de controle respaldados na eletrônica de potência observados entre as Figuras 3.7 e 3.10, permitiu uma expansão significativa da faixa de

velocidades sobre a qual os geradores operam, o que, por conseguinte, se refletiu no incremento da potência absorvível. Dessa forma, os sistemas de geração que empregam tais esquemas de controle apresentam um considerável grau de confiabilidade e uma redução apreciável das fadigas devido a torques transitórios. Além disso, tais sistemas possibilitam a imposição de variações no fator de potência conforme exigido pelo operador de rede [20].

O gerador de indução dotado de *conversor de razão total*, devidamente ilustrado na Figura 3.7, oferece um vasto nível de controle diante da variação de velocidade dos ventos, no entanto, o referido conversor precisa estar ajustado a toda a potência aparente de saída da turbina, estando, portanto, submetido à potência integral de saída do gerador. Tais conversores de razão total tornam o projeto de geração eólica oneroso, e a utilização de *conversores de razão parcial* juntamente com os geradores de indução duplamente alimentado (GIDA) reduzem apreciavelmente os custos do projeto. A Figura 3.8 ilustra essa configuração de geração, a qual, atualmente, é considerada a predileta por diversos fabricantes de turbinas eólicas da ordem de alguns megawatts. O GIDA consiste em uma máquina de indução com rotor bobinado, cujo estator permanece diretamente conectado à rede, sujeito à frequência operacional do sistema. O enrolamento do rotor é suprido por um conversor de potência na frequência de escorregamento e, como tal, opera normalmente entre 25 e 30 % das taxas operacionais do gerador. Dessa forma, o referido conversor permite uma variação de velocidade numa faixa percentual similar, ou seja, entre 25 e 30 %. O controle apropriado do conversor torna possível o ajuste e variação da velocidade e do fator de potência do gerador. Em contrapartida, esses esquemas de geração demandam a utilização de anéis de escorregamento com o intuito de possibilitar que o conversor de potência alimente o enrolamento rotórico [20].

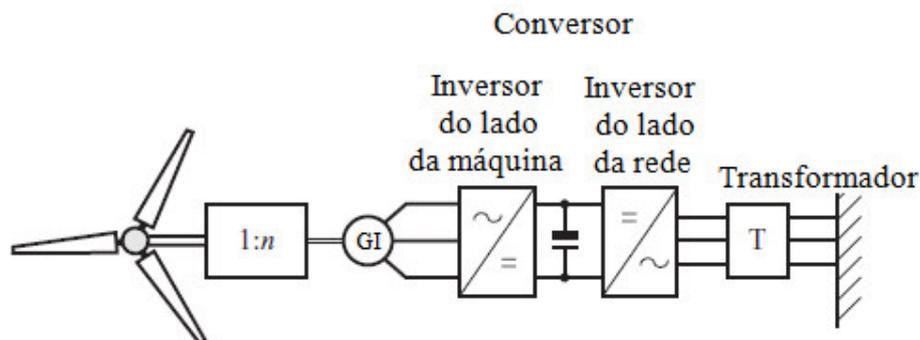


Figura 3.7: Configuração com gerador de indução em gaiola de esquilo com conversor de razão total [20].

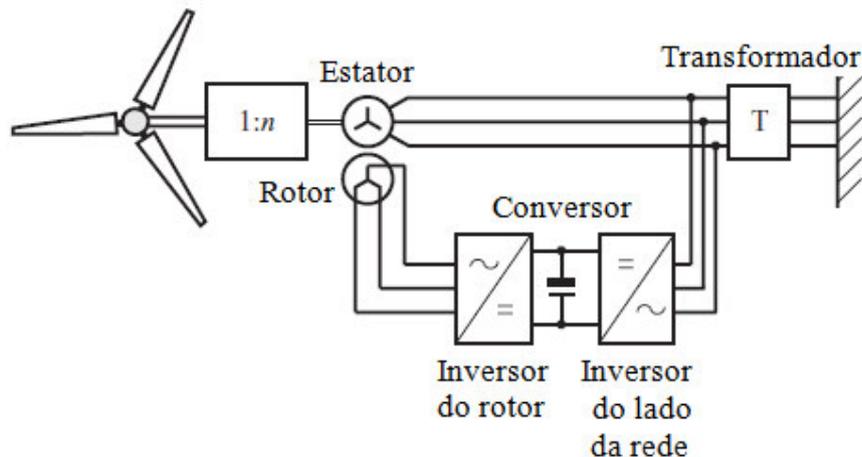


Figura 3.8: Configuração com gerador de indução com dupla alimentação empregando conversor de razão parcial [20].

Os dois arranjos exibidos nas Figuras 3.9 e 3.10 são integrados por geradores síncronos e empregam conversores de razão total. Essas configurações não sofrem os problemas inerentes ao esquema que utiliza um gerador síncrono como o apresentado na Figura 3.4, uma vez que os conversores desacoplam os geradores da rede elétrica. Ambos os arranjos podem ser utilizados com ou sem caixa de engrenagens e operar sujeitos a velocidades variáveis. Em virtude da presença de conversores de razão total, tais configurações possuem controle total das potências ativa e reativa que elas produzem. Na Figura 3.9 é ilustrado um arranjo empregando um gerador magnético permanente, no qual o campo magnético interno ao gerador é gerado através de ímãs permanentes posicionados no rotor. A ausência de enrolamento rotórico nesse gênero de gerador resulta, por conseguinte, na inexistência de perdas no circuito do rotor, de maneira que essa classe de máquina apresente uma elevadíssima eficiência, beirando os 90 %. Antes de ser invertida e fornecida à rede elétrica, a saída do gerador é retificada. Embora retificadores passivos possam ser prontamente utilizados, normalmente, em esquemas de geração de grande porte, retificadores ativos fundamentados na tecnologia do IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) são usados com o propósito de propiciar o controle total sobre a potência concedida ao *link* CC (Corrente Contínua), bem como reduzir as perdas dos geradores e as forças harmônicas. O ímã permanente assegura a contínua geração do campo magnético da máquina, de maneira que, caso o eixo do gerador mantenha-se girando, tensões permanecerão sendo induzidas no enrolamento de armadura. Essa característica representa uma pronunciada vantagem operacional, uma vez que, caso o enrolamento estatórico seja

sujeito a um curto-circuito (por exemplo, através de pequenas resistências para limitar a corrente circulante), um torque eletromagnético de grande magnitude será gerado, o que evitará a rotação da turbina, ou seja, funcionará como uma espécie de freio [20].

Já a configuração ilustrada na Figura 3.10 exibe um gerador síncrono com controle direto. A remoção da caixa de engrenagens representa a eliminação de uma fonte de falhas adicional, entretanto, exige o emprego de um gerador que opera em baixas velocidades de rotação. Embora em algumas aplicações os arranjos com geradores magnéticos permanentes desprovidos de caixa de engrenagens sejam utilizados, muitas vezes o emprego de geradores síncronos dotados de enrolamento de campo, conforme evidenciado na Figura 3.10, se mostra uma alternativa mais viável. Variações impostas à magnitude das correntes que fluem através dos enrolamentos de campo de tais máquinas podem ser utilizadas para controlar o campo magnético interno desses esquemas de geração. Essa técnica permite que as amplitudes das tensões induzidas possam ser controladas perante a variação da velocidade de operação desses geradores. Um retificador baseado na tecnologia IGBT ou um conversor a tiristor podem ser usados para converter a potência CA (Corrente Alternada) de frequência variável para potência em regime CC, antes de efetivamente ser convertida em potência CA de frequência fixa exigida para a interligação à rede elétrica. O conversor de razão total oferece a possibilidade de controle absoluto das potências ativa e reativa nos terminais do inversor [20].

Conforme descrito mais detalhadamente na subseção 2.5.4., em virtude da eventual possibilidade de elevação da velocidade dos ventos, o que resultaria no incremento da potência desenvolvida nas turbinas eólicas, alguns métodos e esquemas de controle precisam ser adotados para manter tal potência operacional satisfatoriamente dentro de seu valor nominal. Os principais sistemas de controle empregados com esse intuito são os controles de passo, estol e estol ativo. A Tabela 3.4 associa os diferentes arranjos de geração apresentados entre as Figuras 3.4 e 3.10 às possíveis categorias de controle de potência existentes [20].

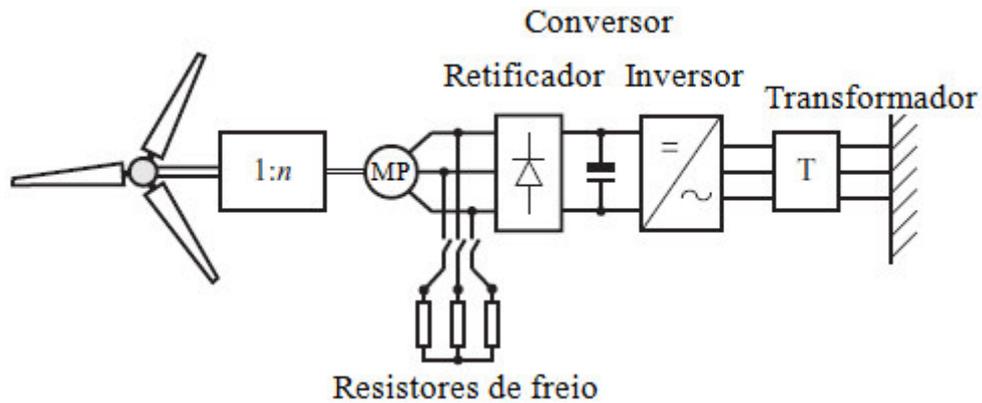


Figura 3.9: Configuração com gerador magnético permanente com conversor de razão total, sendo que o emprego da caixa de engrenagens é opcional [20].

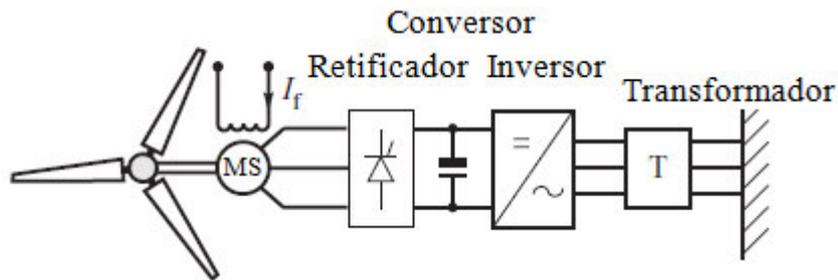


Figura 3.10: Configuração com gerador síncrono provido de enrolamento de campo com conversor de razão total [20].

Tabela 3.4: Associação entre as configurações de geração e os esquemas de controles de potência existentes [20].

Configuração de geração		
Faixa de velocidades de operação	Controle estol	Controle de passo
Velocidade fixa	Figura 3.5	Figura 3.5
Pequena variação de velocidade	---	Figura 3.6
Faixa de velocidades limitada entre $\pm 30\%$ através do emprego de conversores de razão parcial	---	Figura 3.8
Ampla faixa de velocidades através do emprego de conversores de razão total	---	Figura 3.7, 3.9 e 3.10

3.2 Sistemas de armazenamento de energia

Todos os processos e sistemas associados à geração de energia elétrica constituem o esteio mais imprescindível para a manutenção e satisfação dos anseios da sociedade moderna. Uma característica inerente à energia elétrica é que ela não pode ser armazenada diretamente, ou seja, à medida em que é gerada, deve, simultaneamente, ser consumida. Dessa forma, o suprimento de potência elétrica precisa ser ininterruptamente ajustado à demanda, e isso se reflete em consideráveis implicações operativas e de custo. O desalinhamento entre a potência ofertada e a carga sistêmica, impactará perigosamente a estabilidade e a qualidade do suprimento energético proporcionado pelos recursos de um SEP. Nesse contexto, exige-se um montante apropriado de reserva operativa, cuja categorização é arbitrada pelas instituições competentes de cada país, para compensar a perda não planejada de uma unidade geradora e para suprir mudanças abruptas e não programadas da magnitude da demanda de um SEP. Conforme verifica-se na rotina operativa de muitos SEPs, durante os períodos de pico de consumo de energia, o suprimento de potência requer uma complementação de geração, a qual é usualmente proveniente de plantas de geração de energia elétrica mais dispendiosas e, em contrapartida, operacionalmente mais flexíveis, como, por exemplo, usinas compostas por turbinas a gás ou a óleo. Já durante os períodos fora dos picos de demanda, centrais geradoras mais onerosas podem ser desconsideradas no despacho. Esse cenário constitui uma inestimável oportunidade de mercado para os proprietários de sistemas de armazenamento de energia. Já sob a perspectiva das concessionárias, essa penetração dos esquemas de armazenamento de energia representa uma valorosa alternativa para reduzir os custos de produção de eletricidade, possibilitando a redução do grau de dependência do suprimento de potência em relação às unidades de geração convencionais, sendo que os referidos esquemas podem armazenar energia durante os períodos fora do pico da demanda, nos quais os preços da eletricidade são menores, e descarregar tal energia nos intervalos que integram o período de pico da demanda, nos quais os preços da energia elétrica são mais elevados. Em alguns SEPs, a penetração da geração renovável, principalmente na figura das plantas eólicas e fotovoltaicas, possibilita a oferta de energia excedente a baixo custo, sendo que tal saldo energético poderá eventualmente ser empregado no carregamento dos referidos sistemas de armazenamento de energia, cujo posterior descarregamento de energia poderá reduzir os custos operativos dos SEPs. Ainda,

sob a ótica dos consumidores, a adoção dos sistemas de armazenamento de energia também é capaz de promover reduções nos custos provenientes do consumo da energia elétrica, uma vez que os referidos consumidores podem carregar tais sistemas em períodos de baixa demanda a preços reduzidos, e consumir a energia advinda desses sistemas durante períodos de pico da demanda. Vale ressaltar que tais consumidores, diante das circunstâncias expostas, podem, ainda, vender a energia proveniente dos mencionados sistemas de armazenamento para as concessionárias [21].

A despeito da referida impossibilidade de armazenamento direto da energia elétrica, é possível convertê-la para outra forma energética que possa ser armazenada. Posteriormente, quando julgado conveniente e desejado, essa energia armazenada poderá ser reconvertida em eletricidade. No âmbito dos sistemas de armazenamento de energia, existem inúmeras formas sob as quais a energia pode ser armazenada, como a energia cinética (volantes de inércia), energia potencial gravitacional (hidrelétricas com bombeamento), energia química (baterias), energia potencial associada ao ar em estado de compressão (sistemas de armazenamento de energia por ar comprimido), energia sob a forma de campos elétricos (capacitores) e energia armazenada em campos magnéticos (supercondutores). [26].

3.2.1 Nichos de aplicação para os sistemas de armazenamento de energia

A incidência de eventuais faltas oriundas da ocorrência de, por exemplo, descargas atmosféricas, ventanias, tempestades, erros de operação e acidentes de diferentes categorias podem acometer perniciosamente as redes de transmissão de energia elétrica e comprometer o suprimento de potência para um determinado centro de demanda ou para uma carga específica. Diante de interrupções no fornecimento energético decorrentes das condições anteriormente mencionadas, a utilização de sistemas de armazenamento de energia emerge como uma alternativa capaz de manter a continuidade do suprimento energético aos consumidores. Em alguns gêneros de plantas industriais, como, por exemplo, fábricas de certos componentes e equipamentos eletrônicos, a incidência do mais efêmero afundamento de tensão é suficiente para comprometer a qualidade dos produtos provenientes das linhas de produção de tais plantas [21].

Os fluxos de potência provenientes das rotinas de otimização operativa e de balanço de potência em todas as barras constituintes de um SEP podem, eventualmente, atingir patamares predefinidos como os limites térmicos aos quais determinadas linhas de transmissão podem ser submetidas, condição que, no âmbito do setor elétrico, é recorrentemente denominada congestionamento. Algumas opções frequentemente consideradas para mitigar os efeitos dos congestionamentos, como, por exemplo, a construção de novas linhas de transmissão, podem ser custosas e ambientalmente inviáveis. Perante tal panorama, a instalação de sistemas de armazenamento de energia em barras julgadas apropriadas, como, por exemplo, no barramento de uma subestação presente no extremo de uma linha de transmissão que opera em seu limite de carregamento, é capaz de atenuar os desdobramentos negativos dos congestionamentos, armazenando energia enquanto a capacidade disponível da linha permite tal ação e descarregando a energia quando, devido ao congestionamento, um incremento de potência na demanda não puder mais ser suprido através da referida linha [21].

As tecnologias de armazenamento de energia detêm qualidades que possibilitam o seu emprego na implementação de esquemas de compensação das flutuações operacionais oriundas da natureza estocástica inerente a fontes energéticas renováveis intermitentes. Em [22], é mostrado que a utilização de sistemas de armazenamento de energia é capaz de amortecer significativamente os efeitos das oscilações da potência de saída intrínsecas à operação de unidades de geração eólica distribuída, permitindo, dessa forma, a utilização de uma maior capacidade instalada dos sistemas de geração eólica, sem violar os limites locais de tensão, pois, em conformidade com o relatado e deduzido em estudos concernentes ao setor elétrico, é sabido que a penetração da geração distribuída pode elevar a magnitude da tensão local. Perante os inevitáveis erros de previsão da potência eólica, é proposto em [23] uma metodologia de despacho da geração eólica em coordenação com os sistemas de armazenamento de energia com o propósito de mitigar consideravelmente os reflexos danosos da referida imprevisibilidade inerente à energia eólica disponível, permitindo, ainda, uma dilatação da vida útil de tais sistemas de armazenamento de energia. Em [24], é apresentada a possibilidade de implementação de um esquema de controle para otimizar a atuação de um sistema de armazenamento de energia com o propósito de prover o máximo de suporte operativo possível a fim de tornar um determinado parque eólico mais despachável. É possível empregar diferentes arranjos de sistemas de armazenamento de energia, como o esquema apresentado em [25], no qual

uma central de geração de eletricidade é constituída por duas unidades de armazenamento de energia e uma planta de geração eólica, as quais atuam com base em um sequenciamento operativo específico com o desígnio de proporcionar um despacho com um nível satisfatório de confiabilidade e segurança, bem como otimizar o aproveitamento da potência eólica.

Por conseguinte, torna-se evidente o gradual aumento da importância do papel desempenhado pelos sistemas de armazenamento de energia em aplicações envolvendo o nivelamento entre suprimento e demanda, a ampliação da qualidade da energia ofertada e o amortecimento das variações de potência verificadas em um SEP. Ainda, a difusão dos sistemas de armazenamento de energia nos mais diversos níveis constituintes dos SEPs permite reduzir a emissão de gases do efeito estufa provenientes da combustão de hidrocarbonetos que regem a operação das convencionais usinas termelétricas que compõem uma parcela significativa da capacidade instalada dos SEPs de inúmeros países.

3.2.2 Categorias de sistemas de armazenamento de energia

Em conformidade com o previamente apresentado, o segmento dos sistemas de armazenamento de energia é fundamentado em unidades regidas por tecnologias de armazenamento energético das mais diversas categorias. As subseções da sequência discriminam e descrevem as principais classes de sistemas de armazenamento de energia empregadas no cenário vigente da indústria da eletricidade.

3.2.2.1 Baterias

As baterias constituem os primeiros sistemas de armazenamento de energia concebidos e implementados. Apesar desse pioneirismo, ainda englobam as tecnologias de armazenamento de energia elétrica financeiramente mais viáveis entre as opções correntemente verificadas no mercado. As investigações precursoras concernentes às bases teóricas da operação das baterias foram conduzidas por Benjamin Franklin em 1748. O processo de carregamento das baterias é fundamentado em reações químicas internas desencadeadas pela aplicação de uma tensão entre seus terminais, ao passo que o processo de descarregamento é respaldado na reversão das reações citadas. Baterias de grande

capacidade, atualmente, são utilizadas em aplicações de suprimento em redes elétricas de potência e como elementos de armazenamento energético nos veículos elétricos [26].

As baterias subdividem-se em duas classes fundamentais, as baterias primárias e as secundárias. As baterias primárias, após o exaurimento da capacidade de produção de eletricidade, não oferecem a possibilidade de recarga. Já as baterias secundárias, por meio de uma conexão com uma fonte de energia externa, suportam níveis distintos de recarga. Durante o processo de descarga de uma bateria secundária, a energia química acumulada é convertida em energia elétrica. Contrariamente, durante o processo de carga, a energia elétrica é convertida em energia química.

Sob uma perspectiva dos aspectos construtivos, compositivos e operativos, existem inúmeros tipos de baterias disponíveis no mercado, cada uma com suas peculiaridades e aplicações mais indicadas.

A bateria de chumbo-ácido constitui a categoria mais longa de baterias recarregáveis existente, tendo sido inventada em 1859 pelo físico francês Gaston Planté. Usualmente, tal bateria é essencialmente composta por dois eletrodos, um negativo e outro positivo, mergulhados em uma solução eletrolítica. Durante a operação de carregamento, os elétrons fluem do eletrodo positivo, recorrentemente referido como ânodo, o qual é constituído por dióxido de chumbo, em direção ao eletrodo negativo, usualmente denominado cátodo, que é integrado por chumbo elementar. Ainda, tem-se que a solução eletrolítica empregada na tecnologia de baterias em análise corresponde a uma solução de ácido sulfúrico dotada de um grau de concentração julgado apropriado. Já durante o processo de descarregamento, os elétrons se deslocam do cátodo para o ânodo e, por conseguinte, grãos de sulfato de chumbo são produzidos tanto pelo ânodo quanto pelo cátodo, diminuindo, dessa forma, a concentração da solução eletrolítica. Subsequentemente, durante a já mencionada operação de carregamento, os referidos grãos dissolvem-se. Todavia, perante severos processos de descarregamento, os grãos citados podem atingir dimensões tais que comprometam suas solubilidades, condição que pode inutilizar o equipamento. As baterias de chumbo-ácido são majoritariamente empregadas em aplicações situadas em uma faixa de potências limitada inferiormente em 1 kW, como em esquemas que demandam suprimento ininterrupto de energia elétrica, e limitada superiormente em 10 MW, como em aplicações associadas aos sistemas de transmissão e distribuição [26]. Algumas desvantagens associadas à essa tecnologia de baterias referem-se à sua baixa densidade energética e ao uso do chumbo, um elemento químico

consideravelmente nocivo, cujo emprego é submetido a diferentes níveis de restrição, dependendo da regulação imposta pelas leis vigentes de uma determinada localidade. Em contrapartida, algumas vantagens decorrentes da utilização das baterias de chumbo-ácido concernem ao relativo baixo custo inerente a tais equipamentos e à simplicidade tecnológica dos seus mecanismos de carregamento e de descarregamentos [21].

Uma classe de baterias recarregáveis que emergiu subsequentemente àquelas designadas como baterias de chumbo-ácido, constitui as chamadas baterias de níquel-cádmio, as quais foram inventadas em 1899 pelo engenheiro sueco Waldemar Jungner. Tais baterias são compostas por cátodos de cádmio, ânodos de hidróxidos (óxidos) de níquel (III), um eletrólito integrado por uma solução de hidróxido de potássio, e um separador [26]. Em comparação a uma bateria de chumbo-ácido, uma bateria de níquel-cádmio ostenta uma maior densidade de potência, maior nível de densidade energética e quantidade superior de ciclos. Trata-se de um dos únicos tipos de bateria capaz de operar satisfatoriamente na faixa de temperaturas de -20°C a -40°C . Por outro lado, o cádmio também é um elemento consideravelmente tóxico, condição que, por exemplo, restringiu a utilização das baterias de níquel-cádmio apenas a aplicações estacionárias na Europa, sendo proibido seu emprego em aplicações no âmbito dos consumidores. Nesse contexto, com o intuito inicial de substituir as baterias de níquel-cádmio, surgem as chamadas baterias de níquel-hidreto metálico, que exibem as mesmas qualidades das referidas baterias de níquel-cádmio, excetuando-se a capacidade nominal, que usualmente permanece em patamares bem inferiores às unidades de chumbo-ácido e níquel-cádmio. Todavia, as baterias de níquel-hidreto metálico possuem níveis de densidade energética bem superiores [21]. Ainda, entre outras grandes desvantagens relativas ao emprego e à operação das baterias de níquel-hidreto metálico, destacam-se: elevadas taxas de autodescarregamento, ocorrência de rupturas devido à formação do hidrogênio perante uma grande taxa de carregamento, e relevante redução de capacidade diante de elevadas taxas de descarregamento. Nessas baterias, o cátodo é construído com base em um metal “M”, que consiste em um composto intermetálico amparado na mistura entre lantânio, cério e outros elementos raros com níquel, alumínio-cobalto ou magnésio, sendo o eletrólito constituído, também, por uma solução de hidróxido de potássio [26]. Os veículos híbridos atualmente disponíveis no mercado funcionam majoritariamente com base em baterias seladas de níquel-hidreto metálico. Em contrapartida, nos segmentos associados às

aplicações envolvendo dispositivos móveis e portáteis, tais baterias têm sido amplamente substituídas pelas baterias de íon-lítio [21].

As supracitadas baterias de íon-lítio foram concebidas e introduzidas em 1970 pelo químico americano Michael Whittingham. Nessa categoria de bateria, durante a operação de descarregamento, os íons positivos de lítio fluem do eletrodo negativo, construído, geralmente, em grafite, para o eletrodo positivo, constituído por uma liga composta por lítio. Já durante o processo de carregamento, o sentido do fluxo dos íons é revertido. O eletrólito que integra esse gênero de bateria ou é aprótico, o qual não doa e nem recebe íons de hidrogênio, ou não aquoso, em virtude da elevada reatividade do lítio com a água [26]. As baterias de íon-lítio possuem células com magnitudes de tensão superiores às tecnologias anteriormente citadas, são extremamente eficientes, com rendimentos tipicamente situados em uma faixa entre 95% e 98%, são consideravelmente flexíveis, possibilitando tempos de descarregamento que podem variar de segundos a semanas, e possuem grande densidade energética. Entre as principais desvantagens associadas a esse gênero de bateria, têm-se o alto custo concernente a aplicações de alta potência, e, em razão de riscos associados à elevação de temperatura, a necessidade de unidades de monitoramento de sobrecarga, sobredescarga e sobretensão. Nas últimas décadas, as baterias de íon-lítio têm se consolidado como os sistemas de armazenamento de energia majoritariamente empregados em aplicações que abrangem dispositivos móveis e portáteis [21].

As baterias de sódio-enxofre surgiram no início da década de 1970, e, desde então, têm-se mostrado cada vez mais adequadas para aplicações nas redes elétricas de potência. São constituídas por ânodos a base de enxofre derretido e cátodos de sódio liquefeito. Tal categoria de bateria é composta por um eletrólito sólido de beta-alumina. Com o intento de manter os eletrodos em estado líquido, a temperatura da bateria deve permanecer entre 300° C e 350° C. Consiste em bateria de boa eficiência e de resposta rápida, o que a torna uma das economicamente mais viáveis para aplicações referentes à qualidade de suprimento de potência com elevado nível de densidade energética. A principal desvantagem relativa à utilização de tal categoria de bateria é a necessidade da utilização de uma fonte de energia calorífica, que emprega a energia armazenada na própria bateria, para manter a sua temperatura operativa em um patamar apropriado, o que pode reduzir seu desempenho. Usualmente, com um esquema de isolamento adequado, tal patamar apropriado de temperatura pode ser quase integralmente mantido por intermédio da própria

reação calorífica interna da bateria. Em geral, assume-se que, da ótica da viabilidade econômica, a potência mínima para aplicações envolvendo tais baterias é de aproximadamente 1 MW, com níveis energéticos correspondentes na faixa de 6 MWh a 7,2 MWh. Diante de todas as características previamente mencionadas, verifica-se que as baterias de sódio-enxofre são especialmente satisfatórias para aplicações envolvendo concessionárias e consumidores de grande porte, como estabilização da rede, nivelamento de potência para suprir a demanda acima do nível da carga base (*peak shaving*), etc. Outro gênero de bateria de alta temperatura, similar àquela de sódio-enxofre precedentemente descrita, consiste na bateria de cloreto de níquel e sódio, introduzida em 1985 pelo projeto ZEBRA (*Zeolite Battery Research Africa Project*), acrônimo que é habitualmente empregado para nomear a bateria em questão [26]. Trata-se de uma bateria que, em relação à de níquel e sódio, ostenta melhores características de segurança e células com amplitude de tensão superior, sendo, atualmente, empregada de maneira exitosa em projetos de veículos elétricos [21].

Uma categoria de bateria cujo princípio operativo é regido por uma metodologia distinta daquela na qual todas as baterias previamente descritas se fundamentam constituem as intituladas baterias de fluxo. Trata-se de uma tecnologia inicialmente proposta em 1970, sendo que, a despeito de tal proposição inicial, a solução de redox de vanádio só foi desenvolvida na década de 1980 pela química australiana Maria Skyllas-Kazacos. Nesse tipo de bateria, as soluções eletrolíticas são adequadamente armazenadas em dois tanques externos. Durante a operação, os dois eletrólitos distintos são bombeados para a célula eletroquímica, permanecendo separados por intermédio de uma membrana trocadora de prótons que permite a circulação de íons, similarmente ao verificado nas células a combustível. A tensão de circuito aberto de uma bateria redox de vanádio é de aproximadamente 1,4 V. Para aplicações envolvendo níveis mais elevados de voltagem, tais baterias devem ser convenientemente conectadas entre si. Os eletrólitos das baterias de redox vanádio não se degradam com o transcorrer do tempo, o que confere a tais baterias uma vida útil de muitos anos. Há, ainda, outros gêneros de baterias de fluxo, como as de ferro-cromo, de zinco-bromo e de zinco-ar [26].

3.2.2.2 Usinas hidrelétricas reversíveis

A capacidade instalada mundial dos sistemas de armazenamento de energia é indubitavelmente dominada pelas usinas hidrelétricas reversíveis, referidas majoritariamente na literatura do setor elétrico como plantas PHS (*Pumped Hydro Storage*), representando aproximadamente 99% da referida capacidade. Tal categoria de usina hidrelétrica corresponde, ainda, a 3% da capacidade instalada mundial, a qual contabiliza a contribuição das plantas de geração de todos os gêneros. Tais usinas são convencionalmente constituídas por dois reservatórios inseridos em áreas situadas em alturas distintas. O processo de carregamento energético dessas usinas transcorre quando a água do reservatório mais baixo é bombeada para o mais alto, geralmente durante os períodos fora do pico de demanda. Já durante a operação de descarregamento energético, quando exigida, a água anteriormente armazenada no reservatório mais elevado flui de volta para o reservatório mais baixo, acionando, nesse curso, uma turbina acoplada a um gerador, produzindo, dessa forma, energia elétrica. Existem diferentes alternativas que podem ser adotadas para os reservatórios que integram tais usinas. Os reservatórios superiores são, em geral, lagos artificiais, ao passo que rios, lagos, o mar, alguns poços inundados de minas e outras diversas cavidades podem tecnicamente ser empregados como reservatórios inferiores. Os intervalos de duração do descarregamento usualmente variam dentro de uma faixa de algumas horas a poucos dias. A faixa dos valores da eficiência das centrais hidrelétricas reversíveis é, geralmente, limitada inferiormente em 70% e superiormente em 85% [21].

Entre as principais vantagens da utilização dessa categoria de usina têm-se o elevadíssimo tempo de vida útil e um número praticamente irrestrito de ciclos operativos. Já as principais desvantagens referem-se aos eventuais impactos decorrentes da utilização de grandes áreas territoriais e à dependência do arranjo topográfico da localidade que abriga uma usina. A operação da primeira central hidrelétrica reversível foi registrada na década de 1890, na Itália e Suíça. Atualmente, tal classe de usina hidrelétrica é empregada majoritariamente em aplicações envolvendo reserva de operação [21].

3.2.2.3 Volantes de inércia

Os volantes de inércia, recorrentemente conhecidos pelo termo em inglês *Flywheels*, consistem em sistemas de armazenamento de energia nos quais a energia rotacional (cinética) é devidamente armazenada em rotores acelerantes, na forma de cilindros rotacionais maciços, e posteriormente convertida em energia elétrica quando julgado necessário. Entre os principais elementos constituintes de um volante de inércia têm-se o já mencionado cilindro rotacional em um compartimento, os rolamentos e o equipamento motor-gerador. A energia é preservada no interior do volante de inércia na medida em que o cilindro rotacional permanece girando em uma velocidade constante. A elevação de tal velocidade implica no aumento da quantidade de energia armazenada. Quando a energia é extraída de tal sistema de armazenamento, a velocidade de rotação e, por conseguinte, a energia rotacional do equipamento são reduzidas [21].

As principais vantagens inerentes a esses dispositivos concernem à longa vida útil, à baixíssima necessidade de manutenção, ao uso de matérias de baixo impacto ambiental, e à alta densidade energética. No entanto, entre uma de suas principais desvantagens tem-se o alto grau de autodescarregamento devido à resistência do ar e perdas nos mancais [21]. Os volantes de inércia podem ser satisfatoriamente empregados em aplicações relativas à qualidade de suprimento de potência e, em algumas circunstâncias, nos setores da transmissão e da distribuição [26].

3.2.2.4 Sistemas de armazenamento de energia por ar comprimido

Sistemas de armazenamento de energia de grande porte podem, ainda, aproveitar a oportunidade de potencial armazenamento energético proporcionado pelo ar comprimido. Nesse sentido, os chamados sistemas de armazenamento de energia por ar comprimido empregam o excedente de produção de energia proveniente da rede para comprimir o ar em reservatórios subterrâneos ou presentes na superfície. Perante um aumento da demanda, o ar comprimido em um momento pregresso é, quando necessário, misturado com gás natural e expandido no interior de uma turbina a gás modificada, acionando, dessa forma, uma unidade geradora de energia elétrica [26].

A principal vantagem associada à utilização dos sistemas de armazenamento de energia por ar comprimido corresponde à possibilidade de conceber e construir centrais de grande potência operativa. Já entre as principais desvantagens, destacam-se as restrições geográficas referentes a sua localização, e a sua baixa eficiência [21]. Atualmente, existem apenas duas centrais dessa classe no mundo. A primeira localiza-se em Huntorf, na Alemanha, construída em 1978 e dotada de 290 MW de potência instalada. Em tal sistema, o ar é armazenado e comprimido em duas cavernas de 140.000 m³ e 170.000 m³. A segunda central desse gênero foi construída mais recentemente, em 1991, no Alabama, EUA, ostentando uma capacidade instalada de 360 MW. Nesse complexo, o ar é comprimido em uma caverna subterrânea em uma profundidade de aproximadamente 457 m [26].

3.2.2.5 Supercapacitores

A condução dos estudos concernentes à implementação da tecnologia dos capacitores de dupla camada iniciou-se em 1950, surgindo no mercado com a denominação *supercapacitores*, apenas em 1978. Essencialmente, são constituídos por dois eletrodos de carbono isolados entre si por intermédio de uma membrana porosa de baixíssima espessura [26].

Considera-se que tal classe de sistema de armazenamento de energia preenche o vazio entre os capacitores tradicionais e as baterias em geral, devido às suas qualidades inerentes. Entre as principais vantagens associadas à operação de tal classe de capacitor, têm-se os valores consideravelmente elevados de capacitância, a possibilidade de carregamentos e descarregamentos extremamente rápidos decorrente da sua baixíssima resistência interna, ampla durabilidade, alta confiabilidade, irrisória necessidade de manutenção, vasta vida útil, operabilidade em uma ampla faixa de temperaturas e ambientes, elevada eficiência, facilidade de reciclagem, irrelevante impacto ambiental e grande densidade de potência. Suas principais desvantagens referem-se ao alto custo de investimento, à baixa densidade energética, às altas taxas de autodescarregamento. Em virtude das qualidades e dos deméritos previamente expostos, esse gênero de capacitor é apropriado para aplicações envolvendo grandes quantidades de breves ciclos de carregamento e descarregamento, dispositivos eletrônicos, eletrônica de potência e

suprimento ininterrupto de potência na compensação de surtos de tensão de curta duração [21].

3.2.2.6 Supercondutores

A supercondutividade consiste em uma propriedade física inerente a certos materiais quando são submetidos a temperaturas demasiadamente reduzidas, e constitui o alicerce no qual se baseiam os chamados sistemas de armazenamento de energia magnética em supercondutores. Embora o princípio que rege tal propriedade seja conhecido há bastante tempo, deduzido e verificado em meados de 1911 pelo físico holandês Heike Kamerlingh Onnes, foi apenas em 1972 que o primeiro sistema de armazenamento de energia magnética em supercondutores foi devidamente descrito [26].

Fundamentalmente, tais sistemas operam com base nos princípios da eletrodinâmica. Nesse sentido, a energia é armazenada no campo magnético produzido por uma corrente de natureza contínua que percorre uma bobina supercondutora, considerando que tal bobina encontra-se sujeita a uma temperatura inferior à sua temperatura crítica de supercondutividade. Nos primórdios das pesquisas acerca dos supercondutores, era necessária uma temperatura de aproximadamente 4 K para a manifestação da supercondutividade. Os avanços provenientes dos esforços de muitas pesquisas possibilitaram a fabricação de materiais supercondutores com temperaturas críticas bem mais elevadas. Atualmente, existem materiais que manifestam a supercondutividade em 100 K. Construtivamente, tais sistemas de armazenamento são basicamente integrados por uma bobina supercondutora, um equipamento de condicionamento de potência e um sistema de refrigeração criogênico. As principais vantagens dos sistemas de armazenamento de energia magnética em supercondutores englobam o tempo de resposta extremamente elevado, uma grande eficiência operativa e a possibilidade de fornecer um grande nível de potência de saída em um breve intervalo temporal. Teoricamente, assumindo-se que o sistema de resfriamento permaneça funcionando satisfatoriamente, é possível armazenar energia magnética incessantemente na bobina supercondutora. Contudo, períodos de armazenamento mais dilatados são usualmente limitados pela demanda energética do equipamento de resfriamento. Sistemas de armazenamento de energia magnética em supercondutores de grande capacidade instalada, tipicamente acima

de 10 MW, são empregados em aplicações de detecção de partículas em experimentos físicos de alta energia. Sistemas de porte inferior podem ser utilizados em aplicações de controle de qualidade de suprimento em alguns gêneros de instalações industriais [21].

3.2.2.7 Células a combustível

Uma célula a combustível consiste, fundamentalmente, em um sistema de armazenamento de energia química. O armazenamento de grandes montantes de energia através de baterias secundárias ou de fluxo pode ser excessivamente dispendioso. Uma das opções para contornar a circunstância problemática mencionada consiste na utilização do potencial de armazenamento de energia química nos sistemas baseados em células a combustível [21].

Fundamentalmente, tais sistemas de armazenamento baseados em células a combustível absorvem o excedente de produção energética proveniente da rede para produzir hidrogênio mediante a eletrólise de um determinado volume de água. É importante ressaltar que o hidrogênio também pode ser obtido via outros processos e fontes. A estrutura típica de um sistema desse gênero é constituída por um eletrolisador, um tanque armazenador de hidrogênio e uma ou mais células a combustível. O eletrolisador citado consiste em um conversor eletroquímico que, por intermédio da eletricidade, produz hidrogênio e oxigênio a partir da água. No processo de produção de eletricidade, os gases hidrogênio e oxigênio fluem em direção a uma célula a combustível e, subsequentemente, tem-se o início de um processo eletroquímico, no qual os referidos gases reagem, produzindo água, liberando calor e gerando eletricidade. Nesses sistemas, o oxigênio é usualmente extraído de forma direta da atmosfera em vez de provir de tanques ou cápsulas de armazenamento, em virtude, sobretudo, de questões práticas e econômicas. Já o hidrogênio pode ser armazenado na forma de gás devidamente pressurizado, como líquido submetido a temperaturas extremamente baixas, quimicamente ligados em hidretos complexos, ou, ainda, absorvido na constituição de hidretos metálicos. Para aplicações estacionárias, entretanto, o hidrogênio é geralmente armazenado na forma de gás altamente pressurizado. Tanques de pressurização instalados na superfície podem ser adequadamente empregados para armazenar quantidades relativamente pequenas de hidrogênio. Já para montantes mais elevados, sistemas subterrâneos de tubulação ou cavernas subterrâneas

podem ser apropriadamente adotados como sítios de armazenamento do gás em questão [21].

As células a combustível, que compõem o âmago dos sistemas de armazenamento em análise, possuem uma boa eficiência operativa, visto que, conforme previamente descrito, convertem oxigênio e hidrogênio diretamente em água, calor e eletricidade, sem nenhum processo de combustão associado. São, também, ambientalmente inertes, uma vez que, durante o referido processo de produção de eletricidade, não verifica-se a emissão de poluentes que poderiam contribuir para a intensificação do efeito estufa. Apesar dos mecanismos de bombeamento e de ventilação muitas vezes associados aos sistemas de geração baseados em células a combustível, as células em si não possuem partes móveis, o que permite que a energia elétrica possa ser gerada de forma consideravelmente silenciosa. Outra vantagem concernente à utilização das células a combustível refere-se à sua modularidade, o que significa que diversas células de porte distinto podem ser empilhadas com o desígnio de satisfazer um determinado requerimento de potência. Todavia, a incorporação dos sistemas de armazenamento baseados em células a combustível ainda se depara com alguns obstáculos, como os custos ainda relativamente elevados associados às células a combustível, e a quase inexistência de infraestrutura para disponibilização massiva do hidrogênio. Outro estorvo relativo à utilização das células a combustível refere-se à dependência da platina, que é um elemento químico relativamente escasso no mundo, proveniente, em grande parte, da África do Sul, Rússia e Canadá, o que evidencia que quaisquer mudanças em políticas governamentais relativas ao setor da platina nos grandes fornecedores mundiais podem impactar o fornecimento do referido elemento. Os sistemas de armazenamento baseados em células a combustível constituem uma faixa de potenciais aplicações, como o emprego em projeto de veículos que não emitem gases do efeito estufa, e utilização na geração distribuída, na qual pode-se, por exemplo, utilizar o calor residual advindo do processo de produção de eletricidade nas células para outros propósitos domésticos, como aquecer a água empregada nos chuveiros [27].

Por conseguinte, diante do panorama vigente relativo ao âmbito dos sistemas de armazenamento de energia previamente exposto, dos atuais avanços verificados nas tecnologias concernentes aos mecanismos de armazenamento energético, bem como das necessidades correntes e futuras das redes elétricas de potência, torna-se evidente que os referidos sistemas de armazenamento de energia corresponderão a componentes cada vez mais relevantes dos SEPs.

Capítulo 4

Preços marginais locacionais - LMPs

O novo horizonte mercadológico que emergiu perante a instauração do contexto geral de difusão e consolidação de reformas nos setores elétricos de vários países no decorrer das últimas décadas, promoveu relevantes mudanças nas metodologias de precificação da energia elétrica. O preço marginal locacional (*LMP - Locational Marginal Price*), diante do novo panorama engendrado, surge como uma imprescindível diretiva financeira empregada com o intento de tornar as deliberações de mercado menos lesivas e mais eficientes, constituindo, dessa forma, um relevante parâmetro econômico sobre o qual se alicerçam a formulação de metodologias de gerenciamento de congestionamento nos sistemas de transmissão, o estabelecimento dos preços associados à transmissão de eletricidade e as transações de energia elétrica. Os LMPs, conforme mencionado no Capítulo 1, são oriundos da teoria da precificação *spot* concebida em [1]. A noção de preços marginais regidos pela localização necessária para aplicar os preceitos de tal teoria a circunstâncias reais foi apresentada em [28]. O LMP associado a uma barra específica de um SEP consiste no custo total de produção de energia elétrica necessário para suprir um incremento de uma unidade de carga na referida barra de maneira menos dispendiosa possível, satisfazendo, simultaneamente, todas as restrições operativas previamente impostas.

Em virtude da intrínseca incerteza associada à operação dos SEPs e às vicissitudes dos mercados elétricos, os LMPs associados a tais sistemas se mostram demasiadamente voláteis. Nesse cenário, faz-se necessário utilizar as componentes dos LMPs para a formulação de mecanismos de compensação financeira concernentes aos riscos inerentes aos preços resultantes da referida volatilidade. Entre tais artifícios, destacam-se os direitos financeiros de transmissão (FTRs – *Financial Transmission Rights*) introduzidos em [28], os quais são implementados com o intuito de restituir financeiramente os proprietários de tais direitos diante dos riscos referentes à variabilidade dos preços decorrentes de eventuais congestionamentos verificados nos sistemas de transmissão dos SEPs. As componentes mencionadas advêm da decomposição de um LMP em uma componente de preço marginal na barra de referência do modelo de fluxo de potência adotado, uma componente de preço marginal associada às perdas ativas através da rede de transmissão e uma componente de

preço marginal relativa às restrições inerentes a tal rede. A decomposição dos LMPs nas três componentes mencionadas é minuciosamente examinada em [29]. No esquema de decomposição respaldado na formulação de fluxo de potência baseada em uma barra de referência única, por exemplo, a componente de preço marginal das perdas ativas para uma determinada barra corresponde ao preço incremental das perdas quando a fonte se localiza na referida barra e a compensação para o balanço de potência é efetuada na barra de referência única mencionada [30]. Dessa forma, a adoção do modelo de referência única pode impactar perniciosamente os interesses financeiros de alguns participantes de um determinado mercado elétrico, o que inviabiliza a utilização de tal modelo para propósitos mercadológicos [30]. Portanto, uma alternativa satisfatória a tal condição danosa consiste na incorporação de um modelo de barra de referência distribuída na formulação do fluxo de potência, conforme elaborado em [31]. A formulação matemática da decomposição dos LMPs com base em um modelo no fluxo de potência com referência distribuída é apresentado em [30].

Matematicamente, os LMPs correspondem aos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de balanço de potência em cada barra de um SEP constituintes do problema de otimização que visa maximizar a função de benefício econômico social, amparando-se nas funções de ofertas de demanda e de suprimento bem como nas restrições operativas dos equipamentos integrantes do sistema. Tal problema de otimização pode aparecer na forma de um fluxo de potência ótimo CA (FPOCA), conforme apresentado em [30], [32] e [33] e na clássica formulação introduzida em [34], ou fluxo de potência ótimo CC (FPOCC), em conformidade com o elaborado em [35] e [36]. O FPOCA é elaborado com base na incorporação integral das características de não linearidade inerentes à formulação do fluxo de potência, o que, contrariamente ao verificado no FPOCC, não demanda uma modelagem paralela para simular o efeito das perdas.

4.1 Modelo de FPO com penetração de geração eólica e de sistemas de armazenamento de energia

O modelo de FPO que incorpora a magnitude das contribuições dos custos e as restrições operativas concernentes à penetração de plantas de geração eólica e de sistemas

de armazenamento de energia a ser devidamente formulado nas subseções ulteriores, essencialmente, consiste em um problema de otimização.

A otimização constitui um artifício de grande relevância para os desígnios de inúmeros segmentos do conhecimento e áreas da atuação humana, como projetos industriais, planejamento orçamentário empresarial, operação de processos produtivos, mercado financeiro, análise de sistemas elétricos de potência, etc. Primordialmente, é crucial identificar algum objetivo, o qual designa uma medida quantitativa do desempenho de um sistema em análise. Tal objetivo é guiado por parâmetros representativos das características de um sistema em estudo, sendo habitualmente referidos como variáveis. O propósito fundamental de um problema de otimização consiste na determinação dos valores de tais variáveis de forma a otimizar o referido objetivo, levando-se em consideração que recorrentemente são impostas restrições às variáveis envolvidas nesse processo. A etapa inicial do processo de resolução de um problema de otimização consiste na apropriada identificação do objetivo, das variáveis e das restrições supramencionadas, construindo-se, dessa forma, o modelo do problema em questão. Finalmente, com o modelo citado devidamente concebido, aplica-se uma técnica de otimização com o intento de computar a solução do modelo representativo do problema de otimização em análise. Existem diversos métodos de otimização disponíveis na literatura da área correlata, sendo cada um mais conveniente e adequado para determinados problemas de otimização [37].

Nesse ponto, faz-se necessário expor a estrutura matemática genérica representativa de um problema de otimização, a qual assume a forma exibida em (4.1), (4.2) e (4.3).

$$\min f(\mathbf{x}) \tag{4.1}$$

s.a.

$$m_i(\mathbf{x}) = 0 \quad i \in M \tag{4.2}$$

$$n_i(\mathbf{x}) \leq 0 \quad i \in N \tag{4.3}$$

em que M e N designam conjuntos constituídos, respectivamente, pelos índices das restrições de igualdade e de desigualdade associadas ao problema de otimização vigente.

Na estrutura de otimização evidenciada entre (4.1) a (4.3), x denota o vetor composto pelas variáveis do problema em questão. Já f designa a função objetivo que rege o problema de otimização genérico em vigência, consistindo em uma função escalar que se deseja otimizar, ou seja, maximizar ou minimizar. Na sequência, tem-se que m_i representa a i -ésima função de restrição de igualdade da referida estrutura matemática de otimização, que corresponde a uma função escalar indicativa de uma determinada igualdade que precisa ser satisfeita. Similarmente, n_i denota a i -ésima função de restrição de desigualdade do problema em questão, a qual se trata de uma função escalar representativa de uma desigualdade específica que precisa ser respeitada.

Amparando-se no esteio teórico e nos preceitos matemáticos fundamentais previamente descritos, torna-se possível iniciar a formulação do modelo de FPO com penetração de plantas de geração eólica e de sistemas de armazenamento de energia a ser aplicado na implementação da metodologia de cálculo e decomposição dos LMPs associados às barras de um SEP.

4.1.1 Modelagem das restrições e dos custos associados à penetração dos sistemas de armazenamento de energia

A iminente mudança de paradigma imposta pela progressiva inserção de sistemas de armazenamento de energia nas redes de energia elétrica de diversos países, exigem a elaboração de estudos acerca das eventuais implicações desse novo cenário operativo na precificação da eletricidade.

A penetração dos sistemas de armazenamento de energia pode influir relevantemente na formulação e determinação dos preços da energia elétrica de um determinado sistema de energia elétrica. Os resultados advindos das simulações executadas em [38], por exemplo, representam um indicativo acerca dos parâmetros e condições que atuam sobre a magnitude do impacto financeiro associado à inserção dos sistemas de armazenamento de energia nas redes elétricas. Em [38], todos os estudos de caso em análise adotam um sistema-teste integrado por duas estações de geração, uma rede de transmissão de 6 barras e um sistema de distribuição de 3 barras. Primeiramente, observa-se que, devido à operação dos esquemas de armazenamento de energia, o mais elevado preço de equilíbrio de mercado torna-se aproximadamente nivelado durante e fora dos

intervalos de pico de demanda. Quanto maior o porte do dispositivo de armazenamento de energia, menor é a diferença entre os preços verificados nos referidos períodos durante e fora do pico de carga. Ainda, os custos totais de produção também são influenciados pelo porte dos arranjos de armazenamento de energia. Para esquemas de grande porte, custos mais elevados são observados durante períodos de demanda reduzida, ao passo que custos reduzidos são verificados em intervalos caracterizados por elevados níveis de carga. No que concerne aos impactos da localização do sistema de armazenamento de energia, uma diferença mais pronunciada entre os preços praticados durante e fora do período de pico de demanda é observada entre o caso em que o referido esquema de armazenamento de energia é conectado ao sistema de transmissão e o caso em que o mesmo esquema é conectado ao sistema de distribuição. Diante de tais condições, sob a perspectiva do retorno financeiro do sistema de armazenamento em questão, o benefício é mais significativo no caso da conexão à rede de transmissão, o que, por conseguinte, estimula a instalação do arranjo de armazenamento de energia no sistema de transmissão [38].

A formulação convencional da estrutura de otimização em período único do problema de fluxo de potência ótimo tem o propósito de computar os valores das variáveis de controle que conduzam o custo total de produção de eletricidade em um determinado SEP ao seu patamar mínimo, satisfazendo, ainda, um conjunto predefinido de restrições. Há modelos de problemas que incorporam restrições intertemporais, como as taxas de rampa das plantas de geração. Nessas circunstâncias, é prática comum incluir tais restrições na estruturação dos problemas de pré-despacho, com o despacho da geração sendo ulteriormente efetuado por intermédio de um FPO estático executado em cada período constituinte do horizonte temporal total. Todavia, a recente incorporação dos sistemas de armazenamento de energia em aplicações abrangendo os mais variados níveis dos sistemas elétricos de potência tornou inexecutáveis as metodologias de determinação da potência de saída das plantas de geração baseadas no FPO convencional de período único. Essa impossibilidade decorre, conforme exposto sucintamente no Capítulo 1, em razão do expressivo acoplamento entre os níveis operativos dos esquemas de armazenamento de energia verificado ao longo do tempo transcorrido, o que exige a elaboração de estratégias de resolução de um FPO multiperíodo para o qual as soluções concernentes aos períodos que compõem o horizonte temporal total são adquiridas fundamentando-se nas informações mais recentemente disponíveis para cada período específico [39]. Tais informações compreendem, de forma concisa, o estado de carga (*SOC – State Of Charge*),

a potência de carregamento ou descarregamento dos sistemas de armazenamento de energia e as restrições inerentes a tais parâmetros.

No contexto vigente da indústria da eletricidade, tem-se verificado a iminente e paulatina incorporação das plantas de geração de eletricidade respaldadas em fontes renováveis aos sistemas elétricos de potência de diversos países, com destaque para a geração eólica, decorrente, principalmente, das pressões e exigências advindas da sociedade e de importantes instituições. Contudo, as referidas fontes renováveis são caracterizadas por um perfil comportamental volátil e imponderável, característica que se estende para as plantas de geração que se amparam em tais fontes.

Em geral, na ausência de congestionamentos, o erro de previsão da geração renovável pode ser razoavelmente compensado pela margem de reserva do sistema. Todavia, perante a incidência de congestionamentos, condição recorrentemente verificada nos SEPs, a diferença entre a potência de saída programada e a potência de saída efetivamente disponibilizada pelas unidades de geração baseadas em fontes renováveis deve ser compensada localmente, o que pode aumentar significativamente o erro de previsão da geração de tais unidades.

Entre as alternativas usualmente adotadas para mitigar os efeitos da referida volatilidade associadas às fontes renováveis, têm-se as práticas de gerenciamento do lado da demanda, a utilização de geradores com taxas de rampa elevadíssimas e o emprego de sistemas de armazenamento de energia. O gerenciamento do lado da demanda é implementado com o intuito de atenuar as vicissitudes e aumentar a eficiência dos mercados elétricos. Nesse esquema de gerenciamento, caso o nível da demanda seja apropriadamente gerido de forma que a injeção líquida de potência nas barras de um SEP permanece dentro de uma faixa permissível de valores em torno dos valores previstos, as implicações da volatilidade inerente às plantas de geração amparadas em fontes renováveis poderão ser aceitavelmente mitigadas. Entretanto, para níveis mais elevados de penetração de geração renovável, a adoção do referido esquema de gerenciamento, isoladamente, pode não ser suficiente para atenuar os desdobramentos da volatilidade das fontes renováveis.

A presença de geradores com elevadas taxas de rampa é capaz de tornar o SEP correspondente mais flexível diante da variabilidade que rege as fontes renováveis. Contudo, em algumas circunstâncias, caso seja solicitado um aumento do nível operativo de uma parcela de tais geradores devido às incertezas introduzidas pela geração renovável, pode-se introduzir um certo grau de ineficiência na operação do SEP que abrange tais

unidades geradoras, em virtude das peculiaridades características de alguns sistemas de geração com elevadas taxas de rampa, como o custo de produção expressivo das usinas termelétricas a gás e às restrições ambientais que limitam as manobras operativas das plantas hidrelétricas.

Nesse contexto, a despeito do elevado custo de fabricação dos sistemas de armazenamento de energia ainda atualmente verificado, a adoção de tais sistemas emerge, em conformidade com o exposto na subseção 3.2, como alternativa potencial para suavizar a intermitência inerente às plantas de geração baseadas em fontes renováveis [40].

A formulação do modelo representativo dos sistemas de armazenamento de energia empregado na condução de análises e de estudos mercadológicos, no presente trabalho, englobará os custos operativos e as restrições julgadas relevantes para efetuar as análises de mercado mencionados.

Inicialmente, é imprescindível descrever minuciosamente a formulação da função objetivo adotada no modelo do problema de FPO aplicado no cômputo e na decomposição dos LMPs associados às barras de um SEP integrado por plantas de geração eólica e por sistemas de armazenamento de energia. Tal função objetivo consiste, essencialmente, no custo total de produção de eletricidade através dos recursos disponíveis em um determinado SEP, sendo representada pelo somatório polinomial exposto em (4.4).

$$\min F = \sum_{t \in T} \sum_{j \in G} \left[a_j S_{base}^2 (p_{d,j}^t)^2 + b_j S_{base} p_{d,j}^t + c_j \right] 10^{-3} \quad (4.4)$$

em que F designa a referida função objetivo representativa do custo integral de produção de eletricidade, sendo expressa em 10^3 $\$/h$. Os termos a_j , b_j e c_j , expressos, respectivamente, em $\$/MW^2h$, $\$/MWh$ e $\$/h$, denotam os coeficientes da função de custo de produção de uma unidade de injeção de potência j , em que $j \in G$. O conjunto T é composto pelos índices representativos de cada intervalo constituinte do horizonte temporal total do problema de FPO. O conjunto G é integrado pelos índices das barras de um SEP às quais estão conectadas as unidades de injeção de potência que integram tal sistema. A potência aparente base adotada para a condução dos estudos pertinentes a um determinado SEP é representada por S_{base} . O vetor \mathbf{p}_d é composto pelos valores das injeções de potência ativa em cada barra constituinte de um SEP, sendo que $p_{d,j}$ denota o j -ésimo elemento do referido vetor, considerando que $j \in G$. A operação de injeção de

potência é enquadrada na categoria dos processos de descarregamento energético das unidades de injeção de potência, sendo denotados pelo subscrito d , ao passo que as operações de carregamento de tais unidades são denotadas pelo subscrito c , conforme será evidenciado nas expressões da sequência. É crucial, neste ponto, definir apropriadamente o conceito de unidade de injeção de potência. Trata-se, conforme pode-se inferir da própria denominação mencionada, de uma unidade que detém a capacidade de injetar potência ativa nas barras de um determinado SEP, podendo ser, dessa forma, uma usina de geração de eletricidade baseada em geradores síncronos convencionais, uma planta de geração eólica, um sistema de armazenamento de energia em estado de descarregamento, etc.

O custo associado à operação de um sistema de armazenamento de energia pode ser modelado com amparo em inúmeros parâmetros de cunho financeiro respaldados em certos aspectos e condições características de tais sistemas. Nesse sentido, podem ser empregados, por exemplo, coeficientes associados às ações de manutenção [41], fatores referentes aos custos de capital e parâmetros relativos ao estado de integridade (*SoH – State of Health*) dos esquemas de armazenamento de energia [42]. Neste trabalho, o custo operativo dos sistemas de armazenamento de energia a ser incluído na função objetivo do modelo de FPO que será deduzido com o intento de computar e decompor os LMPs associados às barras de um SEP integrado por plantas de geração eólica e pelos referidos sistemas de armazenamento de energia, será representado por um polinômio de grau 1, a ser devidamente incorporado na igualdade evidenciada em (4.4). Tal incorporação é efetuada considerando $a_j = 0$ e $c_j = 0$, com $b_j = b_{SAE j}$ denotando o custo marginal de produção de eletricidade da unidade de injeção de potência ativa na barra j , considerando que esta representa um sistema de armazenamento de energia. Sob a perspectiva da terminologia associada aos esquemas de armazenamento de energia, b_j designa, na verdade, o chamado custo de descarregamento de tais esquemas. No modelo adotado, o custo de carregamento dos sistemas de armazenamento de energia não será incluído em (4.4), pois assume-se que, similarmente ao verificado na modelagem mercadológica da demanda de um SEP na formulação convencional dos problemas de FPO, o pagamento efetuado pelo operador dos sistemas de armazenamento de energia com base nos LMPs não será incorporado à função objetivo do modelo de FPO proposto.

As restrições operativas concernentes aos sistemas de armazenamento de energia são sintetizadas pelas igualdades (4.5) e (4.6) e pelas desigualdades expressas entre (4.7) e (4.12).

$$\mathbf{E}^{t-1} - \mathbf{E}^t + (\boldsymbol{\eta}_{gc} \circ \mathbf{p}_{gc}^t - \boldsymbol{\eta}'_{gd} \circ \mathbf{p}_{gd}^t) \circ \Delta t = \mathbf{0}_{N_u} \quad (4.5)$$

$$\mathbf{E}^{t^{final}} - \mathbf{E}^{t^{inicial}} = \mathbf{0}_{N_u} \quad (4.6)$$

$$\mathbf{E}^t - \mathbf{E}^{m\acute{a}x} \leq \mathbf{0}_{N_u} \quad (4.7)$$

$$-\mathbf{E}^t + \mathbf{E}^{m\acute{i}n} \leq \mathbf{0}_{N_u} \quad (4.8)$$

$$\mathbf{p}_{gc}^t - \mathbf{p}_{gc}^{m\acute{a}x} \circ (\mathbf{1}_{nu} - \boldsymbol{\phi}^t) \leq \mathbf{0}_{N_u} \quad (4.9)$$

$$-\mathbf{p}_{gc}^t + \mathbf{p}_{gc}^{m\acute{i}n} \circ (\mathbf{1}_{nu} - \boldsymbol{\phi}^t) \leq \mathbf{0}_{N_u} \quad (4.10)$$

$$\mathbf{p}_{gd}^t - \mathbf{p}_{gd}^{m\acute{a}x} \circ \boldsymbol{\phi}^t \leq \mathbf{0}_{N_u} \quad (4.11)$$

$$-\mathbf{p}_{gd}^t + \mathbf{p}_{gd}^{m\acute{i}n} \circ \boldsymbol{\phi}^t \leq \mathbf{0}_{N_u} \quad (4.12)$$

Previamente à descrição dos parâmetros constituintes das expressões evidenciadas entre (4.5) e (4.12), é crucial definir o vetor \mathbf{p}_g^t , o qual não é incorporado explicitamente às expressões citadas. Tal vetor é composto pelas potências operativas de todas as unidades de injeção de potência que integram um SEP, sejam tais potências de carregamento ou descarregamento. Perante tal definição, assume-se que o vetor \mathbf{p}_{gc}^t consiste no vetor \mathbf{p}_g^t cujos elementos correspondentes às unidades de injeção de potência em estado de descarregamento no instante t são zerados. Similarmente, o vetor \mathbf{p}_{gd}^t é o vetor \mathbf{p}_g^t cujos elementos referentes às unidades de injeção de potência em estado de carregamento no instante t são zerados. Por conseguinte, é facilmente visualizável que $\mathbf{p}_g^t = \mathbf{p}_{gc}^t + \mathbf{p}_{gd}^t$. Na igualdade evidenciada em (4.5), \mathbf{E}^t designa um vetor constituído pelos valores dos níveis energéticos de todas as unidades de injeção de potência de um SEP no instante t , $\boldsymbol{\eta}_{gc}$ representa o vetor composto pelos rendimentos da operação de carregamento das correspondentes unidades de injeção de potência, $\boldsymbol{\eta}'_{gd}$ representa o vetor composto pelos recíprocos dos rendimentos da operação de descarregamento das correspondentes unidades

de injeção de potência. Ainda, tem-se que Δt consiste na duração de cada intervalo constituinte do horizonte temporal total do problema de FPO a ser deduzido. Em (4.6), $\mathbf{E}^{t^{inicial}}$ e $\mathbf{E}^{t^{final}}$ denotam, respectivamente, vetores compostos pelos valores nos instantes inicial e final dos níveis energéticos de todas as unidades de injeção de potência de um SEP. No exposto em (4.7) e (4.8), $\mathbf{E}^{máx}$ e $\mathbf{E}^{mín}$ representam, respectivamente, vetores constituídos pelos valores dos níveis máximos e mínimos de armazenamento energético de todas as unidades de injeção de potência de um sistema. Nas desigualdades exprimidas entre (4.9) e (4.12), $\boldsymbol{\phi}^t$ designa um vetor cujos elementos indicam se o sistema de injeção de potência está em estado de carregamento ou descarregamento no intervalo temporal t , sendo tais elementos unitários caso os referidos sistemas de injeção de potência estejam descarregando ou nulos caso tais sistemas estejam em carregamento. O artifício matemático proporcionado pela utilização de tal vetor de elementos binários, que se alicerça no exposto na estrutura de otimização formulada em [39], inibe a possibilidade de carregamentos e descarregamentos simultâneos, condição que é infactível para a maioria dos sistemas de armazenamento de energia vigentes. Ainda, tem-se que $\mathbf{0}_k$ e $\mathbf{1}_k$ designam vetores de dimensão $k \times 1$ que são integrados, respectivamente, por elementos nulos e unitários. O subscrito N_u designa o número de unidades de injeção de potência que constituem um SEP. Pode-se inferir, facilmente, que todos os vetores integrantes das equações e inequações evidenciadas entre (4.5) e (4.12) possuem dimensão $(1 \times N_u)$. É importante ressaltar que o símbolo \circ é empregado para designar o operador do produto de Hadamard.

A declaração exposta em (4.5) define o nível energético das unidades de injeção de potência constituintes de um SEP em um determinado instante temporal. A restrição (4.6) impõe que os níveis energéticos das unidades de injeção de potência de um SEP sejam os mesmos nos instantes iniciais e finais do horizonte temporal total. As desigualdades expressas em (4.7) e (4.8) denotam, respectivamente, as restrições impostas pelos limites superiores e inferiores para os níveis energéticos das unidades de injeção de potência integrantes do sistema em um intervalo temporal específico. As desigualdades ilustradas em (4.9) e (4.10) correspondem, respectivamente, às restrições que decorrem da existência dos limites superiores e inferiores para as potências de carregamento das unidades de injeção de potência que compõem o SEP. Já as inequações expressas em (4.11) e (4.12) designam, respectivamente, as restrições impostas pelos limites superiores e inferiores para

as potências de descarregamento das unidades de injeção de potência que constituintes de um sistema.

Neste ponto, é imprescindível frisar as seguintes importantes considerações:

- (I) Considera-se que os elementos de ϕ^t correspondentes a plantas de geração convencionais ou fundamentadas em fontes renováveis são unitários ao longo de todos os intervalos que compõem o horizonte temporal total do problema de FPO em análise.
- (II) Assume-se que os elementos dos vetores η'_{gd} e $E^{t^{inicial}}$ correspondentes a sistemas de geração convencionais ou baseados em fontes renováveis são nulos.

A assunção exposta em (I) é necessária para evitar a possibilidade de que unidades de geração convencionais ou regidas por fontes renováveis eventualmente entrassem em estado de carregamento, condição inexecutável para tais unidades de geração. Já a consideração apresentada em (II) tem o propósito de asseverar que, diante da imposição de quaisquer valores para as potências de descarregamento das plantas de geração convencionais ou baseadas em fontes renováveis, os níveis energéticos de tais plantas permaneçam sempre nulos, uma vez que a operação desses sistemas de geração é respaldada em um contínuo processo de conversão de energia sem armazenamento energético. Por conveniência, assume-se, também, que os elementos dos vetores η_{gc} , $E^{máx}$ e $E^{mín}$ correspondentes a unidades de geração convencionais ou baseadas em fontes renováveis são nulos.

O estado de carga (*SOC – State of Charge*) consiste em um dos parâmetros mais imprescindíveis para a análise e prognóstico do impacto da penetração dos esquemas de armazenamento de energia nas redes elétricas de potência. Usualmente, o SOC de um sistema de armazenamento de energia corresponde à razão entre a capacidade energética vigente e a capacidade energética nominal de tal sistema, conforme exposto em (4.13). A citada capacidade nominal designa o nível máximo permissível de carga armazenada, sendo adequadamente fornecida pelos fabricantes.

$$SOC^t = E^t \circ E'_n \quad (4.13)$$

Na igualdade evidenciada em (4.13), SOC^t denota um vetor constituído pelos valores indicativos do estado de carga de todas as unidades de injeção de potência de um

SEP no instante t . As coordenadas de E'_n correspondentes a unidades de armazenamento de energia serão ocupadas pelos recíprocos dos valores dos níveis máximos de armazenamento energético de tais unidades. Já as coordenadas referentes a plantas de geração convencionais ou baseadas em fontes renováveis serão preenchidas com valores unitários. Perante o modelo de configuração vetorial adotado na presente formulação, tal assunção é necessária para evitar o estabelecimento de inconsistências aritméticas.

4.1.2 Modelagem das restrições e dos custos associados à penetração da geração eólica

A iminente mudança de paradigma imposta pela progressiva inserção de parques eólicos nas redes de energia elétrica de diversos países, exige a elaboração de estudos acerca das eventuais implicações desse novo cenário operativo na precificação da eletricidade.

Níveis crescentes de penetração de energia elétrica proveniente de plantas eólicas podem impactar consideravelmente os preços da eletricidade na esfera atacadista sob a perspectiva dos mercados geridos por operadores de transmissão regionais (RTOs – *Regional Transmission Operators*), uma vez que podem implicar em possíveis reduções nos preços de equilíbrio de mercado e contribuir para a ocorrência de eventos de preço negativo em determinados locais durante certos períodos do ano e intervalos do dia. No entanto, os reflexos financeiros plenos da integração de parques eólicos aos sistemas elétricos de potência são incertos em virtude da intrínseca complexidade associada ao cenário integral concernente aos mercados elétricos atacadistas e das inúmeras variáveis que podem influenciar os preços da energia elétrica nesse gênero de mercado, como a localização, o nível da demanda, a composição da geração, os preços dos hidrocarbonetos e do carvão, etc [43].

Registros efetuados por monitores independentes de mercado acerca de três RTOs, o MISO (*Midwest Independent System Operator*), PJM e ERCOT (*Electric Reliability Council of Texas*), evidenciam que a injeção de potência advinda de plantas eólicas podem contribuir para eventos de preço negativo. Mais especificamente, preços negativos ocorrem com mais probabilidade no período noturno, durante o qual a geração de potência eólica é elevada, o nível de carga é tipicamente reduzido e os preços da eletricidade são baixos.

Todavia, durante os picos de carga, quando os preços da eletricidade são elevados, os níveis de geração eólica são tipicamente baixos. Dessa forma, as usinas eólicas serão economicamente menos impactadas durante os períodos em que as unidades de tais plantas são capazes de auferir elevadas receitas, beneficiando-se de consideráveis margens de lucratividade. É importante frisar que preços negativos de energia elétrica podem emergir em mercados competitivos geridos por RTOs devido a uma combinação de congestionamento no sistema de transmissão e um número suficiente de ofertas de preços negativos advindas de unidades geradoras. Por exemplo, na zona de atuação de uma RTO em que unidades geradoras que ofertam eletricidade a preços reduzidos não conseguem disponibilizar efetivamente sua produção para regiões externas em razão de congestionamentos nas redes de transmissão, o modelo de mercado corrente reduzirá a potência de saída de alguns geradores com base nos respectivos preços ofertados. De maneira a assegurar que continuem sendo despachadas, tais unidades podem eventualmente decrementar seus preços ofertados a níveis abaixo de zero, caso seja necessário. Se todas unidades geradoras constituintes de uma área específica exibirem ofertas negativas, o LMP resultante para a localidade em questão será negativo. Basicamente, preços negativos significam que as unidades geradoras pagam às RTOs para fornecer potência. Pode parecer controverso, mas algumas plantas de geração dispõem-se a aceitar preços negativos por diversos motivos, como, por exemplo, o fato de, recorrentemente, a manutenção e os custos de combustível associados ao desligamento e acionamento de sistemas de geração poderem ultrapassar temporariamente um evento de preço negativo, e os incentivos concedidos para a continuidade de produção de eletricidade, como aqueles usualmente disponibilizados para plantas eólicas [43].

Tradicionalmente, os problemas de FPO abrangem majoritariamente o controle e a satisfação dos limites operativos de SEPs constituídos apenas por usinas termelétricas baseadas em geradores síncronos convencionais. Todavia, à medida que as tecnologias de geração baseadas em fontes renováveis, em especial, a geração eólica, vêm conquistando uma fração cada vez mais relevante da composição da matriz energética de diversos países, torna-se evidente a necessidade de incorporar os custos e as restrições concernentes à operação das plantas eólicas nas formulações de FPO adotadas atualmente.

Inúmeras metodologias têm sido concebidas e implementadas com o desígnio de levar em consideração a operação de unidades de geração fundamentadas em fontes energéticas de perfil inerentemente estocástico. Uma abordagem muito difundida consiste na

utilização do fluxo de potência ótimo probabilístico (FPOP), cujas técnicas de solução, em síntese, são subdivididas em duas categorias, uma baseada na simulação de Monte Carlo e a outra alicerçada nas técnicas analíticas. Nas técnicas respaldadas na simulação de Monte Carlo, os índices de confiabilidade são estimados através de uma sequência de simulações do comportamento estocástico de um determinado sistema em análise [44]. Tratam-se de métodos computacionalmente mais dispendiosos, sendo, entretanto, capazes de lidar com as complexidades características de certos sistemas sem a necessidade de promover simplificações na modelagem de tais sistemas. Com o intuito de mitigar o esforço computacional associado aos métodos de Monte Carlo, recorrentemente técnicas analíticas são empregadas no problema de FPOP. Essencialmente, tais técnicas adotam modelos matemáticos, geralmente simplificados, para representar o comportamento estocástico de um determinado sistema, possibilitando, por conseguinte, a aquisição dos índices de confiabilidade referentes a tal modelagem por intermédio de soluções matemáticas diretas [44]. Entre as principais técnicas utilizadas nesse contexto, destacam-se os métodos de estimação de pontos, conforme apresentado em [45] e [46], o método do segundo momento de primeira ordem [47] e o método dos cumulantes [48]. O propósito primordial do emprego de tais técnicas analíticas na resolução do problema de FPOP é computar os momentos estatísticos das variáveis de saída do FPO, tais como os custos de produção das unidades geradoras, as magnitudes das tensões nas barras de tensão controlada e os fluxos de potência, amparando-se nos momentos estatísticos das variáveis de entrada, como a velocidade do vento que incide sobre uma determinada planta eólica, o nível da demanda e outras quantidades estocásticas [49].

Além do escopo do FPOP, em [50] é apresentada uma modelagem estocástica da geração eólica para o problema do FPO. Em [51] é introduzido um método de despacho econômico dinâmico fundamentado na previsão da velocidade dos ventos e na teoria de programação estocástica. Analogamente ao verificado nas estratégias propostas em [50] e [51], o impacto representativo da intermitência e variabilidade da geração eólica é geralmente considerado mediante a formulação e incorporação apropriada de algum gênero de restrição, em vez de considerá-lo através de custos inseridos na função objetivo do correspondente FPO. Nesse sentido, alguns trabalhos considerando a inserção do custo de geração eólica na função objetivo dos problemas de FPO têm sido desenvolvidos. Em [52], por exemplo, é proposto um novo algoritmo de despacho econômico para aplicação em SEPs diante de incertezas associadas à previsão da geração eólica. Uma metodologia

objetivando a inclusão da geração eólica no problema de despacho econômico considerando aspectos de sobre-estimação e subestimação da potência eólica utilizada é apresentada em [53].

Fundamentando-se no previamente exposto, evidencia-se a necessidade de conduzir estudos específicos a respeito dos reflexos da penetração da geração eólica nos sistemas de energia elétrica, sob a perspectiva do comportamento dos LMPs associados às barras de tais sistemas, levando-se em consideração as particularidades operacionais, tecnológicas e topológicas de cada sistema, bem como a volatilidade decorrente do perfil estocástico inerente à geração eólica.

Precedentemente à elaboração do modelo de custo referente à operação das plantas de geração eólica, faz-se necessário introduzir e descrever convenientemente os preceitos probabilísticos sobre os quais se alicerça o método de determinação da distribuição de frequência da potência de saída de um determinado parque eólico. O perfil comportamental estocástico característico da velocidade dos ventos, neste trabalho, é modelado através da distribuição de Weibull, cuja função densidade de probabilidade é descrita pela igualdade exposta em (4.14).

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-vc^k}, \quad 0 < v < \infty \quad (4.14)$$

em que v denota a velocidade do vento incidente sobre a planta eólica na localidade considerada, c designa o fator de escala definido na mesma unidade de medida da velocidade do vento e k corresponde ao fator de forma de tal distribuição, o qual consiste em um parâmetro adimensional.

Ademais, assume-se que a potência mecânica extraída dos ventos por um aerogerador possa ser computada pelas relações evidenciadas em (4.15) [9]. No presente trabalho, assume-se que a potência de saída de um parque eólico em análise seja uniformemente distribuída entre todos os aerogeradores constituintes de tal parque.

$$P(v) = \begin{cases} 0, & v \leq V_{entrada} \text{ ou } v \geq V_{saída} \\ \frac{1}{2} \rho A c_p(\beta, \gamma) v^3, & V_{entrada} < v \leq V_{nominal} \\ P_{nominal}, & V_{nominal} < v < V_{saída} \end{cases} \quad (4.15)$$

em que ρ representa a densidade do ar, c_p corresponde ao coeficiente de desempenho, β denota o ângulo de passo das pás do rotor da turbina eólica, A designa a área varrida por tal rotor. As velocidades de acionamento e desligamento das unidades de geração eólica são, respectivamente, representadas por $V_{entrada}$ e $V_{saída}$. Já $V_{nominal}$ corresponde à velocidade do vento na qual a potência mecânica de saída do aerogerador será a nominal especificada ($P_{nominal}$). Já λ designa a razão entre a velocidade tangencial verificada na ponta das pás do aerogerador e a velocidade do vento incidente.

As subseqüentes análises da incorporação dos custos de geração eólica na função objetivo do problema de FPOCA exigem a obtenção da distribuição de frequência das potências de saída dos aerogeradores constituintes das plantas eólicas consideradas nos estudos. Dessa forma, com base na função densidade de probabilidade representativa da distribuição de Weibull empregada para modelar o comportamento dos ventos, conforme definido em (4.14), e na expressão indicativa da relação entre a potência mecânica da unidade de geração eólica e a velocidade dos ventos incidentes na turbina, em conformidade com o exposto em (4.15), a distribuição de frequência da potência de saída de um aerogerador é determinada mediante a aplicação da simulação de Monte Carlo, que assume a forma do histograma de frequências ilustrado na Figura 5.8.

Posteriormente à determinação da potência de saída programada dos aerogeradores, verifica-se que o valor da potência de saída verdadeira de tais unidades de geração pode ser superior ou inferior ao referido valor programado em virtude do perfil estocástico inerente à geração eólica. A escassez de potência que emerge da circunstância em que a potência de saída verdadeira é inferior à programada é sanada via aquisição de potência de outras fontes ou mediante corte de carga. Já perante o cenário em que a potência de saída verdadeira é superior à programada, os aerogeradores devem reduzir seu nível operativo, o que pode ser considerado ambientalmente pernicioso, uma vez que, sob certa perspectiva, tal ação representa um desperdício da capacidade instalada da geração eólica disponível. As duas circunstâncias operativas previamente mencionadas constituem o alicerce do modelo adotado para representar o custo da geração eólica. Nesse contexto, são adotados dois paradigmas de custo decorrentes da utilização da geração eólica: o custo de oportunidade referente à falta de potência eólica e o custo de oportunidade referente ao excesso de potência eólica [54].

O custo de oportunidade referente à falta de potência eólica representa o custo proveniente da utilização de unidades reservas de injeção de potência que integram o

sistema necessárias para compensar o desequilíbrio originado do fato do valor verdadeiro da potência de saída de um aerogerador ser inferior ao correspondente valor programado. Matematicamente, o custo de oportunidade referente à falta de potência eólica é mensurado por intermédio do expresso em (4.16) [54].

$$C_F = K_F Prob(P_{ev} < P_{ep}) \left(P_{ep} - E_{P_{ev} < P_{ep}}(P_{ev}) \right) \quad (4.16)$$

em que C_F denota o custo de oportunidade referente à falta de potência eólica, sendo expresso em $\$/h$. Os parâmetros P_{ev} e P_{ep} , designam, respectivamente, os valores, em MW , verdadeiros e programados da potência de saída dos aerogeradores constituintes do parque eólico considerado. A probabilidade do valor verdadeiro da potência de saída das unidades de geração eólica em análise ser inferior ao valor programado é indicada por $Prob(P_{ev} < P_{ep})$. Já $E_{P_{ev} < P_{ep}}(P_{ev})$ corresponde ao valor esperado da potência de saída dos aerogeradores definido no semiplano esquerdo da Figura 5.8 ($P_{ev} < P_{ep}$). O coeficiente K_F mensura os esforços financeiros necessários para acionar as unidades reservas de injeção de potência do sistema, sendo expresso em $\$/MWh$.

No presente trabalho as unidades reservas de injeção de potência são exclusivamente constituídas por sistemas de armazenamento de energia, significando que o coeficiente K_F afere a demanda financeira exigida para descarregar a energia dos referidos sistemas de armazenamento com o desígnio de suprir a carência de potência decorrente da operação dos aerogeradores integrantes de determinados parques eólicos em níveis operativos abaixo do programado.

Já o custo de oportunidade referente ao excesso de potência eólica designa o custo decorrente da perda dos benefícios ambientais resultante da diminuição do nível operativo dos aerogeradores que integram um parque eólico diante da circunstância em que o valor verdadeiro da potência de saída de tais unidades é superior ao valor programado. Analogamente ao custo de oportunidade anteriormente descrito, o custo de oportunidade referente ao excesso de potência eólica é mensurado por intermédio do expresso em (4.17) [54].

$$C_E = K_E Prob(P_{ev} > P_{ep}) \left(E_{P_{ev} > P_{ep}}(P_{ev}) - P_{ep} \right) \quad (4.17)$$

em que C_E denota o custo de oportunidade referente ao excesso de potência eólica, sendo expresso em $\$/h$. Os parâmetros P_{ev} e P_{ep} designam, respectivamente, os valores, em MW , verdadeiros e programados da potência de saída dos aerogeradores constituintes do parque eólico considerado. A probabilidade do valor verdadeiro da potência de saída das unidades de geração eólica em análise ser superior ao valor programado é indicada por $Prob(P_{ev} > P_{ep})$. Já $E_{P_{ev} > P_{ep}}(P_{ev})$ corresponde ao valor esperado da potência de saída dos aerogeradores definido no semiplano direito da Figura 5.8 ($P_{ev} > P_{ep}$). O coeficiente K_E , expresso em $\$/MWh$, representa uma medida da importância atribuída às questões ambientais na área em que a planta eólica em análise está situada.

Por conseguinte, o modelo adotado para representar o custo total da geração eólica referente a um único aerogerador constituinte de um parque eólico abrange a soma do custo de oportunidade referente à falta de potência eólica com o custo de oportunidade referente ao excesso de potência eólica, conforme se verifica em (4.18) [54].

$$C_T = C_F + C_E \quad (4.18)$$

Dessa forma, após a especificação dos parâmetros descritivos da função densidade de probabilidade representativa da distribuição de Weibull descrita em (4.14), determina-se, por intermédio de uma simulação de Monte Carlo, a distribuição de frequência da potência de saída de um aerogerador constituinte de um parque eólico em análise com base na relação exposta em (4.15). Assume-se que o referido parque eólico em análise é designado como a j -ésima unidade de injeção de potência. Em seguida, após a adequada definição dos coeficientes K_{Fj} e K_{Ej} , deve-se computar, fundamentando-se no definido em (4.18), os valores do custo total de geração eólica C_{Tj} de um aerogerador integrante de uma unidade de injeção de potência j (parque eólico) correspondentes aos valores situados na faixa de potências $0 \leq P_{epj} \leq P_{nominalj}$, obtendo-se, através de alguma técnica de ajuste de curvas, o polinômio $a_{epj}P_{epj}^2 + b_{epj}P_{epj} + c_{epj}$ representativo de tal custo, em que a_{epj} , b_{epj} e c_{epj} , são coeficientes expressos, respectivamente, em $\$/MW^2h$, $\$/MWh$ e $\$/h$. Finalmente, o polinômio descritivo do custo total de geração de um parque eólico, representado como a j -ésima unidade de injeção de potência de um SEP, assume a forma exibida em (4.19).

$$C_{TPj} = \frac{a_{epj}}{n_{agj}} P_{pepj}^2 + b_{epj} P_{pepj} + n_{agj} c_{epj} \quad (4.19)$$

em que n_{ag} denota o número de aerogeradores que compõem um determinado parque eólico e P_{pep} designa a potência de saída de tal parque. É válido ressaltar que os procedimentos previamente aplicados para determinar a função do custo total da geração eólica concernente a um determinado parque eólico podem ser estendidos para um número arbitrário de plantas eólicas integrantes de um SEP em estudo.

Dessa forma, pode-se observar que o polinômio ilustrado em (4.19) é perfeitamente incorporável à expressão designativa da função objetivo exposta em (4.4) associada ao problema de FPO geral formulado no presente trabalho, bastando perceber que $a_j = a_{epj}/n_{agj}$, $b_j = b_{epj}$ e $c_j = n_{agj}c_{epj}$.

Por conseguinte, é tarefa imprescindível diferenciar os modelos de custos associados a cada gênero de unidade de injeção de potência definido, o que é perfeitamente clarificado mediante a consulta da tabela 4.1 ilustrada na sequência, a qual sumariza convenientemente a distinção entre os referidos modelos.

Tabela 4.1: Modelos de custo de produção de eletricidade associados a cada gênero de unidade de injeção de potência.

	Coeficientes do somatório polinomial da função objetivo descrita em (4.4)		
	a_j	b_j	c_j
Gerador síncrono convencional	a_{GSj}	b_{GSj}	c_{GSj}
Sistema de armazenamento de energia	0	b_{SAEj}	0
Planta de geração eólica	a_{epj}/n_{agj}	b_{epj}	$n_{agj}c_{epj}$

Na categorização polinomial exposta na tabela 4.1, os coeficientes constituintes dos polinômios de custo referentes aos sistemas de armazenamento de energia e às plantas de geração eólica já foram devidamente explicados em ensejos anteriores. Todavia, tem-se, ainda, a_{GSj} , b_{GSj} e c_{GSj} , os quais correspondem aos coeficientes do polinômio

representativo do custo de produção de eletricidade de uma unidade geradora síncrona convencional.

Assume-se que, no âmbito da modelagem dos custos incutidos pela geração eólica adotada na formulação do FPO que rege o presente trabalho, os coeficientes K_F e K_E permanecem invariáveis ao longo do tempo. A transição entre a mencionada imposição preliminar de invariabilidade diante da passagem temporal e um modelo aperfeiçoado que considere a otimização e atualização dos referidos coeficientes ao longo dos intervalos de tempo constituintes do problema de FPO deduzido neste trabalho poderá ser implementada em trabalhos futuros.

Conforme se infere das formulações previamente descritas acerca dos modelos das restrições e dos custos operativos associados à penetração da geração eólica e dos sistemas de armazenamento de energia, a contribuição, em termos de despesas operativas, proveniente dos referidos sistemas de armazenamento, advém de duas frentes: o custo de operação direto de um sistema de armazenamento explicitamente presente na topologia da rede elétrica de potência, em conformidade com o exposto na subseção 4.2.1, e o custo operativo indireto de tal sistema de armazenamento sintetizado pelo coeficiente K_F constituinte da expressão (4.16), o qual fornece um indicativo dos esforços financeiros decorrentes da necessidade de acionar um sistema de armazenamento de energia com o intento de compensar a escassez de injeção de potência advinda de uma planta de geração eólica.

Portanto, é indispensável discernir a natureza dos dois gêneros de custos relativos aos sistemas de armazenamento de energia, pois um denota um custo determinístico diretamente resultante da operação de descarregamento de tais sistemas de armazenamento integrantes da topologia de uma rede de potência, ao passo que o outro designa um custo de cunho probabilístico, uma vez que, apesar de ser representado pelo coeficiente K_F , é ponderado por valores de probabilidade, de acordo com o verificado em (4.16).

Já as restrições associadas à operação das plantas de geração eólica são constituídas, no modelo adotado no presente trabalho, unicamente pelos limites das injeções de potência ativa aos quais tais plantas estão submetidas. Tais restrições, por conseguinte, são perfeitamente incorporadas nas desigualdades expressas em (4.11) e (4.12).

4.1.3 Formulação do modelo de FPO para o cálculo e decomposição dos LMPs de um SEP com inserção de geração eólica e de sistemas de armazenamento de energia

Conforme explanado na subseção 4.1, a condução de análises de mercado por intermédio da utilização de esquemas de decomposição dos LMPs de um SEP amparados na formulação de fluxo de potência regido por uma barra de folga única, pode incutir implicações danosas aos interesses financeiros de determinados participantes dos mercados elétricos. Nesse contexto, resultados mercadologicamente mais apropriados podem ser alcançados mediante a incorporação de um modelo de barra de referência distribuída na dedução da estrutura matemática do problema do fluxo de potência.

O modelo de FPO respaldado na formulação de fluxo de potência com referência distribuída adotado no presente trabalho objetiva a minimização do custo total de produção de eletricidade em um determinado SEP, satisfazendo, simultaneamente, um conjunto especificado de restrições. Visando uma adequação à metodologia de aquisição e decomposição dos LMPs empregada neste trabalho, considera-se, na formulação proposta, apenas as restrições, as variáveis de controle e as variáveis de estado concernentes à potência ativa. Assume-se que exista disponibilidade de potência reativa em um patamar suficiente para manter as magnitudes das tensões de todas as barras constituintes do sistema dentro das suas respectivas faixas de valores permissíveis. Por conseguinte, o conjunto considerado de restrições abrange as equações de balanço de potência ativa em cada barra, os limites operativos das plantas de geração e os limites impostos para os fluxos de potência ativa através das linhas de transmissão que compõem o SEP. Dessa forma, o FPO vigente é formulado conforme exposto entre (4.20) a (4.31), que contém algumas igualdades e desigualdades previamente expressas na subseção 4.2.1, mas que são convenientemente transcritas com o intuito de expor de forma absolutamente inteligível e adequadamente organizada a estrutura de otimização concernente ao problema de FPO vigente.

$$\min F = \sum_{t \in T} \sum_{j \in G} \left[a_j S_{base}^2 (p_{d,j}^t)^2 + b_j S_{base} p_{d,j}^t + c_j \right] 10^{-3} \quad (4.20)$$

s.a.

$$p_{BRD}^t = 0 \quad (4.21)$$

$$-p_d^t - \sigma^t p_{BRD}^t + p_c^t + d^t + f^t = \mathbf{0}_N \quad (4.22)$$

$$fl^t - fl^{m\acute{a}x} \leq \mathbf{0}_{N_{lt}} \quad (4.23)$$

$$E^{t-1} - E^t + (\eta_{gc} \circ p_{gc}^t - \eta'_{gd} \circ p_{gd}^t) \circ \Delta t = \mathbf{0}_{N_u} \quad (4.24)$$

$$E^{t^{final}} - E^{t^{inicial}} = \mathbf{0}_{N_u} \quad (4.25)$$

$$E^t - E^{m\acute{a}x} \leq \mathbf{0}_{N_u} \quad (4.26)$$

$$-E^t + E^{m\acute{in}} \leq \mathbf{0}_{N_u} \quad (4.27)$$

$$p_{gc}^t - p_{gc}^{m\acute{a}x} \circ (\mathbf{1}_{nu} - \phi^t) \leq \mathbf{0}_{N_u} \quad (4.28)$$

$$-p_{gc}^t + p_{gc}^{m\acute{in}} \circ (\mathbf{1}_{nu} - \phi^t) \leq \mathbf{0}_{N_u} \quad (4.29)$$

$$p_{gd}^t - p_{gd}^{m\acute{a}x} \circ \phi^t \leq \mathbf{0}_{N_u} \quad (4.30)$$

$$-p_{gd}^t + p_{gd}^{m\acute{in}} \circ \phi^t \leq \mathbf{0}_{N_u} \quad (4.31)$$

Grande parcela dos parâmetros vetoriais expressos entre (4.20) e (4.31) foram satisfatoriamente descritos na subseção 4.2.1, no entanto, ainda é necessário definir os parâmetros remanescentes. Nesse sentido, p_{BRD} designa um parâmetro indicativo da potência ativa injetada na barra de referência distribuída do modelo de FPO adotado. O vetor d^t é integrado pelos valores das potências ativas extraídas de todas as barras constituintes de um SEP no instante t , representando, por conseguinte, a demanda do referido sistema com o transcorrer do tempo. Os elementos do vetor f^t denotam as injeções de fluxo de potência ativa na rede provenientes de cada uma das barras de um SEP no intervalo t . O vetor fl^t é composto pelos valores dos fluxos de potência ativa através de

todas as linhas de transmissão constituintes de um SEP no instante t . Os elementos do vetor $\mathbf{f}^{l^{m\acute{a}x}}$ indicam os limites superiores para os correspondentes valores do vetor \mathbf{f}^t . Os elementos do vetor $\boldsymbol{\sigma}$ representam os fatores de participação do modelo de referência distribuída associados a cada uma das barras de um SEP. Ademais, os subscritos N e N_{lt} , indicam, respectivamente, o número de barras e de linhas de transmissão que compõem um SEP.

A declaração evidenciada em (4.20) designa a minimização da função objetivo previamente mencionada constituinte do modelo de FPO proposto. A restrição (4.21) impõe que a injeção de potência ativa na barra de referência distribuída deve ser nula. Uma barra de referência distribuída incorporada ao modelo de fluxo de potência adotado corresponde a um nó fictício cuja existência é relegada apenas ao âmbito da formulação matemática, sendo, por conseguinte, fisicamente inexistente [30]. A expressão ilustrada em (4.22) denota a restrição de balanço de potência ativa em todas as barras constituintes do SEP. A restrição (4.23) indica que os fluxos de potência ativa através das linhas de transmissão do sistema devem satisfazer os limites térmicos predefinidos. Os significados das expressões ilustradas entre (4.24) e (4.31) já foram precedentemente descritos.

A função de Lagrange referente ao problema de otimização formulado entre (4.20) e (4.31) assume a forma exibida em (4.32).

$$\begin{aligned}
L = & F + \lambda_{BRD}^t p_{BRD}^t \\
& + \sum_{t \in T} [(\boldsymbol{\lambda}^t)^T (-\mathbf{p}_d^t - \boldsymbol{\sigma}^t p_{BRD}^t + \mathbf{p}_c^t + \mathbf{d}^t + \mathbf{f}^t) \\
& + (\boldsymbol{\mu}^t)^T (\mathbf{f}^t - \mathbf{f}^{l^{m\acute{a}x}}) + (\boldsymbol{\pi}_{gc}^{m\acute{a}x t})^T [\mathbf{p}_{gc}^t - \mathbf{p}_{gc}^{m\acute{a}x} \circ (\mathbf{1}_{nu} - \boldsymbol{\phi}^t)] \\
& + (\boldsymbol{\pi}_{gc}^{m\acute{a}x t})^T [-\mathbf{p}_{gc}^t + \mathbf{p}_{gc}^{m\acute{a}x} \circ (\mathbf{1}_{nu} - \boldsymbol{\phi}^t)] \\
& + (\boldsymbol{\pi}_{gd}^{m\acute{a}x t})^T (\mathbf{p}_{gd}^t - \mathbf{p}_{gd}^{m\acute{a}x} \circ \boldsymbol{\phi}^t) \\
& + (\boldsymbol{\pi}_{gd}^{m\acute{a}x t})^T (-\mathbf{p}_{gd}^t + \mathbf{p}_{gd}^{m\acute{a}x} \circ \boldsymbol{\phi}^t) \\
& + (\boldsymbol{\tau}^t)^T [\mathbf{E}^{t-1} - \mathbf{E}^t + (\boldsymbol{\eta}_{gc} \circ \mathbf{p}_{gc}^t - \boldsymbol{\eta}'_{gd} \circ \mathbf{p}_{gd}^t) \circ \Delta t] \\
& + (\boldsymbol{\kappa}^{m\acute{a}x t})^T (\mathbf{E}^t - \mathbf{E}^{m\acute{a}x}) + (\boldsymbol{\kappa}^{m\acute{a}x t})^T (-\mathbf{E}^t + \mathbf{E}^{m\acute{a}x}) \\
& + (\boldsymbol{\zeta})^T (\mathbf{E}^{t^{final}} - \mathbf{E}^{t^{inicial}})
\end{aligned} \tag{4.32}$$

em que λ^t denota um vetor constituído pelos LMPs associados a cada uma das barras de um SEP no instante t , λ_{BRD}^t corresponde ao LMP da barra de referência distribuída no intervalo de tempo t e μ^t designa um vetor formado pelos multiplicadores de Lagrange referentes às restrições de fluxo de potência ativa em cada uma das linhas que integram um SEP no ponto temporal t . Assume-se a existência dos vetores $\pi_g^{máx t}$ e $\pi_g^{mín t}$ constituídos, respectivamente, pelos multiplicadores de Lagrange associados aos limites superiores e inferiores da potência operativa das unidades de injeção de potência no instante t , sejam tais potências de carregamento ou descarregamento. Dessa forma, zerando-se os elementos de $\pi_g^{máx t}$ e $\pi_g^{mín t}$ correspondentes às unidades de injeção de potência em estado de descarregamento, obtêm-se, respectivamente, os vetores $\pi_{gc}^{máx t}$ e $\pi_{gc}^{mín t}$. Semelhantemente, zerando-se os elementos de $\pi_g^{máx t}$ e $\pi_g^{mín t}$ correspondentes às unidades de injeção de potência em estado de carregamento, adquirem-se, respectivamente, os vetores $\pi_{gd}^{máx t}$ e $\pi_{gd}^{mín t}$. Dessa forma, é perceptível que $\pi_g^{máx t} = \pi_{gc}^{máx t} + \pi_{gd}^{máx t}$ e $\pi_g^{mín t} = \pi_{gc}^{mín t} + \pi_{gd}^{mín t}$. O vetor ζ é composto pelos multiplicadores de Lagrange atados às restrições que impõem que um mesmo nível energético deva ser verificado nos instantes inicial e final da operação de todas as unidades de injeção de potência. Já $\kappa^{máx t}$ e $\kappa^{mín t}$, designam, respectivamente, vetores constituídos pelos multiplicadores de Lagrange associados aos limites superiores e inferiores dos níveis energéticos das unidades de injeção de potência no instante t . O vetor τ^t é constituído pelos multiplicadores de Lagrange vinculados ao balanço energético temporal das unidades de injeção de potência integrantes do sistema no intervalo de tempo t . Os vetores ζ , $\kappa^{máx t}$, $\kappa^{mín t}$ e τ^t possuem estruturas similares. Tratam-se de vetores de dimensões $1 \times nu$, em que os elementos associados a plantas convencionais de geração de eletricidade são nulos. Essas imposições asseguram que as restrições associadas a tais multiplicadores de Lagrange não sejam levadas em consideração na resolução do modelo de FPO.

4.2 Cálculo e decomposição dos LMPs de um SEP através do modelo de FPO formulado

Em termos da estruturação algébrica do problema de FPO vigente, os LMPs consistem nos multiplicadores de Lagrange vinculados às restrições de balanço de potência

ativa nas barras de um SEP que compõem a formulação do modelo de FPO adotado. Tal modelo, objetivando contornar condições mercadologicamente inapropriadas, respalda-se na incorporação de uma barra de referência distribuída na formulação das equações do fluxo de potência que regem o problema de FPO vigente. A análise das condições de otimalidade, por intermédio das quais são efetivamente computados os LMPs associados às barras de um SEP, e a metodologia de decomposição de tais LMPs são adequadamente descritas nas subseções que seguem.

4.2.1 Análise de otimalidade do modelo de FPO formulado

Para a obtenção da solução ótima do problema de otimização definido entre (4.20) e (4.31), as condições de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) expostas entre (4.33) e (4.47) precisam ser satisfeitas. Tais condições serão explanadas na sequência em partes correlatas.

$$\left[\left(\frac{\partial L}{\partial \mathbf{p}_{gc}^*} \right)^t \right]^T = (\boldsymbol{\lambda}_{gc}^*)^t + (\boldsymbol{\pi}_{gc}^{m\acute{a}x*})^t - (\boldsymbol{\pi}_{gc}^{m\acute{i}n*})^t + [(\boldsymbol{\tau}_{gc}^*)^t \circ \boldsymbol{\eta}_{gc}] \Delta t = \mathbf{0}_{nu} \quad (4.33)$$

$$\begin{aligned} \left[\left(\frac{\partial L}{\partial \mathbf{p}_{gd}^*} \right)^t \right]^T &= \left[\left(\frac{\partial F}{\partial \mathbf{p}_{gd}^*} \right)^t \right]^T - (\boldsymbol{\lambda}_{gd}^*)^t + (\boldsymbol{\pi}_{gd}^{m\acute{a}x*})^t - (\boldsymbol{\pi}_{gd}^{m\acute{i}n*})^t \\ &- [(\boldsymbol{\tau}_{gd}^*)^t \circ \boldsymbol{\eta}_{gd}] \Delta t = \mathbf{0}_{nu} \end{aligned} \quad (4.34)$$

$$\left[\left(\frac{\partial L}{\partial \boldsymbol{\theta}^*} \right)^t \right]^T = \left[\left(\frac{\partial f}{\partial \boldsymbol{\theta}^*} \right)^t \right]^T (\boldsymbol{\lambda}^*)^t + \left[\left(\frac{\partial fl}{\partial \boldsymbol{\theta}^*} \right)^t \right]^T (\boldsymbol{\mu}^*)^t = \mathbf{0}_n \quad (4.35)$$

$$\left(\frac{\partial L}{\partial \mathbf{p}_{BRD}} \right)^t = (\boldsymbol{\lambda}_{BRD}^*)^t + (\boldsymbol{\sigma}^t)^T (\boldsymbol{\lambda}^*)^t = 0 \quad (4.36)$$

$$\left(\frac{\partial L}{\partial \lambda_{BRD}^*} \right)^t = p_{BRD}^t = 0 \quad (4.37)$$

$$\left[\left(\frac{\partial L}{\partial \lambda^*} \right)^t \right]^T = -(\mathbf{p}_d^*)^t - \boldsymbol{\sigma}^t p_{BRD}^t + (\mathbf{p}_c^*)^t + \mathbf{d}^t + (\mathbf{f}^*)^t = \mathbf{0}_n \quad (4.38)$$

$$\left[\left(\frac{\partial L}{\partial \boldsymbol{\tau}^*} \right)^t \right]^T = (\mathbf{E}^*)^{t-1} - (\mathbf{E}^*)^t + \left[\boldsymbol{\eta}_{gc} \circ (\mathbf{p}_{gc}^*)^t - \boldsymbol{\eta}'_{gd} \circ (\mathbf{p}_{gd}^*)^t \right] \circ \Delta t = \mathbf{0}_{nu} \quad (4.39)$$

$$\left[\left(\frac{\partial L}{\partial \boldsymbol{\zeta}^*} \right)^t \right]^T = (\mathbf{E}^*)^{t^{final}} - (\mathbf{E}^*)^{t^{inicial}} = \mathbf{0}_{nu} \quad (4.40)$$

Precedentemente à descrição dos parâmetros integrantes das igualdades expressas entre (4.33) e (4.40), é crucial definir o vetor $\boldsymbol{\lambda}_g^t$, o qual não é incorporado explicitamente às igualdades citadas. Tal vetor é constituído pelos elementos do vetor $\boldsymbol{\lambda}^t$ concernentes apenas às barras que contêm unidades de injeção de potência, independente de seus estados operativos. Perante tal definição, assume-se que o vetor $\boldsymbol{\lambda}_{gc}^t$ consiste no vetor $\boldsymbol{\lambda}_g^t$ cujos elementos correspondentes às unidades de injeção de potência em estado de descarregamento no instante t são zerados. Similarmente, o vetor $\boldsymbol{\lambda}_{gd}^t$ é o vetor $\boldsymbol{\lambda}_g^t$ cujos elementos referentes às unidades de injeção de potência em estado de carregamento no instante t são zerados. Diante do exposto, torna-se perceptível que $\boldsymbol{\lambda}_g^t = \boldsymbol{\lambda}_{gc}^t + \boldsymbol{\lambda}_{gd}^t$. O vetor $\boldsymbol{\tau}_{gc}^t$, em suma, consiste no vetor $\boldsymbol{\tau}^t$ cujos elementos correspondentes às unidades de injeção de potência em estado de descarregamento são zerados. Analogamente, o vetor $\boldsymbol{\tau}_{gd}^t$ é o vetor $\boldsymbol{\tau}^t$ cujos elementos concernentes às unidades de injeção de potência em estado de carregamento são zerados. Mais uma vez, é facilmente observável que $\boldsymbol{\tau}^t = \boldsymbol{\tau}_{gc}^t + \boldsymbol{\tau}_{gd}^t$. Já o vetor $\boldsymbol{\theta}$ é constituído pelos ângulos das tensões das barras de um SEP, excetuando-se a barra de referência angular. O asterisco sobrescrito nas variáveis de controle, nas variáveis de estado e nos multiplicadores de Lagrange representam os valores ótimos para tais parâmetros. As condições apresentadas entre (4.33) e (4.36) decorrem da necessidade de que, para que a solução concernente ao problema de otimização em questão seja ótima, os gradientes da função objetivo e das funções relativas às restrições sejam vetores linearmente dependentes [55]. É importante notar que em (4.33) não existe uma parcela alusiva à derivada da função objetivo do modelo de FPO vigente em relação à potência de carregamento, visto que, conforme descrito em parágrafos precedentes, tal função não abrange as potências das unidades de injeção de potência em estado de carregamento, pois

assume-se que as cargas constituintes de um SEP não são remuneradas, o que corresponde a uma hipótese absolutamente factível.

A parte da condição de complementaridade de relaxação concernente aos limites operativos superiores e inferiores das unidades de injeção de potência em estado de carregamento, exige, respectivamente, que as imposições expressas em (4.41) e (4.42) sejam satisfeitas. Já a parte da condição de complementaridade de relaxação referente aos limites operativos superiores e inferiores das unidades de injeção de potência em estado de descarregamento, requer, respectivamente, que as condições impostas em (4.43) e (4.44) sejam satisfeitas. Ainda, a parte da condição de complementaridade de relaxação associada aos limites impostos aos fluxos de potência ativa através das linhas de um SEP, demanda que a imposição exibida em (4.45) seja devidamente respeitada. Finalmente, a parte de tal condição relativa aos limites superiores e inferiores do nível de armazenamento energético permissível para as unidades de injeção de potência, exige, respectivamente, que as condições expostas em (4.46) e (4.47) sejam obedecidas. É válido enfatizar que todas as condições mencionadas devem ser satisfeitas ao longo de todos os intervalos constituintes do horizonte temporal total de um problema de FPO qualquer.

$$\begin{aligned} (\boldsymbol{\pi}_{gc}^{m\acute{a}x*})^t \circ [(\boldsymbol{p}_{gc}^*)^t - \boldsymbol{p}_{gc}^{m\acute{a}x} \circ (\mathbf{1}_{nu} - \boldsymbol{\phi}^t)] &= \mathbf{0}_{nu} \\ (\boldsymbol{\pi}_{gc}^{m\acute{a}x*})^t &\geq \mathbf{0}_{nu} \end{aligned} \quad (4.41)$$

$$\begin{aligned} (\boldsymbol{\pi}_{gc}^{m\acute{i}n*})^t \circ [-(\boldsymbol{p}_{gc}^*)^t + \boldsymbol{p}_{gc}^{m\acute{i}n} \circ (\mathbf{1}_{nu} - \boldsymbol{\phi}^t)] &= \mathbf{0}_{nu} \\ (\boldsymbol{\pi}_{gc}^{m\acute{i}n*})^t &\geq \mathbf{0}_{nu} \end{aligned} \quad (4.42)$$

$$\begin{aligned} (\boldsymbol{\pi}_{gd}^{m\acute{a}x*})^t \circ [(\boldsymbol{p}_{gd}^*)^t - \boldsymbol{p}_{gd}^{m\acute{a}x} \circ \boldsymbol{\phi}^t] &= \mathbf{0}_{nu} \\ (\boldsymbol{\pi}_{gd}^{m\acute{a}x*})^t &\geq \mathbf{0}_{nu} \end{aligned} \quad (4.43)$$

$$\begin{aligned} (\boldsymbol{\pi}_{gd}^{m\acute{i}n*})^t \circ [-(\boldsymbol{p}_{gd}^*)^t + \boldsymbol{p}_{gd}^{m\acute{i}n} \circ \boldsymbol{\phi}^t] &= \mathbf{0}_{nu} \\ (\boldsymbol{\pi}_{gd}^{m\acute{i}n*})^t &\geq \mathbf{0}_{nu} \end{aligned} \quad (4.44)$$

$$\begin{aligned} (\boldsymbol{\mu}^*)^t \circ [\boldsymbol{f}l^t - \boldsymbol{f}l^{m\acute{a}x}] &= \mathbf{0}_{lt} \\ (\boldsymbol{\mu}^*)^t &\geq \mathbf{0}_{lt} \end{aligned} \quad (4.45)$$

$$\begin{aligned} (\boldsymbol{\kappa}^{m\acute{a}x*})^t \circ (\mathbf{E}^t - \mathbf{E}^{m\acute{a}x}) &= \mathbf{0}_{nu} \\ (\boldsymbol{\kappa}^{m\acute{a}x*})^t &\geq \mathbf{0}_{nu} \end{aligned} \quad (4.46)$$

$$\begin{aligned} (\boldsymbol{\kappa}^{m\acute{i}n*})^t \circ (-\mathbf{E}^t + \mathbf{E}^{m\acute{i}n}) &= \mathbf{0}_{nu} \\ (\boldsymbol{\kappa}^{m\acute{i}n*})^t &\geq \mathbf{0}_{nu} \end{aligned} \quad (4.47)$$

A condição de complementaridade de relaxação mencionada provê um engenhoso artifício matemático para lidar com a condição de folga das variáveis associadas às restrições de desigualdade de um problema de otimização. Entre (4.41) e (4.47), quando as variáveis satisfazem seus limites predefinidos, os multiplicadores de Lagrange vinculados às correspondentes restrições de desigualdade tornam-se nulos. Todavia, quando tais variáveis atingem os extremos de suas respectivas faixas de valores permissíveis, os referidos multiplicadores de Lagrange assumem valores positivos [55]. Por conseguinte, tem-se uma evidente indicação da condição de folga das variáveis limitadas do problema de acordo com os valores dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de desigualdade.

4.2.2 Decomposição dos LMPs

Perante o modelo de FPO respaldado na formulação de fluxo de potênci a com referênci a distribuída adotado, as perdas de potênci a ativa através do sistema de transmissã o sã o computadas por intermêdi o de (4.48).

$$p_{perdas}^t = \sum_{j=1}^N (p_{d_j}^t - p_{c_j}^t - d_j^t) + p_{BRD}^t \quad (4.48)$$

Por conseguinte, o vetor dos fatores de perdas incrementais é calculado através de (4.49).

$$\left(\frac{\partial p_{perdas}}{\partial \mathbf{p}_l} \right)^t = \mathbf{1}_n + \left[\left(\frac{\partial p_{BRD}}{\partial \mathbf{p}_l} \right)^t \right]^T \quad (4.49)$$

em que \mathbf{p}_l^t corresponde ao vetor das injeções líquidas de potência ativa em cada barra de um SEP no instante t .

As sensibilidades da injeção de potência ativa na barra de referência distribuída em relação às injeções líquidas de potência ativa em todas as barras constituintes do SEP são determinadas mediante a aplicação de (4.51). Através de uma simples inspeção de (4.51), é fácil identificar que tais sensibilidades correspondem à última linha da inversa da matriz jacobiana definida em (4.50).

$$\mathbf{J}^t = \left[\left(\frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \boldsymbol{\theta}} \right)^t \quad -\boldsymbol{\sigma} \right] \quad (4.50)$$

$$\begin{bmatrix} \left(\frac{\partial \boldsymbol{\theta}}{\partial \mathbf{p}_l} \right)^t \\ \left(\frac{\partial p_{BRD}}{\partial \mathbf{p}_l} \right)^t \end{bmatrix} = \mathbf{J}^{-1} \quad (4.51)$$

Ademais, a matriz dos fatores de distribuição de transferência de potência é obtida através de (4.52). O elemento T_{kj}^t de tal matriz representa a sensibilidade do fluxo de potência ativa através da linha k em relação à injeção líquida de potência ativa na barra j e à respectiva extração na barra de referência distribuída de um SEP no instante t .

$$\mathbf{T}^t = \left(\frac{\partial \mathbf{f}_l}{\partial \mathbf{p}_l} \right)^t = \left(\frac{\partial \mathbf{f}_l}{\partial \boldsymbol{\theta}} \right)^t \left(\frac{\partial \boldsymbol{\theta}}{\partial \mathbf{p}_l} \right)^t \quad (4.52)$$

As sensibilidades dos ângulos das tensões das barras de um SEP em relação às injeções líquidas de potência ativa nas barras de tal sistema correspondem às $N - 1$ primeiras linhas de (4.51).

Os LMPs associadas às barras de um SEP podem ser decompostos em três componentes, as quais são representadas pelas parcelas do lado direito de (4.53).

$$\boldsymbol{\lambda}^t = \mathbf{1}_n \lambda_{BRD}^t - \left(\frac{\partial p_{perdas}}{\partial \mathbf{p}_l} \right)^t \lambda_{BRD}^t - (\mathbf{T}^t)^T \boldsymbol{\mu}^t \quad (4.53)$$

A primeira componente representa o preço marginal na barra de referência distribuída no instante t . A segunda designa o preço marginal das perdas ao longo do sistema de transmissão no intervalo de tempo definido por t . Finalmente, a terceira componente corresponde ao preço marginal das restrições inerentes à rede de transmissão também no ponto temporal t .

A formulação das expressões evidenciadas entre (4.49) e (4.53) é amparada nas deduções e construções matemáticas verificadas em [30].

Existem diversas metodologias por intermédio das quais os fatores de participação constituintes do vetor σ concernentes às barras de um SEP podem ser calculados. Neste trabalho, apenas três metodologias distintas são consideradas, cujas formulações foram extraídas de [31]. Estratégias mais sofisticadas de obtenção de tais fatores fogem do escopo do presente trabalho.

A primeira metodologia é respaldada no exposto em (4.54).

$$\sigma_j = \begin{cases} 1, & \forall j \in S \\ 0, & \forall j \notin S \end{cases} \quad (4.54)$$

em que S designa o conjunto composto unicamente pelo índice da barra de referência angular de um SEP.

A aplicação do modelo descrito em (4.54) simplesmente resulta na convencional formulação de fluxo de potência com referência única, na qual se ajusta a potência de saída de uma única planta geradora de forma a alcançar o balanço de potência ativa de um SEP.

A igualdade expressa em (4.55) descreve a segunda metodologia considerada neste trabalho.

$$\sigma_j = \left\{ \frac{p_{d_j}^t}{\sum_{r \in N} p_{d_r}^t}, \quad \forall j \in N \right. \quad (4.55)$$

No modelo de determinação dos fatores de participação apresentado em (4.55), as potências ativas de saída de todas as centrais geradoras de um SEP são ajustadas de maneira a possibilitar o balanço de potência ativa de tal sistema, obedecendo à proporção de magnitude de injeção de potência ativa imposta pelos fatores de participação.

Já a última metodologia é baseada no definido em (4.56).

$$\sigma_j = \left\{ \frac{p_{c_j}^t + d_j}{\sum_{r \in N} (p_{c_r}^t + d_r)} \right\}, \quad \forall j \in N \quad (4.56)$$

Na formulação proposta em (4.56), o balanço de potência ativa de um SEP é obtido distribuindo-se o desalinhamento de potência ativa p_{BRD} entre todas as barras de tal sistema que possuem demanda.

Capítulo 5

Metodologia IA empregada no cálculo e na decomposição dos LMPs

Grande parcela dos tradicionais algoritmos empregados em problemas de otimização são de natureza determinística, como, por exemplo, o método simplex aplicado à programação linear. Alguns algoritmos de otimização determinísticos fundamentam-se na informação extraída do gradiente. O método de Newton-Raphson, por exemplo, trata-se de um algoritmo baseado em gradiente, uma vez que utiliza e processa valores das funções em análise e de suas respectivas derivadas, funcionando consideravelmente bem quando aplicado a problemas de característica suave. Contudo, se a função objetivo em estudo exibir alguma descontinuidade, tal método não funciona adequadamente. Em tais circunstâncias, o emprego de algoritmos não baseados em gradiente são mais apropriados [56].

Nesse contexto, existem implementações denominadas algoritmos estocásticos que geralmente subdividem-se em duas categorias, os algoritmos heurísticos e meta-heurísticos, os quais, em suma, ostentam poucas diferenças. O termo “heurística” deriva do vocábulo grego *heuriskein*, que significa “descobrir”. Atualmente, o referido termo é empregado para descrever métodos que, essencialmente, se fundamentam na tentativa e erro para auferir soluções de problemas diversos. Soluções de considerável factibilidade e qualidade para problemas complexos podem ser detectadas em intervalos de tempo razoáveis e aceitáveis, embora não existam garantias de que soluções ótimas sejam computadas. Espera-se que tais algoritmos funcionem a maior parte das vezes que forem solicitados, mas não todas as vezes. Tais condições são convenientes quando não necessariamente aspira-se pelas melhores soluções, mas por soluções consideradas satisfatórias. Ou seja, entre as soluções de qualidade aceitável, espera-se que algumas delas estejam próximas da solução ótima, embora não existam garantias para tal otimalidade [56].

Uma evolução em relação aos algoritmos heurísticos previamente introduzidos corresponde aos tão estudados e aplicados algoritmos meta-heurísticos. O prefixo “meta” significa “além”, indicando, obviamente, que o desempenho das técnicas meta-heurísticas é superior ao dos métodos heurísticos. Todos os algoritmos meta-heurísticos empregam

certo nível de intercâmbio entre randomização e procura local. É, entretanto, importante ressaltar que na literatura não existem definições consolidadas e incontestáveis de técnicas heurísticas e meta-heurísticas. Todavia, a tendência verificada atualmente indica que todos os algoritmos estocásticos alicerçados em randomização e procura local são denominados algoritmos meta-heurísticos. Tal designação também será empregada no presente trabalho. A randomização mencionada se apresenta como uma maneira satisfatória de estender a procura local para uma procura no âmbito global, tornando, dessa forma, quase todos os algoritmos meta-heurísticos adequados para otimização global [56].

Existem diversas maneiras de categorizar os algoritmos meta-heurísticos. Uma forma usual é classificá-los como algoritmos baseados em população e algoritmos baseados em trajetória. Os algoritmos genéticos e os algoritmos de otimização por enxame de partículas, por exemplo, são baseados em população. Já o recozimento simulado integra a classe dos algoritmos baseados em trajetória [56]. No presente trabalho, as designações *técnicas meta-heurísticas* e *técnicas de inteligência artificial* são empregadas de forma intercambiável.

Grande parcela dos tradicionais algoritmos empregados no problema de FPOCA é de natureza determinística. O método de Newton aplicado na resolução do FPOCA, cujas correções iterativas das variáveis fundamentam-se no cálculo do gradiente e da inversa da matriz Hessiana da função de Lagrange, é descrito em [57]. Em [58] são apresentadas as fundações matemáticas da aplicação do método dos gradientes na resolução do FPOCA, o qual é respaldado no direcionamento indicado pela aplicação do gradiente à função de Lagrange para a atualização iterativa das variáveis do problema. A utilização da programação linear na obtenção da solução do FPOCA ampara-se na linearização da função objetivo adotada, das equações do modelo de fluxo de potência considerado e das restrições do problema. As bases da resolução de tal problema remontam ao método simplex adaptado e demonstrado em [59]. Em [60] são elaboradas as bases da aplicação do algoritmo de pontos interiores na resolução do problema de programação linear relacionado a um FPOCA, que em vez de transitar por uma sequência de pontos através da região limítrofe das restrições, efetua tal trânsito diretamente no interior da referida região em direção à solução ótima do problema.

Aspectos relativos à não linearidade, à multimodalidade e à dimensionalidade dos problemas de otimização, como o FPOCA, podem tornar os métodos determinísticos

previamente mencionados ineficientes no processo de cômputo da solução ótima ou mesmo conceder resultados errôneos e infactíveis para tais problemas.

Perante o progresso da capacidade computacional verificada nos últimos anos e as limitações anteriormente descritas, muitas áreas de estudo do setor elétrico podem abdicar das estratégias baseadas nos métodos matemáticos convencionais e adotar metodologias regidas por técnicas IA, as quais podem ser prontamente empregadas em problemas mercadológicos do gênero apresentado no presente trabalho. Atualmente, existem inúmeras técnicas meta-heurísticas corroboradas em formulações consideravelmente difundidas e consolidadas no âmbito das mais diversas áreas do conhecimento, as quais podem ser convenientemente empregadas para solucionar, por exemplo, o problema mercadológico do setor elétrico abordado no presente trabalho.

O algoritmo genético, teorizado e desenvolvido nos trabalhos de John Holland na década de 1970, entre os quais tem-se [61], consiste em uma técnica de otimização meta-heurística que emprega a modelagem dos preceitos da teoria da seleção natural de Charles Darwin, como o cruzamento, a mutação e a seleção, na aquisição da solução ótima de um problema, conforme exposto em [62].

O algoritmo de otimização por enxame de partículas (*PSO – Particle Swarm Optimization*), desenvolvido por Kennedy e Eberhart em 1995 [63], trata-se de uma técnica de otimização meta-heurística cuja implementação se ampara no comportamento de enxames tipicamente verificado nas revoadas de pássaros e nos cardumes. Dessa forma, o PSO emprega o conceito de inteligência de enxames, baseado no qual o comportamento coletivo de agentes individuais não sofisticados que interagem localmente entre si e com o ambiente cria um padrão funcional global coerente [64].

Introduzido em 1983 por Kirkpatrick, Gellat e Vecchi [65], o recozimento simulado consiste em uma técnica de procura aleatória aplicada a problemas de otimização global, cujos princípios de modelagem se amparam nos processos de recozimento efetuados na área do processamento de materiais, quando um metal é resfriado até atingir um estado cristalino com o mínimo de energia e o maior tamanho de cristal de forma a reduzir os defeitos nas estruturas metálicas [66].

A otimização por colônia de formigas, cujos alicerces indispensáveis à sua implementação foram concebidos originalmente por Marco Dorigo [67], trata-se de uma técnica meta-heurística que conduz o processo de otimização por intermédio de modelos baseados no comportamento das formigas durante a busca de alimentos.

Formulado originalmente em 1994 por Sunil Nakrani e Craig A. Tovey [68], o algoritmo das abelhas respalda-se no direcionamento das abelhas rumo às fontes de néctar de forma a otimizar a coleta total desse recurso alimentício.

Além dos métodos de otimização meta-heurísticos previamente citados, existem ainda diversas outras técnicas de IA que podem ser convenientemente empregadas nos mais variados problemas de otimização, como o que visa computar e decompor os LMPs associados às barras de um SEP, em conformidade com o proposto neste trabalho.

5.1 Formulação da metodologia IA genérica empregada no cálculo e na decomposição dos LMPs

O arranjo genérico da metodologia IA empregada na aquisição e decomposição dos LMPs associados às barras de um SEP é alicerçado em dois subproblemas cujas implementações se respaldam em qualquer técnica de otimização meta-heurística. Um fluxograma descrevendo apropriadamente a metodologia genérica proposta é exibido na Figura 5.1.

O subproblema I consiste na aplicação de uma técnica de otimização meta-heurística qualquer na determinação dos valores ótimos das potências de carregamento p_c^t e de descarregamento p_d^t (variáveis de controle) das unidades de injeção de potência de um SEP de forma a minimizar a função de avaliação f_1 definida em (5.2) concernente ao modelo de FPO descrito entre (4.20) e (4.31), $\forall t \in T$. Com o desígnio de tornar as formulações vindouras mais concisas, assume-se que as potências de carregamento e de descarregamento integram um único vetor, designado P^t , em conformidade com o exposto em (5.1). A referida função de avaliação é integrada por uma parcela referente ao custo total de produção, e outras relativas à consideração de eventuais violações dos limites de carregamento energético das unidades de injeção de potência, à incorporação das violações dos limites das potências de carregamento e de descarregamento das unidades de injeção de potência, à inclusão das violações dos limites de fluxo de potência ativa impostos às linhas de transmissão constituintes de um SEP, e à inserção das violações das condições que impõem que os carregamentos energéticos iniciais e finais de todas as unidades de injeção de potência devem ser iguais.

$$\mathbf{P}^t = \begin{bmatrix} \mathbf{p}_c^t \\ \mathbf{p}_d^t \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

$$\begin{aligned} f_1 = F + FP_1 & \left\{ \sum_{t \in T} \left\{ \sum_{j \in G} \left\{ (\alpha_j^{\max E})^t [E_j^t - E_j^{\max}]^2 + (\alpha_j^{\min E})^t [-E_j^t + E_j^{\min}]^2 \right. \right. \right. \\ & + (\alpha_j^{\max pc})^t [p_{gcj}^t - p_{gcj}^{\max}(1 - \phi_j^t)]^2 \\ & + (\alpha_j^{\min pc})^t [-p_{gcj}^t + p_{gcj}^{\min}(1 - \phi_j^t)]^2 \\ & + (\alpha_j^{\max pd})^t [p_{gdj}^t - p_{gdj}^{\max} \phi_j^t]^2 \\ & \left. \left. \left. + (\alpha_j^{\min pd})^t [-p_{gdj}^t + p_{gdj}^{\min} \phi_j^t]^2 \right\} \right. \right. \\ & + \sum_{j \in N_{lt}} (\alpha_j^{\max fl})^t (fl_j^t - fl_j^{\max})^2 \left. \right\} \\ & + \sum_{j \in G} \alpha_j^{\text{restr } E} (E_j^{\text{final}} - E_j^{\text{inicial}})^2 \left. \right\} \quad (5.2) \end{aligned}$$

em que FP_1 representa um fator de penalidade referente às violações em questão e N_{lt} designa um conjunto composto pelos índices das linhas de transmissão que constituem um SEP. As variáveis binárias $(\alpha_j^{\max pc})^t$, $(\alpha_j^{\min pc})^t$, $(\alpha_j^{\max pd})^t$, $(\alpha_j^{\min pd})^t$, $(\alpha_j^{\max fl})^t$ e $\alpha_j^{\text{restr } E}$ permitem a incorporação das violações dos limites previamente descritos à função de avaliação (5.2), sendo definidas conforme exposto em (5.3).

$$\begin{aligned} (\alpha_j^{\max E})^t &= \begin{cases} 1, & E_j^t - E_j^{\max} > 0 \\ 0, & E_j^t - E_j^{\max} \leq 0 \end{cases} \\ (\alpha_j^{\min E})^t &= \begin{cases} 1, & -E_j^t + E_j^{\min} > 0 \\ 0, & -E_j^t + E_j^{\min} \leq 0 \end{cases} \\ (\alpha_j^{\max pc})^t &= \begin{cases} 1, & p_{gcj}^t - p_{pcj}^{\max}(1 - \phi_j^t) > 0 \\ 0, & p_{gcj}^t - p_{pcj}^{\max}(1 - \phi_j^t) \leq 0 \end{cases} \\ (\alpha_j^{\min pc})^t &= \begin{cases} 1, & -p_{gcj}^t + p_{pcj}^{\min}(1 - \phi_j^t) > 0 \\ 0, & -p_{gcj}^t + p_{pcj}^{\min}(1 - \phi_j^t) \leq 0 \end{cases} \\ (\alpha_j^{\max pd})^t &= \begin{cases} 1, & p_{gdj}^t - p_{pdj}^{\max} \phi_j^t > 0 \\ 0, & p_{gdj}^t - p_{pdj}^{\max} \phi_j^t \leq 0 \end{cases} \end{aligned} \quad (5.3)$$

$$\begin{aligned}
(\alpha_j^{mín pd})^t &= \begin{cases} 1, & -p_{gdj}^t + p_{pdj}^{mín} \phi_j^t > 0 \\ 0, & -p_{gdj}^t + p_{pdj}^{mín} \phi_j^t \leq 0 \end{cases} \\
(\alpha_j^{máx fl})^t &= \begin{cases} 1, & fl_j^t - fl_j^{máx} > 0 \\ 0, & fl_j^t - fl_j^{máx} \leq 0 \end{cases} \\
\alpha_j^{restr E} &= \begin{cases} 1, & E_j^{final} - E_j^{inicial} > 0 \\ 0, & E_j^{final} - E_j^{inicial} \leq 0 \end{cases} \\
&\forall t \in T
\end{aligned}$$

É importante ressaltar que a restrição referente à atualização do nível energético das unidades de injeção de potência definida em (4.5) não é incorporada à função de avaliação f_1 descrita em (5.2), visto que a equação relativa à referida restrição é aplicada diretamente no cálculo do nível energético de tais unidades de injeção de potência ao longo do horizonte temporal total considerado.

Já no subproblema II, aplica-se um método de otimização meta-heurístico qualquer na determinação dos valores dos multiplicadores de Lagrange incluídos em \mathbf{ML}^t (variáveis de controle) de maneira a minimizar a função de avaliação f_2 definida em (5.5), $\forall t \in T$. O vetor dos multiplicadores de Lagrange \mathbf{ML}^t é definido em (5.4).

$$\mathbf{ML}^t = \begin{bmatrix} \lambda^t \\ \mu^t \\ \pi_c^{máx t} \\ \pi_c^{mín t} \\ \pi_d^{máx t} \\ \pi_d^{mín t} \\ \tau^t \end{bmatrix} \quad (5.4)$$

É importante observar que os vetores dos multiplicadores de Lagrange ζ^t , $\kappa^{máx t}$ e $\kappa^{mín t}$ constituintes do Lagrangiano exposto em (4.32) não são incluídos no vetor \mathbf{ML}^t , uma vez que não integram explicitamente as igualdades evidenciadas entre (4.33) e (4.36), por intermédio das quais são computados os elementos do vetor λ^t na formulação do subproblema II.

A função de avaliação f_2 é integrada por várias parcelas, sendo as primeiras constituídas pelas derivadas do Lagrangiano definido em (4.32) em relação às potências de carregamento e descarregamento das unidades de injeção de potência e, também, em

relação aos ângulos das tensões das barras de um SEP. As demais parcelas referem-se à incorporação de eventuais violações verificadas nos limites impostos aos multiplicadores de Lagrange do correspondente problema de FPO.

$$\begin{aligned}
f_2 = & FP_2 \left[\sum_{t \in T} \left[\sum_{j \in G} \left[\left(\frac{\partial L}{\partial p_{gcj}^*} \right)^t \right]^2 + \sum_{j \in G} \left[\left(\frac{\partial L}{\partial p_{gdj}^*} \right)^t \right]^2 + \sum_{j \in (N-R)} \left[\left(\frac{\partial L}{\partial \theta_j^*} \right)^t \right]^2 \right] \right] \\
& + FP_3 \sum_{t \in T} \left[\sum_{j \in N_{ml}} \alpha_j^{máx ML} (ML_j^t - ML_j^{máx})^2 \right. \\
& \left. + \sum_{j \in N_{ml}} \alpha_j^{mín ML} (-ML_j^t + ML_j^{mín})^2 \right]
\end{aligned} \tag{5.5}$$

em que N_{ml} representa um conjunto integrado pelos índices dos multiplicadores de Lagrange constituintes do FPO em análise. Já FP_2 e FP_3 denotam fatores de penalidade relativos às violações em questão. As variáveis binárias $\alpha_j^{máx ML}$ e $\alpha_j^{mín ML}$ permitem incorporar as violações dos limites em questão na função de avaliação (5.5), sendo definidas conforme exposto em (5.6).

$$\begin{aligned}
\alpha_j^{máx ML} &= \begin{cases} 1, & ML_j^t - ML_j^{máx} > 0 \\ 0, & ML_j^t - ML_j^{máx} \leq 0 \end{cases} \\
\alpha_j^{mín ML} &= \begin{cases} 1, & -ML_j^t + ML_j^{mín} > 0 \\ 0, & -ML_j^t + ML_j^{mín} \leq 0 \end{cases}
\end{aligned} \tag{5.6}$$

em que $ML_j^{máx}$ e $ML_j^{mín}$ denotam, respectivamente, o limite superior e inferior imposto ao multiplicador de Lagrange ML_j .

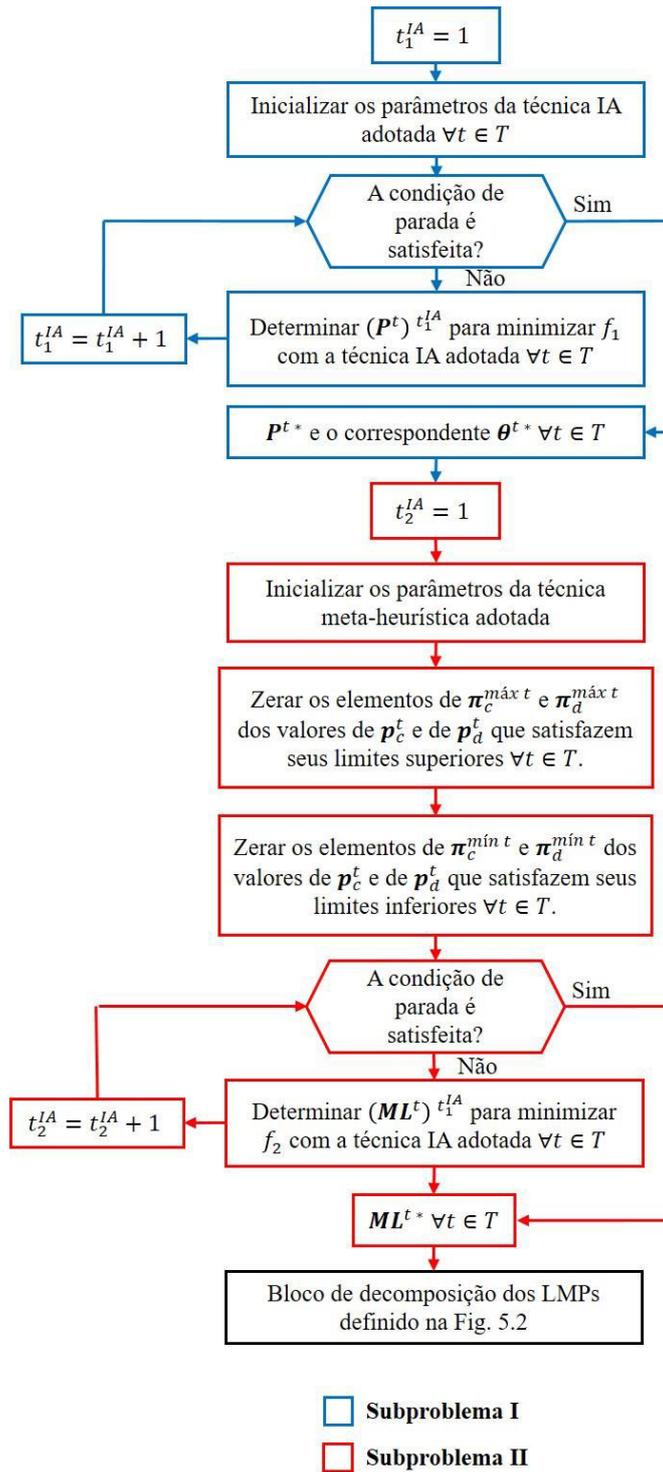


Figura 5.1: Metodologia IA genérica empregada na determinação e na decomposição dos LMPs associados às barras de um SEP.

Ao final do subproblema II, obtêm-se os LMPs associados às barras constituintes do SEP modelado. Conforme pode-se facilmente concluir, a igualdade expressa em (5.5) força o processo de otimização a computar os valores dos multiplicadores de Lagrange

incluídos em ML^t de forma a satisfazer as condições de otimalidade representadas entre (4.33) e (4.35), respeitando os limites superiores e inferiores impostos a tais multiplicadores. Já o valor do multiplicador de Lagrange λ_{BRD} é obtido mediante a aplicação direta de (4.36). É importante ressaltar que as condições remanescentes entre (4.37) e (4.43) são devidamente satisfeitas no subproblema I.

Na sequência do subproblema II, tem-se a etapa relativa à decomposição dos referidos LMPs, a qual é compreensivelmente descrita na Figura 5.2. Dessa forma, cada LMP é subdividido em uma componente de preço marginal da barra de referência distribuída, em uma componente de preço marginal das perdas ao longo da rede de transmissão e uma componente de preço marginal associada às restrições de tal rede.

Grande parcela das funções objetivos integrantes da estrutura típica de um problema de otimização é expressa em uma determinada unidade. No caso específico da função objetivo constituinte da estrutura do problema de FPO definido entre (4.20) e (4.31), tal unidade consiste no $\$/h$. Nesse sentido, é importante enaltecer que as funções de avaliação expostas em (5.2) e (5.5) não são expressas em unidade alguma, uma vez que consideram apenas as magnitudes numéricas de suas respectivas parcelas no sentido de direcionar o processo de otimização da técnica meta-heurística adotada.

Deve-se observar que as condições de otimalidade explicitadas entre (4.33) e (4.47) compõem um sistema de equações não lineares, ou seja, um conjunto de relações matemáticas que precisam ser simultaneamente satisfeitas. Conforme precedentemente descrito, ao final do processo de resolução do subproblema I são disponibilizados os valores ótimos dos ângulos das tensões das barras de um SEP e os valores das potências de carregamento e de descarregamento das unidades de injeção de potência que integram tal SEP. É perceptível que tais parâmetros também são variáveis constituintes da formulação matemática formal das condições de otimalidade. Por conseguinte, tal conjunto de valores ótimos é assumido como uma parcela da solução do sistema formado pelas condições de otimalidade. Dessa forma, o subproblema II é incumbido de computar os valores das variáveis remanescentes que integram tal sistema. É imprescindível salientar que, além das relações previamente evidenciadas entre (4.33) e (4.47), as condições de otimalidade abrangem, ainda, um conjunto adicional de igualdades, nas quais impõe-se que as derivadas da função de Lagrange definida em (4.4) em relação aos níveis energéticos das unidades de injeção de potência ao longo de todos os instantes constituintes do horizonte temporal total do problema de FPO em análise sejam iguais a zero. Tais condições não são

incorporadas na implementação da metodologia proposta no presente Capítulo, não sendo, por conseguinte, explicitamente satisfeitas. Todavia, mesmo diante de tal ausência, a factibilidade das soluções computadas através da metodologia citada é assegurada mediante a imposição de limites apropriados para as variáveis constituintes do subproblema II.

É importante ressaltar que na metodologia IA genérica proposta, não necessariamente deve-se fundamentar a implementação dos subproblemas constituintes de tal metodologia em uma mesma técnica de otimização meta-heurística. Pode-se, por exemplo, implementar o subproblema I com base em algoritmos PSO e o subproblema II amparando-se em algoritmos de otimização por colônia de formigas. Por conseguinte, torna-se evidente a diversidade relativa às possibilidades de associação entre técnicas meta-heurísticas.

Na metodologia IA genérica aplicada na obtenção dos resultados numéricos relativos aos estudos de caso introduzidos na subseção 5.3 vindoura, a implementação dos dois subproblemas mencionados se respaldará em algoritmos PSO, cujos parâmetros e configuração topológica são devidamente descritos na subseção 5.2. Um fluxograma descrevendo apropriadamente a metodologia proposta é exibido na Figura 5.3.

Ainda, para corroborar a metodologia genérica proposta, apresenta-se, no Apêndice A, a descrição da implementação dos dois subproblemas previamente introduzidos com base em algoritmos de otimização por colônia de formigas (ACO – *Ant Colony Optimization*).

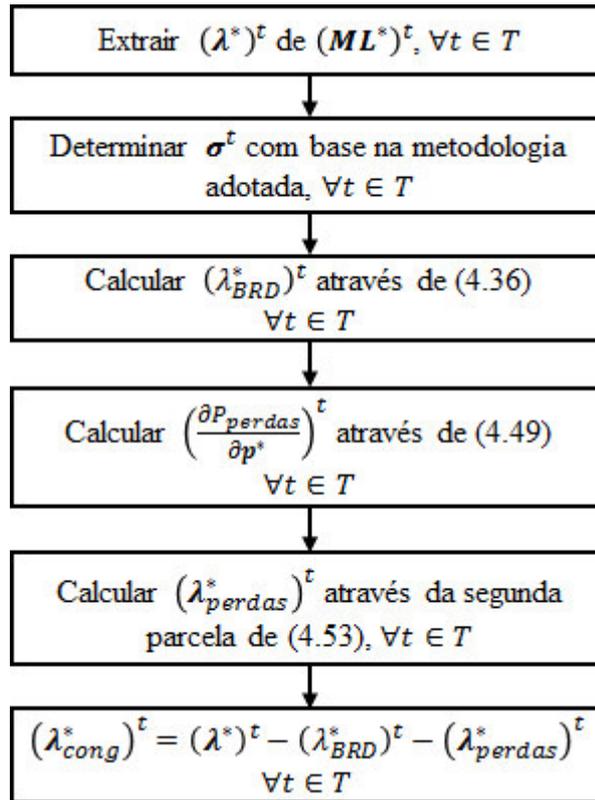


Figura 5.2: Bloco contendo o fluxograma referente à decomposição dos LMPs associados às barras de um SEP.

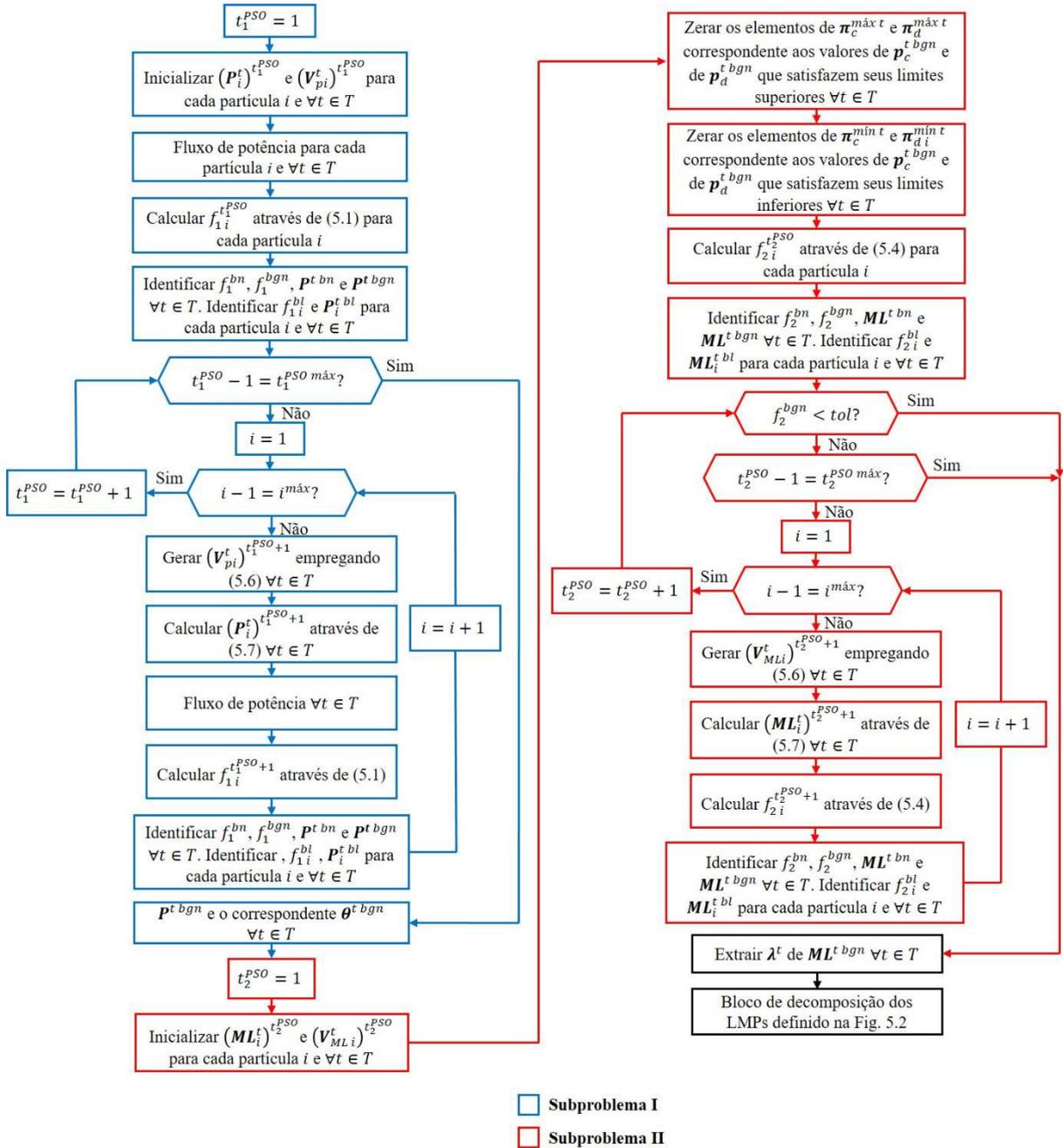


Figura 5.3: Fluxograma da metodologia IA proposta cujos subproblemas são implementados com base em algoritmos PSO.

5.2 Modelo do algoritmo PSO incorporado à metodologia IA genérica proposta

A metodologia meta-heurística implementada no presente trabalho emprega os preceitos conceituais, matemáticos e computacionais do algoritmo PSO. Nesta técnica de

otimização, executa-se uma varredura no hiperespaço do problema através de agentes individuais denominados partículas que se movimentam de forma semirrandômica através de trajetórias iterativamente ajustadas. Com o transcorrer das iterações da versão genérica de tal algoritmo, cada partícula i é atraída para as coordenadas \mathbf{X}_i^{bl} que representam sua respectiva melhor atual posição individual e para as coordenadas \mathbf{X}_i^{bn} que denotam a melhor posição já identificada entre todas as partículas que compõem a vizinhança da referida partícula i . A vizinhança de uma partícula é definida de acordo com a configuração topológica adotada. Uma parcela majoritária dos trabalhos envolvendo aplicações com PSO assumem que a vizinhança concernente a cada partícula consiste no próprio enxame, em que, geralmente, \mathbf{X}_i^{bn} é designada por \mathbf{X}_i^{bg} , que denota as coordenadas da melhor posição já detectada por qualquer partícula que integra o enxame. À medida que t transcorre e uma partícula i eventualmente identifica uma posição que proporciona um valor melhor para a função objetivo do que o fornecido pela posição \mathbf{X}_i^{bl} , então \mathbf{X}_i^{bl} é atualizado com a posição \mathbf{X}_i^t vigente. Também, durante esse processo, caso uma partícula i se estabeleça em uma posição que conceda um valor melhor para a função objetivo do que os valores fornecidos por todas as posições já ocupadas por todas as partículas constituintes da sua vizinhança, então \mathbf{X}_i^{bn} é atualizado com a atual posição \mathbf{X}_i^{tPSO} no instante vigente t^{PSO} [66], [69]. Dessa forma, o propósito primordial desta técnica meta-heurística é o de detectar iterativamente a melhor posição global \mathbf{X}_i^{bg} entre as posições \mathbf{X}_i^{bn} até que o valor da função objetivo seja suficientemente bom ou até que um número máximo de iterações seja atingido. Nesse ponto, é importante ressaltar que o subscrito empregado para representar o instante temporal vigente t^{PSO} do processo de otimização conduzido pelo algoritmo PSO é necessário para discriminá-lo do instante t alusivo aos intervalos constituintes do horizonte temporal total do problema de FPO formulado no Capítulo 4.

Duas características são indispensáveis para a implementação do algoritmo PSO: A topologia do enxame de partículas e os parâmetros do modelo de atualização das velocidades de tais partículas adotado.

Essencialmente, as relações entre as partículas durante o processo de otimização do algoritmo PSO se respaldam em dois gêneros de vizinhança: melhor global e melhor local [70]. No esquema de vizinhança baseado no melhor global, as partículas constituem uma rede totalmente interconectada em que cada agente individual tem acesso às informações

de todos os demais agentes que compõem o enxame. Consequentemente, as partículas são atraídas na direção da melhor posição já detectada por qualquer partícula integrante do enxame. Tal topologia, ilustrada na Figura 5.4(a), corresponde à configuração majoritariamente empregada em trabalhos envolvendo aplicações com PSO. Por outro lado, no esquema de vizinhança fundamentado no melhor local, as partículas compõem uma rede interligada com base em uma topologia específica, em que cada partícula tem acesso às informações apenas dos seus vizinhos [64]. Por conseguinte, pode-se concluir que a estratégia de vizinhança baseada no melhor global consiste em uma subcategoria da metodologia amparada no melhor local. Existem diversas topologias baseadas no esquema de melhor vizinhança que podem ser empregadas na implementação de um algoritmo PSO. A configuração topológica adotada neste trabalho é ilustrada na Figura 5.4(b), a qual é referida como topologia em anel, na qual cada partícula se relaciona unicamente com dois vizinhos imediatos [71].

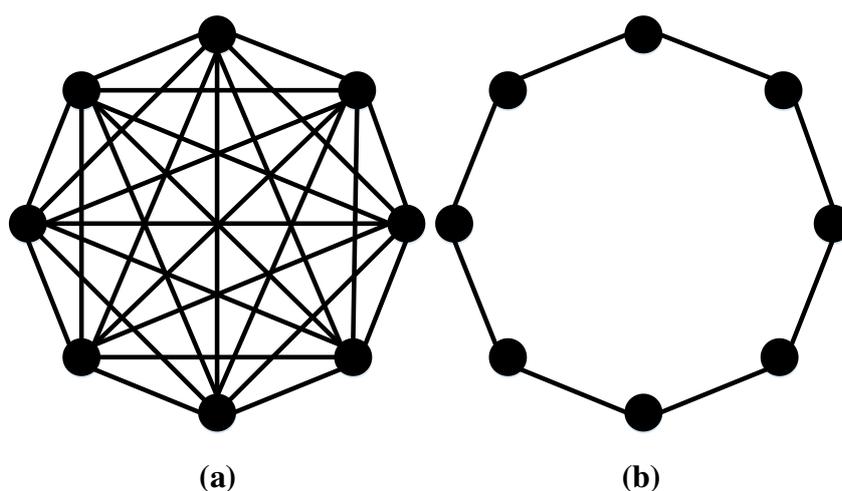


Figura 5.4: Topologias para um enxame de partículas. (a) Topologia baseada no esquema de melhor global. (b) Topologia em anel.

Algoritmos PSO amparados na topologia baseada no esquema de melhor global convergem mais rapidamente, sendo, no entanto, mais suscetíveis ao aprisionamento a mínimos locais. Contrariamente, os códigos PSO baseados em topologias fundamentadas em estratégias de melhor local, apesar de convergirem mais lentamente, desfrutam de mais chances de computar uma solução ótima [70].

Conforme anteriormente mencionado, outra característica indispensável à implementação dos algoritmos PSO referem-se aos parâmetros do modelo de atualização

das velocidades das partículas adotado. Nesse sentido, apresenta-se em (5.7) a equação do modelo adotado para a atualização da velocidade de uma partícula i constituinte de um enxame no âmbito do hiperespaço do problema de otimização associado [70].

$$\mathbf{V}_i^{t^{PSO}+1} = \omega \mathbf{V}_i^{t^{PSO}} + c_1 \mathbf{r}_1 \circ (\mathbf{X}_i^{t^{PSO}} - \mathbf{X}_i^{bn}) + c_2 \mathbf{r}_2 \circ (\mathbf{X}_i^{t^{PSO}} - \mathbf{X}_i^{bl}) \quad (5.7)$$

em que c_1 e c_2 designam as constantes de aceleração, \mathbf{r}_1 e \mathbf{r}_2 denotam números provenientes de uma distribuição uniforme no intervalo [0,1] e ω representa o peso da inércia. Em (5.7), as duas últimas parcelas presentes no lado direito da igualdade são denominadas, respectivamente, componente “social”, que estimula o movimento de uma partícula i em direção à melhor posição \mathbf{X}_i^{bn} de sua respectiva vizinhança, e componente “cognitiva”, a qual incita o deslocamento de uma partícula i no sentido da sua própria melhor posição individual \mathbf{X}_i^{bl} .

A obtenção da nova posição da referida partícula i é efetuada mediante a aplicação de (5.8).

$$\mathbf{X}_i^{t^{PSO}+1} = \mathbf{X}_i^{t^{PSO}} + \mathbf{V}_i^{t^{PSO}+1} \quad (5.8)$$

As constantes de aceleração c_1 e c_2 definem a tendência do deslocamento das partículas através do hiperespaço do problema, atribuindo, respectivamente, pesos às componentes “social” e “cognitiva”. Nesse sentido, o modelo de coeficientes de aceleração variantes no tempo que se mostrou mais eficaz na aquisição da solução ótima do problema de otimização associado à metodologia de cálculo e decomposição dos LMPs de um SEP é descrito em (5.9), o qual é respaldado na formulação proposta em [72]. Observa-se que o termo $4t^{PSO}/t^{PSO \text{ máx}}$ não exhibe nenhum expoente, contrariamente à formulação original verificada em [72], na qual tal termo é elevado ao quadrado.

$$\begin{aligned} c_1 &= c_1^{final} + (c_1^{inicial} - c_1^{final})e^{-4t^{PSO}/t^{PSO \text{ máx}}} \\ c_2 &= c_2^{final} + (c_2^{inicial} - c_2^{final})e^{-4t^{PSO}/t^{PSO \text{ máx}}} \end{aligned} \quad (5.9)$$

em que $c_1^{inicial}$ e c_1^{final} denotam, respectivamente, os valores inicial e final do coeficiente de aceleração c_1 , $c_2^{inicial}$ e c_2^{final} representam, respectivamente, os valores inicial e final do coeficiente de aceleração c_2 e $t^{máx}$ representa o máximo número de iterações permitido ao algoritmo PSO associado.

A alteração promovida em (5.9) em relação à formulação original previamente mencionada permite que os coeficientes de aceleração demorem mais para estagnar em torno do valor final definido para tais coeficientes. A Figura 5.5 ilustra os comportamentos ao longo do tempo de dois coeficientes de aceleração (c_1' e c_1'') com os mesmos valores iniciais e finais ($c_1'^{inicial} = c_1''^{inicial} = 2,5$ e $c_1'^{final} = c_1''^{final} = 0,5$). Entretanto, o coeficiente c_1' é regido por (5.8) e o coeficiente c_1'' é computado através da formulação presente em [72]. Considera-se que o intervalo temporal total é representado por 20.000 iterações. A partir de uma simples inspeção das curvas exibidas na Figura 5.5, é possível observar a diferença na estagnação dos valores dos dois coeficientes ao longo do tempo, conforme previamente descrito.

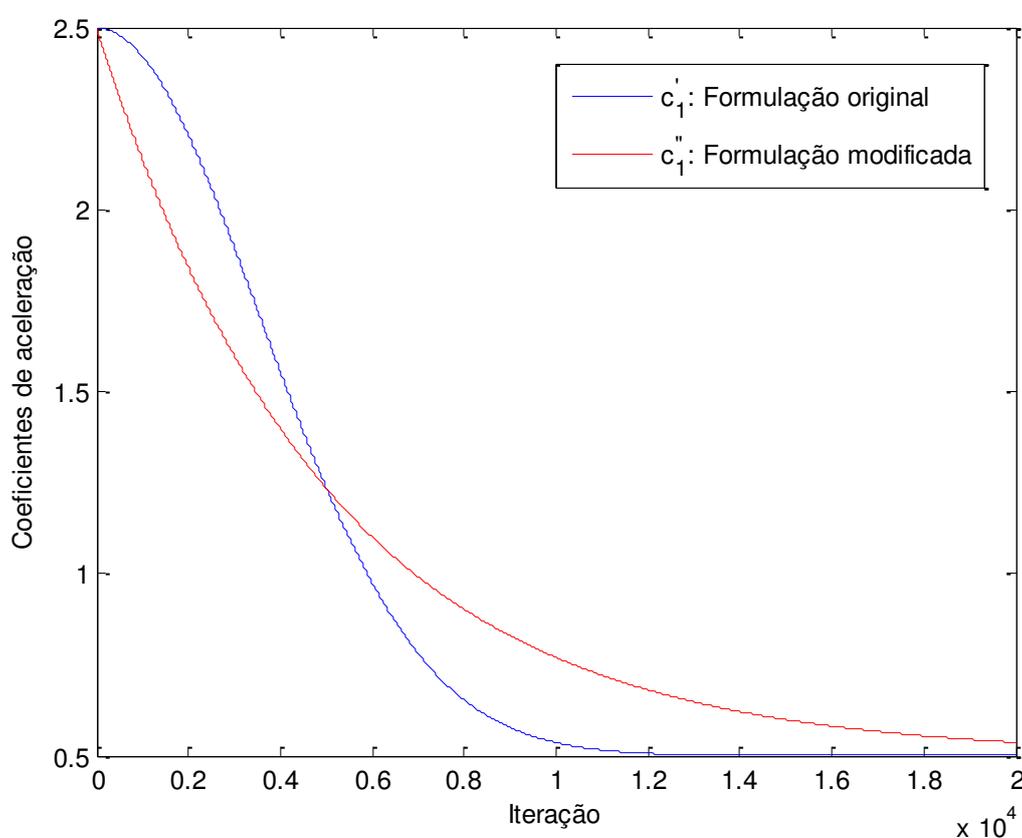


Figura 5.5: Curvas dos coeficientes de aceleração ao longo do tempo baseados nas formulações original e modificada.

Com o transcorrer do tempo, as partículas ajustam as suas trajetórias ao longo do hiperespaço do problema através da atualização de suas respectivas velocidades. Com o intuito de evitar o desenfreado aumento da amplitude dos movimentos das partículas, deve-se estabelecer limites inferiores e superiores para as velocidades de tais partículas. Nesse sentido, adota-se o método de limitação de velocidade descrito em (5.10) extraído de [73].

$$\begin{aligned} V_i^{t^{PSO\ máx}} &= a^{t^{PSO}} \left| X_i^{t^{PSO\ máx}} - X_i^{t^{PSO\ mín}} \right| \\ V_i^{t^{PSO\ máx}} &= -a^{t^{PSO}} \left| X_i^{t^{PSO\ máx}} - X_i^{t^{PSO\ mín}} \right| \end{aligned} \quad (5.10)$$

em que a representa um número real dentro do intervalo $[0,1]$.

Introduz-se, no presente trabalho, um método simples de especificar o valor de a , conforme exibido em (5.11).

$$a = (a^{lp})^{1/t^{PSO\ máx}} \quad (5.11)$$

em que a^{lp} denota o limite percentual mínimo ao qual a zona de factibilidade das dimensões do hiperespaço do problema pode ser submetida no cômputo das velocidades das partículas de um enxame, devendo ser apropriadamente definido de acordo com o problema de otimização em análise.

Mesmo quando os parâmetros previamente apresentados são apropriadamente definidos, ainda assim as partículas podem apresentar trajetórias de magnitude crescente e descontrolada [64]. Essa divergência pode ser controlada através da incorporação do peso de inércia ω à equação de atualização das velocidades das partículas, conforme exibido em (5.7). A introdução desse peso é equivalente à inserção de uma massa virtual de forma a estabilizar o deslocamento das partículas constituintes de um enxame [66].

Os artifícios da otimização caótica têm mostrado excelentes características no desvio da possibilidade de prisão a ótimos locais durante o processo de otimização. Dessa forma, a estratégia de determinação do peso de inércia caoticamente decrescente formulada em [74] é adotada na presente metodologia e é exibida em (5.12).

$$\omega = (\omega^{inicial} - \omega^{final}) \frac{(t^{PSO\ máx} - t^{PSO})}{t^{PSO\ máx}} + z\omega^{final} \quad (5.12)$$

em que $\omega^{inicial}$ e ω^{final} correspondem, respectivamente, aos valores inicial e final do peso de inércia ω . A presente estratégia baseada no caos é alicerçada na utilização do mapeamento caótico descrito em (5.13), do qual obtém-se o parâmetro z .

$$z = 4z(1 - z) \quad (5.13)$$

em que z denota um número aleatório que deve ser selecionado no intervalo $[0,1]$.

5.3 Aplicação da metodologia IA genérica baseada em algoritmos PSO no cálculo e na decomposição dos LMPs de sistemas-testes

Com o propósito de computar e decompor os LMPs associados às barras constituintes dos sistemas-testes a serem especificados nas subseções 5.3.1, 5.3.2, 5.3.3 e 5.3.4, os subproblemas I e II que compõem a metodologia IA genérica formulada na subseção 5.1 foram implementados por intermédio do modelo de algoritmo PSO descrito na subseção 5.2. As implementações computacionais foram elaboradas através da linguagem de programação e das ferramentas de construção gráfica disponibilizadas pelo programa MATLAB (*Matrix Laboratory*). A resolução do fluxo de potência requerida no âmbito das citadas implementações foi conduzida mediante a aplicação do *solver* disponibilizado pelo PSAT (*Power System Analysis Toolbox*) [75], que consiste em uma *toolbox* empregada no ambiente do programa MATLAB.

5.3.1 Sistema de três barras

Para corroborar os resultados provenientes da execução da implementação da metodologia IA genérica baseada no modelo de algoritmo PSO mencionado, considera-se, no presente exemplo, o sistema de 3 barras esquematizado na Figura 5.6. As especificações e considerações adotadas para tal sistema foram extraídas de [76]. É importante enaltecer que, no presente caso, ainda não se considera a penetração de plantas de geração eólica e de sistemas de armazenamento de energia. Por conseguinte, no cenário operativo vigente,

todas as unidades de injeção de potência constituintes do sistema em análise consistem em plantas de geração convencionais. Assumiu-se, na definição dos valores das resistências das linhas de transmissão, uma razão $X/R = 10$ tipicamente verificada em linhas de transmissão que integram sistemas elétricos de potência operando acima de 200 kV, conforme apresentado em [77]. Dessa forma, os valores dos parâmetros dos ramos de tal sistema são devidamente especificados na Tabela 5.1. Já as funções de custo de produção, os limites operativos e os fatores de participação das plantas de geração constituintes do sistema em questão são expostas na Tabela 5.2. A carga do sistema localiza-se unicamente na barra 3, e equivale a 100 MW de potência ativa e 60 MVar de potência reativa. A potência base do sistema é de 100 MVA. Assume-se que cada intervalo $t \in T$ possui uma duração de 1 hora. Os índices dos intervalos que compõem o horizonte temporal total relativo ao cenário em estudo são fornecidos pelo conjunto $T = \{1, 2, 3\}$, ou seja, o problema de FPO referente ao caso vigente é composto por três intervalos, cada um com uma hora de duração. Ainda, considera-se que os instantes inicial e final relativos ao cenário proposto são, respectivamente, $t^{inicial} = 0$ e $t^{final} = 3$. Assume-se que a carga do sistema permanece constante ao longo de todos os intervalos mencionados.

Os valores das potências ativas injetadas pelas plantas de geração nas barras do sistema-teste e dos ângulos das tensões verificadas em tais barras no instante $t = 1$, calculados mediante a resolução do subproblema I da metodologia descrita na Figura 5.3, são evidenciados na Tabela 5.3. Nesta mesma tabela, são exibidos os valores dos multiplicadores de Lagrange integrantes dos vetores $\pi_{gd}^{máx t}$ e $\pi_{gd}^{mín t}$ obtidos através da execução do subproblema II da mesma metodologia. Já os LMPs (valores dos multiplicadores de Lagrange integrantes do vetor λ^t) no instante $t = 1$ e suas respectivas componentes calculados por intermédio da execução do subproblema II da referida metodologia são expostos na Tabela 5.4. Adotou-se, para os algoritmos PSO aplicados na implementação dos subproblemas I e II da metodologia em questão, os seguintes parâmetros: Número de partículas = 100; $c_1^{final} = 2,5$; $c_1^{inicial} = 0,4$; $c_2^{final} = 2,4$; $c_2^{inicial} = 0,3$; $\omega^{final} = 0,9$; $\omega^{inicial} = 0,5$; $a_1^{lp} = 0,9$; $a_2^{lp} = 0,9$. Os números máximos de iterações para os subproblemas I e II são, respectivamente, $t_1^{PSO máx} = 50$ e $t_2^{PSO máx} = 15000$. Na Tabela 5.5, são exibidos os valores dos fluxos de potência no instante $t = 1$ oriundos da solução ótima adquirida, os respectivos limites impostos para tais fluxos e os multiplicadores de Lagrange que compõem o vetor μ^t .

É importante frisar que, com o intuito de tornar a exposição dos resultados mais concisa e assimilável, não são exibidos, em tabela alguma, os valores das potências de carregamento constituintes do vetor \mathbf{p}_{gc}^t e os valores dos multiplicadores de Lagrange integrantes dos vetores $\boldsymbol{\tau}^t$, $\boldsymbol{\pi}_{gc}^{máx t}$ e $\boldsymbol{\pi}_{gc}^{mín t}$ no instante $t = 1$, uma vez que, nas circunstâncias específicas do cenário proposto na presente subseção, tais valores são todos nulos. É indispensável enaltecer que, em conformidade com o explanado na subseção 5.1, as condições de otimalidade referentes às derivadas do Lagrangiano em relação aos níveis energéticos das unidades de injeção de potência não são consideradas na implementação da metodologia proposta no presente trabalho, o que dispensa a necessidade de computar os valores dos multiplicadores de Lagrange constituintes dos vetores $\boldsymbol{\zeta}$, $\boldsymbol{\kappa}^{máx t}$ e $\boldsymbol{\kappa}^{mín t}$.

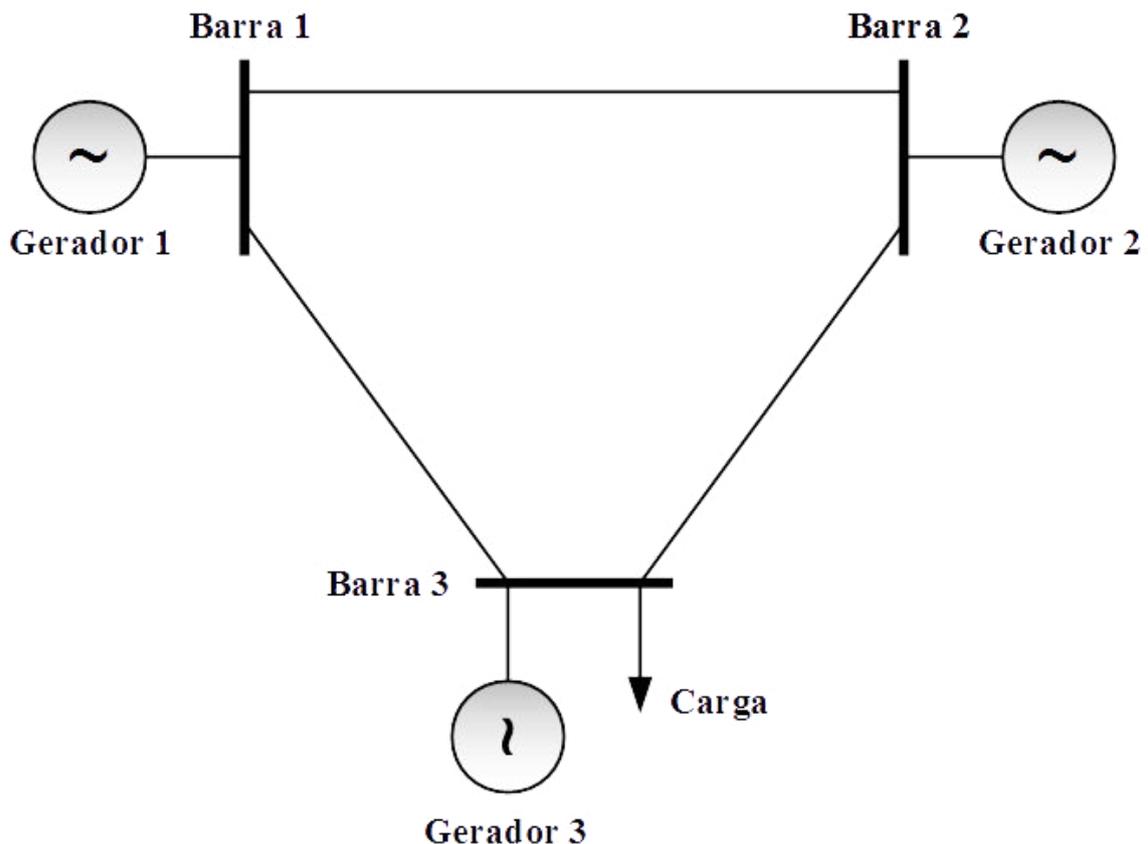


Figura 5.6: Diagrama unifilar do sistema-teste de três barras adotado no cenário proposto na subseção 5.3.1.

Tabela 5.1: Especificação dos parâmetros dos ramos do sistema-teste.

Índice da barra inicial do ramo	Índice da barra final do ramo	Índice da linha correspondente	Resistência (p.u.)	Reatância (p.u.)
1	2	1	0,01	0,1
1	3	2	0,01	0,1
2	3	3	0,01	0,1

A presente validação se resumirá tanto à satisfação das condições de otimalidade da função de Lagrange associada ao problema de FPOCA definidas entre (4.33) e (4.47) quanto à decomposição dos LMPs associados às barras do sistema em análise conforme descrito em (4.53). Dessa forma, a verificação das condições de otimalidade é efetuada conforme descrito entre (5.14) e (5.22).

Tabela 5.2: Coeficientes das funções de custo de produção, limites operativos das plantas de geração e fatores de participação das barras constituintes do sistema-teste do cenário proposto na subseção 5.3.1.

Índice j da planta de geração	Coeficientes da função de custo de produção			Limites operativos da planta de geração		σ_j
	a_j (\$/MWh ²)	b_j (\$/MWh)	c_j (\$/h)	$p_{gdj}^{máx}$ (p.u.)	$p_{gdj}^{mín}$ (p.u.)	
1	0	30	0	1	0,1	0,6
2	0	40	0	1	0,1	0,2
3	0	20	0	0,5	0,1	0,2

Tabela 5.3: Valores dos ângulos das tensões nas barras, das potências injetadas pelas plantas de geração e dos multiplicadores de Lagrange $\pi^{máx}$ e $\pi^{mín}$ no instante $t = 1$ associados à solução ótima do FPO computada através da metodologia IA proposta referente ao cenário da subseção 5.3.1.

Índice j da barra do sistema	θ_j^1 (radiano)	p_{gdj}^1 (p.u.)	$\pi_{gdj}^{máx\ 1}$ (\$/MWh)	$\pi_{gdj}^{mín\ 1}$ (\$/MWh)
1	0,00000	0,33857	0,00000	0,00000
2	-0,00591	0,16275	0,00000	0,00000
3	-0,02824	0,50000	30,16225	0,00000

Tabela 5.4: Valores dos LMPs das barras do sistema-teste e de suas respectivas componentes no instante $t = 1$ associados à solução ótima do FPO computada através da metodologia IA proposta concernente ao cenário da subseção 5.3.1.

Índice j da barra do sistema	λ_j^1 (\$/MWh)	λ_{BRD}^1 (\$/MWh)	$\lambda_j^{perdas\ 1}$ (\$/MWh)	$\lambda_j^{cong\ 1}$ (\$/MWh)
1	30,00000	36,03245	-0,04930	-5,98315
2	40,00000	36,03245	-0,00669	3,97424
3	50,16225	36,03245	0,15458	13,97522

Tabela 5.5: Valores dos fluxos de potência ativa e dos multiplicadores de Lagrange μ no instante $t = 1$ associados à solução ótima do FPO computada através da metodologia IA proposta referente ao cenário da subseção 5.3.1.

Índice k do ramo do sistema	fl_k^1 (p.u.)	$fl_k^{máx}$ (p.u.)	μ_k^1 (\$/MWh)
1	0,05858	0,55000	0,00000
2	0,27999	0,28000	29,81395
3	0,22129	0,55000	0,00000

É fundamental ressaltar que, de (5.14) a (5.22), os valores dos multiplicadores de Lagrange sofreram alterações na posição da vírgula decimal em virtude das considerações adotadas em (4.20).

$$\begin{aligned} \left(\frac{\partial L}{\partial p_{gc1}}\right)^1 &= \lambda_{gc1}^1 + \pi_{gc1}^{máx1} - \pi_{gc1}^{mín1} + \tau_{gc1}^1 \eta_{gc1}^1 = \\ &0 + 0 - 0 + (0 \times 0,99) = 0 \end{aligned} \quad (5.14)$$

$$\begin{aligned} \left(\frac{\partial L}{\partial p_{gc2}}\right)^1 &= \lambda_{gc1}^1 + \pi_{gc2}^{máx1} - \pi_{gc2}^{mín1} + \tau_{gc2}^1 \eta_{gc2}^1 = \\ &0 + 0 - 0 + (0 \times 0,99) = 0 \end{aligned} \quad (5.15)$$

$$\begin{aligned} \left(\frac{\partial L}{\partial p_{gc3}}\right)^1 &= \lambda_{gc3}^1 + \pi_{gc3}^{máx1} - \pi_{gc3}^{mín1} + \tau_{gc2}^1 \eta_{gc2}^1 = \\ &0 + 0 - 0 + (0 \times 0,99) = 0 \end{aligned} \quad (5.16)$$

$$\begin{aligned} \left(\frac{\partial L}{\partial p_{gd1}}\right)^1 &= \left(\frac{\partial C_1}{\partial p_{gd1}}\right)^1 - \lambda_{gd1}^1 + \pi_{gd1}^{máx1} - \pi_{gd1}^{mín1} - \tau_{gd1}^1 \eta_{gd1}^1 = \\ &3 - 3 + 0 - 0 - (0 \times 0,99) = 0 \end{aligned} \quad (5.17)$$

$$\begin{aligned} \left(\frac{\partial L}{\partial p_{gd2}}\right)^1 &= \left(\frac{\partial C_2}{\partial p_{gd2}}\right)^1 - \lambda_{gd1}^1 + \pi_{gd2}^{máx1} - \pi_{gd2}^{mín1} - \tau_{gd2}^1 \eta_{gd2}^1 = \\ &4 - 4 + 0 - 0 - (0 \times 0,99) = 0 \end{aligned} \quad (5.18)$$

$$\left(\frac{\partial L}{\partial p_{gd3}}\right)^1 = \left(\frac{\partial C_3}{\partial p_{gd3}}\right)^1 - \lambda_{gd3}^1 + \pi_{gd3}^{max1} - \pi_{gd3}^{min1} - \tau_{gd2}^1 \eta_{gd2}^1 = \quad (5.19)$$

$$2 - 5,01622 + 3,01622 - 0 - (0 \times 0,99) = 0$$

$$\left(\frac{\partial L}{\partial \theta_2}\right)^1 = \lambda_1^1 \left(\frac{\partial f_1}{\partial \theta_2}\right)^1 + \lambda_2^1 \left(\frac{\partial f_2}{\partial \theta_2}\right)^1 + \lambda_3^1 \left(\frac{\partial f_3}{\partial \theta_2}\right)^1 + \mu_1^1 \left(\frac{\partial fl_{12}}{\partial \theta_2}\right)^1 + \mu_2^1 \left(\frac{\partial fl_{13}}{\partial \theta_2}\right)^1 + \mu_3^1 \left(\frac{\partial fl_{23}}{\partial \theta_2}\right)^1 = \quad (5.20)$$

$$[3 \times (-9,90667)] + [4 \times (19,81559)] + [5,01622 \times (-9,87641)] + 0 + 0 + 0 = 1,04630 \times 10^{-4} \approx 0$$

$$\left(\frac{\partial L}{\partial \theta_3}\right)^1 = \lambda_1^1 \left(\frac{\partial f_1}{\partial \theta_3}\right)^1 + \lambda_2^1 \left(\frac{\partial f_2}{\partial \theta_3}\right)^1 + \lambda_3^1 \left(\frac{\partial f_3}{\partial \theta_3}\right)^1 + \mu_1^1 \left(\frac{\partial fl_{12}}{\partial \theta_3}\right)^1 + \mu_2^1 \left(\frac{\partial fl_{13}}{\partial \theta_3}\right)^1 + \mu_3^1 \left(\frac{\partial fl_{23}}{\partial \theta_3}\right)^1 = \quad (5.21)$$

$$[3 \times (-9,2500)] + [4 \times (-9,92063)] + [5,01622 \times (19,74550)] + 0 + [2,98139 \times (-9,92500)] + 0 = 4,37400 \times 10^{-5} \approx 0$$

$$\left(\frac{\partial L}{\partial P_{BRD}}\right)^1 = \lambda_{BRD}^1 - (\sigma_1 \lambda_1^1 + \sigma_2 \lambda_2^1 + \sigma_3 \lambda_3^1) = \quad (5.22)$$

$$3,60324 - [(0,6 \times 3) + (0,2 \times 4) + (0,2 \times 5,01622)] = -4 \times 10^{-6} \approx 0$$

Obviamente, quanto mais casas decimais forem adotadas para os números dos parâmetros que compõem as expressões (5.14) e (5.22), mais as respostas de tais igualdades se aproximam de zero. O vetor dos fatores de perdas incrementais definido em (4.49) e a matriz dos fatores de distribuição de transferência de potência apresentada em (4.52) assumem, respectivamente, as formas expostas em (5.23) e (5.24).

$$\left[\left(\frac{\partial P_{perdas}}{\partial P_1}\right)^1 \quad \left(\frac{\partial P_{perdas}}{\partial P_2}\right)^1 \quad \left(\frac{\partial P_{perdas}}{\partial P_3}\right)^1 \right] = \quad (5.23)$$

$$\begin{bmatrix} 0,00137 & 0,00019 & -0,00429 \end{bmatrix}$$

$$T = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial F_1}{\partial P_1}\right)^1 & \left(\frac{\partial F_1}{\partial P_2}\right)^1 & \left(\frac{\partial F_1}{\partial P_3}\right)^1 \\ \left(\frac{\partial F_2}{\partial P_1}\right)^1 & \left(\frac{\partial F_2}{\partial P_2}\right)^1 & \left(\frac{\partial F_2}{\partial P_3}\right)^1 \\ \left(\frac{\partial F_3}{\partial P_1}\right)^1 & \left(\frac{\partial F_3}{\partial P_2}\right)^1 & \left(\frac{\partial F_3}{\partial P_3}\right)^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,20014 & -0,46659 & -0,13383 \\ 0,20068 & -0,13330 & -0,46875 \\ 0,00017 & 0,33400 & -0,33453 \end{bmatrix} \quad (5.24)$$

Por conseguinte, aplicando-se em (4.53) os parâmetros previamente calculados, obtém-se a decomposição dos LMPs em questão conforme exposto em (5.25).

$$\begin{aligned}
 & \lambda_{BRD}^1 = 3.60324 \\
 & \begin{bmatrix} \lambda_1^{perdas\ 1} \\ \lambda_2^{perdas\ 1} \\ \lambda_3^{perdas\ 1} \end{bmatrix} = -3.60324 \begin{bmatrix} 0.00137 \\ 0.00019 \\ -0.00429 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.00493 \\ -0.00067 \\ 0.01546 \end{bmatrix} \\
 & \begin{bmatrix} \lambda_1^{cong\ 1} \\ \lambda_2^{cong\ 1} \\ \lambda_3^{cong\ 1} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} 0.20014 & -0.46659 & -0.13383 \\ 0.20068 & -0.13330 & -0.46875 \\ 0.00017 & 0.33400 & -0.33453 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0.00000 \\ 2.98139 \\ 0.00000 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.59832 \\ 0.39742 \\ 1.39752 \end{bmatrix} \quad (5.25) \\
 & \begin{bmatrix} \lambda_1^1 \\ \lambda_2^1 \\ \lambda_3^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \lambda_{BRD}^1 \\ \lambda_{BRD}^1 \\ \lambda_{BRD}^1 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \lambda_1^{perdas\ 1} \\ \lambda_2^{perdas\ 1} \\ \lambda_3^{perdas\ 1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \lambda_1^{cong\ 1} \\ \lambda_2^{cong\ 1} \\ \lambda_3^{cong\ 1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 3.00000 \\ 4.00000 \\ 5.01622 \end{bmatrix}
 \end{aligned}$$

Dessa forma, com base nos cálculos efetuados entre (5.14) e (5.22), nota-se que os resultados provenientes da execução do algoritmo da metodologia proposta satisfizeram as condições de otimalidade definidas entre (4.33) e (4.36). A satisfação da restrição expressa em (4.37) é garantida pela resolução do subproblema I, que, na medida em que fornece os valores ótimos das potências de carregamento e descarregamento das unidades de injeção de potência, assegura que as cargas sejam devidamente supridas e as perdas nos ramos da rede de transmissão do sistema em estudo sejam adequadamente compensadas, o que dispensa a necessidade de injeções de potência na barra de referência distribuída. A restrição evidenciada em (4.38) representa uma condição inerentemente satisfeita pela execução do *solver* de fluxo de potência adotado na implementação do subproblema I. Já a satisfação das restrições definidas em (4.39) e (4.40) é assegurada pela nulidade dos rendimentos e pelos níveis inicialmente nulos das cargas energéticas de todas as unidades de injeção de potência constituintes do sistema-teste do cenário proposto na presente subseção. Ainda, amparando-se nos procedimentos matemáticos executados entre (5.23) e (5.25), observou-se que a soma das componentes resultantes da decomposição dos LMPs forneceu os valores corretos para tais LMPs, o que certifica satisfatoriamente o algoritmo empregado.

Para os instantes temporais remanescentes $t = 2$ e 3 , a execução da implementação da metodologia IA em questão forneceu valores idênticos aos obtidos para o instante $t =$

1. Com o intento de tornar a apresentação dos resultados mais sucinta e menos maçante, serão exibidas apenas as tabelas contendo os valores das variáveis concernentes ao intervalo $t = 1$, uma vez que, em conformidade com o previamente mencionado, tais valores são os mesmos que aqueles computados para os instantes $t = 2$ e 3 . Essa repetição de resultados ao longo do tempo é absolutamente previsível, visto que a demanda do sistema permanece inalterada ao longo do tempo e tal sistema não é integrado por unidades de armazenamento de energia.

5.3.2 Sistema de três barras com penetração de geração eólica e de sistemas de armazenamento de energia

Nesta subsecção, em detrimento da corroboração matemática dos resultados advindos da execução da implementação da metodologia IA genérica proposta, objetiva-se analisar o impacto da penetração da geração eólica e das unidades de armazenamento de energia no sistema de três barras sob a perspectiva da magnitude dos LMPs associados aos barramentos de tal sistema e suas respectivas componentes. Com tal desígnio, considera-se que o sistema-teste em questão possua os mesmos parâmetros definidos na tabela 5.1. Assume-se que um parque eólico e um sistema de armazenamento de energia sejam conectados, respectivamente, às barras 3 e 2 em substituição às plantas geradoras convencionais que originalmente injetavam potência em tais barras (ver Figura 5.7).

Considera-se que o parque eólico citado seja constituído por 30 aerogeradores. Para cada aerogerador, têm-se os seguintes parâmetros: $P_{nominal} = 2 MW$, $\rho = 1,2235 kg/m^3$, $c_p = 0,473$, $V_{entrada} = 3 m/s$, $V_{saída} = 25 m/s$ e $V_{nominal} = 10,28 m/s$. O raio da área circular varrida pelas pás do aerogerador em análise é de 45 m. Finalmente, os fatores de forma e de escala da função densidade de probabilidade representativa da distribuição de Weibull são, respectivamente, $k = 2$ e $c = 10 m/s$. Os coeficientes associados aos custos de oportunidade referentes à falta e ao excesso de potência eólica são, respectivamente, $K_F = 10 \$/MWh$ e $K_E = 10 \$/MWh$. Uma sub-rotina alicerçada nos procedimentos descritos na subsecção 4.1.2, contendo a implementação de uma simulação de Monte Carlo com dimensão de amostras $N = 8000$ é executada com o propósito de determinar o histograma da distribuição de frequência da potência de saída de um aerogerador integrante do parque eólico em estudo, a função de custo de geração dos aerogeradores e a função de

custo de produção do parque eólico em estudo. O referido histograma é devidamente ilustrado na Figura 5.8. Já na Figura 5.9, são exibidas as curvas dos custos de oportunidade e total concernentes à operação de um aerogerador, com as devidas discriminações. Finalmente, na Figura 5.10, ilustra-se a curva de custo total referente à penetração do parque eólico no sistema de três barras em análise. Dessa forma, a sub-rotina mencionada alimenta o algoritmo da metodologia IA genérica previamente descrita com o polinômio representativo do custo total de produção de eletricidade do parque eólico que integra a topologia do sistema-teste em estudo.

Dessa forma, as funções de custo de produção e os fatores de participação das unidades de injeção de potência constituintes do sistema-teste em estudo são expostos na Tabela 5.6. Já as restrições operativas associadas às referidas unidades de injeção de potência são evidenciadas na Tabela 5.7. Igualmente ao caso precedente, a carga do sistema localiza-se unicamente na barra 3, e equivale a 100 MW de potência ativa e 60 MVar de potência reativa. A potência base do sistema é de 100 MVA. Assume-se que os rendimentos de carregamento e de descarregamento energético do sistema de armazenamento de energia constituinte do cenário operativo proposto na presente subsecção sejam iguais a 98%. Considera-se, identicamente ao cenário anteriormente estudado, que cada intervalo $t \in T$ possui uma duração de 1 hora. Os índices dos intervalos que constituem o horizonte temporal total referente ao cenário em estudo são fornecidos pelo conjunto $T = \{1, 2, 3\}$, ou seja, o problema de FPO relativo ao caso vigente, igualmente ao caso anterior, é constituído por três intervalos, cada um com uma hora de duração. Ainda, assume-se que os instantes inicial e final concernentes ao cenário proposto são, respectivamente, $t^{inicial} = 0$ e $t^{final} = 3$. Considera-se que a carga do sistema permanece inalterada ao longo de todos os intervalos citados.

Os valores das potências ativas carregadas e descarregadas pelas unidades de injeção de potência nas barras do sistema-teste e dos ângulos das tensões verificadas em tais barras nos instantes $t = 1, 2$ e 3 , calculados através da resolução do subproblema I da metodologia descrita na Figura 5.3, são exibidos na Tabela 5.8. Visto que, conforme previamente afirmado, a validação algébrica não constitui o propósito primordial desta subsecção, os valores dos multiplicadores de Lagrange que compõem os vetores $\pi_g^{máx t}$, $\pi_g^{mín t}$, μ^t e τ^t obtidos por intermédio da execução do subproblema II da mesma metodologia, não serão exibidos. Já os LMPs (valores dos multiplicadores de Lagrange integrantes do vetor λ^t) nos instantes $t = 1, 2$ e 3 e suas respectivas componentes

calculados através da execução do subproblema II da referida metodologia são exibidos na Tabela 5.9. Adotou-se, para os algoritmos PSO aplicados na implementação dos subproblemas I e II da metodologia em questão, similarmente ao caso precedente, os seguintes parâmetros: Número de partículas = 100; $c_1^{final} = 2,5$; $c_1^{inicial} = 0,4$; $c_2^{final} = 2,4$; $c_2^{inicial} = 0,3$; $\omega^{final} = 0,9$; $\omega^{inicial} = 0,5$; $a_1^{lp} = 0,9$; $a_2^{lp} = 0,9$. Os números máximos de iterações para os subproblemas I e II são, respectivamente, $t_1^{PSO\ máx} = 250$ e $t_2^{PSO\ máx} = 25000$. Na Tabela 5.10, são expostos os valores dos fluxos de potência nos instantes $t = 1, 2$ e 3 oriundos da solução ótima obtida e os respectivos limites impostos para tais fluxos.

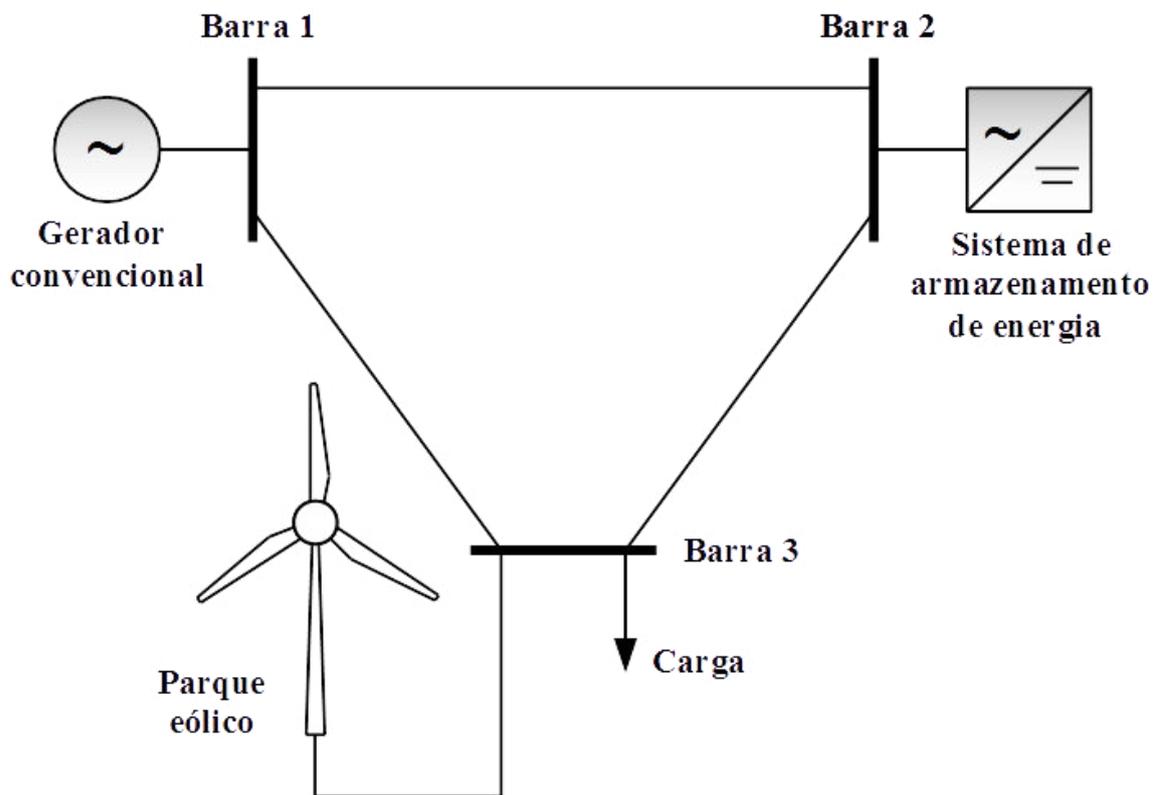


Figura 5.7: Diagrama unifilar do sistema-teste de três barras adotado no cenário proposto na subseção 5.3.2.

Tabela 5.6: Coeficientes das funções de custo de produção das unidades de injeção de potência e fatores de participação das barras constituintes do sistema-teste do cenário proposto na subseção 5.3.2.

Índice j da unidade de injeção de potência	Tipo de unidade de injeção de potência	Coeficientes da função de custo de produção			σ_j
		a_j (\$/MWh ²)	b_j (\$/MWh)	c_j (\$/h)	
1	Planta convencional	0	30	0	0,6
2	Sistema de armazenamento de energia	0	0,1	0	0,2
3	Parque eólico	0,0855	-5,8151	317,9224	0,2

Tabela 5.7: Limites operativos das unidades de injeção de potência constituintes do sistema-teste do cenário proposto na subseção 5.3.2.

Índice j da unidade de injeção de potência	Limites operativos da planta de geração					
	$p_{gcj}^{m\acute{a}x}$ (p.u.)	$p_{gcj}^{m\acute{i}n}$ (p.u.)	$p_{gdj}^{m\acute{a}x}$ (p.u.)	$p_{gdj}^{m\acute{i}n}$ (p.u.)	$E_j^{m\acute{a}x}$ (MWh)	$E_j^{m\acute{i}n}$ (MWh)
1	-	-	1	0,1	-	-
2	0,3	0	0,3	0	40	0
3	-	-	0,6	0	-	-

Tabela 5.8: Valores dos ângulos das tensões nas barras, dos níveis energéticos das unidades de injeção de potência, e das potências de carregamento e de descarregamento das referidas unidades de injeção de potência nos instantes $t = 1, 2$ e 3 associados à solução ótima do FPO computada através da metodologia IA proposta concernente ao cenário da subseção 5.3.2.

Índice j da barra do sistema	θ_j^t (radiano)	p_{gcj}^t (p.u.)	p_{gdj}^t (p.u.)	E_j^t (MWh)
$t = 1$				
1	0,0000	-	0,4038	-
2	-0,0138	0,0008	0,0000	$0,7535 \times 10^{-3}$
3	-0,0245	-	0,6000	-
$t = 2$				
1	0,0000	-	0,4033	-
2	-0,0137	0,0002	0,0000	$0,9899 \times 10^{-3}$
3	-0,0245	-	0,6000	-
$t = 3$				
1	0,0000	-	0,4021	-
2	-0,0136	0,0000	0,0010	$0,5775 \times 10^{-12}$
3	-0,0244	-	0,6000	-

Tabela 5.9: Valores dos LMPs das barras do sistema-teste e de suas respectivas componentes nos instantes $t = 1, 2$ e 3 associados à solução ótima do FPO computada através da metodologia IA proposta concernente ao cenário da subseção 5.3.2.

Índice j da barra do sistema	λ_j^1 (\$/MWh)	λ_{BRD}^1 (\$/MWh)	$\lambda_j^{perdas\ 1}$ (\$/MWh)	$\lambda_j^{cong\ 1}$ (\$/MWh)
$t = 1$				
1	30,0000	30,0457	-0,0461	0,0000
2	30,0829	30,0457	0,0369	0,0000
3	30,1474	30,0457	0,1013	0,0000
$t = 2$				
1	30,0000	30,0457	-0,0459	0,0000
2	30,0823	30,0457	0,0364	0,0000
3	30,1474	30,0457	0,1014	0,0000
$t = 3$				
1	30,0000	30,0457	-0,0457	0,0000
2	30,0817	30,0457	0,0360	0,0000
3	30,1468	30,0457	0,1011	0,0000

Tabela 5.10: Valores dos fluxos de potência ativa e dos multiplicadores de Lagrange μ nos instantes $t = 1, 2$ e 3 associados à solução ótima do FPO computada através da metodologia IA proposta referente ao cenário da subseção 5.3.2.

Índice k do ramo do sistema	$fl_k^{máx}$ (p.u)	fl_k^1 (p.u)		
		$t = 1$	$t = 2$	$t = 3$
1	0,5500	0,1364	0,1360	0,1352
2	0,2800	0,2674	0,2673	0,2669
3	0,5500	0,1354	0,1356	0,1360

Primeiramente, é notório que a substituição das plantas de geração convencionais originalmente conectadas aos barramentos 2 e 3 do sistema de três barras em análise por, respectivamente, um sistema de armazenamento de energia e um parque eólico, reduziu apreciavelmente o custo total de produção de eletricidade. Os custos de geração de energia elétrica nos cenários propostos nas subseções 5.3.1 e 5.3.2 foram, respectivamente, de 8.000,0961 \$/h e 4.458,0592 \$/h. Portanto, verificou-se uma redução de 44,3 % no dispêndio financeiro operativo do sistema-teste em estudo. Já no que tange ao âmbito da precificação marginalista, notou-se que a penetração da planta eólica e do sistema de armazenamento de energia, em relação ao cenário desprovido de tais unidades de injeção de potência, manteve o LMP da barra 1 inalterado ao longo de todos os intervalos operativos. Contudo, tal penetração reduziu consideravelmente os LMPs associados às

demais barras do sistema em análise ao longo de todos os instantes temporais considerados. Todavia, verificou-se que, mesmo ostentando um custo marginal de produção de eletricidade simbólico e irrisório, o sistema de armazenamento de energia apresentou níveis de potência de carregamento e descarregamento inexpressivos. A adoção de um custo marginal de magnitude irrelevante teve o desígnio de demonstrar a inviabilidade financeira do acionamento do sistema de armazenamento de energia no cenário proposto na presente subseção. Dessa forma, infere-se que os benefícios econômicos obtidos das alterações promovidas no cenário proposto na subseção 5.3.1 em relação ao cenário apresentado na subseção vigente provêm, majoritariamente, da inserção e operação do parque eólico. Tal constatação evidencia que, para a rede-teste vigente, mesmo que um sistema de armazenamento de energia possua um inexpressivo custo marginal de produção de eletricidade, não é financeiramente viável empregar tal sistema (inicialmente descarregado) em substituição a uma planta de geração convencional, mesmo que a referida planta ostente custos operativos muito superiores à unidade de armazenamento de energia. É importante enaltecer que, no modelo de mensuração de custos operacionais adotado no presente trabalho, o custo de produção concernente aos sistemas de armazenamento de energia não refere-se somente ao polinômio que descreve tal custo, mas, também, ao coeficiente do custo de oportunidade relativo à falta de potência eólica definido em (4.16), pois assume-se que a reserva operativa necessária para compensar a imponderabilidade concernente à operação dos parques eólicos seja constituída por unidades de armazenamento de energia. Para tal coeficiente, adotou-se o mesmo valor utilizado nos estudos de caso de [54]. Em conformidade com o precedentemente definido, assumiu-se que o coeficiente do custo de oportunidade referente ao excesso de potência eólica definido em (4.17) detém o mesmo valor atribuído ao coeficiente do custo de oportunidade concernente à escassez de potência eólica previamente mencionado. Observou-se que, diante do modelo do custo da geração eólica oriundo da atribuição de tais valores aos referidos coeficientes, o parque eólico em análise foi acionado com capacidade máxima em todos os instantes operativos do cenário definido na presente subseção.

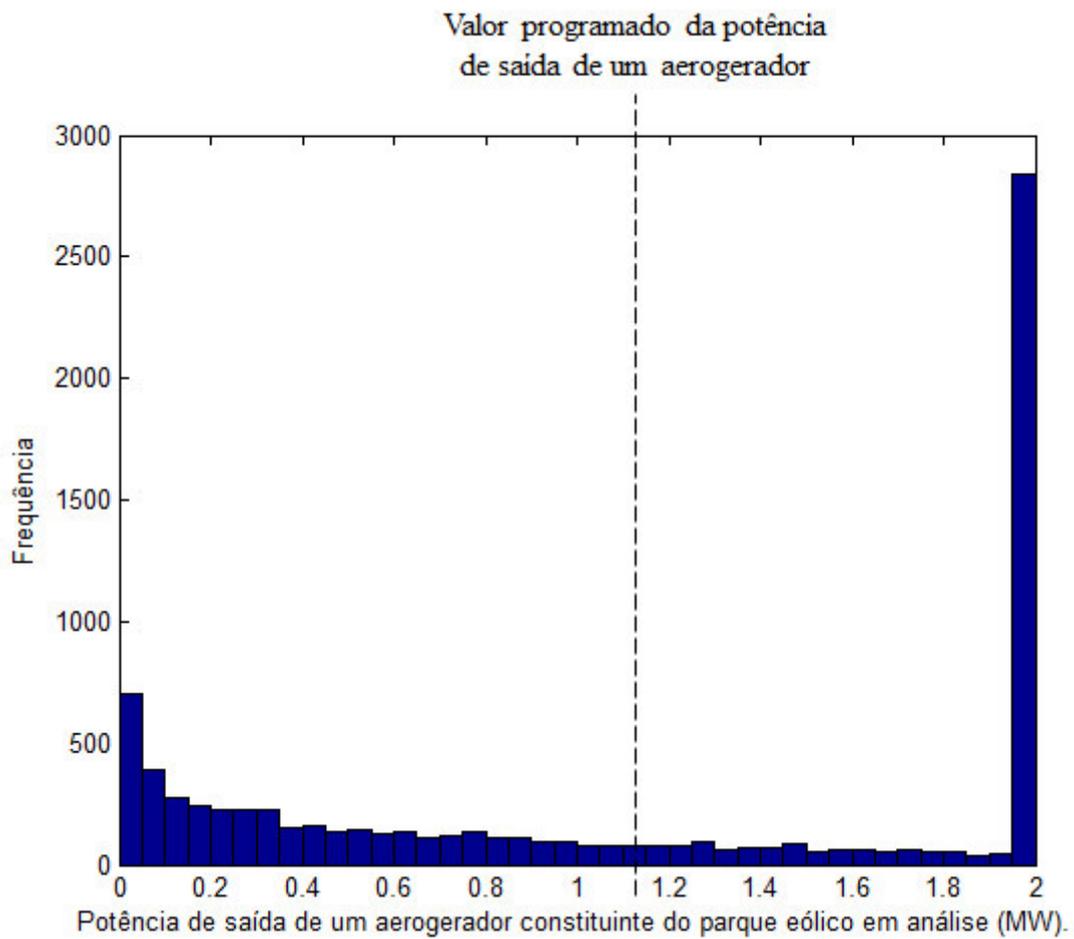


Figura 5.8: Histograma de distribuição de frequência da potência ativa de saída de um aerogerador constituinte do parque eólico em análise no cenário proposto na subseção 5.3.2.

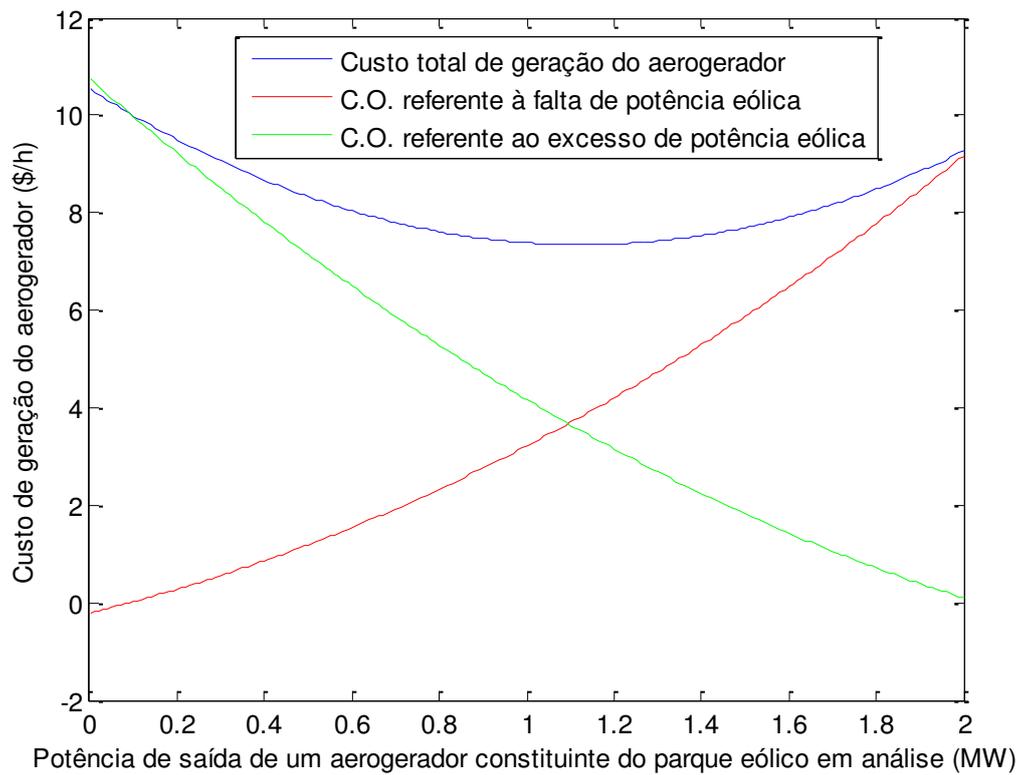


Figura 5.9: Curvas dos custos de oportunidade e total concernentes à operação de um aerogerador constituinte do parque eólico em análise no cenário proposto na subseção 5.3.2.

C. O. – Custo de Oportunidade.

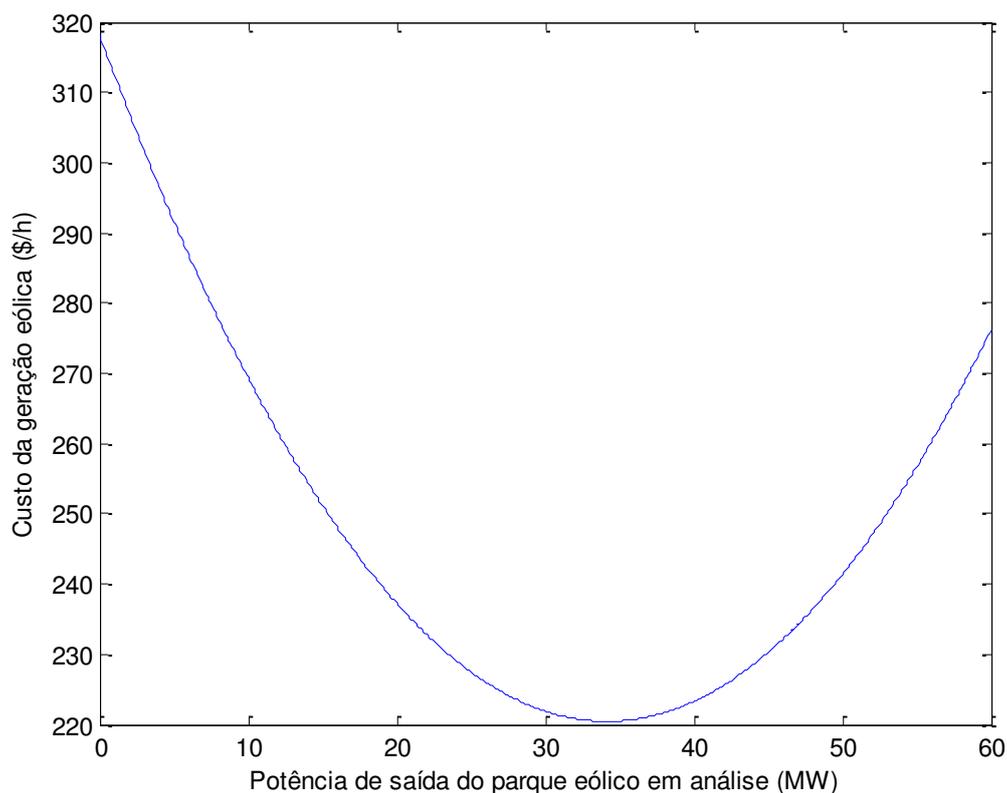


Figura 5.10: Curva do custo total de geração referente ao parque eólico em análise no cenário proposto na subseção 5.3.2.

5.3.3 Sistema IEEE 30

No cenário proposto nesta subseção, a implementação da metodologia IA genérica previamente formulada é aplicada no cômputo e na decomposição dos LMPs associados às barras do sistema-teste IEEE 30. Os parâmetros pertinentes ao referido sistema são devidamente especificados no Apêndice B. Adota-se, com o desígnio de avaliar os efeitos mercadológicos dos limites térmicos das linhas de transmissão, um limite de 55 MW para fluxo de potência ativa através da linha conectada entre as barras 1 e 3. No presente caso, todas as unidades de injeção de potência consistem em plantas convencionais de geração de eletricidade. Considera-se que cada intervalo $t \in T$ possui uma duração de 1 hora. Os índices dos intervalos que constituem o horizonte temporal total referente ao cenário em estudo são fornecidos pelo conjunto $T = \{1, 2\}$, ou seja, o problema de FPO concernente ao caso vigente é formado por dois intervalos, cada um com uma hora de duração. Ainda, assume-se que os instantes inicial e final associados ao cenário proposto são,

respectivamente, $t^{inicial} = 0$ e $t^{final} = 2$. Considera-se que a carga do sistema permanece constante ao longo de todos os intervalos citados.

A implementação da metodologia IA proposta será empregada para calcular as componentes dos LMPs associadas às barras do sistema-teste em todos os instantes do horizonte temporal total do cenário proposto, levando em consideração as três metodologias de determinação dos fatores de participação definidas entre (4.54) e (4.56). Adotou-se, para os algoritmos PSO aplicados na implementação dos subproblemas I e II da metodologia proposta, os seguintes parâmetros: Número de partículas = 100; $\alpha^{máx} = 2,5$; $\alpha^{mín} = 0,4$; $\beta^{máx} = 2,4$; $\beta^{mín} = 0,3$; $\omega^{máx} = 0,9$; $\omega^{mín} = 0,5$; $a_1^{lp} = 0,9$; $a_2^{lp} = 0,9$. Os números máximos de iterações para os subproblemas I e II são, respectivamente, $t_1^{máx} = 300$ e $t_2^{máx} = 30000$. Os valores dos LMPs e das suas respectivas componentes provenientes da execução do algoritmo da metodologia mencionada, no âmbito do instante $t = 1$, são ilustrados na Tabela 5.11, em que os sobrescritos RU (Referência Única), APG (Ajuste da Potência dos Geradores) e APD (Ajuste da Potência da Demanda) denotam, respectivamente, as metodologias de determinação dos fatores de participação definidas em (4.54), (4.55) e (4.56). Arelados a tais sobrescritos, o número “1” indica que as referidas componentes são correspondentes aos LMPs do instante $t = 1$. Ademais, em tal Tabela, também são exibidos os valores das potências de descarregamento das plantas de geração constituintes do sistema-teste em estudo. É importante salientar que, por questões de conveniência, os valores das potências de carregamento e dos níveis energéticos concernentes às unidades de injeção de potência que integram o cenário em análise não são expostos, visto que, diante da ausência de sistemas de armazenamento de energia, tais valores são todos nulos. Ainda, na mesma Tabela, constata-se que os valores dos multiplicadores de Lagrange que constituem os vetores $\pi_g^{máx t}$, $\pi_g^{mín t}$ e μ^t adquiridos por intermédio da execução do subproblema II da metodologia vigente, não são exibidos, uma vez que a validação algébrica não constitui o propósito essencial desta subseção. Ademais, com base nos resultados relativos ao instante $t = 1$ advindos da execução do algoritmo da metodologia citada, verificou-se que o único ramo cujo limite imposto ao fluxo de potência ativa foi atingido, corresponde ao ramo conectado entre as barras 1 e 3.

Os valores computados para as componentes dos LMPs permitem mensurar a magnitude da contribuição das perdas e dos congestionamentos para a diferença entre os LMPs associados às barras do sistema-teste e o LMP da barra de referência distribuída do

mesmo sistema, levando em consideração as diferentes estratégias de determinação dos fatores de participação apresentadas. Um gráfico ilustrando os LMPs no instante $t = 1$ advindos de vinte execuções consecutivas do algoritmo proposto e os LMPs provenientes da execução do solver de FPO constituinte da *toolbox* MATPOWER [78] do MATLAB, é exibido na Figura 5.11. A referida *toolbox* emprega o método dos pontos interiores na resolução do FPOCA associado ao sistema em análise. No gráfico da Figura 5.11, é perceptível a proximidade entre os valores computados por intermédio do algoritmo proposto e os resultantes da execução da *toolbox*, o que assegura a adequação da metodologia implementada. Nesta etapa, ainda, são empregados dois artifícios de mensuração da precisão dos valores dos LMPs advindos da execução do algoritmo proposto em relação aos valores dos LMPs provenientes do solver: O erro quadrático médio (MSE – *Mean Squared Error*) e o erro percentual absoluto médio (MAPE – *Mean Absolute Percentage Error*). No presente contexto, o MSE referente ao intervalo temporal t , descrito em (5.25), indica a média dos quadrados das diferenças entre os valores dos LMPs calculados através do algoritmo proposto (λ_j^t) e os valores dos LMPs computados pelo solver ($\hat{\lambda}_j$).

$$MSE^t = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (\lambda_j^t - \hat{\lambda}_j)^2 \quad (5.25)$$

Já o MAPE alusivo ao instante t , representado em (5.26), designa a média dos módulos das diferenças percentuais entre os valores dos LMPs obtidos pela execução do algoritmo proposto e os valores dos LMPs calculados pelo solver.

$$MAPE^t = \frac{100}{n} \sum_{j=1}^n \left| \frac{\lambda_j^t - \hat{\lambda}_j}{\lambda_j^t} \right| \quad (5.26)$$

Com o propósito de avaliar de forma mais adequada os instrumentos de mensuração de precisão supracitados, executa-se o algoritmo proposto vinte vezes consecutivas. Extraíse, dos resultados oriundos de tais execuções, os menores e os maiores valores tanto dos MSEs quanto dos MAPEs. Em seguida, computam-se as médias aritméticas de todos os MSEs e MAPEs obtidos. Tais resultados são ilustrados na Tabela 5.12.

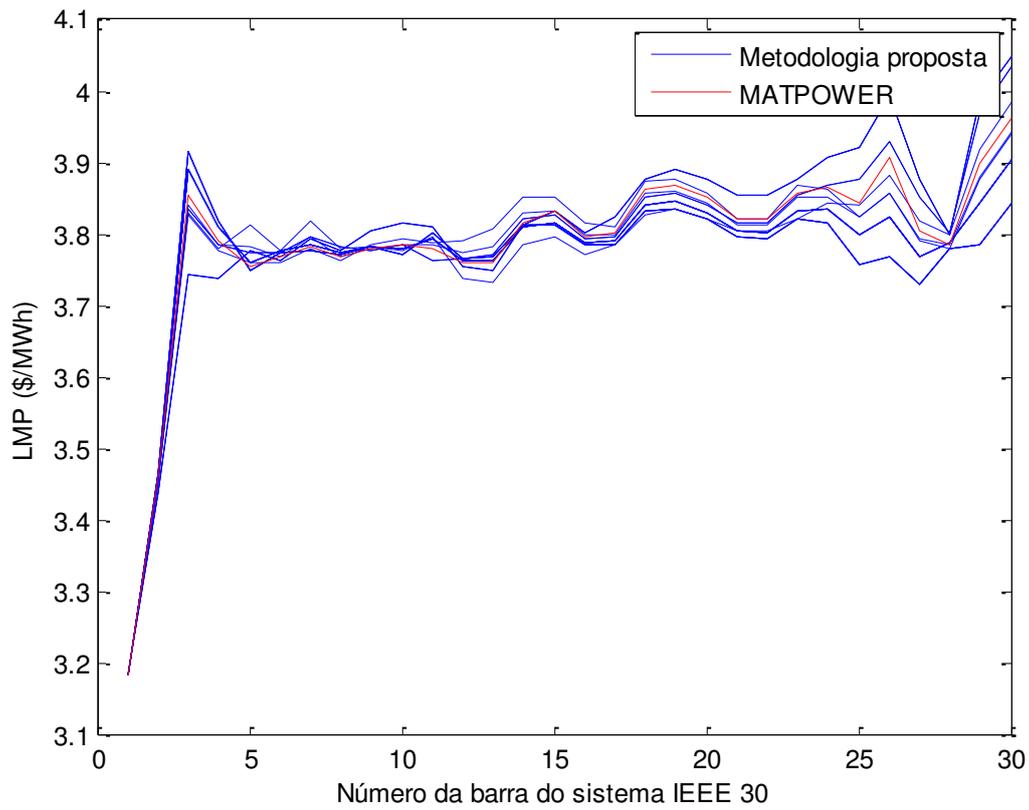


Figura 5.11: LMPs no instante $t = 1$ advindos de vinte execuções consecutivas do algoritmo da metodologia proposta e os LMPs provenientes da execução do solver de FPO constituinte da *toolbox* MATPOWER do MATLAB.

Tabela 5.11: Valores, em $\$/MWh$, dos LMPs no instante $t = 1$ e suas respectivas componentes, bem como os valores das potências de saída das plantas de geração resultantes da execução do algoritmo da metodologia IA apresentada considerando diferentes estratégias de especificação dos fatores de participação das barras do sistema IEEE 30 sujeito ao cenário proposto na subseção 5.3.3.

Barra	λ_j^1	λ_{BRD}^{RU1}	λ_{perdas}^{RU1}	λ_{cong}^{RU1}	λ_{BRD}^{APG1}	λ_{perdas}^{APG1}	λ_{cong}^{APG1}	λ_{BRD}^{APD1}	λ_{perdas}^{APD1}	λ_{cong}^{APD1}	p_{gdj}^1 (p.u.)
1	3,1860	3,1860	0,0000	0,0000	3,3997	-0,0939	-0,1198	3,7580	-0,2918	-0,2801	1,5814
2	3,4524	3,1860	0,1134	0,1530	3,3997	0,0238	0,0290	3,7580	-0,1685	-0,1371	0,4864
3	3,8825	3,1860	0,1516	0,5448	3,3997	0,0634	0,4193	3,7580	-0,1269	0,2514	0,0000
4	3,8048	3,1860	0,1957	0,4231	3,3997	0,1092	0,2960	3,7580	-0,0789	0,1257	0,0000
5	3,7380	3,1860	0,3214	0,2305	3,3997	0,2396	0,0986	3,7580	0,0579	-0,0779	0,2190
6	3,7756	3,1860	0,2295	0,3600	3,3997	0,1443	0,2316	3,7580	-0,0421	0,0597	0,0000
7	3,7748	3,1860	0,2838	0,3050	3,3997	0,2006	0,1746	3,7580	0,0169	-0,0001	0,0000
8	3,7821	3,1860	0,2288	0,3673	3,3997	0,1435	0,2389	3,7580	-0,0429	0,0670	0,3190
9	3,7703	3,1860	0,2306	0,3536	3,3997	0,1454	0,2252	3,7580	-0,0409	0,0532	0,0000
10	3,7690	3,1860	0,2312	0,3517	3,3997	0,1460	0,2232	3,7580	-0,0403	0,0512	0,0000
11	3,7690	3,1860	0,2306	0,3523	3,3997	0,1454	0,2239	3,7580	-0,0409	0,0519	0,1538
12	3,7694	3,1860	0,1909	0,3925	3,3997	0,1042	0,2655	3,7580	-0,0841	0,0955	0,0000
13	3,7801	3,1860	0,1909	0,4031	3,3997	0,1042	0,2761	3,7580	-0,0841	0,1061	0,1560
14	3,8176	3,1860	0,2399	0,3917	3,3997	0,1550	0,2629	3,7580	-0,0309	0,0905	0,0000
15	3,8186	3,1860	0,2504	0,3821	3,3997	0,1660	0,2530	3,7580	-0,0193	0,0800	0,0000
16	3,7851	3,1860	0,2257	0,3734	3,3997	0,1403	0,2451	3,7580	-0,0462	0,0734	0,0000
17	3,7814	3,1860	0,2378	0,3576	3,3997	0,1529	0,2288	3,7580	-0,0331	0,0565	0,0000
18	3,8321	3,1860	0,2830	0,3630	3,3997	0,1998	0,2326	3,7580	0,0161	0,0580	0,0000
19	3,8323	3,1860	0,2913	0,3550	3,3997	0,2083	0,2243	3,7580	0,0251	0,0493	0,0000
20	3,8163	3,1860	0,2783	0,3519	3,3997	0,1949	0,2217	3,7580	0,0110	0,0473	0,0000
21	3,7944	3,1860	0,2569	0,3515	3,3997	0,1726	0,2221	3,7580	-0,0124	0,0488	0,0000
22	3,7940	3,1860	0,2564	0,3515	3,3997	0,1722	0,2221	3,7580	-0,0129	0,0488	0,0000
23	3,8351	3,1860	0,2762	0,3729	3,3997	0,1927	0,2427	3,7580	0,0086	0,0685	0,0000
24	3,8365	3,1860	0,2901	0,3604	3,3997	0,2071	0,2297	3,7580	0,0237	0,0548	0,0000
25	3,8205	3,1860	0,2743	0,3601	3,3997	0,1908	0,2300	3,7580	0,0066	0,0559	0,0000
26	3,8498	3,1860	0,3083	0,3554	3,3997	0,2260	0,2241	3,7580	0,0436	0,0482	0,0000
27	3,8003	3,1860	0,2490	0,3652	3,3997	0,1645	0,2361	3,7580	-0,0209	0,0632	0,0000
28	3,7962	3,1860	0,2444	0,3657	3,3997	0,1597	0,2368	3,7580	-0,0259	0,0641	0,0000
29	3,8909	3,1860	0,3279	0,3770	3,3997	0,2464	0,2449	3,7580	0,0649	0,0680	0,0000
30	3,9574	3,1860	0,3857	0,3856	3,3997	0,3063	0,2514	3,7580	0,1278	0,0716	0,0000

Tabela 5.12: Valores máximos, mínimos e médios dos MSEs e MAPEs oriundos de vinte execuções consecutivas do algoritmo da metodologia IA proposta considerando o cenário apresentado na subseção 5.3.3.

	Menor	Maior	Médio
MSE^1	$2,0779 \times 10^{-4}$	$2,4226 \times 10^{-3}$	$1,2886 \times 10^{-3}$
$MAPE^1$	0,2662	0,8612	0,6219

Similarmente ao verificado no cenário da subseção 5.3.1, para o instante temporal remanescente $t = 2$, a execução da implementação da metodologia IA proposta proporcionou valores idênticos aos adquiridos para o instante $t = 1$. Com o desígnio de tornar a apresentação dos resultados mais concisa, serão expostas apenas as tabelas

contendo os valores das variáveis e parâmetros referentes ao intervalo $t = 1$, visto que, conforme citado anteriormente, tais valores são os mesmos que aqueles calculados para o instante $t = 2$. Mais uma vez, essa repetição de resultados ao longo do tempo é totalmente previsível, uma vez que a carga do sistema-teste permanece constante ao longo do tempo e tal sistema não é constituído por unidades de armazenamento de energia.

5.3.4 Sistema IEEE 30 com penetração de geração eólica e de sistemas de armazenamento de energia

Finalmente, nesta última etapa de análises, objetiva-se examinar o impacto da penetração da geração eólica e das unidades de armazenamento de energia no sistema-teste IEEE 30 sob a perspectiva da amplitude dos LMPs associados às barras de tal sistema e suas respectivas componentes. Perante tal propósito, assume-se que o sistema-teste em questão possua os mesmo parâmetros adotados na subseção 5.3.3, excetuando-se os coeficientes das funções de custo de produção de eletricidade das unidades de injeção de potência, uma vez que, no presente cenário, considera-se que um parque eólico e um sistema de armazenamento de energia sejam inseridos, respectivamente, nas barras 2 e 13 em substituição às centrais convencionais de geração de eletricidade que originalmente injetavam potência em tais barras.

Assume-se que o parque eólico citado seja constituído por 30 aerogeradores. Para cada aerogerador, têm-se os seguintes parâmetros: $P_{nominal} = 2 \text{ MW}$, $\rho = 1,2235 \text{ kg/m}^3$, $c_p = 0,473$, $V_{entrada} = 3 \text{ m/s}$, $V_{saída} = 25 \text{ m/s}$ e $V_{nominal} = 10,28 \text{ m/s}$. O raio da área circular varrida pelas pás do aerogerador em estudo é de 45 m. Os fatores de forma e de escala da função densidade de probabilidade representativa da distribuição de Weibull são, respectivamente, $k = 2$ e $c = 10 \text{ m/s}$. Finalmente, os coeficientes associados aos custos de oportunidade referentes à falta e ao excesso de potência eólica são, respectivamente, $K_F = 1 \text{ \$/MWh}$ e $K_E = 1 \text{ \$/MWh}$. Uma sub-rotina amparada nos procedimentos apresentados na subseção 4.1.2, contendo a implementação de uma simulação de Monte Carlo com dimensão de amostras $N = 8000$, é executada para determinar o histograma da distribuição de frequência da potência de saída de um aerogerador constituinte do parque eólico em estudo, a função de custo de produção dos aerogeradores e a função de custo de geradores do parque eólico em análise. O histograma citado é ilustrado na Figura 5.12. As

curvas dos custos de oportunidade e total referentes à operação de um aerogerador, com as devidas especificações, são ilustradas na Figura 5.13. Já na Figura 5.14, é exibida a curva de custo total concernente à penetração do parque eólico no sistema de três barras em estudo. Por conseguinte, a sub-rotina mencionada municia o algoritmo da metodologia IA com o polinômio representativo do custo total de geração de eletricidade do parque eólico que integra a topologia do sistema-teste em análise.

Os coeficientes das funções de custo de produção e as restrições operativas do parque eólico e do sistema de armazenamento de energia do cenário proposto são devidamente especificados no Apêndice B. Ademais, considera-se que os rendimentos de carregamento e de descarregamento energético do sistema de armazenamento de energia que compõe o cenário operativo proposto na presente subseção sejam iguais a 98%. Igualmente aos cenários estudados nas subseções precedentes, assume-se que cada intervalo $t \in T$ possui uma duração de 1 hora. Os índices dos intervalos que compõem o horizonte temporal total concernente ao caso em estudo são fornecidos pelo conjunto $T = \{1, 2\}$, ou seja, o problema de FPO relativo ao cenário vigente é constituído por dois intervalos, cada um com uma hora de duração. Considera-se, ainda, que os instantes inicial e final referentes ao caso em análise são, respectivamente, $t^{inicial} = 0$ e $t^{final} = 2$. Também, assume-se que a carga do sistema permanece inalterada ao longo de todos os intervalos mencionados.

Similarmente ao efetuado na subseção precedente, a implementação da metodologia IA proposta será utilizada para computar as componentes dos LMPs associadas às barras do sistema-teste do cenário vigente em todos os instantes constituintes do horizonte temporal total do caso em análise, levando em conta as três metodologias de cálculo dos fatores de participação especificadas entre (4.54) e (4.56). Adotou-se, para os algoritmos PSO aplicados na implementação dos subproblemas I e II da metodologia proposta, os seguintes parâmetros: Número de partículas = 120; $\alpha^{máx} = 2,5$; $\alpha^{mín} = 0,4$; $\beta^{máx} = 2,4$; $\beta^{mín} = 0,3$; $\omega^{máx} = 0,9$; $\omega^{mín} = 0,5$; $a_1^{lp} = 0,9$; $a_2^{lp} = 0,9$. Os números máximos de iterações para os subproblemas I e II são, respectivamente, $t_1^{máx} = 300$ e $t_2^{máx} = 30000$. Os valores dos LMPs e das suas respectivas componentes provenientes da execução do algoritmo da metodologia mencionada, nos instantes $t = 1$ e 2 , são, respectivamente, exibidos nas Tabela 5.13 e 5.14, em que os sobrescritos RU (Referência Única), APG (Ajuste da Potência dos Geradores) e APD (Ajuste da Potência das Demandas) denotam, respectivamente, as metodologias de determinação dos fatores de participação definidas

em (4.54), (4.55) e (4.56). Já na Tabela 5.15 são exibidos os valores das potências de carregamento, das potências de descarregamento e dos níveis energéticos das unidades de injeção de potência no instante $t = 1$ do cenário em análise. Já os valores verificados para as mesmas variáveis citadas no instante $t = 2$, são evidenciados na Tabela 5.16. Observe-se que, entre as Tabelas 5.13 e 5.16, os valores dos multiplicadores de Lagrange que compõem os vetores $\pi_g^{máx t}$, $\pi_g^{mín t}$ e μ^t obtidos através da execução do subproblema II da metodologia proposta, não são exibidos, visto que a corroboração algébrica não constitui o intento primordial desta subseção. Ademais, com base nos resultados advindos da execução do algoritmo da metodologia mencionada, constatou-se que em todos os instantes constituintes do horizonte temporal total do cenário operativo proposto na presente subseção o fluxo de potência ativa através da linha de transmissão conectada entre as barras 1 e 3 atingiu o valor correspondente ao limite térmico imposto a tal linha.

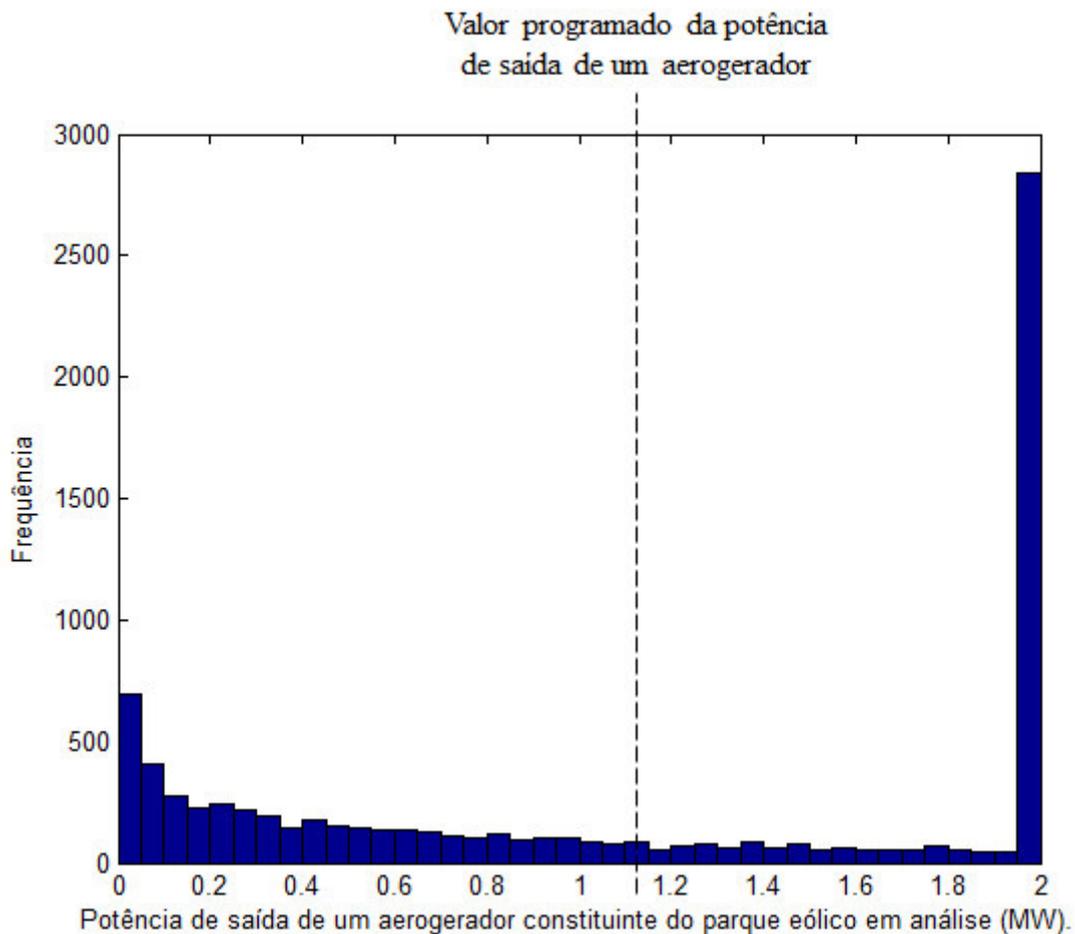


Figura 5.12: Histograma de distribuição de frequência da potência ativa de saída de um aerogerador constituinte do parque eólico em análise no cenário proposto na subseção 5.3.4.

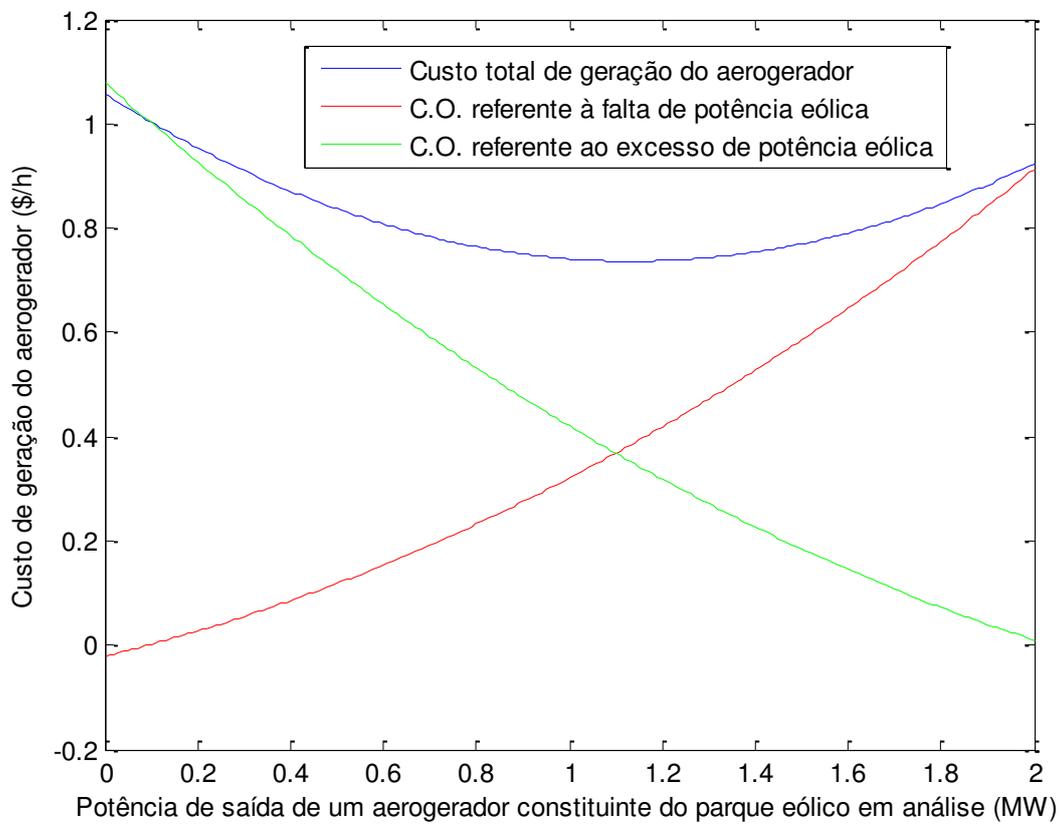


Figura 5.13: Curvas dos custos de oportunidade e total concernentes à operação de um aerogerador constituinte do parque eólico em análise no cenário proposto na subseção 5.3.4.

C. O. – Custo de Oportunidade.

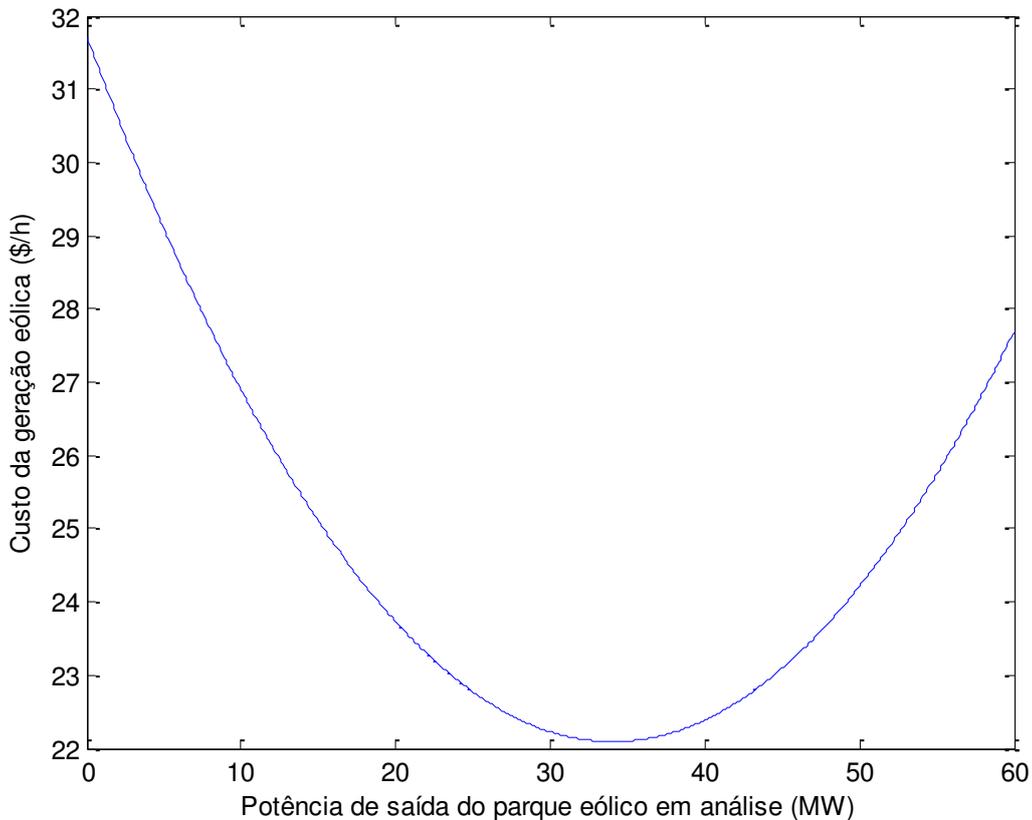


Figura 5.14: Curva do custo total de geração referente ao parque eólico em análise no cenário proposto na subseção 5.3.4.

Inicialmente, analogamente ao verificado no âmbito do sistema-teste de três barras, é evidente que a substituição das plantas de geração convencionais originalmente conectadas às barras 2 e 13 do sistema IEEE-30 por, respectivamente, uma planta de geração eólica e uma unidade de armazenamento de energia, decrementou relevantemente a custo integral de geração de energia elétrica. Os custos totais de produção de eletricidade nas circunstâncias propostas nas subseções 5.3.3 e 5.3.4 foram, respectivamente, de 1.611,1169 \$/h e 1.351,9000 \$/h. Dessa forma, notou-se uma diminuição de 16,09 % na despesa financeira operativa do sistema IEEE-30. Todavia, no que concerne à precificação marginalista, verificou-se que a inserção da planta eólica e do sistema de armazenamento de energia à rede-teste, em relação ao cenário em que tal rede é desprovida das referidas unidades de injeção de potência, provocou uma escalada geral das magnitudes dos LMPs de todas as barras ao longo de todos os intervalos operativos. É importante enaltecer que adotou-se um valor de custo marginal de produção de eletricidade para o sistema de armazenamento de energia mais condizente com a ordem de grandeza dos custos

incrementais das plantas de geração convencionais ao longo de todos os valores constituintes da faixa de potências de saída permissíveis para tais plantas. Mesmo diante de tal consideração, verifica-se que, para todos os valores de potência de descarregamento das centrais de geração convencionais e das unidades de armazenamento de energia, os custos de geração de eletricidade de tais unidades de armazenamento são invariavelmente inferiores aos custos de produção das referidas centrais convencionais, o que está em consonância com os propósitos do estudo vigente. Por conseguinte, similarmente ao observado nas análises do sistema-teste de três barras, notou-se que, mesmo dotado de um perfil de custo operativo mais econômico, o sistema de armazenamento de energia apresentou níveis de potência de carregamento e descarregamento irrelevantes, o que evidencia a inviabilidade financeira do acionamento do referido sistema de armazenamento no cenário proposto na subseção em vigor. Portanto, conclui-se que os méritos econômicos oriundos das alterações promovidas no cenário descrito na subseção 5.3.3 em relação ao cenário proposto na subseção vigente advêm, em grande parcela, da penetração do parque eólico. Tal inferência demonstra que, para o sistema-teste em análise, mesmo que uma unidade de armazenamento de energia possua um baixo custo marginal de produção de eletricidade, não é economicamente viável utilizar tal unidade (inicialmente descarregada) em detrimento de um gerador convencional, mesmo que o referido gerador detenha custos de produção muito superiores ao sistema de armazenamento de energia. É imprescindível lembrar que, na estratégia de ponderação de custos operativos empregada no presente trabalho, o custo de geração referente aos sistemas de armazenamento de energia não concerne apenas ao polinômio descritivo do referido custo, mas, também, ao coeficiente do custo de oportunidade associado à escassez de potência eólica definido em (4.16), pelas razões já expressadas na subseção 5.3.2. Para tal coeficiente, adotou-se um valor dez vezes inferior ao empregado no cenário proposto na subseção 5.3.2, com o intuito de torná-lo mais condizente com o custo marginal operativo do sistema de armazenamento de energia. Conforme anteriormente estabelecido, considera-se que o coeficiente do custo de oportunidade relativo ao excesso de potência eólica definido em (4.17) possui o mesmo valor atribuído ao coeficiente do custo de oportunidade referente à falta de potência eólica previamente citado. Notou-se que, perante o modelo do custo da geração eólica proveniente da atribuição de tais valores aos referidos coeficientes de oportunidade, a planta de geração eólica em análise foi operacionalizada com capacidade máxima em todos os instantes constituintes do cenário proposto na subseção vigente.

Tabela 5.13: Valores, em $\$/MWh$, dos LMPs no instante $t = 1$ associados às barras do sistema IEEE 30 modificado e suas respectivas componentes resultantes da execução do algoritmo da metodologia IA apresentada considerando diferentes estratégias de especificação dos fatores de participação das barras de tal sistema sujeito ao cenário proposto na subseção 5.3.4.

Barra	λ_j^1	λ_{BRD}^{RU1}	λ_{perdas}^{RU1}	λ_{cong}^{RU1}	λ_{BRD}^{APG1}	λ_{perdas}^{APG1}	λ_{cong}^{APG1}	λ_{BRD}^{APD1}	λ_{perdas}^{APD1}	λ_{cong}^{APD1}
1	3,1217	3.1217	0,0000	0,0000	3.5030	-0.0964	-0.2849	4.3465	-0.3109	-0.9139
2	3,5759	3.1217	0.1003	0.3539	3.5030	0.0131	0.0599	4.3465	-0.1812	-0.5893
3	3,9148	3.1217	0.1489	0.6443	3.5030	0.0660	0.3458	4.3465	-0.1185	-0.3132
4	4,0507	3.1217	0.1921	0.7369	3.5030	0.1132	0.4345	4.3465	-0.0625	-0.2332
5	4,1128	3.1217	0.2986	0.6925	3.5030	0.2295	0.3803	4.3465	0.0752	-0.3088
6	4,1440	3.1217	0.2180	0.8043	3.5030	0.1415	0.4995	4.3465	-0.0290	-0.1734
7	4,1718	3.1217	0.2679	0.7822	3.5030	0.1959	0.4729	4.3465	0.0354	-0.2101
8	4,1598	3.1217	0.2152	0.8228	3.5030	0.1384	0.5183	4.3465	-0.0327	-0.1540
9	4,3606	3.1217	0.2122	1.0267	3.5030	0.1351	0.7225	4.3465	-0.0366	0.0507
10	4,6125	3.1217	0.2091	1.2817	3.5030	0.1317	0.9778	4.3465	-0.0406	0.3067
11	4,1389	3.1217	0.2122	0.8050	3.5030	0.1351	0.5007	4.3465	-0.0366	-0.1710
12	4,6313	3.1217	0.2042	1.3055	3.5030	0.1264	1.0019	4.3465	-0.0470	0.3318
13	4,6797	3.1217	0.2042	1.3539	3.5030	0.1264	1.0503	4.3465	-0.0470	0.3802
14	4,8295	3.1217	0.2510	1.4567	3.5030	0.1775	1.1489	4.3465	0.0136	0.4694
15	4,8724	3.1217	0.2535	1.4972	3.5030	0.1802	1.1892	4.3465	0.0168	0.5092
16	4,6942	3.1217	0.2192	1.3533	3.5030	0.1427	1.0484	4.3465	-0.0276	0.3753
17	4,6725	3.1217	0.2218	1.3289	3.5030	0.1457	1.0238	4.3465	-0.0241	0.3501
18	5,0070	3.1217	0.2760	1.6093	3.5030	0.2048	1.2992	4.3465	0.0459	0.6146
19	5,0018	3.1217	0.2783	1.6017	3.5030	0.2073	1.2914	4.3465	0.0489	0.6064
20	4,9333	3.1217	0.2626	1.5490	3.5030	0.1901	1.2401	4.3465	0.0286	0.5582
21	4,7332	3.1217	0.2352	1.3763	3.5030	0.1602	1.0699	4.3465	-0.0068	0.3936
22	4,7494	3.1217	0.2352	1.3925	3.5030	0.1602	1.0862	4.3465	-0.0069	0.4098
23	4,9949	3.1217	0.2715	1.6017	3.5030	0.1999	1.2920	4.3465	0.0401	0.6083
24	4,9886	3.1217	0.2755	1.5914	3.5030	0.2042	1.2814	4.3465	0.0452	0.5969
25	5,0728	3.1217	0.2564	1.6946	3.5030	0.1834	1.3863	4.3465	0.0206	0.7057
26	5,3436	3.1217	0.2896	1.9323	3.5030	0.2196	1.6210	4.3465	0.0634	0.9337
27	4,8773	3.1217	0.2300	1.5256	3.5030	0.1545	1.2198	4.3465	-0.0136	0.5445
28	4,2526	3.1217	0.2320	0.8989	3.5030	0.1568	0.5928	4.3465	-0.0110	-0.0829
29	5,2047	3.1217	0.3068	1.7761	3.5030	0.2384	1.4632	4.3465	0.0858	0.7725
30	5,3221	3.1217	0.3632	1.8372	3.5030	0.2999	1.5192	4.3465	0.1586	0.8170

Tabela 5.14: Valores, em $\$/MWh$, dos LMPs no instante $t = 2$ associados às barras do sistema IEEE 30 modificado e suas respectivas componentes resultantes da execução do algoritmo da metodologia IA apresentada considerando diferentes estratégias de especificação dos fatores de participação das barras de tal sistema sujeito ao cenário proposto na subseção 5.3.4.

Barra	λ_j^2	$\lambda_{BRD}^{RU 2}$	$\lambda_{perdas}^{RU 2}$	$\lambda_{cong}^{RU 2}$	$\lambda_{BRD}^{APG 2}$	$\lambda_{perdas}^{APG 2}$	$\lambda_{cong}^{APG 2}$	$\lambda_{BRD}^{APD 2}$	$\lambda_{perdas}^{APD 2}$	$\lambda_{cong}^{APD 2}$
1	3,1215	3.1215	0,0000	0,0000	3.4856	-0.0956	-0.2685	4.1279	-0.3099	-0.6965
2	3,5748	3.1215	0.1005	0.3528	3.4856	0.0135	0.0757	4.1279	-0.1871	-0.3661
3	4,2427	3.1215	0.1484	0.9728	3.4856	0.0656	0.6916	4.1279	-0.1284	0.2432
4	4,1387	3.1215	0.1915	0.8256	3.4856	0.1124	0.5407	4.1279	-0.0757	0.0864
5	4,0575	3.1215	0.2998	0.6361	3.4856	0.2300	0.3419	4.1279	0.0568	-0.1272
6	4,1118	3.1215	0.2183	0.7719	3.4856	0.1415	0.4847	4.1279	-0.0429	0.0268
7	4,1234	3.1215	0.2684	0.7334	3.4856	0.1959	0.4419	4.1279	0.0184	-0.0229
8	4,1210	3.1215	0.2155	0.7840	3.4856	0.1384	0.4970	4.1279	-0.0464	0.0394
9	4,1174	3.1215	0.2135	0.7824	3.4856	0.1363	0.4955	4.1279	-0.0488	0.0383
10	4,1548	3.1215	0.2110	0.8223	3.4856	0.1335	0.5357	4.1279	-0.0519	0.0787
11	4,0612	3.1215	0.2135	0.7262	3.4856	0.1363	0.4394	4.1279	-0.0488	-0.0179
12	4,1408	3.1215	0.2013	0.8179	3.4856	0.1230	0.5322	4.1279	-0.0637	0.0766
13	4,1328	3.1215	0.2013	0.8100	3.4856	0.1230	0.5242	4.1279	-0.0637	0.0686
14	4,1994	3.1215	0.2483	0.8296	3.4856	0.1741	0.5398	4.1279	-0.0062	0.0777
15	4,2125	3.1215	0.2518	0.8391	3.4856	0.1779	0.5490	4.1279	-0.0019	0.0865
16	4,1648	3.1215	0.2189	0.8243	3.4856	0.1422	0.5370	4.1279	-0.0421	0.0790
17	4,1684	3.1215	0.2229	0.8240	3.4856	0.1464	0.5364	4.1279	-0.0373	0.0779
18	4,2073	3.1215	0.2757	0.8101	3.4856	0.2038	0.5179	4.1279	0.0272	0.0521
19	4,2071	3.1215	0.2788	0.8068	3.4856	0.2071	0.5144	4.1279	0.0310	0.0482
20	4,1928	3.1215	0.2635	0.8078	3.4856	0.1905	0.5167	4.1279	0.0123	0.0526
21	4,2181	3.1215	0.2369	0.8597	3.4856	0.1617	0.5708	4.1279	-0.0201	0.1103
22	4,2253	3.1215	0.2369	0.8669	3.4856	0.1616	0.5781	4.1279	-0.0202	0.1176
23	4,2974	3.1215	0.2708	0.9051	3.4856	0.1985	0.6133	4.1279	0.0213	0.1482
24	4,3695	3.1215	0.2760	0.9719	3.4856	0.2042	0.6797	4.1279	0.0277	0.2139
25	4,5323	3.1215	0.2572	1.1536	3.4856	0.1837	0.8630	4.1279	0.0046	0.3998
26	4,7138	3.1215	0.2903	1.3020	3.4856	0.2197	1.0086	4.1279	0.0451	0.5408
27	4,4876	3.1215	0.2308	1.1353	3.4856	0.1550	0.8470	4.1279	-0.0277	0.3874
28	4,1795	3.1215	0.2323	0.8256	3.4856	0.1567	0.5372	4.1279	-0.0258	0.0773
29	4,7576	3.1215	0.3077	1.3284	3.4856	0.2385	1.0335	4.1279	0.0664	0.5633
30	4,8570	3.1215	0.3640	1.3714	3.4856	0.2997	1.0717	4.1279	0.1353	0.5938

Tabela 5.15: Valores das potências de carregamento, das potências de descarregamento e dos níveis energéticos das unidades de injeção de potência constituintes do sistema IEEE modificado no instante $t = 1$ resultantes da execução do algoritmo da metodologia IA apresentada considerando o cenário proposto na subseção 5.3.4.

Barra	p_{gcj}^1	p_{gdj}^1	E_j^1
1	0,0000	1,4956	0,0000
2	0,0000	0,6000	0,0000
5	0,0000	0,2490	0,0000
8	0,0000	0,3500	0,0000
11	0,0000	0,2278	0,0000
13	0,0105	0,0000	0,0103

Tabela 5.16: Valores das potências de carregamento, das potências de descarregamento e dos níveis energéticos das unidades de injeção de potência constituintes do sistema IEEE modificado no instante $t = 2$ resultantes da execução do algoritmo da metodologia IA apresentada considerando o cenário proposto na subseção 5.3.4.

Barra	p_{gcj}^2	p_{gdj}^2	E_j^2
1	0,0000	1,4954	0,0000
2	0,0000	0,6000	0,0000
5	0,0000	0,2446	0,0000
8	0,0000	0,3500	0,0000
11	0,0000	0,2122	0,0000
13	0,0000	0,0099	0,0001

Capítulo 6

Conclusão

Neste Capítulo são apresentadas as inferências acerca do trabalho desenvolvido, bem como sugestões de temáticas a serem abordadas e exploradas em eventuais trabalhos futuros.

6.1 Conclusões

No presente trabalho, a concisa exposição do panorama contemporâneo e da evolução histórica do setor eólico e do segmento dos sistemas de armazenamento de energia mostrou-se de extrema valia para a integral assimilação da importância do desenvolvimento deste trabalho. A apresentação das principais configurações e tecnologias empregadas nas plantas de geração eólica e nas unidades de armazenamento de energia revelou-se igualmente imprescindível para tal desígnio.

A descrição dos modelos de mensuração de custos de produção de eletricidade que aferem a volatilidade e intermitência inerentes ao perfil comportamental da potência eólica e que consideram apropriadamente o expressivo acoplamento entre os níveis operativos de um sistema de armazenamento de energia ao longo do horizonte temporal de um problema mercadológico em análise, mostrou-se indispensável para a devida incorporação das peculiaridades da geração eólica e dos sistemas de armazenamento de energia ao modelo de FPO multiperíodo proposto, com base no qual foi implementada a metodologia IA genérica que computa e decompõe os LMPs associados às barras de um SEP.

Os resultados provenientes da aplicação da metodologia IA baseada no modelo de algoritmo PSO à configuração original do sistema-teste de três barras são devidamente corroborados mediante a verificação matemática das condições de otimalidade e a comprovação algébrica da decomposição dos LMPs, o que, por conseguinte, atesta a validade da implementação da metodologia IA proposta no presente trabalho.

Perante tal validade, a execução da implementação da metodologia IA elaborada com amparo no modelo proposto de algoritmo PSO permitiu analisar adequadamente o impacto mercadológico da penetração de plantas de geração eólica e de unidades de

armazenamento de energia em sistemas-testes submetidos a cenários operativos distintos. No que concerne especificamente ao sistema-teste de três barras investigado no âmbito de um horizonte temporal total composto por três intervalos de uma hora, verificou-se que, tanto da perspectiva dos dispêndios brutos de produção de eletricidade quanto das precificações marginalistas regidas pelos LMPs, a substituição das centrais de geração convencionais originalmente conectadas às barras 2 e 3 por, respectivamente, um sistema de armazenamento de energia e um parque eólico, suscitou benefícios econômicos apreciáveis, visto que o valor do custo operativo sistêmico e as magnitudes dos LMPs associados às barras 2 e 3 do referido sistema-teste minguaram relevantemente em relação aos valores de tais parâmetros econômicos verificados no cenário operativo em que o sistema-teste em questão não ostenta plantas de geração eólica e unidades de armazenamento de energia em sua topologia. Já no que tange ao sistema-teste IEEE 30 examinado no contexto de um horizonte temporal total constituído por dois intervalos de uma hora, notou-se que os benefícios financeiros decorrentes da substituição das plantas de geração convencionais originalmente instaladas nas barras 2 e 13 por, respectivamente, um parque eólico e um sistema de armazenamento de energia provieram unicamente da redução do custo total de geração de energia elétrica, uma vez que, no âmbito da precificação marginalista, verificou-se uma escalada geral nas magnitudes dos LMPs associados às barras constituintes do referido sistema-teste em relação aos valores dos LMPs observados no cenário operativo em que tal sistema não possui parques eólicos e unidades de armazenamento de energia em sua constituição topológica.

Mesmo perante unidades de armazenamento de energia dotadas de perfis operativos menos onerosos em todos os sistemas-testes apurados, verificou-se que a execução da metodologia proposta demandou um nível inexpressivo de potências de carregamento e de descarregamento em cada intervalo constituinte do horizonte operativo de todos os sistemas-testes citados, o que evidencia, sob as condições devidamente discriminadas e descritas, a inviabilidade financeira do acionamento das unidades de armazenamento de energia inseridas na configuração topológica dos referidos sistemas-testes em substituição a plantas de geração convencionais. Por conseguinte, infere-se que os méritos econômicos decorrentes da substituição das usinas de geração convencionais por plantas de geração eólica e por sistemas de armazenamento de energia advêm, majoritariamente, da integração e operação das plantas eólicas mencionadas. Neste ponto de elaboração do quadro de inferências, é crucial salientar que, no modelo de ponderação de custos de produção de

eletricidade adotado no presente trabalho, o custo pertinente à operação dos sistemas de armazenamento de energia não abrange somente a função polinomial diretamente associada a tal custo, mas, também, o coeficiente do custo de oportunidade associado à falta de potência eólica, pois se assume que a reserva operativa necessária para compensar a imponderabilidade da operação dos parques eólicos seja composta por unidades de armazenamento de energia. Verificou-se que os valores atribuídos aos coeficientes dos custos de oportunidade concernentes à escassez de potência eólica, que encorajam economicamente a operacionalização das centrais de geração eólica, são factíveis e equivalentes aos custos marginais de produção de eletricidade dos sistemas de armazenamento de energia constituintes dos correspondentes cenários operativos analisados. Assumiu-se que os coeficientes dos custos de oportunidade referentes ao excesso de potência eólica, que desestimulam financeiramente o acionamento dos parques eólicos, possuem os mesmos valores dos correspondentes coeficientes dos custos de oportunidade associados à falta de potência eólica. Constatou-se que, perante os modelos de custo operativo das plantas eólicas formulados por intermédio das citadas valorações dos coeficientes de oportunidade, as plantas em questão foram despachadas com capacidade máxima em cada instante constituinte dos cenários propostos no âmbito de todos os sistemas-testes em estudo.

6.2 Trabalhos futuros

Dentre os inúmeros possíveis tópicos pertinentes à temática abordada no presente trabalho que podem ser explorados em eventuais trabalhos futuros, destacam-se:

- Expansão da metodologia IA proposta de forma a incorporar estratégias de implementação de mecanismos de compensação financeira concernentes aos riscos intrínsecos à volatilidade dos preços da energia elétrica em mercados amparados nos LMPs. Entre tais mecanismos, destacam-se os direitos financeiros de transmissão (FTRs – *Financial Transmission Rights*), os quais são concebidos com o intuito de restituir financeiramente os proprietários de tais direitos perante os riscos inerentes às vicissitudes dos preços que emergem em virtude de eventuais congestionamentos verificados nas redes de transmissão dos SEPs.

- Estudo do impacto mercadológico e ambiental da penetração das plantas de geração eólica e dos sistemas de armazenamento de energia nos SEPs.
- Estudo referente à seleção e ao aprimoramento das técnicas meta-heurísticas eventualmente empregadas na metodologia IA proposta de forma a incluir, com o mínimo de esforço computacional possível, mais restrições e condições de otimalidade no modelo de FPO proposto.

Apêndices

Apêndice A

Aplicação da metodologia IA genérica baseada em algoritmos ACO no cálculo e na decomposição dos LMPs de um SEP

Algoritmo de otimização por colônia de formigas (ACO – *Ant Colony Optimization*): Fundamentando-se no comportamento tipicamente verificado nas formigas durante o processo de busca de alimentos, diversas metodologias de otimização têm sido implementadas nas últimas décadas. O alicerce para a implementação dos algoritmos ACO foi concebido originalmente em [67].

A implementação da metodologia genérica proposta para o cômputo e decomposição dos LMPs de um SEP com base em algoritmos de otimização por colônia de formigas (ACO – *Ant Colony Optimization*) é devidamente descrito no fluxograma da Figura A.1. Em tal fluxograma, γ_1 e γ_2 denotam as taxas de evaporação adotadas, respectivamente, para os subproblemas I e II, N_{ML} indica o número de multiplicadores de Lagrange constituintes do problema de FPO, $\psi_{(j):(j+1),i}$ e $\delta_{(j):(j+1),i}$ representam vetores contendo as probabilidades de transição entre o nó do estágio j e todos os nós do estágio $j + 1$, respectivamente, dos subproblemas I e II para uma formiga i , $p_{j+1,i}^{t_1}$ denota o valor da potência do estágio $j + 1$ selecionado com base em $\psi_{(j):(j+1),i}$ para a partícula i , $ML_{j+1,i}^{t_2}$ designa o valor do multiplicador de Lagrange referente ao estágio $j + 1$ selecionado com base em $\delta_{(j):(j+1),i}$ para a partícula i , $\Delta \xi_{(j):(j+1),s,i}^{t_1}$ e $\Delta \varepsilon_{(j):(j+1),s,i}^{t_2}$ representam a quantidade de feromônio depositada pela partícula i na rota $j \rightarrow j + 1$ previamente selecionada, respectivamente, para os subproblemas I e II, $\xi_k^{t_1}$ e $\varepsilon_k^{t_2}$ designam a concentração de feromônio na rota julgada ótima associada à formiga k (ou mais formigas). O subscrito bg indica o valor ótimo para a variável associada.

Em tal metodologia, os estágios constituintes dos subproblemas I e II correspondem, respectivamente, às plantas de geração integrante de um SEP e aos multiplicadores de Lagrange que compõem o modelo de FPOCA adotado. As iterações concernentes à resolução dos subproblemas I e II transcorrem, respectivamente, ao longo de $N_g + 1$ nós e $N_{ML} + 1$ nós. É importante frisar que, em ambos os subproblemas supracitados, os processos de otimização partem de pseudonós que não representam

nenhum dos sistemas de geração ou multiplicadores de Lagrange mencionados, uma vez que existem apenas para propósitos de inicialização.

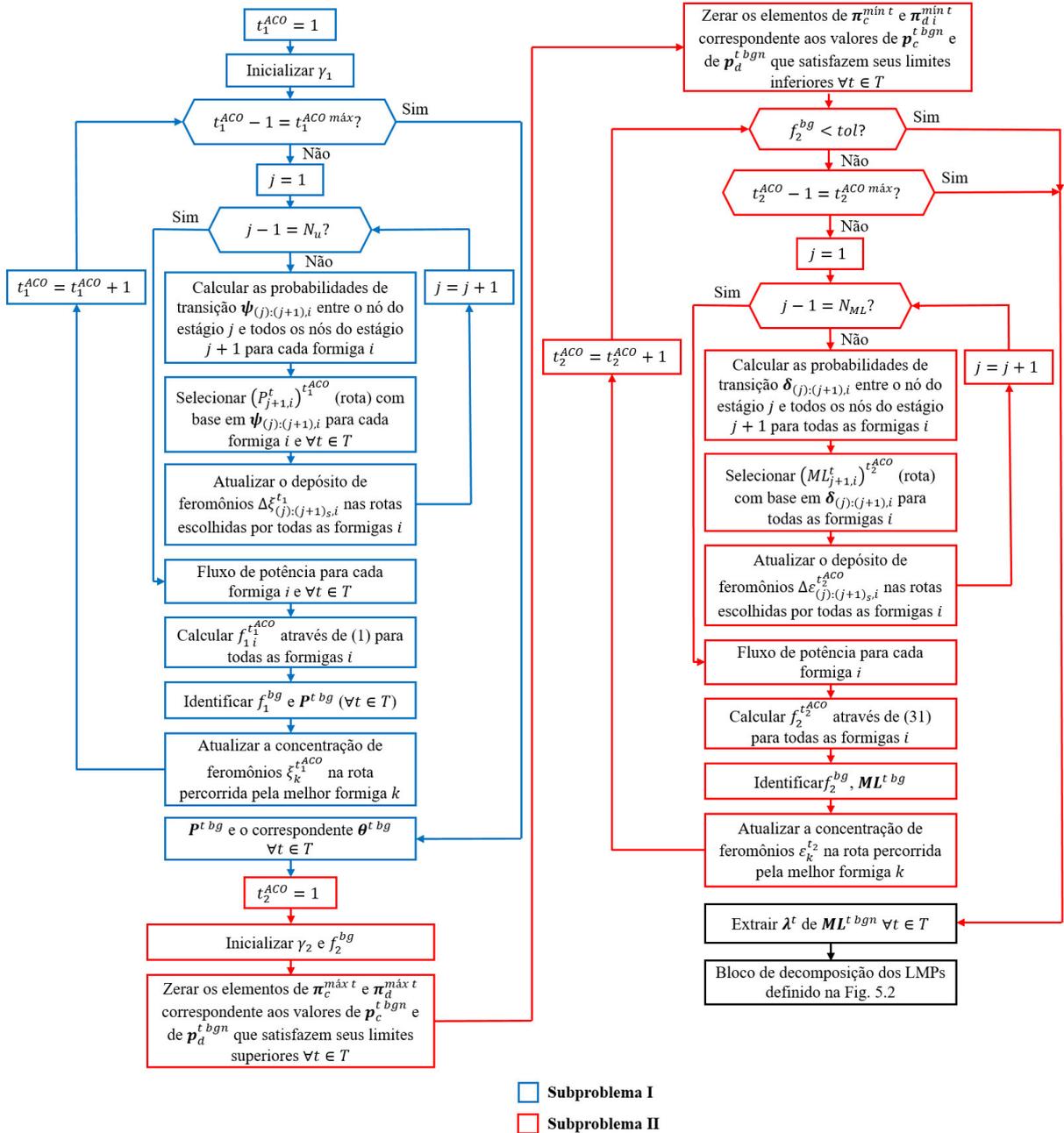


Figura A.1: Fluxograma da metodologia IA proposta cujos subproblemas são implementados com base em algoritmos ACO.

Apêndice B

Dados do sistema IEEE 30

Os dados dos ramos e das cargas constituintes do sistema IEEE 30 adotados em todos os cenários que abrangem tal sistema no presente trabalho, foram extraídos de [79], em conformidade com o exposto, respectivamente, nas Tabelas B.1 e B.2. Já os valores dos parâmetros concernentes às unidades de injeção de potência dependem do cenário operativo proposto, visto que no caso exposto na subseção 5.3.3 o sistema-teste é composto unicamente por plantas de geração convencionais e no cenário apresentado na subseção 5.3.4 é integrado por sistemas de geração eólica, unidades de armazenamento de energia e plantas de geração convencionais. Dessa forma, os dados das unidades de injeção de potência do caso proposto na subseção 5.3.3 são especificados nas Tabelas B.3 e B.4, os quais foram extraídos de [80]. Já os dados das referidas unidades de injeção de potência do cenário descrito na subseção 5.3.4 são apresentados nas Tabelas B.5 e B.6. Conforme infere-se das informações evidenciadas em tais Tabelas, o sistema IEEE 30 é constituído por 30 barras, 43 ramos e 6 unidades de injeção de potência.

Tabela B.1: Dados dos ramos do sistema IEEE adotados nos cenários propostos nas subseções 5.3.3 e 5.3.4.

Número do ramo	Barra inicial do ramo	Barra final do ramo	Resistência (p.u.)	Reatância (p.u.)	Susceptância (p.u.)	TAP
1	1	2	0,0192	0,0575	0,0264	0,0000
2	1	3	0,0452	0,1852	0,0204	0,0000
3	2	4	0,0570	0,1737	0,0184	0,0000
4	3	4	0,0132	0,0379	0,0042	0,0000
5	2	5	0,0472	0,1983	0,0209	0,0000
6	2	6	0,0581	0,1763	0,0187	0,0000
7	4	6	0,0119	0,0414	0,0045	0,0000
8	5	7	0,0460	0,1160	0,0102	0,0000
9	6	7	0,0267	0,0820	0,0085	0,0000
10	6	8	0,0120	0,0420	0,0045	0,0000
11	6	9	0,0000	0,2080	0,0000	0,9780
12	6	10	0,0000	0,5560	0,0000	0,9690
13	9	11	0,0000	0,2080	0,0000	0,0000
14	9	10	0,0000	0,1100	0,0000	0,0000
15	4	12	0,0000	0,2560	0,0000	0,9320
16	12	13	0,0000	0,1400	0,0000	0,0000
17	12	14	0,1231	0,2559	0,0000	0,0000
18	12	15	0,0662	0,1304	0,0000	0,0000
19	12	16	0,0945	0,1987	0,0000	0,0000
20	14	15	0,2210	0,1997	0,0000	0,0000
21	16	17	0,0824	0,1932	0,0000	0,0000
22	15	18	0,1070	0,2185	0,0000	0,0000
23	18	19	0,0639	0,1292	0,0000	0,0000
24	19	20	0,0340	0,0680	0,0000	0,0000
25	10	20	0,0936	0,2090	0,0000	0,0000
26	10	17	0,0324	0,0845	0,0000	0,0000
27	10	21	0,0348	0,0749	0,0000	0,0000
28	10	22	0,0727	0,1499	0,0000	0,0000
29	21	22	0,0116	0,0236	0,0000	0,0000
30	15	23	0,1000	0,2020	0,0000	0,0000
31	22	24	0,1150	0,1790	0,0000	0,0000
32	23	24	0,1320	0,2700	0,0000	0,0000
33	24	25	0,1885	0,3292	0,0000	0,0000
34	25	26	0,2544	0,3800	0,0000	0,0000
35	25	27	0,1093	0,2087	0,0000	0,0000
36	28	27	0,0000	0,3960	0,0000	0,9680
37	27	29	0,2198	0,4153	0,0000	0,0000
38	27	30	0,3202	0,6027	0,0000	0,0000
39	29	30	0,2399	0,4533	0,0000	0,0000
40	8	28	0,0636	0,2000	0,0214	0,0000
41	6	28	0,0169	0,0599	0,0065	0,0000

Tabela B.2: Dados da demanda do sistema IEEE 30 adotados nos cenários propostos nas subseções 5.3.3 e 5.3.4.

Número da barra	Demanda	
	Potência ativa (MW)	Potência reativa (MVar)
1	0,0	0,0
2	21,7	12,7
3	2,4	1,2
4	7,6	1,6
5	94,2	19,0
6	0,0	0,0
7	22,8	10,9
8	30,0	30,0
9	0,0	0,0
10	5,8	2,0
11	0,0	0,0
12	11,2	7,5
13	0,0	0,0
14	6,2	1,6
15	8,2	2,5
16	3,5	1,8
17	9,0	5,8
18	3,2	0,9
19	9,5	3,4
20	2,2	0,7
21	17,5	11,2
22	0,0	0,0
23	3,2	1,6
24	8,7	6,7
25	0,0	0,0
26	3,5	2,3
27	0,0	0,0
28	0,0	0,0
29	2,4	0,9
30	10,6	1,9

Tabela B.3: Coeficientes das funções de custo de produção das unidades de injeção de potência do sistema IEEE 30 adotados no cenário proposto na subseção 5.3.3.

Número da barra	Índice j da unidade de injeção de potência	Tipo de unidade de injeção de potência	Coeficientes da função de custo de produção		
			a_j (\$/MWh ²)	b_j (\$/MWh)	c_j (\$/h)
1	1	Planta convencional	0,00375	2,00000	0,00000
2	2	Planta convencional	0,01750	1,75000	0,00000
5	3	Planta convencional	0,06250	1,00000	0,00000
8	4	Planta convencional	0,00834	3,25000	0,00000
11	5	Planta convencional	0,02500	3,00000	0,00000
13	6	Planta convencional	0,02500	3,00000	0,00000

Tabela B.4: Restrições operativas das unidades de injeção de potência do sistema IEEE 30 adotados no cenário proposto na subseção 5.3.3.

Índice j da unidade de injeção de potência	Limites operativos das unidades de injeção de potência					
	$p_{gcj}^{máx}$ (p.u.)	$p_{gcj}^{mín}$ (p.u.)	$p_{gdj}^{máx}$ (p.u.)	$p_{gdj}^{mín}$ (p.u.)	$E_j^{máx}$ (MWh)	$E_j^{mín}$ (MWh)
1	-	-	2,00	0,50	-	-
2	-	-	0,80	0,20	-	-
3	-	-	0,50	0,15	-	-
4	-	-	0,35	0,10	-	-
5	-	-	0,30	0,10	-	-
6	-	-	0,40	0,12	-	-

Tabela B.5: Coeficientes das funções de custo de produção das unidades de injeção de potência do sistema IEEE 30 adotados no cenário proposto na subseção 5.3.4.

Número da barra	Índice j da unidade de injeção de potência	Tipo de unidade de injeção de potência	Coeficientes da função de custo de produção		
			a_j (\$/MWh ²)	b_j (\$/MWh)	c_j (\$/h)
1	1	Planta convencional	0,00375	2,00000	0,00000
2	2	Parque eólico	0,00819	-0,55968	31,74606
5	3	Planta convencional	0,06250	1,00000	0,00000
8	4	Planta convencional	0,00834	3,25000	0,00000
11	5	Planta convencional	0,02500	3,00000	0,00000
13	6	Sistema de armazenamento de energia	0,00000	1,00000	0,00000

Tabela B.6: Restrições operativas das unidades de injeção de potência do sistema IEEE 30 adotados no cenário proposto na subseção 5.3.4.

Índice j da unidade de injeção de potência	Limites operativos das unidades de injeção de potência					
	$p_{gcj}^{máx}$ (p.u.)	$p_{gcj}^{mín}$ (p.u.)	$p_{gdj}^{máx}$ (p.u.)	$p_{gdj}^{mín}$ (p.u.)	$E_j^{máx}$ (MWh)	$E_j^{mín}$ (MWh)
1	-	-	2,00	0,50	-	-
2	-	-	0,60	0,00	-	-
3	-	-	0,50	0,15	-	-
4	-	-	0,35	0,10	-	-
5	-	-	0,30	0,10	-	-
6	0,30	0,00	0,30	0,00	30	0

Referências

- [1] F. C. Schweppe, M. C. Caramanis, R. D. Tabors, and R. E. Bohn, *Spot Pricing of Electricity*. Norwell, MA: Kluwer, 1988.
- [2] D. S. Kirschen and G. Strbac, *Fundamentals of Power System Economics*, 1st ed. Chichester: Wiley, 2004.
- [3] S. Hunt, *Making Competition Work in Electricity*, New York: Wiley, 2002.
- [4] S. Stoft, *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, 1st ed. New York: Wiley-IEEE Press, 2002.
- [5] Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE). Visão Geral do Setor. Brasil [Online]. Available: <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>
- [6] *Electricity Regulation in the US: A Guide*, Regulatory Assistance Project, Montpelier, VT, 2011.
- [7] R. Gasch and J. Twele, *Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation*, 2nd ed. Verlag Berlin Heidelberg: Springer, 2012.
- [8] *Energia Eólica – Princípios e Tecnologias*, CEPEL – CRESESB, 2008.
- [9] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*. Chichester, U.K.: Wiley, 2005.
- [10] The V164-8.0 MW[®] Turbine. (n.d.). MHI-Vestas. [Online]. Available: <http://www.mhivestasoffshore.com/innovations>. Accessed Oct. 15, 2016.
- [11] Offshore Direct Drive Wind Turbine SWT – 8.0 – 154. (n.d.). Siemens. [Online]. Available: <http://www.siemens.com/global/en/home/markets/wind/turbines/swt-8-0-154.html>. Accessed Oct. 15, 2016.
- [12] The Project. (n.d.). London Array. [Online]. Available: <http://www.londonarray.com/the-project-3>. Accessed Oct. 15, 2016.
- [13] About Hornsea Project One. (n.d.). Horn Sea Project One. [Online]. Available: <http://www.hornseaprojectone.co.uk/en/about-hornsea-project-one>. Accessed Oct. 15, 2016.
- [14] *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*, 1nd ed., ANEEL, Brasília, 2002.
- [15] Portal Energia. *Brasil tem maior complexo eólico da América Latina* [Online]. Available: <http://www.portal-energia.com/brasil-tem-maior-complexo-eolico-da-america-latina>

- [16] *Global Wind Report – Annual Market Update 2015*, Global Wind Energy Council, Brussels, 2016.
- [17] A. Betz, *Wind-Energie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen*, Göttingen: Vandenhoeck & Ruprecht, 1926.
- [18] R. Carriveau, *Advances in Wind Power*, Rijeka: InTech, 2012.
- [19] J. G. Slootweg, S. W. H. de Haan, H. Polinder, and W. L. Kling, “General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 1, pp. 144-151, Feb. 2003.
- [20] J. Machowski, J. W. Bialek and J. R. Bumby, *Power Systems Dynamics: Stability and Control*, 2nd ed. Chichester: Wiley, 2008.
- [21] *Electrical Energy Storage*, International Electrotechnical Commission (IEC), Geneva, 2011.
- [22] J. P. Barton and D. G. Infield, “Energy storage and its use with intermittent renewable energy,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, no. 2, pp. 441-448, June 2004.
- [23] F. Luo, K. Meng, Z. Y. Dong, Y. Zheng, Y. Chen, and K. P. Wong, “Coordinated Operational Planning for Wind Farm With Battery Energy Storage System,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 1, pp. 253-262, Jan. 2015.
- [24] S. Teleke, M. E. Baran, S. Bhattacharya, and A. Q. Huang, “Optimal Control of Battery Energy Storage for Wind Farm Dispatching,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 25, no. 3, pp. 787-794, Sept. 2010.
- [25] D. L. Yao, S. S. Choi, K. J. Tseng, and T. T. Lie, “Determination of Short-Term Power Dispatch Schedule for a Wind Farm Incorporated With Dual-Battery Energy Storage Scheme,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 1, pp. 74-84, Jan. 2012.
- [26] V. A. Boicea, “Energy Storage Technologies: The Past and the Present,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 102, no. 11, pp. 1777-1794, Nov. 2014.
- [27] B. Cook, “Introduction to fuel cells and hydrogen technologies,” *Engineering Science and Education Journal*, vol. 11, no. 6, pp. 205-216, Dec. 2002.
- [28] W. W. Hogan, “Contract networks for electric power transmission,” *Journal of Regulatory Economics*, vol. 4, no. 3, pp. 211-242, Sep. 1992.

- [29] M. River and I. J. Pérez-Arriaga, "Computation and decomposition of spot prices for transmission pricing," in *Proceedings of PSCC*, Avignon, France, 1993, pp. 371-378.
- [30] Tong Wu, Z. Alaywan, and A. D. Papalexopoulos, "Locational marginal price calculations using the distributed-slack power-flow formulation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 1188-1190, May 2005.
- [31] J. Meisel, "System incremental cost calculations using the participation factor load-flow formulation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, no. 1, pp. 885-895, Feb. 1993.
- [32] V. Sarkar and S. A. Khaparde, "Optimal LMP Decomposition for the ACOPF Calculation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 3, pp. 1714-1723, Aug. 2011.
- [33] Tina Orfanogianni and George Gross, "A General Formulation for LMP Evaluation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 1163-1173, Aug. 2007.
- [34] J. Carpentier, "Contribution e l'étude do Dispatching Economique," *Bulletin Society Française Electriciens*, vol. 3, Aug. 1962.
- [35] E. Litvinov, T. Zheng, G. Rosenwald, and P. Shamsollahi, "Marginal loss modeling in LMP calculation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 2, pp. 880-888, May 2004.
- [36] F. Li and R. Bo, "DCOPF-Based LMP Simulation: Algorithm, Comparison with ACOPF, and Sensitivity," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 4, pp. 1475-1485, Nov. 2007.
- [37] J. Nocedal and S. J. Wright, *Numerical Optimization*, 2nd ed. New York: Springer, 2006.
- [38] A. S. A. Awad, J. D. Fuller, T. H. M. EL-Fouly, and M. M. A. Salama, "Impact of Energy Storage Systems on Electricity Market Equilibrium," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, no. 3, pp. 875-885, July 2014.
- [39] R. A. Jabr, S. Karaki, and J. A. Korbane, "Robust Multi-Period OPF With Storage and Renewables," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 5, pp. 2790-2799, Sept. 2015.
- [40] H. Oh, "Optimal Planning to Include Storage Devices in Power Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 3, pp. 1118-1128, Aug. 2011.

- [41] M. Ghofrani, A. Arabali, M. Etezadi-Amoli, and M. S. Fadali, "Energy Storage Application for Performance Enhancement of Wind Integration," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 4803-4811, Nov. 2013.
- [42] J. Yi, P. F. Lyons, P. J. Davison, P. Wang, and P. C. Taylor, "Robust Scheduling Scheme for Energy Storage to Facilitate High Penetration of Renewables," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 797-807, April 2016.
- [43] P. Brown, "U.S. Renewable Electricity: How Does Wind Generation Impact Competitive Power Markets?," Congressional Research Service, Washington D. C., Nov. 2012.
- [44] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems*, 2nd ed. New York: Wiley, 1992.
- [45] C. Su and C. Lu, "Two-point estimate method for quantifying transfer capability uncertainty," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 2, pp. 573-579, May 2005.
- [46] G. Verbic and C. A. Canizares, "Probabilistic optimal power flow in electricity markets based on a two-point estimate method," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 4, pp. 1883-1893, Nov. 2006.
- [47] X. Li, Y. Li, and S. Zhang, "Analysis of probabilistic optimal power flow taking account of the variation of load power," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 992-999, Aug. 2008.
- [48] A. Schellenberg, W. Rosehart, and J. Aguado, "Cumulant-based probabilistic optimal power flow with Gaussian and gamma distributions," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 773-781, May 2005.
- [49] Y. Li, W. Li, W. Yan, J. Yu, and X. Zhao, "Probabilistic Optimal Power Flow Considering Correlations of Wind Speeds Following Different Distributions," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 4, pp. 1847-1854, July 2014.
- [50] R. A. Jabr and B. C. Pal, "Intermittent wind generation in optimal power flow dispatching," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 1, pp. 66-74, Jan. 2009.
- [51] Y. Z. Sun, J. Wu, G. J. Li, and J. He, "Dynamic economic dispatch considering Wind power penetration based on wind speed forecasting and stochastic programming," *Proc. CSEE*, vol. 29, no. 4, pp. 41-47, Mar. 2009.
- [52] V. Miranda and P. S. Hang, "Economic dispatch model with fuzzy wind constraints and attitudes of dispatchers," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 2143-2145, Nov. 2005.

- [53] J. Hetzer, D. C. Yu, and K. Battharai, "An economic dispatch model incorporating wind power," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 23, no. 2, pp. 603-611, Jun. 2008.
- [54] L. Shi, C. Wang, L. Yao, Y. Ni, and M. Bazargan, "Optimal Power Flow Solution Incorporating Wind Power," *IEEE Systems Journal*, vol. 6, no. 2, pp. 233-241, June 2012.
- [55] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation and Control*, 2nd ed. New York: Wiley, 1996.
- [56] X. Yang, *Nature-Inspired Metaheuristic Algorithms*, 2nd ed. Frome: Luniver Press, 2010.
- [57] D. I. Sun, B. Ashley, B. Brewer, A. Hughes, and W. F. Tinney, "Optimal Power Flow by Newton Approach," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, no. 10, pp. 2864-2880, Oct. 1984.
- [58] H. W. Dommel, W. F. Tinney, "Optimal Power Flow Solutions," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-87, no. 10, pp. 1866-1876, Oct. 1968.
- [59] B. Stott, J. L. Marinho, "Linear Programming for Power-System Network Security Applications," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, no. 3, pp. 837-848, May 1979.
- [60] L. S. Vargas, V. H. Quintana, and A. Vannelli, "A tutorial description of an interior point method and its application to security-constrained economic dispatch," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, no. 3, pp. 1315-1324, Aug. 1993.
- [61] J. Holland, *Adaptation in Natural and Artificial Systems*, University of Michigan Press, Ann Arbor, 1975.
- [62] D. Goldberg, *Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning*. Norwell, MA: Kluwer, 1989.
- [63] J. Kennedy and R. C. Eberhart, "Particle swarm optimization," in *Proceedings of IEEE International Conference on Neural Networks*, vol. 4, pp. 1941-1948, Nov. 1995.
- [64] Y. del Valle, G. K. Venayagamoorthy, S. Mohagheghi, J.-C. Hernandez, and R. G. Harley, "Particle Swarm Optimization: Basic Concepts, Variants and applications in Power Systems," *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 12, no. 2, pp. 171-195, Apr. 2008.

- [65] S. Kirkpatrick, C. D. Gelatt, and M. P. Vecchi, "Optimization by simulated annealing," *Science*, vol. 220, no. 4598, pp. 671-680, May 1983.
- [66] X. Yang, *Engineering Optimization: An Introduction with Metaheuristic Applications*, Hoboken: Wiley, 2010.
- [67] M. Dorigo, "Optimization, learning and natural algorithms," Ph.D. dissertation, DEI, Politecnico di Milano, Italy, 1992.
- [68] S. Nakrani and C. Tovey, "On honey bees and dynamic server allocation in Internet hosting centers," *Adaptive behavior*, vol. 12, no. 3-4, pp. 223-240, Sept.-Dec. 2004.
- [69] Andrew McNabb, Matthew Gardner, and Kevin Seppi, "An exploration of topologies and communication in large particle swarms," in *Proceedings of IEEE Congress on Evolutionary Computation*, May 2009, pp. 712-719.
- [70] J. Kennedy, R. C. Eberhart, and Y. Shi, *Swarm Intelligence*, 1st ed. San Francisco: Morgan Kaufmann, 2010.
- [71] J. Kennedy and R. Mendes, "Population structure and particle swarm performance," in *Proceedings of IEEE Congress on Evolutionary Computation*, May 2002, vol. 2, pp. 1671-1676.
- [72] M. Eslami, H. Shareef, M. R. Taha, and M. Khajehzadeh, "Adaptive Particle Swarm Optimization for Simultaneous Design of UPFC Damping Controllers," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 57, pp. 116-128, May 2014.
- [73] J. Barrera and C. A. C. Coello, "Limiting the Velocity in Particle Swarm Optimization Using a Geometric Series," in *Proceedings of Conference on Genetic and Evolutionary Computation*, Montreal, Jul. 2009, pp. 1739-1740.
- [74] Y. Feng, G.-F. Teng, A.-X. Wang, and Y. -M. Yao, "Chaotic Inertia Weight in Particle Swarm Optimization," in *Proceedings of IEEE Second International Conference on Innovative Computing*, Sept. 2007, pp. 475.
- [75] F. Milano. (2014). *Power System Analysis Toolbox – Version 2.1.9*. [Online]. Available: <http://faraday1.ucd.ie/psat.html>. Accessed Sept. 15, 2016
- [76] F. Bouffard, F. D. Galiana, and A. J. Conejo, "Market-clearing with stochastic security – part II: case studies," in *Proceedings of IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006.
- [77] B. Fox, D. Flynn, L. Bryans, N. Jenkins, D. Milborrow, M. O'Malley, R. Watson, and O. Anaya-Lara, *Wind Power Integration: Connection and System Operational Aspects*, London: The Institution of Engineering and Technology, 2007.

- [78] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and R. J. Thomas, "MATPOWER: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 12-19, Feb. 2011.
- [79] Power Systems Test Case Archive. (n.d.). University of Washington - Electrical Engineering. [Online]. Available: <https://www.ee.washington.edu/research/pstca/index.html>. Accessed May 27, 2016.
- [80] O. Alsac and B. Stott, "Optimal Load Flow with Steady-State Security," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-93, no. 3, pp. 745-751, May 1974.