

Universidade Federal de Juiz de Fora
Faculdade de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Leandro Almeida Vasconcelos

**Determinação do Ponto Ótimo de Conexão de Parques Eólicos *Offshore* a
Sistemas Interligados Considerando a Maximização da Capacidade de
Geração de Energia**

Juiz de Fora

2019

Leandro Almeida Vasconcelos

**Determinação do Ponto Ótimo de Conexão de Parques Eólicos *Offshore* a
Sistemas Interligados Considerando a Maximização da Capacidade de
Geração de Energia**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, na área de concentração em Sistemas de Energia Elétrica, como requisito para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: João Alberto Passos Filho

Coorientador: Leonardo Willer de Oliveira

Juiz de Fora

2019

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Vasconcelos, Leandro Almeida.

Determinação do Ponto Ótimo de Conexão de Parques Eólicos Offshore a Sistemas Interligados Considerando a Maximização da Capacidade de Geração de Energia / Leandro Almeida Vasconcelos. -- 2019.

156 f. : il.

Orientador: João Alberto Passos Filho

Coorientador: Leonardo Willer de Oliveira

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2019.

1. Geração eólica. 2. Conexão de parques eólicos offshore. 3. Máxima penetração de geração eólica. 4. Otimização de sistemas elétricos de potência. 5. Sistemas de potência. I. Passos Filho, João Alberto, orient. II. de Oliveira, Leonardo Willer, coorient. III. Título.

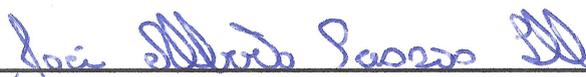
Leandro Almeida Vasconcelos

Determinação do Ponto Ótimo de Conexão de Parques Eólicos *Offshore* a
Sistemas Interligados Considerando a Maximização da Capacidade de
Geração de Energia

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, na área de concentração em Sistemas de Energia Elétrica, como requisito para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 7 de Novembro de 2019:

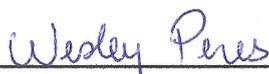
BANCA EXAMINADORA



Prof. João Alberto Passos Filho, D.Sc. - Orientador
Universidade Federal de Juiz de Fora



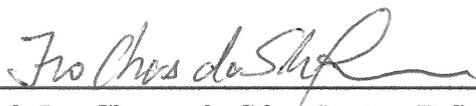
Prof. Leonardo Willer de Oliveira, D.Sc. - Coorientador
Universidade Federal de Juiz de Fora



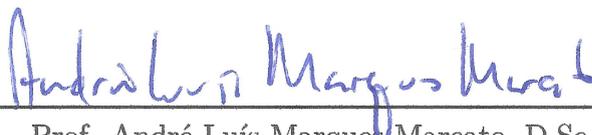
Prof. Wesley Peres, D.Sc.
Universidade Federal de São João Del Rei



Prof. Tales Pulinho Ramos, D.Sc.
Instituto Federal do Sudeste de Minas Gerais



Prof. Ivo Chaves da Silva Junior, D.Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora



Prof. André Luís Marques Marcato, D.Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora

Dedico este trabalho a todos que contribuíram para a sua concretização.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus e a Nossa Senhora por sempre estarem comigo.

Aos meus orientadores Prof. João Alberto Passos Filho e Prof. Leonardo Willer de Oliveira pela excelência na orientação deste trabalho, bem como pela dedicação incessante e ensinamentos repassados. A gratidão, amizade e respeito que tenho pelos senhores serão carregados em minha vida pessoal e profissional hoje e sempre.

Aos professores Wesley, Tales, Ivo e André por aceitarem o convite de participação na banca de avaliação e pelas valiosas contribuições dadas ao trabalho.

Aos meus pais, Sebastião e Marcia, por sempre me apoiarem, por toda motivação, por todos os sábios ensinamentos e por sempre lutarem para que eu tivesse a melhor educação possível. Estendo esses agradecimentos à minha irmã, Denise.

Aos meus amigos Caribe, Lucienne, Neila, Saulo e Tatiane por sempre acreditarem em meu potencial e por nunca me deixarem desistir. Mesmo longe, vocês tiveram participação essencial nessa conquista.

Aos colegas do Núcleo de Pesquisas em Sistemas de Potência (NUPESP) pela parceria, incentivo, discussões técnicas e sugestões dadas durante todo este período.

Ao Instituto Federal do Norte de Minas Gerais (IFNMG) – *Campus* Montes Claros pela oportunidade do afastamento para qualificação na fase final do meu Doutorado. Estendo estes agradecimentos aos colegas de trabalho que assumiram funções minhas durante este período de ausência.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPEE) e à Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) pelo suporte técnico.

À CAPES pelo suporte financeiro durante o período em que fui bolsista de doutorado do PPEE/UFJF.

E, por fim, a todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste trabalho.

"A vitória mais bela que se pode alcançar é vencer a si mesmo."

- Santo Inácio de Loyola.

RESUMO

Devido às crescentes questões relacionadas ao meio ambiente e ao esgotamento de fontes de energia convencionais, as fontes alternativas de energia, principalmente as renováveis, estão recebendo mais atenção do que nunca. Nesse sentido, a energia eólica é uma das que apresentam maior destaque na conjuntura de investimentos em fontes renováveis no cenário brasileiro e mundial. Em alguns casos, as regiões com alto potencial de geração eólica estão longe dos centros de carga e localizadas em ambiente marítimo; em situações como essa, torna-se interessante a instalação de parques eólicos em ambiente *offshore*. Nesse cenário, é necessária uma análise abrangente para se determinar o ponto ótimo de conexão de Parques Eólicos *Offshore* (PEO) à rede principal que garanta a máxima penetração de geração eólica, de forma segura e eficiente, levando-se em consideração questões como o perfil de carga, as gerações convencionais de energia existentes no sistema, os impactos causados pela inserção de fontes de energia renováveis intermitentes na operação da rede, as restrições relacionadas às capacidades das linhas de transmissão e o comportamento da velocidade do vento de todas as regiões potenciais em estudo. Nesse contexto, este trabalho tem por objetivo propor duas metodologias para a determinação do ponto ótimo de conexão de PEO a sistemas interligados considerando a maximização da capacidade de geração de energia. Na primeira metodologia é proposta uma formulação baseada em Programação Não Linear associada a um Fluxo de Potência Linearizado (PNL-CC), em que é possível observar a trajetória de penetração de geração eólica ao sistema até se obter o valor máximo viável, considerando-se a minimização de perdas no sistema de transmissão e apresentando uma estratégia eficiente para a incorporação das restrições ativas referentes ao critério de segurança “N-1”. O segundo método aborda um problema de otimização computacionalmente mais eficiente, em que se propõe uma formulação dividida em duas etapas, ambas baseadas em Programação Não Linear e com uma abordagem de Fluxo de Potência CA (PNL-CA), que determina o ponto ótimo de conexão do PEO, com seus respectivos valores máximos de penetração de geração eólica e de capacidade de geração, considerando-se todos os cenários de contingência (critério de segurança “N-1”), modelados através da técnica de Decomposição Matemática de Benders. As metodologias propostas são aplicadas a sistemas-testes de pequeno, médio e grande porte, de forma a explorar suas características e suas contribuições. Os estudos realizados em sistemas de pequeno e médio porte permitem uma análise do problema com cunho mais tutorial, enquanto que o estudo de sistemas reais de grande porte são capazes de demonstrar a aplicabilidade e eficácia das metodologias propostas em casos práticos.

Palavras-chave: Geração eólica. Conexão de parques eólicos *offshore*. Máxima penetração de geração eólica. Otimização de sistemas elétricos de potência. Sistemas de potência.

ABSTRACT

Due to growing environmental issues and depletion of conventional energy sources, alternative energy sources, especially renewable ones, are receiving more attention than ever. In this sense, wind energy is one of the most prominent in the context of investments in renewable sources in Brazil and globally. In some cases, regions with high potential for wind generation are far from load centers and are located in a maritime environment; in such situations, it makes sense to install wind farms in an offshore environment. In this scenario, a comprehensive analysis is required to determine the optimal connection point for Offshore Wind Farms (OWF) to the network to ensure maximum wind generation penetration safely and efficiently, taking into account such aspects as load profile, conventional system power generations, impacts caused by intermittent renewable energy sources in grid operation, capacity constraints of the transmission line and wind speed behavior of all the potential regions under study. In this context, this paper aims to propose two methodologies for determining the optimum OWF connection point to interconnected systems while considering how to maximize the capacity for power generation. The first methodology proposes a formulation based on Nonlinear Programming with Linear Power Flow (NLP-DC), where it is possible to observe the wind generation penetration path to the system until the maximum viable value is obtained, considering the minimization of losses in the transmission system and presenting an efficient strategy for the incorporation of active restrictions regarding the “ $N-1$ ” safety criterion. The second method addresses a computationally efficient optimization problem, which proposes a two-step formulation, both based on Nonlinear Programming (NLP) with a Nonlinear Power Flow approach, which determines the optimum OWF connection point, with their respective maximum wind generation penetration and generating capacity values, considering all contingency scenarios (“ $N-1$ ” safety criterion), modeled here with the help of the Benders Mathematical Decomposition technique. The proposed methodologies are applied in small, medium and large test systems in order to explore their characteristics and their contributions. Studies in small and medium-sized systems allow for a more tutorial analysis of the problem, while studies of real large systems are able to demonstrate the applicability and effectiveness of the proposed methodology in practical cases.

Key-words: Wind generation. Offshore wind farm connection. Maximum wind generation penetration. Optimization of electric power systems. Power systems.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Capacidade de geração (%) da matriz de energia elétrica brasileira em 01/10/2019.	23
Figura 2 – Mapa do Sistema Interligado Nacional (SIN).	24
Figura 3 – Fator de capacidade médio no Brasil em 2018.	26
Figura 4 – Complementaridade entre a geração hidrelétrica e eólica.	27
Figura 5 – Top 10 de capacidade eólica acumulada em 2018.	28
Figura 6 – Capacidade instalada e número de parques por estado; Evolução da capacidade instalada (MW).	29
Figura 7 – Esquema de um sistema genérico para aplicação do estudo desenvolvido nesta tese.	32
Figura 8 – Número de trabalhos publicados, considerando a palavra-chave “ <i>offshore wind farm</i> ”, nas bases de dados IEEE (IEEEEXPLORE, 2019) e Elsevier (ELSEVIER, 2019).	59
Figura 9 – Número de trabalhos publicados por temas e por métodos de análise.	60
Figura 10 – Fluxograma da formulação PNL-CC - Metodologia I.	62
Figura 11 – Fluxograma do Fluxo de Potência Ótimo Linearizado (FPO-CC).	68
Figura 12 – Diagrama unifilar do sistema de 14 Barras inspirado em (IEEE, 2019) - Sistema tutorial A - Metodologia I.	74
Figura 13 – Série temporal de potência eólica v_{kh}^{1-MW} , normalizada em 1-MW.	75
Figura 14 – Diagrama unifilar do sistema de 14 Barras inspirado em (IEEE, 2019) - Sistema tutorial B - Metodologia I.	79
Figura 15 – Fluxograma da formulação PNL-CA - Metodologia II.	84
Figura 16 – Diagrama unifilar do sistema 14 Barras inspirado em (IEEE, 2019) - Sistema tutorial A - Metodologia II.	90
Figura 17 – Convergência dos valores máximos das variáveis de folga ‘ Q_{corte} ’ e ‘ Δ_{lim} ’ - Sistema tutorial A - Metodologia II.	93
Figura 18 – Diagrama unifilar do sistema 24 Barras (IEEE RTS-79) inspirado em (IEEE RTS, 1979).	99
Figura 19 – Convergência dos valores máximos das variáveis de folga ‘ Q_{corte} ’ e ‘ Δ_{lim} ’ - Sistema 24 Barras / Metodologia II.	103
Figura 20 – Diagrama unifilar do sistema 46 Barras inspirado em (ROMERO; MONTICELLI, 1994; BINATO; OLIVEIRA; ARAÚJO, 2001).	105
Figura 21 – Diagrama unifilar do sistema 48 Barras inspirado em (SILVA et al., 2013; SILVA et al., 2015).	109
Figura 22 – Diagrama unifilar do sistema 107 Barras inspirado em (ALVES, 2007).	114
Figura 23 – Convergência dos valores máximos das variáveis de folga ‘ Q_{corte} ’ e ‘ Δ_{lim} ’ - Sistema 107 Barras / Metodologia II.	120

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Matriz de energia elétrica brasileira em 01/10/2019 (ANEEL, 2019) . . .	23
Tabela 2 – Capacidade alocada ‘ C_k (MW)’ para cada nível de penetração ‘ δ (%)’ e para cada conexão candidata - Sistema tutorial A - Metodologia I. . .	76
Tabela 3 – Soluções candidatas - Sistema tutorial A - Metodologia I.	78
Tabela 4 – Capacidade alocada ‘ C_k (MW)’ para cada nível de penetração ‘ δ (%)’ e para cada conexão candidata - Sistema tutorial B - Metodologia I. . . .	80
Tabela 5 – Trajetória de convergência das variáveis de folga ‘ Q_{corte} ’ e ‘ Δ_{lim} ’ - Sistema tutorial A - Metodologia II.	92
Tabela 6 – Trajetória de convergência do nível de penetração de geração eólica (‘ δ ’) e da capacidade de geração eólica (‘ C_k ’) - Sistema tutorial A - Metodologia II.	93
Tabela 7 – Soluções candidatas - Sistema tutorial A - Metodologia II.	94
Tabela 8 – Capacidade alocada ‘ C_k (MW)’ para cada nível de penetração ‘ δ (%)’ e para cada conexão candidata - Sistema 24 Barras / Metodologia I. . .	100
Tabela 9 – Registros de violações de fluxos de potência ativa - Sistema 24 Barras / Metodologia I.	100
Tabela 10 – Soluções candidatas - Sistema 24 Barras / Metodologia I.	101
Tabela 11 – Trajetória de convergência das variáveis de folga ‘ Q_{corte} ’ e ‘ Δ_{lim} ’ - Sistema 24 Barras / Metodologia II.	102
Tabela 12 – Trajetória de convergência do nível de penetração de geração eólica (‘ $\delta_{máx}$ ’) e da capacidade de geração eólica (‘ $C_{máx}$ ’) - Sistema 24 Barras / Metodologia II.	103
Tabela 13 – Soluções candidatas - Sistema 24 Barras / Metodologia II.	104
Tabela 14 – Capacidade alocada ‘ C_k (MW)’ para cada nível de penetração ‘ δ (%)’ e para cada conexão candidata - Sistema 46 Barras / Metodologia I. . .	106
Tabela 15 – Soluções candidatas - Sistema 46 Barras / Metodologia I.	107
Tabela 16 – Soluções candidatas - Sistema 46 Barras / Metodologia II.	108
Tabela 17 – Linhas de transmissão desconsideradas no estudo de contingenciamento (critério de segurança “ $N - 1$ ”) - Sistema 48 Barras.	110
Tabela 18 – Capacidade alocada ‘ C_k (MW)’ para cada nível de penetração ‘ δ (%)’ e para cada conexão candidata - Sistema 48 Barras / Metodologia I. . .	111
Tabela 19 – Registros de violações de fluxos de potência ativa - Sistema 48 Barras / Metodologia I.	111
Tabela 20 – Soluções candidatas - Sistema 48 Barras / Metodologia I.	112
Tabela 21 – Soluções candidatas - Sistema 48 Barras / Metodologia II.	113
Tabela 22 – Capacidade alocada ‘ C_k (MW)’ para cada nível de penetração ‘ δ (%)’ e para cada conexão candidata - Sistema 107 Barras / Metodologia I. . .	115

Tabela 23 – Registros de violações de fluxos de potência ativa - Sistema 107 Barras / Metodologia I.	115
Tabela 24 – Soluções candidatas - Sistema 107 Barras / Metodologia I.	116
Tabela 25 – Trajetória de convergência das variáveis de folga ‘ Q_{corte} ’ e ‘ Δ_{lim} ’ - Sistema 107 Barras / Metodologia II.	118
Tabela 26 – Trajetória de convergência do nível de penetração de geração eólica (‘ $\delta_{m\acute{a}x}$ ’) e da capacidade de geração eólica (‘ $C_{m\acute{a}x}$ ’) - Sistema 107 Barras / Metodologia II.	119
Tabela 27 – Soluções candidatas - Sistema 107 Barras / Metodologia II.	121
Tabela 28 – Tempo computacional (s) por metodologia e ganho percentual em relação ao método exaustivo.	121
Tabela 29 – Dados de Barra do sistema 14 Barras.	135
Tabela 30 – Dados de Linha do sistema 14 Barras.	136
Tabela 31 – Dados de Barra do sistema 24 Barras.	137
Tabela 32 – Dados de Linha do sistema 24 Barras.	138
Tabela 33 – Dados de Barra do sistema 46 Barras.	139
Tabela 34 – Dados de Linha do sistema 46 Barras.	140
Tabela 35 – Dados de Barra do sistema 48 Barras.	143
Tabela 36 – Dados de Linha do sistema 48 Barras.	144
Tabela 37 – Dados de Barra do sistema 107 Barras.	146
Tabela 38 – Dados de Linha do sistema 107 Barras.	149

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEEOLICA	Agência Brasileira de Energia Eólica
ACS	<i>Ant Colony System</i>
AG	Algoritmo Genético
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CBEE	Centro Brasileiro de Energia Eólica
CC	Corrente Contínua
CSA	<i>Cuckoo Search Algorithm</i>
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CGU	Central Geradora Undi-elétrica
DR	<i>Demand Response</i>
EENS	<i>Expected Energy Not Served</i>
EOL	Central Geradora Eólica
EP	<i>Evolutionary Programming</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FACTS	<i>Flexible AC Transmission System</i>
FOB	Função Objetivo
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
GA	<i>Genetic Algorithm</i>
GABC	<i>Gbest-Guided Artificial Bee Colony Algorithm</i>
GD	Geração Distribuída
GWEC	<i>Global World Energy Council</i>
HGWO	<i>Hybrid Grey Wolf Optimizer</i>
HVAC	<i>High Voltage Alternating Current</i>

HVDC *High Voltage Direct Current*

IA *Immune Algorithm*

IEA *International Energy Agency*

IEEE *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

LER Leilão de Energia Reserva

LFA Leilão de Fontes Alternativas

LFAC *Low Frequency Alternating Current Transmission*

MINLP *Mixed Integer Non-Linear Programming*

MIP *Mixed-Integer Programming*

MIQP *Mixed Integer Quadratic Programming*

MO Multi-Objetivo

NREL *National Renewable Energy Laboratory*

OLTC *On-Load Tap Changer*

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH Pequena Central Hidrelétrica

PDE Plano Decenal de Expansão de Energia

PDF *Probability Density Function*

PEM *Point Estimation Method*

PEO Parque Eólico *Offshore*

PEVs *Plug-in-Electric Vehicles*

PL Programação Linear

PLIM Programação Linear Inteira Mista

PNL Programação Não Linear

PNLIM Programação Não Linear Inteira Mista

PROEÓLICA Programa Emergencial de Energia Eólica

PROINFRA Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PSO *Particle Swarm Optimization*

SCUC *Stochastic Security-Constrained Unit Commitment*

SEP Sistema Elétrico de Potência

SIN Sistema Interligado Nacional

SPEA 2+ *Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2+*

TEP *Transmission Expansion Planning*

TFDI *Transient Frequency Deviation Index*

UE União Européia

UFV Central Geradora Solar Fotovoltaica

UHE Usina Hidrelétrica

UTE Usina Termelétrica

UTN Usina Termonuclear

VPL Valor Presente Líquido

VSC *Voltage Source Converter*

LISTA DE SÍMBOLOS

δ	Nível de penetração de geração eólica (%)
$\Delta\delta$	Variação do nível de penetração de geração eólica (%)
C_k	Capacidade de geração eólica (MW) localizada na barra ‘ k ’
C^{APR}	Aproximação de todas as C_k do sistema (MW)
sw_k	Variável binária referente à chave lógica que conecta (1) ou não (0) o parque eólico <i>offshore</i> à barra ‘ k ’
λ	Fator de capacidade de geração do parque eólico <i>offshore</i> (%)
$\lambda^{m\u00e9dio}$	M\u00e9dia de todos os λ sob estudo (%)
$D^{m\u00e9dia}$	Demanda m\u00e9dia do sistema (MW)
$t_{k_h}^{1-MW}$	S\u00e9rie temporal de gera\u00e7\u00e3o e\u00f3lica, normalizada em 1-MW (MW), localizada na barra ‘ k ’, na hora ‘ h ’
t_h^{APR}	S\u00e9rie temporal geogr\u00e1fica aproximada (MW) na hora ‘ h ’
$t_h^{m\u00e9dia}$	M\u00e9dia das s\u00e9ries temporais e\u00f3licas $t_{k_h}^{1-MW}$ do sistema, na hora ‘ h ’
$Custo_k$	Custo de gera\u00e7\u00e3o na barra ‘ k ’
NPV	N\u00famero de barras de gera\u00e7\u00e3o do sistema
NPQ	N\u00famero de barras de carga do sistema
n	N\u00famero de possibilidades candidatas de conex\u00e3o do parque e\u00f3lico <i>offshore</i> \u00e0 rede.
nb	N\u00famero total de barras do sistema
nl	N\u00famero total de linhas de transmiss\u00e3o do sistema
h	Hora ‘ h ’ de opera\u00e7\u00e3o
s	Cen\u00e1rio de conting\u00eancia de linha de transmiss\u00e3o (crit\u00e9rio de seguran\u00e7a “ $N-1$ ”)
P_{km}^{loss}	Perdas (MW) no ramo ‘ km ’
x_{km}	Reat\u00e2ncia (p.u.) do ramo ‘ km ’
θ_{km}^h	Diferen\u00e7a angular entre as barras ‘ k ’ e ‘ m ’, na hora ‘ h ’

f_{km}	Fluxo de potência (linear) em uma linha de transmissão ‘ km ’
$\alpha_{km,i}$	Fator de distribuição de transferência de potência ou fator de distribuição para deslocamento de geração
$\gamma_{km,h,s}$	Fluxo de potência (linear) passante no ramo ‘ km ’, na hora ‘ h ’, no cenário de contingência ‘ s ’, devido somente às injeções de potência das unidades convencionais de geração
L_{km}	Limite térmico da linha de transmissão do ramo localizado entre as barras ‘ k ’ e ‘ m ’
$N_{restrições}$	Número total de restrições de desigualdade (Metodologia I)
$N_{linhas_{base}}$	Número de linhas de transmissão existentes no caso base (Metodologia I)
$N_{linhas_{N-1}}$	Número de linhas de transmissão existentes em um cenário de contingência (critério de segurança “ $N - 1$ ”) (Metodologia I)
$N_{contingências}$	Número de contingências sob análise no problema (Metodologia I)
$P_{g_k}^h$	Potência ativa (MW) gerada na barra ‘ k ’, na hora ‘ h ’
$Q_{g_k}^h$	Potência reativa (MW) gerada na barra ‘ k ’, na hora ‘ h ’
$P_{d_k}^h$	Potência ativa (MW) demandada na barra ‘ k ’, na hora ‘ h ’
$Q_{d_k}^h$	Potência reativa (MW) demandada na barra ‘ k ’, na hora ‘ h ’
V_k^h, V_m^h	Magnitude da tensão na barra ‘ k ’ e na barra ‘ m ’, respectivamente, na hora ‘ h ’
g_{km}	Condutância série do ramo ‘ km ’
b_{km}	Susceptância série do ramo ‘ km ’
b_{km}^{sh}	Susceptância <i>shunt</i> do ramo ‘ km ’
G	Matriz condutância nodal
B	Matriz susceptância nodal
$v\theta$	Barra do tipo ‘ $V\theta$ ’ (barra de referência)
pv	Barra do tipo ‘ PV ’
pq	Barra do tipo ‘ PQ ’

Q_{corte}	Variável de folga referente à injeção de potência reativa fictícia na barra 'k', para contingências em que a inviabilidade deve-se à falta de suporte de potência reativa
Δ_{lim}	Variável de folga referente ao incremento fictício na capacidade de fluxo de potência de determinada linha de transmissão, para contingências em que a inviabilidade deve-se ao congestionamento de linhas do sistema
π_2	Multiplicador de Lagrange da decomposição matemática de Benders
ω_2	Função Objetivo do <i>Slave Problem</i> da decomposição matemática de Benders

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	21
1.2	A ENERGIA EÓLICA NO BRASIL	22
1.2.1	A Matriz Energética Elétrica Brasileira	22
1.2.2	O Sistema Interligado Nacional (SIN)	22
1.2.3	O Contexto da Energia Eólica no Brasil	24
1.2.4	As Vantagens e as Desvantagens da Energia Eólica	29
1.3	MOTIVAÇÃO DA PESQUISA	30
1.4	OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES	31
1.5	PUBLICAÇÕES DECORRENTES DO TRABALHO	33
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO	34
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	36
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	36
2.2	REVISÃO DA LITERATURA	37
2.2.1	Conexão Ótima de Parques Eólicos a Sistemas Elétricos de Potência	37
2.2.2	Máxima Penetração de Geração Eólica em Sistemas Elétricos de Potência	47
2.2.3	Temas Correlatos	53
2.2.3.1	<i>Integração de Parques Eólicos à Rede Elétrica</i>	<i>53</i>
2.2.3.2	<i>Planejamento da Expansão de Sistemas com Geração Eólica</i>	<i>56</i>
2.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	58
3	METODOLOGIA I	61
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	61
3.1.1	Contribuições da Metodologia I	61
3.2	MODELAGEM MATEMÁTICA DA FORMULAÇÃO PNL-CC	61
3.2.1	Etapa 1 - Aproximação da Série Temporal Eólica do Sistema	64
3.2.2	Etapa 2 - Fluxo de Potência Ótimo Linearizado (FPO-CC) com Minimização de Perdas	65
3.2.3	Etapa 3 - Estratégia para Formulação e Seleção das Restrições de Linhas de Transmissão	68
3.2.4	Etapa 4 - Programação Não Linear (PNL)	70
3.2.5	Etapa 5 - Atualização da Série Temporal Eólica	72
3.2.6	Etapa 6 - Avaliação dos Limites das Linhas de Transmissão	72
3.2.7	Etapa 7 - Incremento da Penetração de Geração Eólica	72
3.2.8	Etapa 8 - Verificação de Viabilidade nas Demais Opções Candidatas	73

3.3	SISTEMA TUTORIAL A - METODOLOGIA I	73
3.3.1	Informações Gerais do Sistema Tutorial A - Metodologia I	73
3.3.2	Ponto Ótimo de Conexão do Parque Eólico <i>Offshore</i> com Máxima Capacidade de Geração Eólica	75
3.3.3	Restrições de Desigualdade “Ativas” Utilizadas na Etapa 4	77
3.3.4	Verificação de Viabilidade nas Demais Opções Candidatas - Etapa 8	77
3.3.5	Soluções Candidatas Obtidas Via Inspeção	77
3.4	SISTEMA TUTORIAL B - METODOLOGIA I	78
3.4.1	Informações Gerais do Sistema Tutorial B - Metodologia I	78
3.4.2	Ponto Ótimo de Conexão do Parque Eólico <i>Offshore</i> com Máxima Capacidade de Geração Eólica	78
3.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	81
4	METODOLOGIA II	82
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	82
4.1.1	Contribuições da Metodologia II	82
4.2	MODELAGEM MATEMÁTICA DA FORMULAÇÃO PNL-CA	83
4.2.1	Etapa 1: PNL - Caso Base (<i>Master Problem</i>)	84
4.2.2	Etapa 2: PNL - Contingências “ $N - 1$ ” (<i>Slave Problem</i>)	86
4.3	SISTEMA TUTORIAL A - METODOLOGIA II	89
4.3.1	Informações Gerais do Sistema Tutorial A - Metodologia II	89
4.3.2	Ponto Ótimo de Conexão do Parque Eólico <i>Offshore</i> com Máxima Capacidade de Geração Eólica	89
4.3.2.1	<i>PNL - Caso Base (Master Problem)</i>	89
4.3.2.2	<i>PNL - Contingências “$N - 1$” (Slave Problem)</i>	91
4.3.3	Soluções Candidatas Obtidas Via Inspeção	93
4.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	95
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	97
5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	97
5.2	SISTEMA 24 BARRAS (IEEE RTS-79)	98
5.2.1	Metodologia I	98
5.2.2	Metodologia II	101
5.3	SISTEMA 46 BARRAS (REDE EQUIVALENTE DA REGIÃO SUL BRASILEIRA)	104
5.3.1	Metodologia I	106
5.3.2	Metodologia II	107
5.4	SISTEMA 48 BARRAS (<i>BRAZILIAN BIRDS</i>)	109
5.4.1	Metodologia I	110
5.4.2	Metodologia II	112

5.5	SISTEMA 107 BARRAS (REDE EQUIVALENTE DA REGIÃO CENTRO-SUL DO BRASIL)	113
5.5.1	Metodologia I	114
5.5.2	Metodologia II	117
5.6	TEMPOS COMPUTACIONAIS	121
5.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	122
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	123
6.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	123
6.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	124
	 REFERÊNCIAS	 126
A	DADOS DOS SISTEMAS	135
A.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	135
A.2	SISTEMA 14 BARRAS	135
A.3	SISTEMA 24 BARRAS	137
A.4	SISTEMA 46 BARRAS	139
A.5	SISTEMA 48 BARRAS	143
A.6	SISTEMA 107 BARRAS	146
B	DECOMPOSIÇÃO MATEMÁTICA DE BENDERS	154
B.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	154
B.2	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA	154

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A energia elétrica é um insumo fundamental para o desenvolvimento econômico e social da sociedade moderna. A versatilidade, a controlabilidade, a disponibilidade instantânea e de qualidade para os consumidores finais, fazem da eletricidade uma forma de energia indispensável e de uso variado. Desde o uso em ambiente doméstico, onde se torna imprescindível sua presença para fins de iluminação, refrigeração, eletrodomésticos em geral, garantindo assim a qualidade de vida a todo cidadão; até nos setores comercial e industrial, garantindo o funcionamento de máquinas diversas, iluminando e assegurando o funcionamento de computadores em quaisquer ambientes e horários, dentre outras aplicações. Juntas, estas aplicações são responsáveis por movimentar e alavancar o desenvolvimento da economia. A tudo isso se reforça a tese de que a sociedade moderna está se transformando e se tornando totalmente dependente do fornecimento abundante, contínuo e econômico de energia elétrica (GÓMEZ-EXPÓSITO; CONEJO; CAÑIZARES, 2011).

Estes, entre outros fatores, explicam os motivos pelos quais muitas fontes de energia não renováveis estão se tornando escassas e cada vez mais caras. O fornecimento de petróleo e gás natural apresenta restrições, com indicativo de diminuição de volume produzido a longo prazo, com estimativa de esgotamento das reservas existentes nos próximos 50 anos (HINRICHS; KLEINBACH, 2003). Outro exemplo é a energia hidrelétrica, que é altamente dependente dos regimes de chuva e se depara, em muitos locais, com desafios associados à previsão de afluência, tendo que se recorrer a outras fontes energéticas, em alguns casos, mais caras.

Nesse sentido, há uma grande preocupação de se investir em fontes alternativas de energia, de forma a assegurar o abastecimento de energia à sociedade, buscando-se por fontes que garantam o desenvolvimento sustentável, a equidade social e o menor impacto possível ao meio ambiente. Nesse cenário, surgem as fontes alternativas de energia renováveis, de menores impactos e abundantes, que vêm com a missão de contribuir cada vez mais para a já crescente necessidade de energia hoje e no futuro.

Entre elas, a energia eólica recebe atenção especial no cenário de expansão das fontes “limpas” de geração de energia ao redor do mundo. O Brasil, por exemplo, possui um dos maiores potenciais de geração renovável disponíveis, com projeção de alcançar cerca de 45% do consumo total de energia sendo alimentado por fontes renováveis até 2023 (IEA, 2019).

Com isso, o progresso da geração eólica nas últimas décadas foi acompanhado por uma queda relevante no custo por kWh, ocorrido devido ao desenvolvimento tecnológico

e à economia de geração em larga escala. Tudo isso corrobora para que a conversão de energia do vento em eletricidade seja uma das tecnologias atuais que mais crescem no planeta.

A energia eólica *onshore* é uma tecnologia bem estabelecida, com extensa cadeia de geração em âmbito global, sendo um dos tipos mais baratos de geração renovável. No entanto, há situações em que regiões com alto potencial de geração eólica encontram-se localizadas em ambiente marítimo, justificando-se a instalação dos Parques Eólicos *Offshore* (PEO). Novas turbinas *offshore* são capazes de atingir um fator de capacidade (proporção entre a produção efetiva da usina e sua capacidade total máxima em um período de tempo) em níveis de até 40-55%, dependendo da disponibilidade do vento (IEA, 2019).

1.2 A ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

1.2.1 A Matriz Energética Elétrica Brasileira

O Brasil tem a cada ano diversificado a sua matriz energética, que é predominantemente de origem renovável. Dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (ANEEL, 2019) mostram que, ao final de 2001, tinha-se 82,21% de capacidade instalada proveniente de fontes hidrelétricas, fruto de 133 empreendimentos em operação. Naquele momento, havia apenas 21 MW vindos de 7 empreendimentos eólicos, o que correspondia a 0,03% do total da capacidade instalada nacional de energia. Em outubro de 2019, o percentual eólico na matriz chegou a 9,06% e as usinas hidrelétricas a 60,32%, conforme indicado na Tabela 1 e na Figura 1.

1.2.2 O Sistema Interligado Nacional (SIN)

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é constituído por quatro submercados: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte (ONS, 2019). A Figura 2 mostra o mapa do SIN.

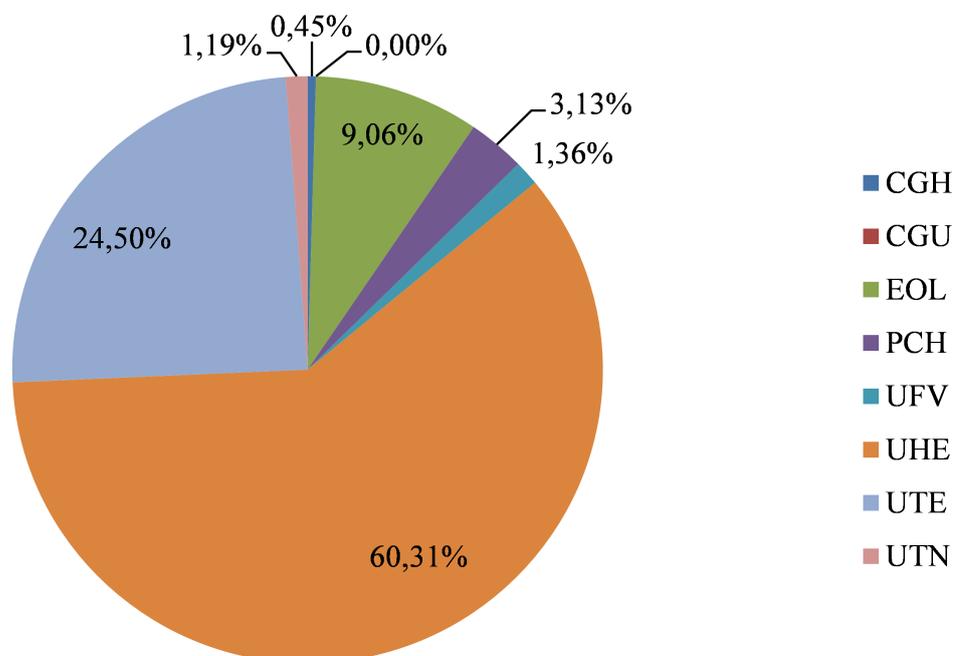
A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre os submercados, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. A integração dos recursos de geração e transmissão permite o atendimento ao mercado com segurança e economicidade.

A capacidade instalada de geração do SIN é composta, principalmente, por usinas hidrelétricas distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país. Nos últimos anos, a instalação de usinas eólicas, principalmente nas regiões Nordeste e Sul, apresentou um forte crescimento, aumentando a importância dessa geração para o atendimento do mercado. As usinas térmicas, em geral localizadas nas proximidades dos

Tabela 1: Matriz de energia elétrica brasileira em 01/10/2019 (ANEEL, 2019)

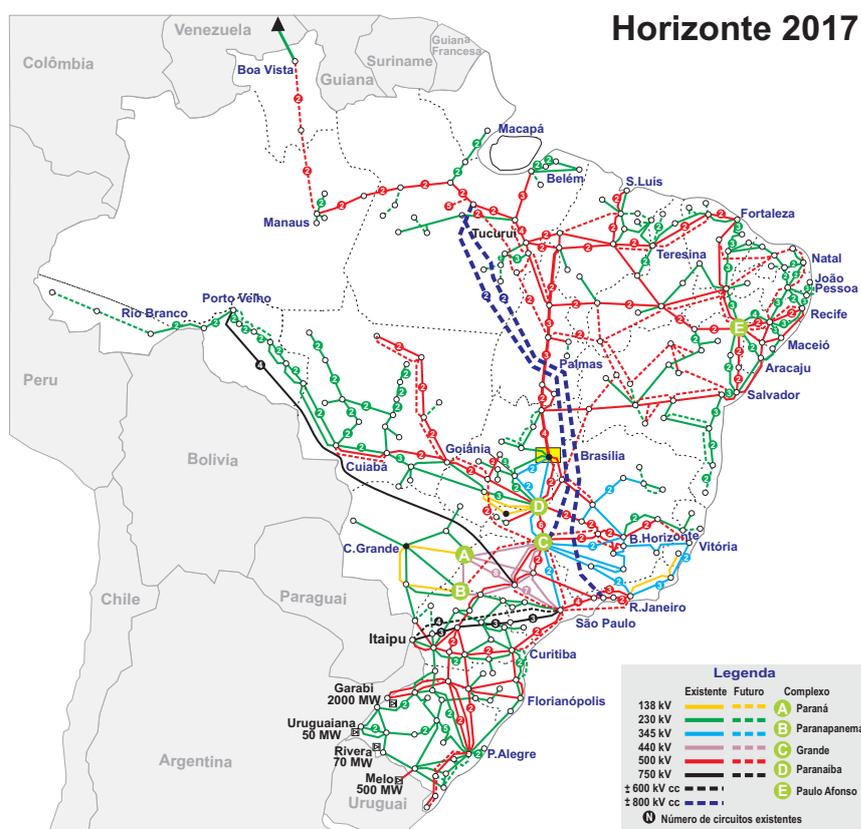
Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
CGH (Central Geradora Hidrelétrica)	713	744.410	744.224	0,45
CGU (Central Geradora Undi-elétrica)	1	50	50	0,00
EOL (Central Geradora Eólica)	618	15.163.989	15.145.093	9,06
PCH (Pequena Central Hidrelétrica)	425	5.277.049	5.232.466	3,13
UFV (Central Geradora Solar Fotovoltaica)	3.052	2.267.679	2.267.554	1,36
UHE (Usina Hidrelétrica)	217	102.932.608	100.834.417	60,32
UTE (Usina Termelétrica)	3.022	42.492.255	40.948.974	24,50
UTN (Usina Termonuclear)	2	1.990.000	1.990.000	1,19
Total	8.050	170.868.040	167.162.778	100

Figura 1: Capacidade de geração (%) da matriz de energia elétrica brasileira em 01/10/2019.



Fonte: (ANEEL, 2019).

Figura 2: Mapa do Sistema Interligado Nacional (SIN).



Fonte: (ONS, 2019).

principais centros de carga, desempenham papel estratégico relevante, pois contribuem para a segurança do SIN. Essas usinas são despachadas em função das condições hidrológicas vigentes, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, para assegurar o atendimento futuro. Os sistemas de transmissão integram as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o suprimento do mercado consumidor (ONS, 2019).

O SIN opera segundo um critério de segurança denominado “ $N - 1$ ”, no qual mesmo que ocorra uma contingência simples (perda de um elemento), o sistema deve ter condições de continuar operando sem que ocorram: interrupção do fornecimento de energia, perda de estabilidade do sistema, violação de padrões de grandezas elétricas (frequência e tensão, dentro da faixa operativa) e sem atingir limites de sobrecarga de equipamentos e instalações.

1.2.3 O Contexto da Energia Eólica no Brasil

As atividades relacionadas à geração de energia eólica no Brasil tiveram início no ano de 1992, com a introdução da operação comercial do primeiro aerogerador instalado no Brasil, resultado da parceria entre o Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE) e

a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), por meio de um financiamento do instituto de pesquisas dinamarquês *Folkecenter*. Essa turbina eólica (225 kW) foi instalada no arquipélago de Fernando de Noronha (Pernambuco) e é também considerado o primeiro a entrar em operação na América do Sul.

Entretanto, em vista do alto custo da tecnologia e por falta de políticas voltadas para o investimento de novos projetos, pouco se avançou nos dez anos seguintes. Até que, em 2001, durante a crise energética encarada pelo país, houve a tentativa de incentivar a contratação de empreendimentos de geração de energia eólica, criando-se o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA), que possuía como meta a contratação de 1.050 MW de projetos de energia eólica até dezembro de 2003. Um dos objetivos estava relacionado com a complementação energética em épocas em que os recursos hídricos não estavam tão abundantes diante da escassez de chuvas, comprometendo a produção de energia das hidrelétricas. Em seguida, este programa veio a ser substituído pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFRA), cujo objetivo estava destinado a incentivar o desenvolvimento de fontes renováveis na matriz energética.

Em 2009 ocorreu o segundo Leilão de Energia de Reserva (LER), que foi o primeiro leilão de comercialização de energia voltado exclusivamente para o mercado de geração eólica. O evento foi considerado um sucesso, contratando 1,8 GW, um volume além do estimado para suprir a demanda nacional naquele momento, e abriu portas para novos leilões futuros.

Em agosto de 2010 foram realizados o 3º LER e o Leilão de Fontes Alternativas (LFA), em que foram contratados 2 GW de energia eólica. Já em 2011, ocorreram mais três leilões, o 4º LER, o A-3 e o A-4, em que foi negociado um valor total de 2,9 GW. Em dezembro de 2012 aconteceu o leilão A-5, que contratou energia para início de suprimento em 2017. Em 2013, foram contratados 4,71 GW de potência, um recorde celebrado pelo setor. No ano de 2014 foram contratados 2,25 GW e, em 2015, 1,2 GW.

Quando se analisa o potencial eólico brasileiro, o mesmo pode ser considerado um dos melhores do mundo. Segundo o relatório 2015 *Global Wind Market Report*, do *Global World Energy Council* (GWEC), o Brasil possui potencial de geração eólica três vezes superior à necessidade de eletricidade do País.

O fator de capacidade brasileiro, índice que representa a proporção entre a geração efetiva da usina em um período de tempo e a capacidade total no mesmo íterim, obteve valor médio de 42,2% em 2018 (ABEEOLICA, 2019), tendo atingido o máximo valor médio mensal em setembro do mesmo ano, com 58,6%. Quando o comparamos à média mundial do desempenho das eólicas, que foi de 25,0%, segundo o Ministério de Minas e Energia, observa-se que o fator de capacidade brasileiro em 2018 ficou muito acima da média e demonstra o potencial ímpar dos ventos brasileiros (ABEEOLICA, 2019).

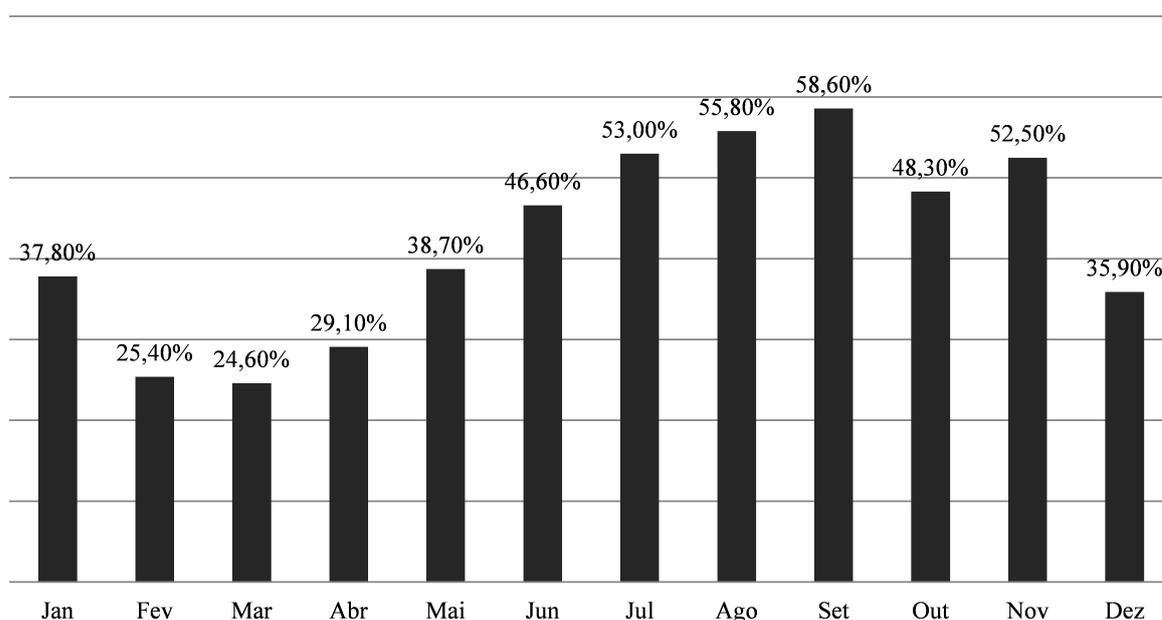
A Figura 3 mostra o fator de capacidade dos parques eólicos brasileiros em 2018. É interessante observar que os maiores índices de fator da capacidade ocorrem nos meses em que o regime de chuvas é considerado baixo, em geral, comprovando a importância da complementariedade energética da energia eólica na matriz nacional, que é majoritariamente composta por fontes hídricas. A Figura 4 mostra um exemplo de complementariedade entre a geração hidrelétrica (representada através da vazão do Rio São Francisco) e a eólica (CBEE, 2000). Além disso, essa importante complementariedade aliada aos altos índices de fatores de capacidade faz com que o país reduza gastos no acionamento de usinas térmicas, que é uma energia mais cara.

Segundo o Boletim Anual de Geração Eólica de 2018 (ABEEOLICA, 2019), o Brasil encontra-se na oitava posição no *ranking* mundial de capacidade eólica acumulada elaborada pelo GWEC, conforme apresentado na Figura 5.

Foram gerados 48,42 TWh de energia eólica ao longo de 2018, com produção média em 2018 de 5.515,8 MW médios, representando 8,6% de toda a geração injetada no SIN no período. A produção de energia dos ventos foi superior em 14,6% na comparação com 2017, frente ao crescimento de 1,5% da geração de toda a geração do SIN.

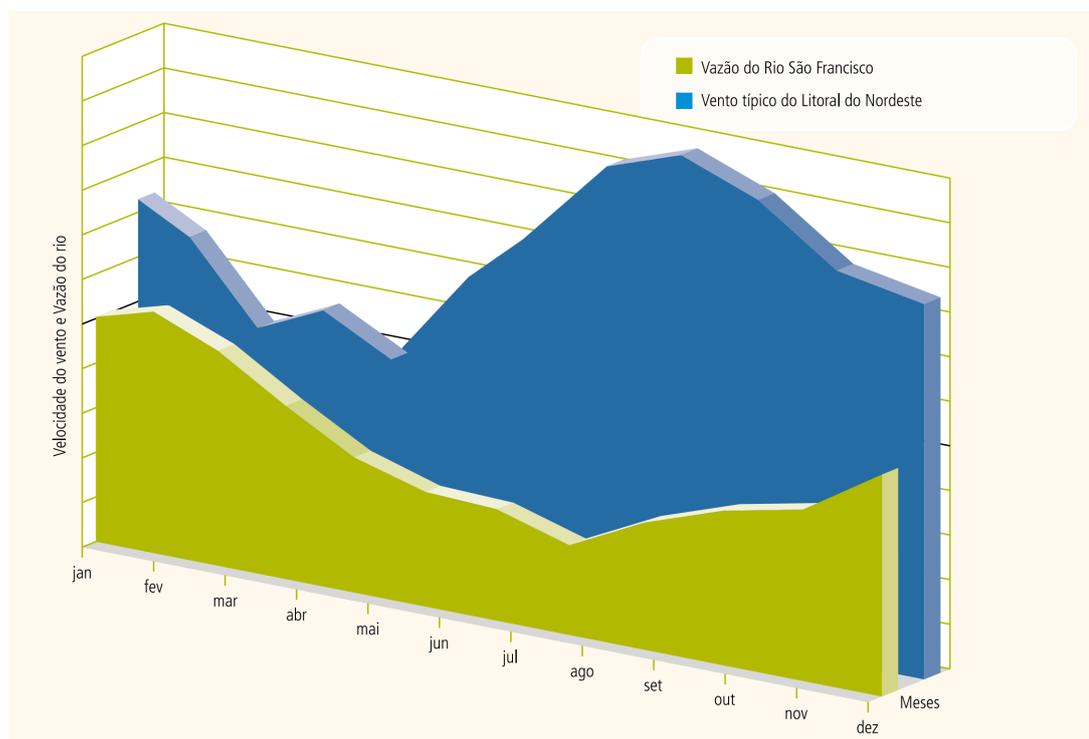
Até Agosto de 2019, foram instalados 608 parques eólicos pelo Brasil, com 7.477 aerogeradores em operação, gerando mais de 15,1 GW de potência. A média de geração de energia eólica em 2018 equivale ao consumo médio residencial de 25,5 milhões de residências, cerca de 80 milhões de habitantes. A energia gerada pela fonte eólica em 2018 foi capaz de fornecer energia elétrica residencial a uma população maior que a da região

Figura 3: Fator de capacidade médio no Brasil em 2018.



Fonte: (ABEEOLICA, 2019).

Figura 4: Complementaridade entre a geração hidrelétrica e eólica.



Fonte: (CBEE, 2000).

nordeste (cerca de 57 milhões de pessoas) (ABEEOLICA, 2019).

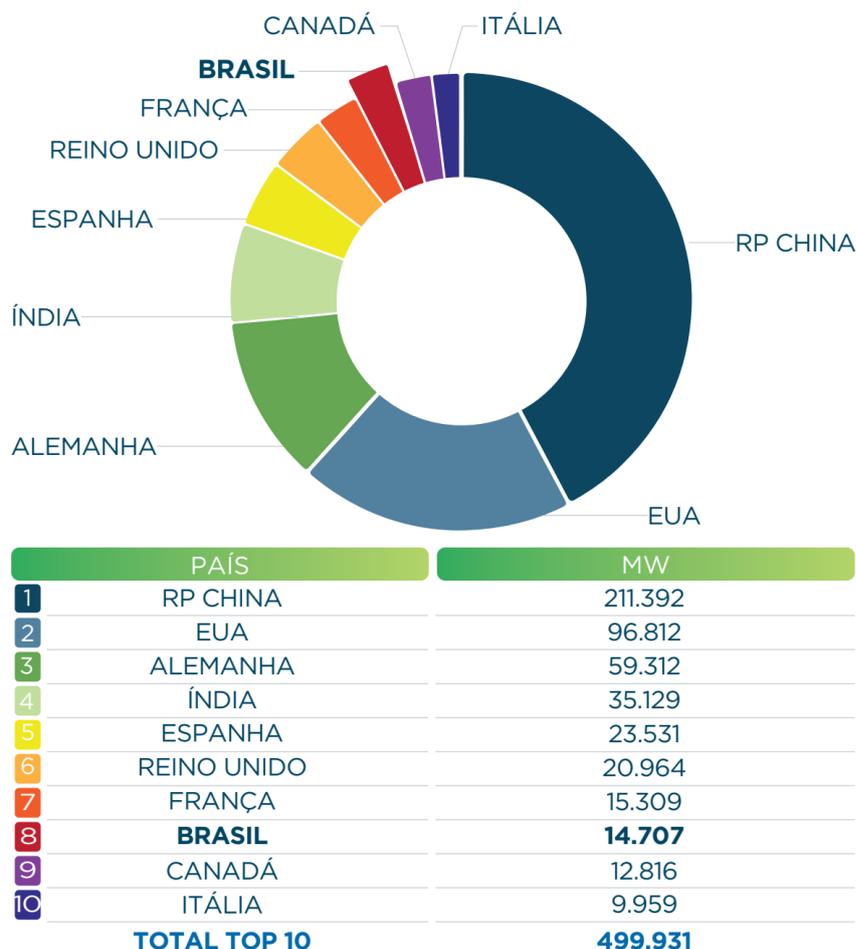
Em 2019, o avanço e a importância da energia eólica no sistema elétrico brasileiro vêm seguindo o mesmo caminho de sucesso. Em 23 de Setembro de 2019, o Brasil bateu recorde de produção de energia eólica, atingindo 9.750 MW às 22 horas e 57 minutos, atendendo 89% da demanda por energia do Nordeste (ABEEOLICA, 2019).

A Figura 6 mostra, no lado esquerdo, a capacidade instalada e o número de parques eólicos por estado em funcionamento até Agosto de 2019; enquanto, no lado direito, mostra que a capacidade instalada (MW) vem crescendo favoravelmente, com interessantes projeções para os próximos anos.

No que se refere ao potencial eólico *offshore* no Brasil, segundo a estimativa realizada com base em dados de satélite de 1999 a 2009, a média da magnitude do vento *offshore* no Brasil apresenta variação entre 7 m/s e 12 m/s, com valores mínimos próximos à costa de São Paulo e máximos próximos à costa de Sergipe e Alagoas (ORTIZ; KAMPEL, 2011). Nesse cenário, três regiões de alta magnitude de vento, com potencial de exploração da geração eólica *offshore* se destacam: (i) Sergipe e Alagoas, (ii) Rio Grande do Norte e Ceará e (iii) Rio Grande do Sul e Santa Catarina.

O Brasil possui cerca de 7.367 Km de costa, com uma plataforma continental extensa que confere águas rasas ao longo de seu litoral. Além disso, os ventos alísios, presentes na região nordeste do país, são de intensidade e direção constantes, sendo as

Figura 5: Top 10 de capacidade eólica acumulada em 2018.

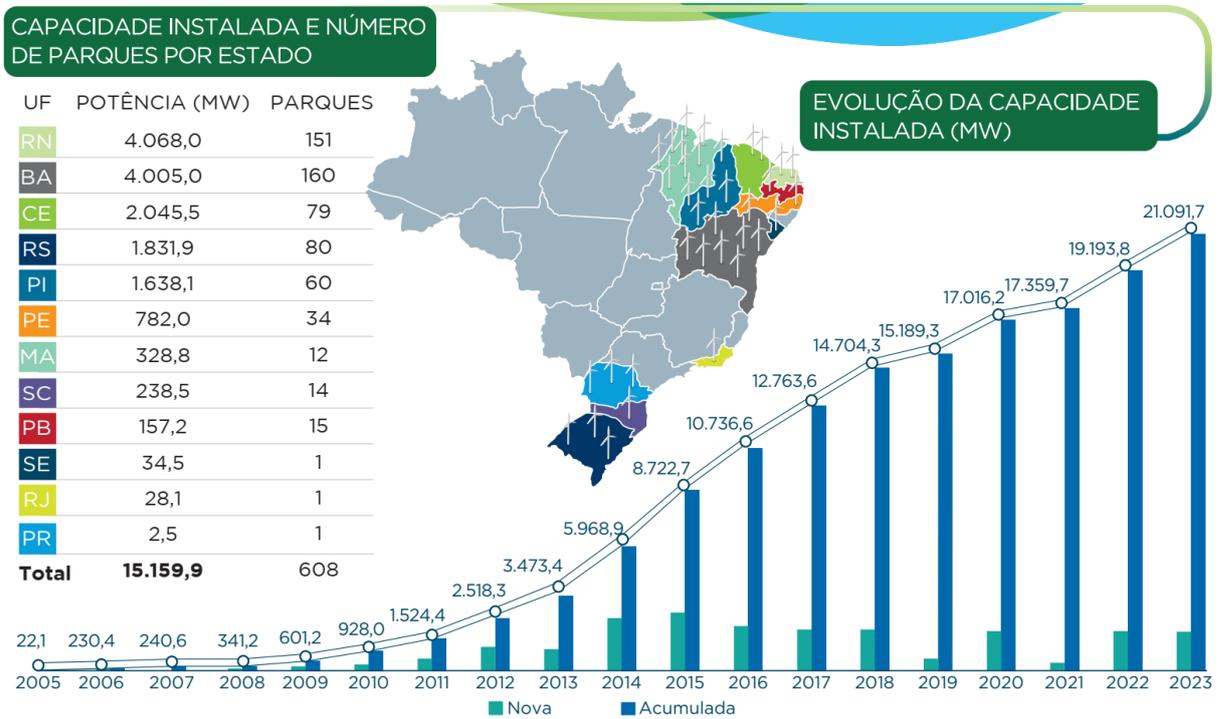


Fonte: (ABEEOLICA, 2019).

melhores características para empreendimentos eólicos *offshore*. Contudo, a inexistência de marco regulatório para a exploração do potencial eólico *offshore* no Brasil – em especial relacionado a questões como o licenciamento ambiental, à implantação e ao modelo de concessão – constitui-se importante barreira ao desenvolvimento da fonte, além do atual estágio da tecnologia e dos elevados custos relativos.

No entanto, a se confirmarem as reduções substanciais nos custos de capital trazidas por avanços tecnológicos em eólica *offshore* no horizonte até 2050, o Brasil se posiciona muito bem na exploração desse recurso tanto pelo seu excelente potencial quanto pela perspectiva de expansão da exploração e produção de petróleo na costa brasileira, o que pode trazer agentes com *expertise* na área com potencial de redução de custos de construção e instalação, gerando maior competitividade para a fonte no futuro.

Figura 6: Capacidade instalada e número de parques por estado; Evolução da capacidade instalada (MW).



Fonte: (ABEEOLICA, 2019).

1.2.4 As Vantagens e as Desvantagens da Energia Eólica

Quando é estudada a viabilidade de projetos de energia eólica em sistemas de energia elétrica, deve-se estar atento quanto à necessidade de se fazer um estudo profundo sobre o tema, destacando quais as vantagens e desvantagens da energia eólica perante as outras fontes, fato que será decisivo no momento em que irá se escolher a energia que melhor se adapta a determinado ambiente, situação e objetivo.

Conforme se pôde verificar até então, a energia eólica possui inúmeras vantagens, dentre as principais, destacam-se:

- A energia produzida pela força dos ventos é renovável, tem baixo impacto ambiental, não emite gases poluentes de efeito estufa e não gera resíduos que poluem o solo ou a água. Além disso, contribui para que o Brasil cumpra seus objetivos no Acordo do Clima;
- É uma tecnologia inesgotável;
- Possui um dos melhores custos-benefícios na tarifa de energia;
- Permite que o proprietário da terra siga com plantações ou a criação de animais;

- Gera renda e melhoria de vida para proprietários de terra com arrendamento para alocação das torres;
- Fixação do homem do campo;
- Permite a capacitação de mão de obra local e geram empregos. Foram gerados mais de 200 mil postos de trabalho até agosto de 2019 (ABEEOLICA, 2019);
- Promove a queda do custo da tarifa de energia do consumidor ao comercializar uma energia competitiva e menos custosa que outras fontes;
- Não requer uma manutenção frequente, uma vez que sua revisão é semestral.

Apesar das vantagens no uso de energia eólica para a produção de energia elétrica, este tipo de aproveitamento energético apresenta algumas desvantagens, dentre as principais, destacam-se:

- Deve-se ter atenção à característica intermitente e ao rápido crescimento na geração distribuída, fatores que tornam menos previsíveis as condições de operação do sistema;
- Causa impacto sonoro, pois o vento bate nas pás produzindo um ruído constante de aproximadamente 43 dB, tornando necessário que as habitações mais próximas estejam no mínimo a 200 m de distância;
- Pode afetar o comportamento habitual de migração das aves e causar a morte de aves com o impacto com as pás;
- Causa impacto visual: as imensas hélices provocam certas sombras e reflexos que não são bem-vindos em áreas residenciais. Além disso, as estruturas interferem na estética das paisagens naturais;
- Interferem na radiação eletromagnética. Quando há por perto receptores e transmissores de ondas de rádio, TV e micro-ondas, as hélices refletem parte da radiação eletromagnética, atrapalhando a qualidade do sinal;
- Utilizam grandes extensões de terra. Em um parque eólico as turbinas precisam resguardar determinadas distâncias, sendo assim, precisam estar longe uma das outras de modo a não ocorrer problemas causados no escoamento do vento.

1.3 MOTIVAÇÃO DA PESQUISA

Com base no que foi discutido anteriormente, é possível observar que há um crescente aumento da presença de fontes renováveis em sistemas elétricos de potência ao

redor do mundo, com destaque para a energia eólica. Enquanto isso, as fontes de energia não renováveis têm-se tornado cada vez mais escassas e mais caras, além de contribuírem para a poluição do meio ambiente.

Entretanto, a inerente variabilidade no perfil de geração eólica gera novos desafios para os operadores dos sistemas de energia elétrica. Aliado a isso, toda rede possui requisitos técnicos de operação no que se refere à alimentação contínua do sistema diante do comportamento variável e incerto da carga. Nesse contexto, um Parque Eólico *Offshore* precisa de um sistema de transmissão seguro e eficiente, de forma a possibilitar a maior injeção de potência eólica possível na rede principal.

Nesse cenário, estratégias ótimas para conectar o PEO ao sistema elétrico devem ser estudadas para superar as barreiras operacionais. Em outras palavras, é necessária uma análise abrangente para encontrar os pontos ótimos de conexão do PEO à rede principal, considerando o perfil de carga, as fontes de geração de energia existentes, os limites das linhas de transmissão e o comportamento do vento de todas as regiões potenciais sob estudo.

Além disso, verifica-se através de uma revisão bibliográfica detalhada, a ser tratada no Capítulo 2, que há um amplo espaço para investigação de novas estratégias para determinação do ponto ótimo de conexão de PEO a sistemas interligados, de forma a propiciar a máxima injeção de potência eólica à rede. Ademais, existem demandas por este tipo de estudo por parte das empresas de geração de energia e do ramo petrolífero, assim como por parte de operadoras de sistemas de transmissão/distribuição de energia elétrica. Ou seja, o tema abordado nesta tese é atual e com grande potencial de pesquisa, sendo capaz de aproximar o meio acadêmico às grandes empresas ligadas ao setor elétrico.

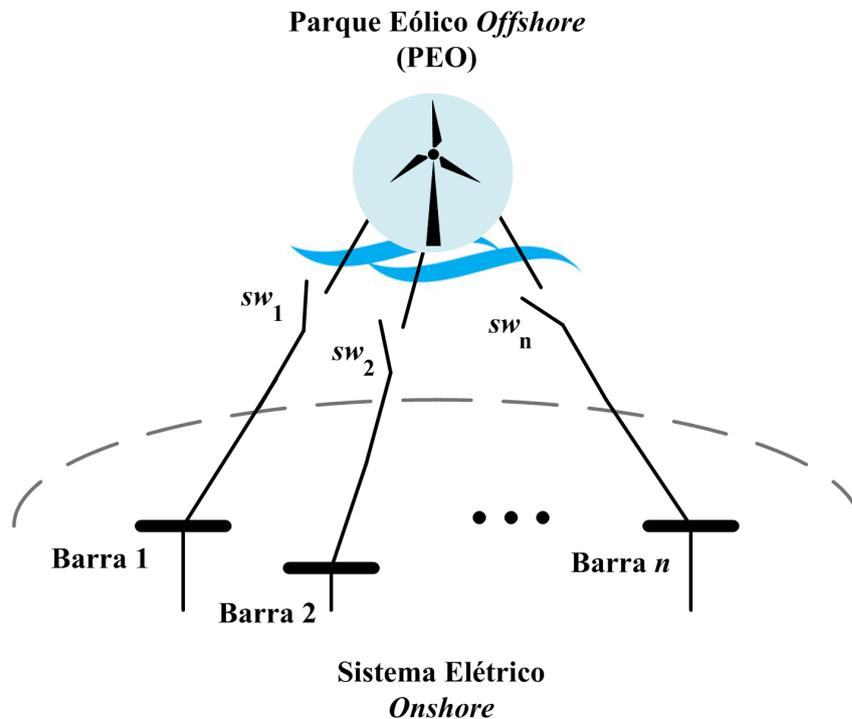
1.4 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES

O objetivo principal desta tese é propor duas metodologias para a determinação do ponto ótimo de conexão de um Parque Eólico *Offshore* em um sistema elétrico *onshore* com o objetivo de maximizar a capacidade de geração eólica ' C_k '. A escolha do melhor ponto de conexão do PEO ao sistema é realizada dentre algumas barras candidatas, geograficamente localizadas em uma região litorânea, próximas umas às outras.

Conforme é ilustrado pela Figura 7, cada barra candidata ' k ' pode ser selecionada para receber a conexão do PEO, através de uma chave lógica ' sw_k ', para escoamento da potência gerada pela planta eólica. Assume-se que a região sob análise possui alto potencial para geração eólica e que as barras candidatas são selecionadas levando-se em consideração premissas como: menores distâncias entre o PEO e o sistema elétrico *onshore*; e barras que possuam boa capacidade de escoamento da potência gerada pelo parque eólico; estratégias similarmente utilizadas no trabalho (OCHOA; DENT; HARRISON,

2009).

Figura 7: Esquema de um sistema genérico para aplicação do estudo desenvolvido nesta tese.



Fonte: Próprio autor.

A determinação do ponto ótimo de conexão do PEO ao sistema elétrico é realizada através da formulação de duas metodologias propostas.

A Metodologia I, baseada em uma abordagem linear, é caracterizada por proporcionar uma resolução aproximada do problema, aceitável em algumas análises, com viabilidade computacional, haja vista que a abordagem não linear é mais dispendiosa computacional e, em alguns casos, inviável para aplicação.

Em contrapartida, a Metodologia II é formulada com base em uma abordagem não linear, a fim de representar aspectos do problema não contemplados pela abordagem linear da Metodologia I e, portanto, propor uma representação mais realista do problema. Neste caso, por ser um problema não linear com múltiplas variáveis e de alta dimensão, tendo em vista o elevado número de contingências para análise pelo critério de segurança “ $N - 1$ ”, propõe-se a aplicação do método de decomposição matemática de Benders (BENDERS, 1962; GEOFFRION, 1972; GRANVILLE; LIMA, 1994; GOMES et al., 2017), a fim de prover uma metodologia alternativa à abordagem linear da Metodologia I, e que seja computacionalmente viável.

As principais contribuições da presente tese, advindas da aplicação das duas metodologias propostas, podem ser sumarizadas da seguinte forma:

(i) Metodologia I:

- Uma nova proposta para determinar o ponto ótimo de conexão de um PEO em um sistema interligado, utilizando uma otimização baseada em uma formulação solucionada através de Programação Não Linear com Fluxo de Potência Linearizado (PNL-CC). Nesta abordagem, a injeção de potência eólica no sistema inicia-se em baixos níveis, sendo incrementada até o momento em que a máxima penetração de geração eólica viável é obtida, de forma segura e com mínimas perdas no sistema de transmissão;
- Uma estratégia para representar as restrições de linhas de transmissão no problema de otimização, capaz de permitir a incorporação eficiente do critério de segurança “ $N - 1$ ”.

(ii) Metodologia II:

- Um novo e eficiente método para determinar o ponto ótimo de conexão de um PEO em um sistema interligado, baseado em uma formulação solucionada através de um processo de otimização dividido em duas etapas, ambas desenvolvidas com Programação Não Linear e com uma abordagem de Fluxo de Potência CA (PNL-CA). Neste estudo proposto, obtém-se, como solução do algoritmo, o ponto ótimo de conexão do PEO e a máxima penetração de geração eólica viável no sistema;
- Uma abordagem da decomposição matemática de Benders para representar as restrições relativas ao critério de segurança “ $N - 1$ ” no problema de otimização.

1.5 PUBLICAÇÕES DECORRENTES DO TRABALHO

Em decorrência dos estudos realizados nesta tese, os seguintes trabalhos foram desenvolvidos:

- ÁVILA, O. F.; VASCONCELOS, L. A.; PASSOS FILHO, J. A., OLIVEIRA, L. W. Methodology for Evaluating the Maximum Penetration of Wind Energy in Interconnected Systems Considering the Active Power Interchange. *VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*, 2018;
- VASCONCELOS, L. A.; PASSOS FILHO, J. A.; OLIVEIRA, L. W.; AVILA, O. F.. Optimal Connection of Offshore Wind Farm with Maximization of Wind Capacity to Power Systems considering Losses and Security Constraints. *Journal of Electrical and Computer Engineering*, v. 2019, p. 1-14, 2019.

- VASCONCELOS, L. A.; PASSOS FILHO, J. A.; OLIVEIRA, L. W. Optimal Offshore Wind Farms Connection Considering the Wind Capacity Maximization – A Benders Decomposition Approach. *IET Renewable Power Generation*, 2019 (*Status*: em revisão);

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho está dividido em seis Capítulos e dois Apêndices, os quais serão descritos resumidamente adiante.

O Capítulo 2 tem por objetivo reunir os principais trabalhos contidos no estado da arte envolvendo os temas “conexão ótima de parques eólicos” e “máxima penetração de geração eólica”, destacando-se as técnicas de análise utilizadas e as restrições consideradas em cada estudo, de modo a contextualizar os trabalhos referenciados na área.

O Capítulo 3 tem como propósito apresentar a primeira metodologia desenvolvida nesta tese, com o objetivo de determinar o ponto ótimo de conexão de um parque eólico *offshore* a uma rede *onshore*, de forma a garantir a máxima capacidade de geração eólica ‘ C_k ’. A formulação é baseada em Programação Não Linear com Fluxo de Potência Linearizado (PNL-CC), fornecendo uma estrutura que atende à natureza aleatória dos ventos e ao comportamento variável da carga, ao mesmo tempo em que respeita os limites térmicos das linhas de transmissão e o critério de segurança “ $N - 1$ ”. Além disso, propõe-se a inclusão de perdas nas linhas de transmissão no modelo linearizado utilizado na análise da rede. A aplicação da metodologia em dois sistemas-tutoriais é apresentada, onde é possível visualizar com maior detalhamento a formulação proposta e os resultados obtidos passo-a-passo.

O Capítulo 4 tem por finalidade propor e discutir a segunda metodologia desenvolvida nesta tese, com o objetivo de determinar o ponto ótimo de conexão de um parque eólico *offshore* a uma rede *onshore*, de forma a garantir a máxima capacidade de geração eólica ‘ C_k ’. O algoritmo proposto utiliza Programação Não Linear com uma abordagem de Fluxo de Potência CA (PNL-CA) para realizar o estudo em questão. O método de decomposição matemática de Benders foi utilizado para representar as restrições de segurança relacionadas ao critério de segurança “ $N - 1$ ”. Neste capítulo, também é apresentado um sistema-tutorial de forma a acompanhar detalhadamente a formulação proposta e a interpretar os resultados obtidos.

No Capítulo 5, tem-se por intuito apresentar e discutir os resultados obtidos através da implementação da “Metodologia I” e da “Metodologia II”, abordadas nos Capítulos 3 e 4, respectivamente. Para este fim, tais metodologias propostas são aplicadas em sistemas-testes reconhecidos na literatura. De forma geral, busca-se testar as metodologias propostas em sistemas de pequeno, médio e grande porte, de forma a explorar suas

características e suas relevâncias. Os estudos realizados em sistemas de pequeno e médio porte permitem uma análise do problema com cunho mais tutorial, enquanto que o estudo de sistemas reais de grande porte são capazes de demonstrar a aplicabilidade e eficácia da metodologia proposta em casos práticos.

Por fim, o Capítulo 6 apresenta as principais conclusões com relação à aplicação das duas metodologias propostas nesta tese. Além disso, com o propósito de dar continuidade aos estudos iniciados no presente trabalho, são sugeridos possíveis trabalhos futuros.

Adicionalmente, são incluídos dois Apêndices a esta tese. No Apêndice A, são apresentados os dados dos sistemas elétricos utilizados no decorrer do estudo, tanto nos sistemas tutoriais quanto nos sistemas-teste. O Apêndice B é responsável por fornecer uma breve revisão sobre o método de decomposição matemática de Benders.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Devido às crescentes preocupações relacionadas ao meio ambiente e ao esgotamento de fontes de energia convencionais, as energias renováveis estão recebendo mais atenção do que nunca. Nesse sentido, a energia eólica é uma das que possuem maior destaque na conjuntura de investimentos em fontes renováveis e muitos países estão planejando cenários ambiciosos de inserção de energia eólica para o futuro, deslumbrando aumentar as penetrações renováveis em até 25% nos próximos 10 anos (NICK et al., 2011; PINTO, 2013; IEA, 2019).

A energia eólica *onshore* é um dos tipos de energias renováveis mais baratos e, devido ao relativo curto tempo de instalação, a incentivos governamentais e a procedimentos fáceis de operação, é uma boa opção para geração de energia em muitos países (NICK et al., 2011; BARINGO; CONEJO, 2011). Entretanto, em alguns casos, regiões com alto potencial de vento encontram-se localizadas em áreas marítimas, sendo interessante a implantação desses parques eólicos em ambiente *offshore*. Dessa forma, os PEO precisam de um sistema de transmissão dedicado para se conectar à rede principal existente. A construção de uma nova estrutura exige não apenas investimentos, mas também enfrenta objeções públicas e barreiras ambientais. Além disso, para parques eólicos remotos, a capacidade pode não ser plenamente explorada devido a um possível congestionamento no sistema de transmissão ou a dificuldades no escoamento da potência gerada, fatores esses que merecem ser investigados.

Para superar todas essas barreiras, estratégias de determinação do ponto ótimo de conexão de parques eólicos *offshore* que garantam a máxima penetração de geração eólica no sistema elétrico devem ser estudadas. No entanto, devido a flutuações no perfil de produção de energia e a outras características existentes no local, é necessária uma análise abrangente durante um período prolongado para se encontrar os locais ideais de instalação desses parques eólicos. Esta análise deve considerar o perfil de carga, as fontes de energia existentes, a infraestrutura de linhas de transmissão e o perfil de velocidade do vento de todas as regiões potenciais em estudo.

Nesse sentido, com o objetivo de conhecer o que vem sendo publicado na literatura com relação aos temas abordados nesta tese e, também, de adquirir o conhecimento necessário para a avaliação crítica da metodologia proposta neste trabalho, no presente capítulo é realizado um estudo do estado da arte, em ordem cronológica de publicação, acerca dos principais trabalhos que abordam os temas de "determinação do ponto ótimo de conexão de parques eólicos" e de "máxima penetração de geração eólica em sistemas elétricos de potência", destacando-se as técnicas de análise utilizadas e as restrições consideradas em cada estudo.

No decorrer da pesquisa sobre os temas citados, foram encontrados, também, trabalhos relacionados à "integração de parques eólicos a rede elétrica" e à "expansão de sistemas de transmissão de energia elétrica contendo fontes renováveis", assuntos que permeiam o principal interesse de estudo desta tese. Dessa forma, certo de suas contribuições técnicas, alguns trabalhos serão apresentados subsequentemente, ficando claro que estes tópicos não são o principal foco desta tese, sendo necessária uma pesquisa bibliográfica mais aprofundada caso seja de interesse dar continuidade a estudos relacionados a esses conteúdos.

Por fim, serão apresentadas conclusões parciais referentes às análises realizadas neste capítulo, mostrando-se algumas estatísticas relacionadas às técnicas de estudo desenvolvidas neste conjunto de trabalhos e a indicadores que demonstram a potencialidade do tema em estudo nas pesquisas realizadas nos últimos anos.

2.2 REVISÃO DA LITERATURA

2.2.1 Conexão Ótima de Parques Eólicos a Sistemas Elétricos de Potência

Ao estudar a origem de estudos relacionados ao tema "conexão ótima de parques eólicos a sistemas elétricos de potência", inicialmente, no trabalho (MORTON et al., 2006) foram discutidos aspectos técnicos e econômicos acerca de qual é a melhor opção para se realizar a conexão de parques eólicos *offshore*, através de Corrente Alternada (CA) ou Corrente Contínua (CC). Os avanços na tecnologia *High Voltage Direct Current* (HVDC) usando Conversores de Fonte de Tensão (*Voltage Source Converter* - VSC) aumentaram a atratividade da transmissão CC para conexões *offshore*. Inúmeras vantagens técnicas e comerciais surgem com o uso de dispositivos vindos da eletrônica de potência, mas existem obstáculos pelo alto custo da infraestrutura do conversor, exacerbado pelos custos adicionais das plataformas *offshore*. A discussão econômica de CA *versus* CC para conexões *offshore*, portanto, requer uma avaliação cuidadosa. Nesse contexto, este artigo trata uma metodologia abrangente de avaliação econômica que considera as opções de projeto emergentes, com transmissão CA/CC e com redundância parcial.

Na referência (BURKE; O'MALLEY, 2008), é introduzida uma metodologia para encontrar as localizações ótimas de um sistema de transmissão para se conectar unidades de geração eólica, levando-se em conta a relação dos recursos de energia eólica, os locais disponíveis e os limites de segurança nos fluxos nas linhas de transmissão. No mesmo estudo foi desenvolvida uma abordagem simples para representar as variações de vento de vários períodos através de uma técnica de armazenamento multidimensional para agrupar (e assim reduzir) o número de cenários de fluxo de carga relevantes, não incorporando, no entanto, situações de contingência. Sendo utilizados métodos de fluxo de carga linearizados, muitas das restrições de segurança do fluxo de potência, ao longo das séries temporais estendidas, podem ser removidas por um pré-processamento eficiente também proposto

neste trabalho.

Em (LI; HE; FU, 2008), os autores discutem a tendência de desenvolvimento e a importância do sistema de conexão elétrica interna de parques eólicos *offshore*. Como o sistema de conexão elétrica interna desempenha um papel importante na operação confiável do parque eólico e detém uma proporção considerável no investimento total, a otimização do sistema elétrico é um dos principais problemas no desenvolvimento de parques eólicos *offshore*. Uma abordagem híbrida de otimização baseada em Algoritmos Genéticos (*Genetic Algorithm - GA*) e em Sistema Imunológico Artificial (*Immune Algorithm - IA*) é apresentada para buscar a solução ótima.

Com base na análise de arranjos de conexão de parques eólicos *offshore* existentes e no custo de investimento de seus componentes elétricos, uma abordagem de otimização baseada em Algoritmo Genético é apresentada em (LINGLING; YANG; XIAOMING, 2009) para se buscar o esquema de conexão ideal. Um estudo de caso mostra que as diferenças entre diferentes arranjos de conexão elétrica são evidentes e, por meio de AG, o esquema de conexão ótima pode ser encontrado efetivamente.

O artigo (QIN et al., 2009) investiga a viabilidade de se usar um sistema de transmissão de baixa frequência CA (*Low Frequency Alternating Current Transmission - LFAC*), por exemplo 50 Hz ou 60 Hz, para conectar um parque eólico *offshore* à rede. O sistema LFAC melhora a capacidade de transmissão em comparação com a alternativa CA convencional na frequência nominal e reduz o custo do investimento em comparação com a solução HVDC. Estima-se que o sistema LFAC é competitivo na distância de transmissão aproximada de 30-150 km. Embora a capacidade de transmissão seja bastante aprimorada pelo sistema LFAC, a simulação mostra que ela influencia negativamente a operação da turbina eólica devido à reduzida reatância indutiva da rede. Além disso, os harmônicos introduzidos pelo conversor de frequência podem exigir a instalação de filtros extras em tal sistema.

Os parques eólicos de grande escala estão frequentemente localizados em regiões remotas onde as cargas são baixas. Já os pequenos parques eólicos estão espalhados por áreas diversas e injetam sua potência em níveis de tensão de 10 a 30 kV. No trabalho (KOCH, 2009), casos europeus são discutidos e os resultados do estudo de viabilidade para conectar parques eólicos em grande escala são apresentados usando linhas de transmissão de alta potência isoladas a gás. A transmissão de energia em massa em áreas restritas, no subsolo por longas distâncias, com baixas perdas de transmissão e sem impacto para os vizinhos é a tarefa em estudo. Já em (KOCH; RETZMANN, 2010), o mesmo autor discute alguns estudos de casos focados em parques eólicos *offshore* a serem instalados especificamente na Europa, onde as metas governamentais são estabelecidas para cada estado membro da União Européia (UE) e o desenvolvimento de parques eólicos está avançando fortemente.

Em (ATWA; EL-SAADANY, 2011), é proposta uma metodologia para alocação ótima de unidades de Geração Distribuída (GD), baseadas em energia eólica, no sistema de distribuição, de modo a minimizar a perda de potência. A metodologia baseia-se na geração de um modelo probabilístico de geração-carga que combina todas as condições operacionais possíveis das unidades GD e níveis de carga com suas probabilidades, portanto, trabalhando com esse modelo em um problema de planejamento determinista. Nesse estudo, o problema de planejamento é formulado através de uma Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM), com uma função objetivo para minimizar a perda anual de potência do sistema.

Embora a energia eólica seja atualmente a fonte mais eficiente de energia renovável, a instalação de turbinas eólicas em paisagens leva, muitas vezes, a conflitos nas comunidades afetadas. No artigo (DRECHSLER et al., 2011) é proposto que tais obstáculos possam ser mitigados por uma alocação ótima de geradores eólicos em uma região, de modo que uma determinada meta de energia seja atingida com custos sociais mínimos. A meta de energia é motivada pelo fato de que a produção de energia eólica está associada a emissões de CO₂ relativamente baixas. Os custos sociais compreendem os custos de produção de energia, bem como os custos externos causados por impactos nocivos sobre os seres humanos e à biodiversidade. A otimização da produção de energia eólica sem considerar os custos externos levaria a uma alocação muito diferente de turbinas que reduziria marginalmente os custos de produção, mas aumentaria fortemente os custos externos e, assim, levaria a perdas substanciais no bem-estar da comunidade.

No artigo (GROTHER; SCHNIEDERS, 2011), investiga-se a possibilidade de suavizar a produção de energia eólica alemã alocando otimamente a capacidade de geração de energia eólica em todo o país. O objetivo é encontrar alocações ótimas de geração de energia eólica maximizando os “quantis” inferiores, ou seja, o valor em risco da geração global de energia eólica ao longo do tempo. Como as distribuições de velocidades de vento são altamente não-Gaussianas, séries temporais não-lineares com modelos de cópula são usadas para avaliar e maximizar os “quantis”. Os modelos são adequados para modelar o vento nas frequências diárias. As alocações ótimas resultantes são, então, avaliadas usando dados históricos de vento de frequência diária e horária. Os resultados mostram que a alocação atual da geração de energia eólica na Alemanha está longe de ser ideal. Não há capacidade suficiente instalada no mar, nas costas e nas regiões montanhosas, ao passo que muita capacidade está localizada na parte oriental da Alemanha. A instalação de parques eólicos *offshore* deve, então, ser alvo de investimentos.

Em (ROMBAUTS; DELARUE; D’HAESELEER, 2011), um novo modelo baseado em teoria de portfólio para alocação de geração eólica é desenvolvido. Este modelo otimiza a alocação de geração eólica para o menor risco (definido como o desvio padrão das diferenças horárias de geração eólica) com um determinado retorno (definido como geração

eólica), ou vice-versa. O modelo leva em conta as restrições de capacidade de transmissão transfronteiriça. Partindo de dois modelos que calculam uma fronteira eficiente (baseada em correlações) para o caso de capacidade de transmissão infinita e zero, uma nova perspectiva de portfólio para balanceamento de variações de geração eólica é considerada no terceiro novo modelo. Em vez de olhar para o desvio padrão das diferenças horárias antes que a transmissão tenha ocorrido, a perspectiva muda para as diferenças horárias de geração eólica após a transmissão. Pode concluir-se que a capacidade de transmissão transfronteiriça desempenha um papel importante na redução do risco de um perfil variável de geração eólica. O aumento da capacidade de transmissão transfronteiriça aumenta o efeito da diversificação em comparação com o caso em que as capacidades de transmissão são iguais a zero. No entanto, para encontrar a capacidade de transmissão correta, é preciso equilibrar, por um lado, entre risco e retorno e, por outro lado, entre os benefícios e os custos da capacidade de transmissão. Neste artigo, perfis de geração eólica de diferentes locais dentro de um país são considerados, em vez de perfis de geração eólica agregados por país, e a transmissão dentro dos países é considerada sem congestionamento.

A referência (TRÖTSCHER; KORPÅS, 2011) apresenta um método para encontrar a estrutura ótima de conexão de parques eólicos *offshore* e para determinar as expansões ótimas de redes marítimas. O método estende a abordagem de programação linear inteira mista padrão para a solução do problema de planejamento de expansão de transmissão para considerar as flutuações na geração de energia eólica e na carga; isto torna o método especialmente adequado para identificar estruturas de rede HVDC *offshore* ideais para a integração de grandes parques eólicos *offshore*. A aplicabilidade do método é demonstrada por um estudo de caso da região do Mar do Norte.

Embora o foco desta subseção seja em relação ao tema de conexão ótima de parques eólicos, a otimização do *layout* elétrico de um parque eólico *offshore* é, também, uma questão fundamental. O modelo apresentado em (LUMBRERAS; RAMOS, 2011) é desenvolvido para otimizar de forma eficiente, considerando custo e confiabilidade, o *layout* elétrico de um parque eólico, levando em conta a estocasticidade de cenários de vento e falhas de componentes. Dada a estrutura adequada do problema, o método de decomposição de Benders é aplicado ao modelo, encontrando soluções ótimas em um tempo computacional reduzido.

Um método para determinar a topologia do sistema de transmissão ideal para vários parques eólicos *offshore* é introduzido em (ERGUN; HERTEM; BELMANS, 2012) usando um Algoritmo Genérico. A metodologia determina a melhor solução de transmissão *offshore* econômica e tecnicamente viável. O algoritmo de otimização considera as topologias de transmissão radial, em forma de anel e malha. Além dos investimentos para a rede *offshore*, novas conexões ou reforços na rede terrestre existente são propostos pelo algoritmo. A ferramenta desenvolvida neste trabalho fornece um conjunto de topologias de sistema de

transmissão classificadas pelo nível de tensão, tecnologia de transmissão correspondentes (CA ou CC), os equipamentos de transmissão necessários e sua classificação.

Em (KHATOD; PANT; SHARMA, 2012), uma técnica baseada em programação evolutiva (*Evolutionary Programming* - EP) é apresentada para a alocação ótima de unidades de GD baseadas em fontes renováveis (eólica e solar) em um sistema de distribuição radial. A correlação entre carga e recursos renováveis é anulada, dividindo o período de estudo em vários segmentos e tratando cada segmento de forma independente. Para lidar com as incertezas associadas à carga e aos recursos renováveis, são utilizadas técnicas probabilísticas. Duas estratégias de operação, “desligar o gerador de turbina eólica” e “cortar a saída do gerador de turbina eólica”, são adotadas para restringir o despacho da geração eólica a uma fração especificada de carga do sistema para fins de se manter a estabilidade do sistema. Para reduzir o espaço de busca e, assim, minimizar a carga computacional, é empregada uma técnica de análise de sensibilidade que fornece um conjunto de locais adequados para a alocação de GD. Para a abordagem proposta baseada em EP, um esquema baseado em índice também é desenvolvido para gerar a população, garantindo a viabilidade de cada indivíduo e, assim, reduzindo consideravelmente o tempo computacional.

O projeto do *layout* elétrico é um elemento-chave no planejamento de parques eólicos *offshore* e do local onde serão realizadas as conexões ao sistema, com um impacto crítico no custo e na confiabilidade da planta. O modelo proposto no artigo (LUMBRERAS; RAMOS, 2012) inclui a possibilidade de conexão HVDC e incorpora uma aproximação de perdas, bem como estocasticidade em dados de vento e falhas de componentes. Além disso, o modelo utiliza programação inteira mista e explora a estrutura do problema por meio de decomposição de Benders, que foi aprimorado pela adição de cortes parcialmente relaxados e pela aplicação de técnicas de agregação de cenários.

No trabalho (MOKRYANI; SIANO, 2013), é proposto um método de otimização híbrida para alocação ótima de turbinas eólicas que combina Algoritmo Genético (AG) e Fluxo de Potência Ótimo (FPO) baseado nas condições do mercado. O método maximiza conjuntamente o Valor Presente Líquido (VPL) relacionado ao investimento de parques eólicos considerando diferentes combinações de geração de energia e demanda de carga ao longo de um ano. O AG é usado para escolher a dimensão ótima do parque eólico enquanto o FPO determina o número ótimo de geradores eólicos em cada barra candidata.

No estudo (TAHERKHANI; HOSSEINI, 2013), propõe-se um novo modelo de reforço de rede que incorpora a conexão ótima de parques eólicos ao sistema de energia. Seguindo essa proposta, estuda-se também a adição de novas linhas de transmissão à rede para eliminar o congestionamento da rede de transmissão existente. Além disso, desenvolve-se uma metodologia para maximizar a capacidade dos parques eólicos, as taxas econômicas de transferência de linhas e a seleção do plano de reforço apropriado, enquanto

é apresentada a maximização do benefício total usando uma análise de custo-confiabilidade.

Considerando o mesmo cenário de alocação ótima de geradores eólicos em sistemas de energia, o trabalho (RAHMANN; PALMA-BEHNKE, 2013) busca realizar o estudo de otimização em questão considerando restrições de segurança em linhas de transmissão e a estabilidade do sistema, fazendo uma abordagem com a técnica de decomposição matemática de Benders. Ao minimizar os custos de investimento dos parques eólicos, o algoritmo proposto busca alocar as turbinas eólicas de forma que um nível desejado de penetração de geração do vento seja atingido. Além disso, os autores garantem que o esquema de alocação proposto não só reduz os custos de investimento totais associados a um determinado objetivo de geração, mas também melhora a estabilidade do sistema.

O trabalho (BAKHTVAR; KEANE, 2013) é desenvolvido no mesmo escopo de alocação ótima de parques eólicos considerando restrições de estabilidade de tensão. Considerando que em sistemas de energia a probabilidade de ocorrência de pontos de operação próximos aos limites da rede pode ser aumentada como resultado da alta penetração de geração eólica, ocasionando um aproveitamento ineficiente dos recursos eólicos disponíveis, os autores propõem uma nova estrutura de FPO com restrições de segurança de tensão, para o planejamento do sistema de transmissão, buscando-se a alocação ótima da capacidade de vento.

O artigo (RUEDA-MEDINA et al., 2013) apresenta uma abordagem de Programação Linear Inteira Mista (PLIM) para resolver o problema de tipo, tamanho e alocação ideal de Geração Distribuída (GD) em sistemas de distribuição do tipo radial. Na formulação proposta, a operação em regime permanente do sistema de distribuição, considerando diferentes níveis de carga, é modelada através de expressões lineares. Diferentes tipos de GD são representados pelas suas curvas de capacidade. A capacidade de corrente de curto-circuito dos circuitos é modelada através de expressões lineares e diferentes topologias do sistema de distribuição radial são consideradas. A função objetivo minimiza os custos de investimento e operação no ano.

Um sistema híbrido e autônomo de energia eólica, solar e com baterias, aproveitando ao máximo a complementaridade da natureza entre a energia eólica e solar, tem ampla perspectiva de aplicação entre várias tecnologias de geração recentemente desenvolvidas. A capacidade do sistema de energia híbrida precisa ser otimizada para compensar a confiabilidade e o custo da energia. No trabalho (WANG; YANG, 2013), cada parte do sistema de energia híbrido eólico/solar/bateria é analisada em detalhe, alocando-se de forma ótima cada estrutura, e uma função objetiva combinando custo de propriedade total e perda de probabilidade de fornecimento de energia é construída. Para resolver os problemas de não linearidade e de complexidade numérica, é desenvolvido um algoritmo aprimorado de otimização de enxame de partículas (*Particle Swarm Optimization* - PSO), integrado a *tabu search* para ampliar o alcance de pesquisa e introduz operações de

“reinício” e “perturbação” para melhorar o alcance global.

Em (MOKRYANI; SIANO; PICCOLO, 2013), um método híbrido para otimizar a alocação de turbinas eólicas em microrredes é proposto. O método combina AG e FPO para minimizar conjuntamente as perdas totais de potência ativa e maximizar o bem-estar social, considerando diferentes combinações de geração e demanda de carga ao longo de um ano. O AG é usado para escolher o tamanho ideal enquanto o FPO determina o número ideal de parques eólicos em cada barramento candidato, considerando-se diferentes combinações potenciais.

Na referência (GONZÁLEZ; PAYÁN; SANTOS, 2013), uma nova metodologia para projetar o sistema de transmissão de grandes parques eólicos *offshore* foi desenvolvida. O objetivo é determinar a configuração mais adequada (HVAC ou HVDC-VSC) tendo em conta, por um lado, as características do parque eólico (potência nominal, tipo de turbina eólica, disposição geográfica dos parques eólicos, distância à costa, etc.) e, por outro lado, a incerteza existente nas diferentes variáveis de projeto (comportamento do vento, custos de aquisição de equipamentos, preço de venda de energia, taxas de falhas, etc.). Para este fim, várias alternativas de projeto do sistema de transmissão são avaliadas economicamente para um conjunto de cenários representativos do comportamento de um intervalo de variáveis. Nesse sentido, a configuração mais apropriada é selecionada com base em um método de tomada de decisão sob a presença de risco.

O artigo (WU et al., 2013) propõe um método para determinar a otimização da localização de turbinas eólicas e da topologia de linhas de transmissão, responsáveis pela conexão à rede, usando técnicas inteligentes artificiais: o algoritmo genético é utilizado para determinação dos *layouts* ideais para o parque eólico *offshore* e o algoritmo de colônia de formigas (Ant Colony System - ACS) é utilizado para encontrar a topologia de conexão ideal. Além disso, o *wake effect*, os parâmetros reais dos cabos e as séries de velocidade do vento também são considerados nesta pesquisa.

Em (TAHERKHANI; HOSSEINI, 2013), um novo modelo de reforço de rede incorporando a conexão ótima de parques eólicos a sistemas de energia é proposto. Com base no modelo de reforço, novas linhas de transmissão são adicionadas à rede para eliminar o congestionamento das linhas de transmissão. Além disso, é apresentada uma metodologia para determinar as capacidades ótimas dos parques eólicos, as taxas de transferência das linhas de transmissão e o plano de reforço apropriado, enquanto se maximiza o benefício total usando a análise de custo-confiabilidade. Desta forma, o objetivo do problema de otimização proposto é dividido em um problema mestre e dois subproblemas, utilizando-se a decomposição de Benders nesse processo de estudo.

O trabalho (PHUANGPORNPIKAK; BHUMKITTIPICH, 2014) apresenta uma metodologia utilizando otimização por enxame de partículas para a alocação de uma única geração distribuída em um sistema de distribuição radial para reduzir as perdas de potência.

A metodologia é usada para encontrar a localização ótima da GD e o dimensionamento que corresponde à redução máxima de perda de potência. A análise do fluxo de carga no sistema de distribuição utilizou a metodologia de varredura *forward-backward*.

A referência (DAHMANI et al., 2014) discute uma abordagem baseada em um algoritmo genético para otimizar a topologia de conexão de uma rede de parques eólicos *offshore*. O objetivo principal é introduzir uma técnica de codificação de cadeia binária em uma topologia de rede. O processo de otimização das conexões das redes CA de média e alta tensão consideram o agrupamento radial de turbinas eólicas, o número e a localização das subestações elétricas *offshore* e o número de cabos de alta tensão. Outro aprimoramento consiste em remover configurações de rede impraticáveis, como projetos com cabos cruzados e, assim, reduzir o espaço de pesquisa de soluções.

Em (MOLINA-MORENO; MEDINA; CISNEROS-MAGAÑA, 2015), é proposto um algoritmo para localizar o posicionamento ideal dentre as barras do sistema para integrar parques eólicos com base no critério de minimizar as perdas elétricas usando a solução do problema de fluxo de potência para identificar o melhor ponto de conexão. O parque eólico é modelado como uma carga negativa, sendo possível conectar esta geração de energia às possíveis barras de conexão e obter a solução de fluxo de potência para cada ponto de conexão diferente.

Embora haja muitas pesquisas sobre a alocação ótima de geração distribuída envolvendo geração eólica, muitos desses estudos não conseguem incorporar a natureza estocástica do vento, o que pode levar a um resultado errado por não considerar essas incertezas. Para resolver essa questão, no trabalho (NARCISE; AGUIRRE, 2016) são utilizados diferentes modelos de GD eólica, comparando como a alocação ótima varia para diferentes modelos de GD eólica que incluem dados de vento para contabilizar a intermitência da GD. Um algoritmo genético é utilizado para determinar o local ótimo e o tamanho da GD.

Os parques eólicos estão situados principalmente em áreas onde há boas condições de vento. Investidores estão na ponta de um dilema de como encontrar o melhor lugar para a conexão de parques eólicos ao sistema de energia elétrica. Por outro lado, existem os operadores de sistemas de transmissão e distribuição. Os interesses de ambos os lados são muitas vezes divergentes, porque o melhor ponto de conexão do ponto de vista dos investidores não precisa ser o melhor lugar do ponto de vista dos operadores do sistema. Nesse contexto, o principal objetivo do trabalho (ZEŃCZAK, 2016) é discutir os principais problemas relacionados à escolha do melhor local para conexão de parques eólicos ao sistema de energia elétrica.

Em (OGUNJUYIGBE; AYODELE; AKINOLA, 2016), um algoritmo genético é utilizado para implementar um projeto multi-objetivo de um sistema de energia independente híbrido fotovoltaico/eólico/*split*-diesel/bateria para um típico edifício residencial

com o objetivo de minimizar o custo do ciclo de vida, emissões de CO₂ e potência de descarga. O algoritmo foi utilizado para estudar cinco cenários (fotovoltaico/bateria, eólico/bateria, gerador à diesel de grande porte, geradores à diesel de 3 divisões agregáveis, fotovoltaico/eólico/*split*-diesel/bateria) para um perfil de carga típico de um prédio residencial usando dados de vento e de radiação solar.

Nos últimos anos, a demanda de energia elétrica aumenta e a disponibilidade de fontes de geração convencionais tem se tornado limitada, sendo importante usar recursos de energia renovável nos sistemas de energia. Nesse contexto, a localização ideal de GD baseada em fontes renováveis no sistema de distribuição é uma questão desafiadora. O trabalho (SUDABATTULA; KOWSALYA, 2016) apresenta uma técnica eficaz baseada no algoritmo *cuckoo search* para determinar a alocação ótima de geradores eólicos no sistema de distribuição. O objetivo é reduzir as perdas de potência na rede.

Em (ALISMAIL; XIONG; SINGH, 2018), é apresentado um modelo de otimização robusta de distribuição para determinar a alocação ótima de parques eólicos em um sistema de energia, de modo que a potência esperada não atendida (*Expected Energy Not Served* - EENS) seja minimizada considerando-se incertezas da produção de geração de energia eólica e interrupções forçadas do gerador.

A referência (LAN et al., 2018) propõe uma estratégia de conexão de um parque eólico *offshore* a um sistema elétrico através de uma conexão HVDC, considerando as perdas de potência do retificador. A geração eólica é baseada em um gerador síncrono de ímã permanente, e o retificador não controlado é adotado para reduzir o custo e aumentar a confiabilidade.

Os autores do trabalho (GE et al., 2018) propõem uma metodologia que visa otimizar a conexão da rede em sistemas cuja matriz energética envolve geração eólica, solar, nuclear, armazenamento de energia e outras fontes de energia existentes em várias regiões, realizando o controle da programação em diferentes níveis.

O trabalho (SHUNJIANG et al., 2018) investiga os problemas causados pela conexão de parques eólicos em larga escala e ao mesmo tempo discute soluções viáveis para estas questões. Além disso, propõe um modelo de despacho correspondente para promover o consumo de energia eólica em grande escala na perspectiva da operação conjunta de geração de energia eólica com o armazenamento de potência proveniente desta fonte renovável, de forma a analisar a melhor localização para se conectar esses parques eólicos.

A referência (ROSA; GEREZ; BELATI, 2018) apresenta uma proposta para a solução do problema de alocação de GD utilizando o método do enxame de partículas (PSO) com o Fluxo de Carga Linearizado, usado para avaliar as soluções candidatas, ou seja, encarregado de obter o estado da rede para cada indicação de alocação da GD. A utilização de uma técnica alternativa na determinação do fluxo de potência, segundo os

autores, proporciona um ganho em tempo computacional na determinação das perdas de potência ativa e dos níveis de tensão em comparação com técnicas tradicionais. A metodologia proposta também garante melhorar o aproveitamento da potência elétrica ao aumentar os níveis de tensão dos sistemas estudados e ao diminuir o valor das perdas de potência ativa.

Em (KOLA et al., 2019), um novo algoritmo híbrido *grey wolf* (*Hybrid Grey Wolf Optimizer* – HGWO) é aplicado a uma rede de distribuição para resolver o problema de alocação ótima de GD. A natureza estocástica dos modelos de geração de energia solar e eólica é desenvolvida de forma que as incertezas associadas ao padrão de geração são modeladas como funções de distribuição probabilísticas. O algoritmo HGWO proposto é usado para a minimização de perdas de potência na rede e avaliação do índice de estabilidade de tensão das barras candidatas à conexão de GD.

A referência (OUAMMI; DAGDOUGUI; SACILE, 2019) propõe uma estrutura de decisão abrangente para planejar, através de um problema de otimização restrita, as plantas de energia eólica com seleção da melhor tecnologia a ser utilizada na rede de distribuição. A estrutura proposta visa maximizar o Valor Presente Líquido (VPL) associado ao investimento do parque eólico em um determinado horizonte de planejamento para vários locais candidatos à conexão. O projeto proposto considera vários fatores de custo, dados históricos de velocidade de vento e restrições de instalação de parques eólicos devido a questões de localização, considerações ambientais e restrições de segurança, no processo de tomada de decisões de planejamento ideal e seleção de tecnologia.

Em (GAO et al., 2019), os autores propõem uma metodologia para determinar a alocação ótima de capacidade eólica levando em consideração o impacto da incerteza na geração eólica através do método baseado em zonótopos, com o intuito de reduzir as possíveis violações nos limites de operação causados por flutuações desta energia renovável. A intermitência na geração da energia eólica é limitada por um zonótopo e, em seguida, é analisada através de um fluxo de potência linearizado para obter outro zonótopo, que captura todos os valores possíveis das variáveis de estado do sistema. O zonótopo limitante do estado é então adicionado ao modelo ótimo para quantificar e avaliar o impacto da incerteza de geração no desempenho estático do sistema.

O trabalho de pesquisa (FARZANA; MAHADEVAN, 2019) sugere uma estrutura para regular os fluxos de potência das linhas de transmissão dentro do limite estipulado. Esta análise é realizada em um ambiente de mercado de eletricidade desregulamentado por meio de reescalonamento com e sem fontes renováveis de energia. O problema do reescalonamento é enquadrado com a intenção de diminuir o custo do congestionamento. Ao contrário do método tradicional, a melhor localização para a alocação de fontes renováveis de energia é estabelecida utilizando um novo método baseado no preço marginal de localização ponderada. Os algoritmos de otimização *firefly* e de enxame de partículas

são empregados para obter as soluções ótimas.

Por fim, o artigo (ĐORđEVIĆ; ĐURIŠIĆ, 2019) apresenta um modelo matemático prático para a determinação do ponto ótimo de conexão de grandes parques eólicos à rede de transmissão. É apresentada uma análise comparativa dos custos de conexão de parques eólicos à rede de transmissão, considerando a distância entre a geração eólica e o Ponto de Acoplamento Comum (PAC). São feitos cálculos para diferentes valores de capacidade instalada do parque eólico e para diferentes níveis de tensão do PAC. Tais cálculos são amplamente aplicáveis e podem ser usados por operadores de sistemas de transmissão e desenvolvedores de usinas eólicas para otimizar e planejar a conexão de um parque eólico à rede de transmissão.

2.2.2 Máxima Penetração de Geração Eólica em Sistemas Elétricos de Potência

Dando início às pesquisas sobre o tema de máxima penetração de geração eólica em sistemas elétricos de potência, o trabalho (LIEW; STRBAC, 2002) refere-se a um estudo sobre a máxima penetração de geração eólica em redes de distribuição. Nesse cenário, a política operacional, em alguns casos, baseia-se na operação passiva da rede de distribuição, limitando a capacidade de geração conectada em condições extremas de carga mínima e geração máxima. Nesse contexto, três estratégias de controle alternativas são avaliadas para aumentar o nível de penetração de geração eólica na rede: redução da geração de energia eólica durante a baixa demanda; gerenciamento de potência reativa usando um compensador reativo; e controle de tensão coordenado por um transformador OLTC (*On-Load Tap Changer*). Um fluxo de potência ótimo é usado para quantificar os benefícios de esquemas de controle alternativos para vários níveis de penetração de geração eólica. O impacto desses esquemas nas perdas da rede também é avaliado.

Sabe-se que o aumento da penetração da geração eólica nas redes elétricas é benéfico e desejável, porém podem causar sérios problemas de estabilidade de tensão devido a sua intermitência. Com isso, é importante minimizar os impactos na estabilidade da tensão. Neste escopo, em (LE; SANTOSO, 2007) é proposto usar sistemas de armazenamento de energia (*Energy Storage Systems - ESS*) para controlar a intermitência da geração eólica. A solução proposta é compreendida em três etapas: (i) Quantificação dos impactos do parque eólico na estabilidade da tensão da rede; (ii) Determinação dos níveis aceitáveis de penetração da geração eólica; (iii) uso de ESS facilitar a integração da geração eólica. O objetivo final é aumentar a penetração da geração eólica, mantendo e/ou melhorando a estabilidade da tensão da rede.

O artigo (LI; CHAO; DAI, 2008) propõe um modelo de simulação considerando um sistema de compensação mútua hidráulico-eólico. No estudo, analisa-se a estabilidade dinâmica do sistema elétrico e do parque eólico. O algoritmo genético é utilizado com o intuito de se otimizar a penetração de geração eólica na rede.

Na referência (KALDELLIS; KAVADIAS; FILIOS, 2009), a metodologia é dedicada a estimar, de forma realista, a absorção máxima de geração eólica nas redes autônomas de ilhas elétricas. Para isso, os autores propõem um algoritmo numérico confiável e integrado, utilizando as informações disponíveis do sistema de geração para calcular a contribuição máxima de geração eólica aceitável no sistema, sob as restrições normais que o sistema impõe.

Em (BURKE; O'MALLEY, 2009a), com uma função de custo de otimização definida para minimizar um critério de custo econômico de infraestrutura de turbinas eólicas (ao escolher melhores regiões com recursos de vento), assume-se que um objetivo específico de penetração de geração eólica é inicialmente viável utilizando-se conexão de capacidade de vento firme. Porém, essa consideração não seria realista na maioria dos sistemas de energia com objetivos significativos e limitações de transmissão atuais. Em vez disso, o trabalho (BURKE; O'MALLEY, 2009b) tenta maximizar o potencial de geração eólica do sistema existente no curto prazo antes da expansão da transmissão, a longo prazo. Para este fim, a abordagem (BURKE; O'MALLEY, 2009a) é melhorada e estendida, com metas incrementais de penetração de geração eólica firme aplicadas a partir de um nível inicial mais baixo até atingir um limite, quando o modelo de otimização se torna inviável. Entretanto, analisa-se a sugestão de considerar o vento como uma fonte de geração de energia não-firme, abordagem que é realizada no estudo seguinte (BURKE; O'MALLEY, 2010).

Em (BURKE; O'MALLEY, 2010), os autores desenvolvem um estudo do problema da alocação ótima de capacidade de vento não-firme para uma determinada rede de transmissão. Com a amostragem histórica real de dados de vento usada para modelar variações de geração de energia eólica e interdependência espacial, o método de decomposição de Benders foi aplicado para explorar a estrutura da matriz de restrição diagonal de bloco em grande escala. São, também, examinados o perfil do vento, o perfil de demanda de carga, o preço do combustível e as sensibilidades de gerenciamento de contingências, demonstrando a importância na solução ideal de alocação de capacidade de vento.

As conexões de geração de energia não firmes podem ser necessárias para integração significativa do vento às redes de transmissão congestionadas. Nesse escopo, em (BURKE; O'MALLEY, 2011) é realizado um estudo dos fatores que influenciam essa redução de geração eólica associada. Neste artigo, os efeitos da estimativa da redução do vento da variabilidade do perfil do vento ao longo do ano, da incerteza do parâmetro da demanda do sistema e do preço do combustível e das restrições inerciais mínimas do sistema são estudados em detalhes.

Em (TAMIMI et al., 2010), dois métodos são propostos para determinar a dimensão de novos parques eólicos para maximizar os níveis de penetração eólica na rede. Em ambos os métodos, a dimensão de cada novo parque eólico é determinada usando um processo

iterativo em que seu tamanho é incrementado por um valor fixo e seu impacto nas margens de estabilidade de tensão é observado. Os parques eólicos que resultam em menor impacto negativo nos níveis de estabilidade são incrementados em suas dimensões até se atingir a instabilidade de tensão. Os resultados da aplicação do método proposto mostram que a penetração de geração eólica pode ser maximizada inserindo-se parques eólicos maiores em áreas onde o sistema de transmissão é mais robusto e possui melhores níveis de estabilidade de tensão.

O trabalho (YANG; ZHANG; YANG, 2010) propõe um modelo matemático de cálculo da capacidade máxima de injeção de potência eólica através do uso de um algoritmo de enxame de partículas aprimorado. Devido ao aumento da diversidade de partículas proposto neste estudo, pode-se efetivamente evitar o problema do mínimo local. Os resultados obtidos mostram que a máxima capacidade de geração eólica tem relação direta com a estrutura da rede, a localização do parque eólico e com características operativas do sistema.

Em (NICK et al., 2011) é apresentado um método para alocação ideal da capacidade de vento para locais remotos considerando os requisitos de conexão de transmissão. Os locais com potencial de vento e as capacidades de linhas de transmissão são otimizados simultaneamente, considerando as restrições do sistema, incluindo a rede de transmissão e as restrições da unidade de geração, bem como a relação entre os perfis de carga e velocidade do vento.

Os autores do trabalho (SREEDHARAN et al., 2011a) propõem uma metodologia para alcançar a máxima penetração de geração eólica de forma segura. Vários tipos de cenários, como o aumento de carga e o deslocamento de geração, são desenvolvidos para obter a máxima penetração. A estabilidade da rede em alto nível de penetração é obtida conduzindo-se uma análise de autovalores do sistema de potência. Todos os algoritmos de controle são alimentados pelo algoritmo de enxame de partículas, que ajusta os parâmetros da rede para alcançar a máxima penetração de geração eólica.

Em (SREEDHARAN et al., 2011b), é proposta uma nova metodologia para obter a máxima penetração de geração eólica através do posicionamento ideal e do ajuste de controladores FACTS (*Flexible AC Transmission System*). Um algoritmo baseado em otimização por enxame de partículas é desenvolvido para obter a máxima penetração instantânea ajustando-se os parâmetros da rede e as configurações do controlador FACTS.

O trabalho (AHMADI; GHASEMI, 2012) propõe um método para determinar o nível máximo de penetração de geração eólica baseado em geradores síncronos de ímã permanente e geradores de indução duplamente alimentados. O estudo leva em consideração, também, a estabilidade transitória do sistema de potência, bem como os critérios de segurança de frequência. Considerando a natureza probabilística da velocidade do vento, a análise de estabilidade transitória probabilística é introduzida e aplicada para

se determinar o nível máximo de penetração de geração eólica.

Dentro de estudos relacionados à alocação não-firme de geração eólica, buscando-se a integração máxima da geração eólica em regiões distantes em um sistema de energia com transmissão restrita, o estudo (FALLAHI et al., 2014) aborda o tema de armazenamento de energia na alocação ótima de capacidade de geração eólica em um sistema de energia a partir de locais de geração distantes dos centros de carga. Os resultados desse trabalho mostram que o uso de sistemas de armazenamento de energia pode diminuir a variação da produção de parques eólicos, bem como o custo total, incluindo custos de investimento e operação, e aumentar a penetração de geração eólica no sistema de energia.

Uma nova abordagem para planejar o dimensionamento das unidades de Geração Distribuída, considerando as configurações multi-GD, é apresentada em (KAABI; ZEINELDIN; KHADKIKAR, 2013). Esse estudo é proposto baseando-se em uma técnica de Fluxo de Potência Ótimo multi-temporal e com multi-configuração que permite um melhor planejamento para determinar as capacidades ótimas de GD em diferentes locais.

Em (MASOOD; YAN; SAHA, 2014), propõe-se uma metodologia para estimar o nível máximo de penetração da geração eólica para garantir uma resposta em frequência adequada em um sistema de potência. A frequência “nadir” e taxa de mudança de frequência após uma interrupção do maior gerador de uma rede são levadas em consideração no estudo. O estudo revela que os principais fatores que afetam a penetração máxima da geração eólica podem ser a inércia do sistema, a proporção de geração e o índice de sensibilidade à frequência (este possui maior impacto).

Levando-se em consideração o cenário de aumento da penetração de geração oriunda de fontes renováveis de energia ao sistema e o conseqüente congestionamento da rede, com especial atenção aos casos de sobrecarga advindo de conexões com redes fracas e longe dos centros de carga, o artigo (BERGH et al., 2015) busca fazer um estudo em cima da reorganização programada da geração e do consumo. Para isso, são estudados o impactos de três fatores na quantidade e no custo de redespacho: (i) fluxo de potência no sistema elétrico, (ii) aumento na geração de energia renovável em áreas remotas e (iii) o critério de segurança “ $N - 1$ ”.

Uma abordagem probabilística considerando as características de pico de geração de energia eólica é proposta em (JIANG; CHEN; XIANG, 2015) para determinar o nível máximo de penetração da geração eólica no sistema. Para avaliar o efeito das características de pico de vento é necessária uma simulação detalhada das distribuições de velocidade do vento/carga durante um longo período. Baseado na possibilidade de programação restrita, um modelo de avaliação de nível de penetração de geração eólica é desenvolvido neste estudo. O processo de otimização é obtido usando o algoritmo de otimização de enxame de partículas melhorado baseado na simulação de Monte-Carlo. Além disso, são realizadas análises de sensibilidade para avaliar o efeito de outros parâmetros no nível máximo de

penetração.

Como é de conhecimento, o aumento da integração da capacidade eólica resulta em deslocamento da potência ativa de geradores convencionais e uma redução nas fontes de potência reativa disponíveis. Nesse sentido, a estabilidade da tensão pode tornar-se uma preocupação importante para a operação do sistema de energia. Assim, é importante considerar restrições CA no planejamento ótimo da geração eólica (em longo prazo) a fim diminuir a possibilidade de uma alocação de capacidade eólica que requer ajustes caros da perspectiva da operação do sistema de energia (em curto prazo). Nesse escopo, o trabalho (BAKHTVAR; KEANE, 2015) propõe um procedimento para a alocação ótima de capacidade eólica com o objetivo de se beneficiar do potencial dessa alocação para aumentar a margem de estabilidade de tensão do sistema. O procedimento é baseado em um fluxo de potência ótimo com restrições de estabilidade de tensão e condições multi-operacionais.

Em (IESSA et al., 2016), é proposto um novo método para determinar o nível máximo de penetração de geração eólica utilizando o índice de desvio de frequência transitório (*Transient Frequency Deviation Index* - TFDI) e com base na frequência de inércia do sistema. Com isso, obtém-se o nível ótimo de geração eólica enquanto o sistema preserva a frequência de operação em valores aceitáveis.

O estudo (CHANG; WU; CHEN, 2016) tem como objetivo determinar a penetração máxima de geração eólica permitida para um sistema de energia de Taiwan. Para avaliar a penetração máxima da geração eólica, os autores discutem os resultados obtidos através da solução do fluxo de carga e de análise de estabilidade.

A referência (KAPETANAKI et al., 2017) apresenta uma metodologia probabilística para maximizar a capacidade da geração eólica enquanto melhora a confiabilidade do sistema. As capacidades das unidades de geração eólica conectadas são inicialmente determinadas usando um método desenvolvido pela indústria. Uma abordagem probabilística é aplicada para o planejamento do dia seguinte, a fim de encontrar a previsão de geração eólica máxima injetável através de um fluxo de potência ótimo. A melhoria da utilização do recurso de geração eólica é obtida com a instalação de dispositivos FACTS e a utilização de classificações climatológicas em tempo real.

Com o aumento da penetração de geração eólica, os sistemas de energia estão em transição de sistemas bem conhecidos baseados em geradores síncronos para a geração intermitente do vento, com implicações crescentes para em sua estabilidade. As questões de interesse variam com o tamanho do sistema, nível de penetração do vento, distribuição geográfica e tipo de turbina, topologia da rede, estrutura do mercado de eletricidade, entre outros fatores. Nesse contexto, o trabalho (FLYNN et al., 2017) discute os impactos técnicos dos altos níveis de penetração da geração eólica na estabilidade do sistema de potência.

O trabalho (SULAEMAN et al., 2017) apresenta um novo método para determinar a penetração ótima de parques eólicos em um sistema de energia. Determinar os níveis ótimos de penetração dos parques eólicos com base na melhoria da confiabilidade do sistema é um fator importante no planejamento de estudos. No entanto, essa tarefa requer cálculos repetitivos dos índices de confiabilidade e do valor da capacidade de geração de energia eólica. Neste cenário, um algoritmo genético é utilizado em conjunto com o método de avaliação de confiabilidade baseado em convolução discreta para calcular o valor ótimo de penetração de geração eólica.

Um novo método para determinar a penetração máxima da geração eólica em uma rede interconectada é proposto em (VICENTE; CAIRE; HADJSAID, 2017). A metodologia é baseada na simulação de Monte-Carlo considerando carga, um intervalo de variações da velocidade do vento aplicado em perdas de máquinas, representando o caso base para determinar a penetração máxima da geração eólica.

O objetivo do trabalho (CÁRDENAS; CEPEDA; ECHEVERRÍA, 2018) é fazer uma análise sobre a disposição de reserva girante no sistema elétrico Equatoriano, que deverá ser considerada para compensar as possíveis flutuações causadas pela penetração futura de geração de energia renovável intermitente. Para este propósito, os modelos de geração estocásticos convencionais devem primeiramente ser determinados com base nas funções mensais de distribuição de probabilidade. Para este objetivo, uma nova metodologia para determinar uma função de distribuição de probabilidade média, representando o comportamento de todo o ano de cada planta, é proposta. Esta metodologia é desenvolvida usando o conceito matemático de convolução. Os modelos de geração determinados, juntamente com os modelos de carga e de geração eólica, são processados através da simulação de Monte Carlo, a fim de determinar os índices de confiabilidade para o sistema. Finalmente, com base nos resultados de adequação de geração estocástica, uma nova metodologia para estimar a penetração máxima de geração eólica em sistemas de energia elétrica, com característica majoritariamente hidrotérmica, é proposta. Os resultados obtidos permitem recomendar níveis adequados de capacidade instalada de geração eólica e sugerir ações operacionais adequadas a fim de garantir capacidade de reserva suficiente para enfrentar as flutuações causadas pela geração intermitente.

Reduções na inércia do sistema devido ao aumento dos níveis de penetração de geração eólica podem resultar em problemas de estabilidade de frequência. Portanto, é necessário fornecer um método abrangente para estimar o nível máximo de geração de energia eólica que possa manter a frequência de um sistema dentro dos limites de segurança permitidos após uma grande perturbação. Nesse contexto, em (DAI; TANG; WANG, 2019) é proposto um método para estimar o nível máximo de penetração de geração eólica que considera o efeito cumulativo da frequência. O método estabelece um modelo de resposta média à frequência do sistema de geração de energia eólica e depois calcula as

características correspondentes da trajetória da resposta em frequência.

Por fim, o trabalho (COTIA; BORGES; DINIZ, 2019) avalia algumas questões econômicas importantes que surgem com o aumento da penetração de geração eólica em sistemas hidrotérmicos. É mostrado que pode ser necessário restringir a injeção de energia eólica na rede para reduzir o custo total de operação, mesmo em sistemas predominantemente hídricos, que são muito adequados para compensar a variabilidade na energia eólica. Na abordagem aplicada neste trabalho, para a programação de operação diária de sistemas hidrotérmicos, embora as usinas eólicas sejam projetadas para serem despachadas com prioridade em comparação com outras fontes, sua injeção de energia na rede não é tratada como obrigatória. Assim, o nível de geração de cada usina eólica se torna uma das variáveis de decisão do despacho ideal de geração do sistema e, portanto, a geração eólica pode ser reduzida não apenas devido aos requisitos de viabilidade, mas também para se obter uma operação mais econômica.

2.2.3 Temas Correlatos

Conforme mencionado na Seção 2.1, durante o processo de pesquisa bibliográfica acerca das publicações científicas existentes nos temas principais desta tese, ou seja, “conexão ótima de parques eólicos” e “máxima penetração de geração eólica”, foram encontrados alguns trabalhos nos temas de “integração de parques eólicos à rede elétrica” e “planejamento da expansão de sistemas com geração eólica” com contribuições significativas ao estudo desenvolvido nesta tese. Sendo assim, optou-se por apresentá-los nesta subseção extra denominada “temas correlatos”. Lembrando que, caso seja de interesse um estudo mais aprofundado nestes temas, sugere-se uma busca mais ampla de publicações envolvendo estes conteúdos.

2.2.3.1 *Integração de Parques Eólicos à Rede Elétrica*

Iniciando a apresentação dos trabalhos científicos publicados no tema “integração de parques eólicos à rede elétrica”, o trabalho (KOUTIVA et al., 2006) discute o comportamento de um elo de transmissão de corrente contínua (HVDC) baseado em conversores de fonte de tensão (VSC), que alimenta uma rede CA com potência gerada a partir de um parque eólico *offshore*. Usando o programa de simulação PSCAD/EMTDC, o estudo foi realizado nos regimes permanente e transitório. Os resultados mostram que o elo CC fornece potência do parque eólico à rede, mantendo as flutuações de tensão CA em um nível aceitável no ponto de acoplamento comum. Além disso, a penetração máxima de geração eólica é alcançada graças à capacidade de controle de ajuste de frequência do estator dos geradores de indução do parque eólico em relação à velocidade do vento.

No cenário de que a integração da geração de energia eólica cria novas preocupações para os engenheiros operacionais em um sistema de energia e de que, ao contrário das fontes

convencionais de geração de energia, os geradores de energia eólica fornecem potência de forma intermitente, devido à incerteza nos parâmetros relacionados ao vento; o trabalho (SIAHKALI; VAKILIAN, 2010) apresenta um modelo probabilístico de incerteza de carga e de geração energia eólica que pode ser usado no planejamento de operação (com durações de até um ou dois anos). No estudo é proposto um modelo estocástico para simular o *status* operativo das unidades que são diretamente afetadas pelas incertezas da geração de energia eólica.

Na referência (GU; MCCALLEY; NI, 2012) é proposto um modelo análise da integração de parques eólicos à rede, de planejamento de expansão de geração e um modelo de planejamento de expansão de transmissão para informar as decisões de investimento vistas de perspectivas de empresas de geração e transmissão, respectivamente. Além disso, foi apresentado um novo procedimento computacional de planejamento de expansão do sistema capaz de coordenar o investimento de geração e transmissão.

Em (REDDY; ABHYANKAR; BIJWE, 2012), foi proposto um mecanismo de compensação de mercado para um sistema de energia com perfil de geração eólico-térmico, incluindo incertezas na geração de energia eólica e na demanda de carga. O comportamento estocástico da velocidade do vento e da energia eólica é representado pela função de densidade de probabilidade (*Probability Density Function* – PDF) de Weibull e a demanda de carga é representada pelo PDF normal. No trabalho, foram considerados dois objetivos: minimização total de custos e minimização do nível de risco do sistema. O objetivo de minimização de custo total inclui custos devido à superestimação e subestimação da energia eólica disponível, e demanda de carga, juntamente com o custo de energia fornecido por geradores térmicos convencionais e geradores eólicos. O nível de risco do sistema é considerado outro objetivo, porque a previsão da geração eólica é incerta e altamente dependente das condições climáticas. O modelo de compensação do mercado proposto otimiza ambos os objetivos usando o Algoritmo Evolutivo Multi-objetivo Pareto de Força 2+ (*Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2+ - SPEA 2+*).

Baseando-se no sistema de transmissão Croata, o trabalho (CAPUDER et al., 2013) tem por objetivo fazer um estudo de inserção de grandes parques eólicos à rede. Para isso, os autores propõem um modelo preciso e detalhado para avaliações de fluxo de potência e de níveis de tensão em cima de variados projetos de conexão de parques eólicos ao sistema já existente. Na análise em estudo, consideraram-se soluções aceitáveis tanto para os investidores quanto para o operador do sistema de transmissão.

Em (JIANG; ZHANG; WANG, 2012), o método Monte Carlo é utilizado para se avaliar a confiabilidade do sistema. A geração eólica é adicionada em diferentes capacidades e se analisa novamente a confiabilidade do sistema. A alteração dos parâmetros antes e depois da adição de potência eólica é avaliada e o efeito da geração eólica na confiabilidade do sistema de potência é estudado. Os parâmetros derivados da avaliação de confiabilidade

são tratados como restrições para que a potência de reserva seja otimizada via métodos de otimização estocásticos.

Na referência (SIANO; MOKRYANI, 2013) realiza-se uma avaliação probabilística do impacto da integração da geração eólica em redes de distribuição. Para realização do estudo, foi proposto um modelo de simulação de Monte Carlo combinada com FPO baseado no mercado, considerando diferentes combinações de geração de energia eólica com a demanda de carga ao longo de um ano. A simulação de Monte Carlo é usada para modelar as incertezas relacionadas às variações estocásticas da geração de energia eólica e da demanda de carga enquanto o bem-estar social é maximizado por meio do FPO baseado no mercado com restrições intertemporais. A metodologia probabilística proposta permite avaliar a quantidade de potência eólica que pode ser injetada na rede, bem como o impacto da penetração da geração eólica sobre o bem-estar social e sobre os preços marginais de distribuição.

O trabalho (SAHIN; SHAHIDEHPOUR; ERKMEN, 2012) apresenta um método estocástico para alocação de reservas ótimas de geração energia, levando-se em consideração os erros de previsão horária de geração eólica e de carga. A abordagem utiliza o modelo *unit commitment* estocástico com restrições de segurança (*Stochastic Security-Constrained Unit Commitment - SCUC*) e uma programação estocástica de dois estágios para a programação diária de geração de energia eólica e de unidades convencionais, considerando o critério de segurança “ $N - 1$ ”. O efeito da resposta agregada da demanda por hora é considerado como um meio de mitigar as violações da transmissão quando há incertezas. O modelo proposto de Programação Inteira Mista (*Mixed-Integer Programming - MIP*) aplica o método de Monte Carlo, para representar a geração de energia eólica por hora, e os erros de previsão da carga do sistema.

Ainda no cenário de constante preocupação de integração de geração eólica a redes de transmissão existentes, a referência (MOGO; KAMWA; CROS, 2016) propõe um modelo para realizar a alocação ótima de unidades geradoras à rede, ao mesmo tempo em que determina a alocação geográfica da reserva requerida, por meio de Programação Inteira Quadrática Mista (*Mixed Integer Quadratic Programming - MIQP*). O objetivo é a identificação de adaptações do sistema que levam a uma penetração de geração eólica melhorada e a uma operação mais eficiente do sistema de energia. Os autores destacam ainda que tais modelos podem ser considerados como uma solução para ajudar a aliviar os altos custos relacionados à geração de vento com incertezas, ao mesmo tempo em que permite a sua penetração contínua na rede.

Em (SREEDEVI et al., 2016), um estudo de caso baseado no maior parque eólico da Índia foi apresentado para estudar os vários impactos que o aumento penetração da geração eólica na rede pode gerar em aspectos operacionais do sistema, como na estabilidade, no nível máximo de penetração de geração eólica, nos níveis de tensão e no fornecimento de

potência reativa.

A crescente penetração da geração eólica faz com que seja um problema crítico manter a operação do sistema de energia em níveis aceitáveis de segurança. Nesse contexto, o estudo (MA et al., 2017) propõe uma estratégia de despacho econômico com restrições de segurança que considera a otimização da seleção de estados do sistema e da alocação de reserva girante. A seleção do estado do sistema é avaliada pelo critério de probabilidade de ocorrência. Considerando os impactos da integração de geração eólica na probabilidade de indisponibilidade operacional do sistema, o modelo de interrupção de proteção de sobrecorrente e o modelo de interrupção de proteção de tensão são empregados para calcular as probabilidades de interrupção operacional das linhas de transmissão e dos geradores, respectivamente. A decomposição de Benders é utilizada para incluir o problema de contingência no subproblema de despacho de geração e no subproblema de alocação de reserva girante.

O artigo (HANUMESH; HR, 2018) analisa o planejamento ótimo do sistema de potência com geração distribuída com o uso de compensadores de potência ativa e reativa. O planejamento da compensação de potência reativa por alocação de GD é o principal problema no sistema de distribuição. Quando se planeja o posicionamento da GD, a análise de custos torna-se, também, uma grande preocupação. E se as GDs operarem como compensadores de potência reativa, isso se torna muito útil na manutenção da qualidade de energia. O problema é formulado e resolvido usando as técnicas metaheurísticas *Cuckoo Search Algorithm* (CSA) e *Particle Swarm Optimization* (PSO).

Por fim, a referência (MOHANDÉS et al., 2019) faz uma revisão sobre os trabalhos na literatura acerca dos principais conceitos de flexibilidade do sistema de potência, índices de flexibilidade e implementação do conceito de flexibilidade na segurança do sistema de potência; em sistemas com alta penetração de geração eólica. O artigo discute a origem do problema da reserva, o significado de reserva, sua classificação técnica e os aspectos econômicos relacionados, destacando o efeito das energias renováveis nesse contexto.

2.2.3.2 Planejamento da Expansão de Sistemas com Geração Eólica

Inicialmente, a referência (BRESESTI; KLING; VAILATI, 2008) apresenta uma visão geral das principais questões relativas à expansão do sistema de transmissão europeu para a conexão e para a integração de parques eólicos *offshore*. Estas questões estão basicamente relacionadas com: as soluções de conexão de parques eólicos *offshore* (infraestruturas no mar); o reforço do sistema de transmissão *onshore* para acomodar a potência gerada pelos parques eólicos, garantindo a segurança do sistema; e opções para facilitar os investimentos em transmissão (definição de projetos prioritários, esquemas de apoio ao financiamento, marcos regulatórios).

Em (MOEINI-AGHTAIE; ABBASPOUR; FOTUHI-FIRUZABAD, 2012), é pro-

posto um novo algoritmo de planejamento de expansão da transmissão Multi-Objetivo (MO) considerando geração de energia através de parques eólicos. A função objetivo utilizada no estudo de planejamento da expansão da transmissão levam em consideração custo de investimento, custo de risco e custo de congestionamento. A combinação da simulação de Monte Carlo e do método de estimativa de pontos (*Point Estimation Method* - PEM) foi implementada para investigar os efeitos das incertezas na rede.

O trabalho (ORFANOS; GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2012) propõe uma abordagem eficiente para o planejamento probabilístico da expansão da transmissão (*Transmission Expansion Planning* - TEP), que considera as incertezas de carga e de geração de energia eólica. O algoritmo de decomposição de Benders em conjunto com a simulação de Monte Carlo é usado para lidar com o estudo de TEP proposto. O efeito da análise de contingência, da carga e principalmente das incertezas da geração eólica nas configurações e nos custos da expansão da rede são considerados no estudo. O método apresentado pode ser usado efetivamente para estudar o efeito do aumento da integração de geração eólica no TEP de sistemas com altas incertezas de geração eólica.

A referência (UGRANLI; KARATEPE, 2013) propõe um novo método para minimizar a potência eólica total desperdiçada e o custo de investimento. Simultaneamente, determinam-se a localização ideal e o número de novas linhas a serem adicionadas ao sistema. A principal contribuição deste trabalho é definir uma nova função objetivo que possa lidar com o problema de TEP considerando os parques eólicos. O método proposto é composto por três etapas: preparação de dados de vento e de carga, despacho econômico baseado em um FPO com abordagem CC e otimização baseada em algoritmo genético.

O objetivo do trabalho (RATHORE; ROY, 2016) é minimizar o custo total do sistema, incorporando geração eólica e veículos elétricos (*Plugin-Electric Vehicles* - PEVs). A metodologia proposta vem em contraste com estudos convencionais, nos quais o custo de investimento da linha de transmissão é minimizado sem considerar o dinamismo do sistema. Além disso, o planejamento da rede de transmissão aumenta a competitividade do mercado de energia. Nessa situação, o TEP desempenha um papel importante na avaliação das necessidades de investimentos em construção de novas linhas de transmissão. Hoje em dia, a prática do planejador de rede é utilizar mais recursos de energia renovável, veículos elétricos e implementação de diferentes tarifas de preço de eletricidade. Nesse contexto, este artigo propõe um modelo matemático para a solução do efeito combinado do uso de veículos elétricos e de integração de geração eólica com o programa de resposta de demanda (*Demand Response* - DR), baseado no estudo do problema de planejamento da expansão da rede de transmissão. Para resolver este problema não-linear e não-convexo, um algoritmo de otimização bioinspirado em colônias de abelhas (*Gbest-Guided Artificial Bee Colony Algorithm* - GABC) é aplicado na metodologia devido a sua robustez.

Em (LUMBRERAS; RAMOS, 2016), é realizada uma revisão crítica sobre o

planejamento da expansão da transmissão, concentrando-se em seus desenvolvimentos mais recentes. Analisam-se os desafios atuais ao planejamento de transmissão com a inserção de fontes renováveis de energia e ilustram-os com alguns exemplos de TEP em um contexto europeu. Em seguida, propõe uma taxonomia de decisões de modelagem e métodos de solução para este problema, ligando-os a alguns de seus principais trabalhos representativos na literatura, com ênfase nos avanços mais recentes. Essas alternativas são comparadas criticamente, fornecendo *insights* que podem orientar pesquisadores ou profissionais ao realizarem estudos neste escopo.

A referência (GBADAMOSI; NWULU; SUN, 2018) propõe um modelo de otimização multi-objetivo que inclui a minimização dos custos de investimento de novas unidades de parques eólicos *offshore*, custos de investimento de novas linhas de transmissão, custos de combustível, emissões dos geradores de combustíveis fósseis e a maximização de incentivos para novas unidades geradoras. O modelo matemático pode ser usado para determinar o planejamento de expansão ideal de geração e transmissão considerando o impacto da localização e de taxas relacionadas à geração de energia eólica *offshore* na capacidade e na eficiência geral do sistema.

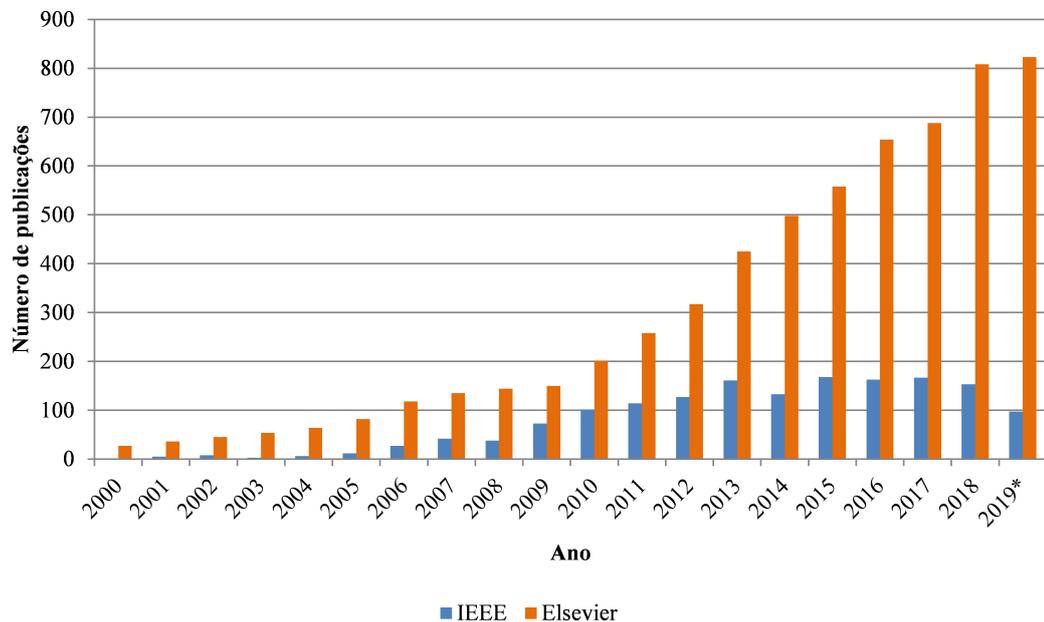
Por fim, (GOMES et al., 2019) apresenta um novo modelo de TEP estocástico para sistemas hidrotérmicos com inserção de fontes de energia renováveis. As incertezas relacionadas à velocidade do vento, condição hidrológica, irradiação solar, disponibilidade de equipamentos e demanda elétrica são consideradas. Além disso, a visão holística de planejamento e o comportamento real da rede CA são considerados pela representação ano a ano das decisões de investimento e pelo modelo completo do FPO CA. A abordagem proposta foi conduzida pelo algoritmo evolutivo de enxame de partículas (EPSO) e considera como critério de decisão os custos totais do sistema compostos pelos custos de investimento, operação e energia não servida. Além disso, o critério de segurança “ $N - 1$ ” foi considerado na abordagem proposta.

2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo teve como objetivo reunir os principais trabalhos contidos no estado da arte envolvendo os temas “conexão ótima de parques eólicos” e “máxima penetração de geração eólica”, destacando-se as técnicas de análise utilizadas e as restrições consideradas em cada estudo, de modo a adquirir o conhecimento necessário para a avaliação crítica do presente trabalho. Além disso, algumas publicações selecionadas, pertencentes aos temas “integração de parques eólicos à rede elétrica” e “planejamento da expansão de sistemas com geração eólica”, foram também acrescentadas a este capítulo por possuírem contribuições significativas a esta tese.

Devido aos diversos desafios e oportunidades advindos da crescente inserção de parques eólicos *offshore* a sistemas elétricos de potência, nas últimas décadas, vários

Figura 8: Número de trabalhos publicados, considerando a palavra-chave “*offshore wind farm*”, nas bases de dados IEEE (IEEEEXPLORE, 2019) e Elsevier (ELSEVIER, 2019).



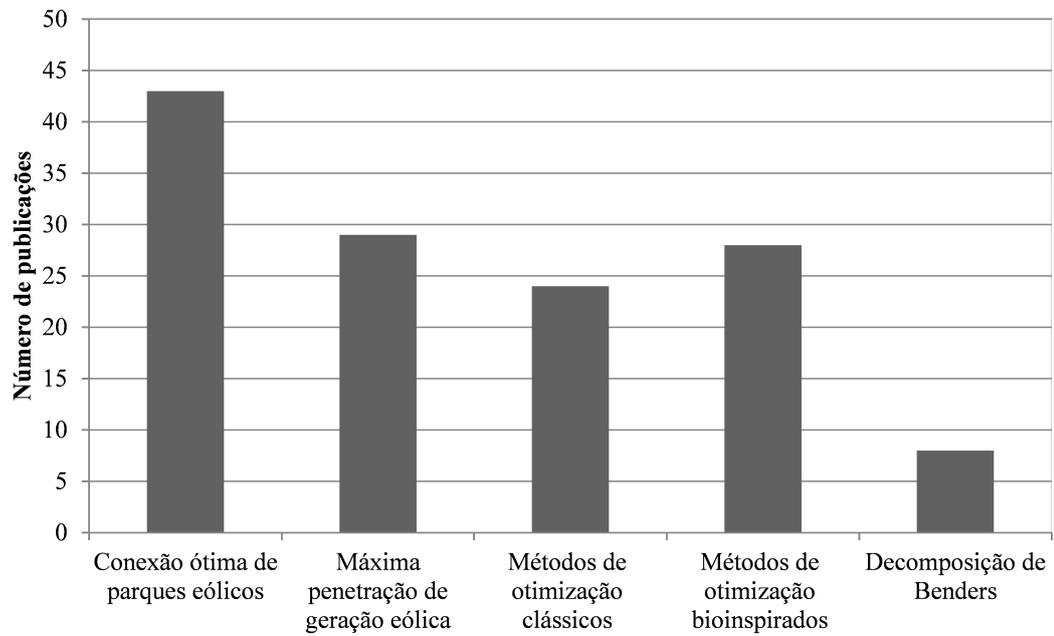
* Número de publicações encontradas até a data 01/10/2019.

Fonte: Próprio autor.

trabalhos vêm sendo publicados nesse tema de pesquisa. A Figura 8 mostra o número de trabalhos publicados, considerando a palavra-chave “*offshore wind farm*”, nas bases de dados IEEE (IEEEEXPLORE, 2019) e Elsevier (ELSEVIER, 2019). Observe o crescimento no número de artigos publicados em conferências e em periódicos ao longo dos anos.

No decorrer do estudo detalhado e aprofundado das referências apresentadas neste capítulo, foi realizado um levantamento quantitativo acerca do número de trabalhos publicados nos temas “conexão ótima de parques eólicos” e “máxima penetração de geração eólica”. Além disso, verificou-se, na relação de publicações, as técnicas de análise utilizadas em cada estudo, destacando-se o montante de pesquisas que empregaram “métodos de otimização clássicos”, “métodos de otimização bioinspirados” e “decomposição matemática de Benders”; temas, estes, que são de interesse para o estudo realizado nesta tese. A Figura 9 apresenta graficamente esta análise quantitativa.

Figura 9: Número de trabalhos publicados por temas e por métodos de análise.



Fonte: Próprio autor.

3 METODOLOGIA I

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A formulação baseada em Programação Não Linear com Fluxo de Potência Linearizado (PNL-CC), apresentada neste capítulo, tem por objetivo principal determinar o ponto ótimo de conexão de um Parque Eólico *Offshore* em um sistema de transmissão com o intuito de maximizar a capacidade de geração eólica, considerando a minimização de perdas e o critério de segurança “ $N - 1$ ”. Esta metodologia é concebida a partir do estudo realizado na referência (BURKE; O’MALLEY, 2009b).

No presente capítulo desta tese, a abordagem linear é utilizada, assim como em outras referências da literatura especializada, por proporcionar uma resolução aproximada do problema, aceitável em algumas análises, com viabilidade computacional, haja vista que a abordagem não linear é mais dispendiosa computacional e, em alguns casos, inviável para aplicação.

3.1.1 Contribuições da Metodologia I

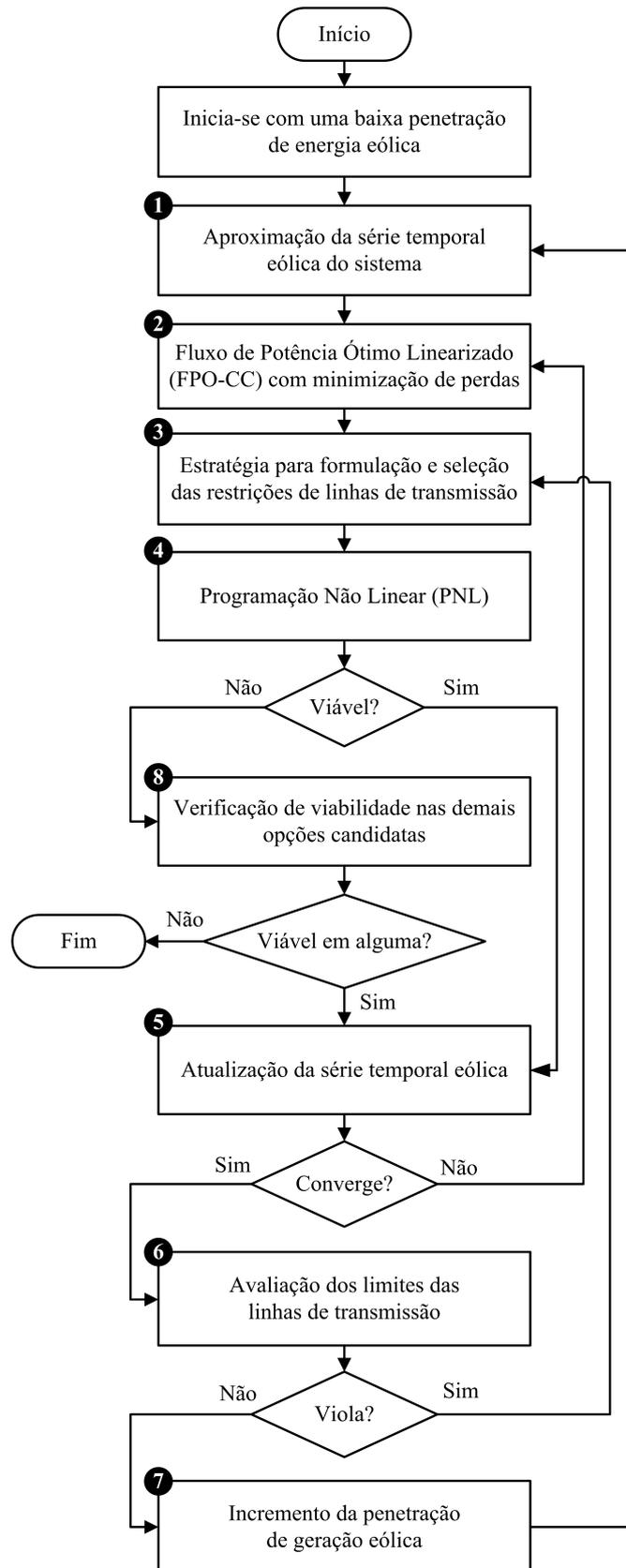
As principais contribuições da presente metodologia, apresentada neste capítulo, podem ser sumarizadas da seguinte forma:

- Uma nova e eficiente metodologia para determinar o ponto ótimo de conexão de um PEO em um sistema elétrico *onshore*, utilizando uma otimização baseada em PNL-CC. Nesta abordagem, a injeção de potência eólica no sistema inicia-se em baixos níveis, sendo incrementada até o momento em que a máxima penetração de geração eólica viável é obtida, de forma segura e com mínimas perdas no sistema de transmissão.
- Uma estratégia para representar as restrições de linhas de transmissão no problema de otimização, capaz de permitir a incorporação eficiente do critério de segurança “ $N - 1$ ” para a análise de segurança.

3.2 MODELAGEM MATEMÁTICA DA FORMULAÇÃO PNL-CC

Inicialmente, assume-se que o sistema de transmissão existente opera descongestionado (os fluxos de potência nas linhas não violam os limites ‘ L_{km} ’ estabelecidos) e que a adição de uma nova capacidade de geração eólica ‘ C_k ’ deve preservar esta situação. Assim, um baixo nível de penetração ‘ δ ’ é avaliado para se garantir esta viabilidade. Em seguida, obtendo-se uma solução viável, a penetração de geração eólica ‘ δ ’ é incrementada em pequenos níveis discretos até o momento em que a conexão desta geração renovável não seja mais viável sem que ocorra o congestionamento do sistema. A Figura 10 apresenta o fluxograma da metodologia PNL-CC.

Figura 10: Fluxograma da formulação PNL-CC - Metodologia I.



Fonte: Próprio autor.

Na Etapa 1, é construída a série temporal inicial de geração eólica, oriunda de dados históricos de vento e de geração do PEO. Esta série é utilizada na Etapa 2 em que é realizado um Fluxo de Potência Ótimo Linearizado (FPO-CC) com minimização de perdas para se obter as gerações convencionais do sistema que atendam a uma série de carga líquida. Na Etapa 3, um modelo de Fluxo de Potência Linearizado (CC) (STOTT, 1974; STOTT; JARDIM; ALSAÇ, 2009; KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994; MONTICELLI, 1983) utiliza essas séries temporais de despacho horário de geração e de potência eólica (normalizada em 1-MW), para obter uma solução de fluxo de potência que permita identificar quais são as linhas de transmissão que apresentam capacidade de potência ativa violada. A partir daí, as linhas violadas definem restrições de desigualdade lineares relacionadas aos limites de transmissão, que serão posteriormente inseridas no problema de otimização PNL, na Etapa 4.

O objetivo da Etapa 4 é determinar o ponto ótimo de conexão do PEO no sistema elétrico, que garanta a máxima injeção de geração eólica para o nível de penetração atual. Nesta etapa, as variáveis de decisão do problema de otimização são as capacidades de geração eólica ' C_k ' para cada barra candidata ' k '. Se a PNL encontrar uma solução viável, a série temporal eólica é atualizada na Etapa 5. Observe que a série temporal atualizada na Etapa 5 pode não corresponder à série que havia sido introduzida no FPO-CC. Nesse caso, para se garantir o equilíbrio entre geração e carga, as Etapas 2-5 são novamente executadas até que a série temporal de geração eólica de saída da Etapa 5 seja numericamente próxima à série introduzida na Etapa 2, atingindo determinado critério de convergência.

Depois de se obter a convergência do processo que compreende as Etapas 2 a 5, se a solução for viável, será feita, na Etapa 6, uma avaliação para verificar a presença de linhas de transmissão violadas. Se alguma violação for identificada, o processo iterativo das Etapas 3-6 será repetido até que nenhuma violação seja detectada. Em seguida, a penetração da geração eólica é incrementada, no Passo 7, e todo o processo é repetido até o momento em que seja atingido um nível de penetração eólica não viável na Etapa 4.

Sendo detectada a inviabilidade de operação no nível de penetração em questão, o algoritmo segue à Etapa 8, em que realiza-se uma verificação de viabilidade em relação às demais opções candidatas, de forma a garantir que a solução encontrada não seja um ótimo local. Se houver alguma solução viável dentre as demais opções candidatas, o algoritmo retorna à Etapa 5 e segue o processo indicado pelo fluxograma da Figura 10. Caso seja confirmado que não há viabilidade nas demais opções de conexão candidatas, identifica-se o valor de penetração viável imediatamente anterior, obtendo-se, assim, o ponto ótimo de conexão do PEO associado à máxima capacidade de geração eólica viável para o sistema sob análise.

Nos tópicos a seguir, cada etapa da metodologia proposta neste capítulo é discutida em detalhes.

3.2.1 Etapa 1 - Aproximação da Série Temporal Eólica do Sistema

Para realizar o estudo de despacho das gerações convencionais com minimização de perdas, se faz necessário ter informações a respeito da série temporal de geração eólica do sistema. O parque eólico *offshore* terá um determinado fator de capacidade ‘ λ ’ e variações individuais em sua série temporal de geração eólica. Portanto, a série temporal de potência eólica de saída total do sistema, que será introduzida na etapa do FPO-CC, não pode ser definida com precisão antes de se completar a etapa de otimização (Etapa 4), na qual será definida a capacidade de potência eólica. Entretanto, inicialmente, pode-se considerar que a série temporal de potência eólica total do sistema converge para uma série de tempo geograficamente suavizada ou aproximada, definida por ‘ t_h^{APR} ’ (BURKE; O’MALLEY, 2009b).

A capacidade de geração eólica total aproximada ‘ C^{APR} ’ (MW) necessária para atender a uma proporção da demanda total de carga, através de geração eólica, pode ser determinada pela Equação (3.2). Em que, ‘ $D^{média}$ ’ (MW) representa a demanda média, conforme a Equação (3.1), ‘ λ ’ (%) é o fator de capacidade do PEO e ‘ δ ’ (%) é o nível de penetração eólica sob análise (BURKE; O’MALLEY, 2009b).

$$D^{média} = \frac{\sum_{h=1}^{horas} P_{d_k}^h}{horas} \quad (3.1)$$

$$C^{APR} = \frac{D^{média}}{\lambda^{médio}} \cdot \delta \quad (3.2)$$

A série temporal inicial aproximada ‘ t_h^{APR} ’ (MW) é determinada pela multiplicação da série temporal média ‘ $t_h^{média}$ ’, uma simples média horária das séries temporais de geração eólica (normalizadas em 1-MW), por ‘ C^{APR} ’ (MW), conforme apresentado na Equação (3.3) (BURKE; O’MALLEY, 2009b).

$$t_h^{APR} = C^{APR} \cdot t_h^{média} \quad (3.3)$$

Essa série temporal de potência eólica aproximada ‘ t_h^{APR} ’ (MW) satisfaz o objetivo de penetração ‘ δ ’ de geração eólica, respeitando as variações horárias de vento e, portanto, é adequada para a etapa inicial do FPO-CC.

Conforme foi mencionado anteriormente, adota-se inicialmente um baixo nível de penetração de geração eólica ‘ δ ’ (%), para que não haja risco de violação dos limites térmicos das linhas de transmissão devido à inserção de potência eólica.

3.2.2 Etapa 2 - Fluxo de Potência Ótimo Linearizado (FPO-CC) com Minimização de Perdas

A conexão de uma nova geração eólica ao sistema não afetará apenas os fluxos de potência, em virtude das injeções de potência, mas também altera o perfil de despacho do sistema. Assim, a interdependência entre a carga, a geração eólica existente e a nova, e a geração convencional presente deve ser determinada em conjunto com a tarefa de se encontrar o dimensionamento ótimo individual de cada capacidade de geração eólica. O aumento da penetração de geração eólica levará a uma variabilidade na carga líquida do sistema à qual a planta convencional deve responder através do despacho.

A série temporal eólica geograficamente suavizada (Etapa 1) pode ser subtraída da carga total do sistema, resultando em uma série temporal de carga líquida que servirá como dado de entrada na Etapa 2. Assim, de forma a atender essa série temporal de carga líquida, é realizado um Fluxo de Potência Ótimo Linearizado (FPO-CC) com minimização de perdas, em que se obtêm as potências de saída ' $P_{g_k}^h$ ' de menor custo das unidades geradoras convencionais para o nível de penetração de geração eólica sob análise.

Para se obter a solução do FPO-CC com minimização de perdas, considerou-se o valor dos custos de geração nas barras ' k ' como sendo unitário, ou seja, ' $Custo_k = 1$ '. Essa forma indireta de se minimizar as perdas pode ser observada ao se analisar a Equação (3.4). Ou seja, minimizar a geração com todos os custos unitários corresponde a minimizar a geração total, e como a carga é fixa, isso equivale a minimizar as perdas.

$$\sum_{k=1}^{NPV} Custo_k \cdot P_{g_k} = \sum_{k=1}^{NPQ} P_{d_k} + Perdas \quad (3.4)$$

Em que ' NPV ' é o número de barras de geração do sistema, ' NPQ ' é o número de barras de carga do sistema, ' k ' são as barras do sistema, ' $Custo_k$ ' é o custo de geração na barra ' k ', ' P_{g_k} ' é a potência ativa (MW) injetada na barra ' k ' e ' P_{d_k} ' é a potência ativa (MW) demandada na barra ' k '.

Dessa forma, tendo em vista a formulação da Equação (3.4), as Equações (3.5) e (3.6) apresentam a formulação do FPO-CC. Em que ' h ' são as horas de operação em estudo, e ' t_{k_h} ' é o valor da série temporal de potência eólica injetada na barra ' k ' e na hora ' h '.

$$\min \sum_{h=1}^{tempo} \left(\sum_{k=1}^{NPV} Custo_k \cdot P_{g_k}^h \right) \quad (3.5)$$

s.a:

$$\forall_{h,k} \left[\sum P_{g_k}^h - \left(\sum P_{d_k}^h - \sum t_{k_h} \right) = 0 \right] \quad (3.6)$$

Uma questão técnica relevante na operação de sistemas em relação à eficiência energética consiste em se trabalhar com o mínimo de perdas no sistema de transmissão. Nesse contexto, a inclusão de perdas no cálculo dos fluxos passantes em cada linha de transmissão é abordada no modelo desenvolvido nesta metodologia através da formulação apresentada nas referências (MONTICELLI, 1983; OLIVEIRA; LIMA; ALMEIDA, 2000).

Considere a expressão de potência ativa ' P_k ' apresentada na Equação (3.7).

$$P_k = V_k \cdot \sum_{m \in K} V_m \cdot (G_{km} \cdot \cos \theta_{km} + B_{km} \cdot \text{sen} \theta_{km}) \quad (3.7)$$

Em que ' K ' é o conjunto das barras vizinhas à barra ' k ', incluindo-se a própria barra ' k '. Aproximando-se as magnitudes das tensões nodais por 1 p.u., e rearranjando-se o somatório, obtém-se a Equação (3.8).

$$P_k = G_{kk} + \sum_{m \in \Omega_k} (G_{km} \cdot \cos \theta_{km} + B_{km} \cdot \text{sen} \theta_{km}) \quad (3.8)$$

Em que ' Ω_k ' é o conjunto das barras vizinhas à barra ' k ', excluindo-se a barra ' k '.

Considerando-se que:

$$G_{km} = - \sum_{m \in \Omega_k} g_{km} \quad (3.9)$$

$$G_{kk} = \sum_{m \in \Omega_k} g_{km} \quad (3.10)$$

$$B_{km} \cong x_{km}^{-1} \quad (3.11)$$

Obtém-se a Equação (3.12).

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} (1 - \cos \theta_{km}) \cdot g_{km} + \sum_{m \in \Omega_k} x_{km}^{-1} \cdot \text{sen} \theta_{km} \quad (3.12)$$

Realizando as seguintes aproximações:

$$\cos \theta_{km} \cong 1 - \theta_{km}^2/2 \quad (3.13)$$

$$\text{sen} \theta_{km} \cong \theta_{km} \quad (3.14)$$

Obtém-se a Equação (3.15).

$$P_k - \frac{1}{2} \cdot \sum_{m \in \Omega_k} g_{km} \cdot \theta_{km}^2 = \sum_{m \in \Omega_k} x_{km}^{-1} \cdot \theta_{km} \quad (3.15)$$

As perdas na linha de transmissão ‘ km ’ podem ser representadas pela Equação (3.16).

$$Perdas = P_{km} + P_{mk} = g_{km} \cdot (V_k^2 + V_m^2 - 2 \cdot V_k \cdot V_m \cdot \cos \theta_{km}) \quad (3.16)$$

Fazendo-se ‘ $V_k = V_m = 1$ p.u.’ e aproximando-se ‘ $\cos \theta_{km}$ ’ por ‘ $1 - \theta_{km}^2/2$ ’, obtém-se a Equação (3.17).

$$Perdas = P_{km} + P_{mk} = g_{km} \cdot \theta_{km}^2 \quad (3.17)$$

Dessa forma, a inclusão das perdas no FPO-CC é feita descontando-se metade da perda na linha de transmissão ‘ km ’ das potências de carga das respectivas barras terminais, ‘ k ’ e ‘ m ’, conforme a Equação (3.15) para a barra ‘ k ’. Em outras palavras, considera-se a metade da perda como carga adicional das barras ‘ k ’ e ‘ m ’, conforme é apresentado pelas equações (3.18) e (3.19), respectivamente.

$$P_k^{(t)} = P_k^{(t)} - \frac{1}{2} \cdot \sum_{m \in \Omega_k} g_{km} \cdot \theta_{km}^{(t-1)} \cdot \theta_{km}^{(t)} \quad (3.18)$$

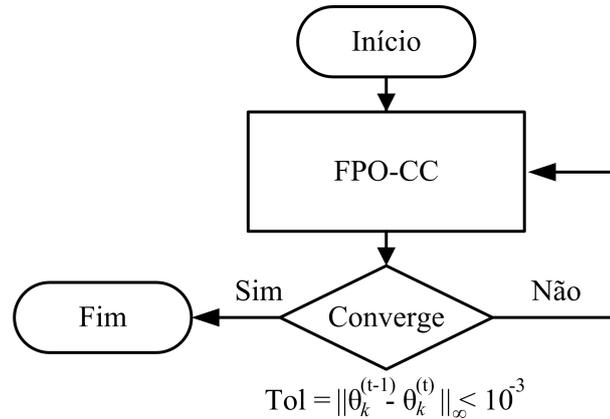
$$P_m^{(t)} = P_m^{(t)} - \frac{1}{2} \cdot \sum_{m \in \Omega_k} g_{km} \cdot \theta_{km}^{(t-1)} \cdot \theta_{km}^{(t)} \quad (3.19)$$

Em que ‘ $P_k^{(t)}$ ’, é a potência líquida injetada na barra ‘ k ’ com inclusão da perda na linha de transmissão ‘ km ’ na iteração atual ‘ t ’ do FPO-CC, ‘ $P_m^{(t)}$ ’ é a potência líquida injetada na barra ‘ m ’ com inclusão da perda na linha de transmissão ‘ km ’ na iteração atual ‘ t ’ do FPO-CC, ‘ g_{km} ’ é a condutância do ramo ‘ km ’, ‘ $\theta_{km}^{(t)}$ ’, é a diferença angular entre as barras do ramo ‘ km ’ na iteração atual ‘ t ’, e ‘ $\theta_{km}^{(t-1)}$ ’, indica o valor de ‘ θ_{km} ’ obtido na iteração anterior ‘ $t - 1$ ’. Esse procedimento se faz necessário para incluir uma estimativa de perdas no modelo de fluxo de potência linearizado (OLIVEIRA; LIMA; ALMEIDA, 2000).

A Figura 11 apresenta o fluxograma do processo de otimização do Fluxo de Potência Ótimo Linearizado, que converge quando a diferença absoluta dos valores dos ângulos ‘ θ_k ’, referentes a uma barra ‘ k ’, entre iterações ‘ $t - 1$ ’ e ‘ t ’ consecutivas, encontram-se abaixo de uma tolerância de ‘ 10^{-3} ’.

A proposta do FPO-CC desenvolvida nesta metodologia, ao invés da abordagem *unit commitment* (realizada na referência (BURKE; O’MALLEY, 2009b)), justifica-se pelo fato de que o trabalho desenvolvido nesta tese está focado no planejamento de médio ou longo prazo, bem como pelo contexto adotado no sistema brasileiro, cujo perfil de geração de energia é majoritariamente hidrelétrico.

Figura 11: Fluxograma do Fluxo de Potência Ótimo Linearizado (FPO-CC).



Fonte: Próprio autor.

3.2.3 Etapa 3 - Estratégia para Formulação e Seleção das Restrições de Linhas de Transmissão

Ao observar a Equação (3.6), a expressão ‘ $\sum P_{d_k}^h - \sum t_{k_h}$ ’ equivale à carga líquida que as unidades de geração convencionais ‘ $P_{g_k}^h$ ’ da rede terão que despachar para atender esta carga em todas as horas ‘ h ’ de operação. Após o cálculo das gerações ‘ $P_{g_k}^h$ ’, é possível obter os fluxos de potência ativa pré-passantes no sistema, antes de considerar a inserção de geração eólica para um determinado nível de penetração ‘ δ ’ sob análise.

Dessa forma, é preciso formular as restrições de fluxo de carga através do fluxo de potência linearizado junto com técnicas de fatores de distribuição de fluxos (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994; MONTICELLI, 1983; WOOD; WOLLENBERG; SHEBLÉ, 2013), devido à variação da potência gerada pelas unidades convencionais em consequência da inserção da geração eólica na rede. Assim, é preciso restringir as variações nos fluxos pré-passantes no sistema para que estes não ultrapassem os limites térmicos das suas linhas de transmissão após a inserção da capacidade de geração eólica ‘ C_k ’ do PEO conectado à barra ‘ k ’.

O fluxo de potência linearizado utiliza os valores de reatância da linha de transmissão para determinar um conjunto de coeficientes lineares ‘ $\alpha_{km,i}$ ’, denominados “Fatores de Distribuição de Transferência de Potência” ou “Fatores de Distribuição para Deslocamento de Geração” (WOOD; WOLLENBERG; SHEBLÉ, 2013), que, juntamente com uma barra de referência ‘ r ’, define a solução do fluxo de potência ‘ f_{km} ’ em cada ramo ‘ km ’ como uma combinação linear das injeções de potência ‘ P_i ’ em qualquer outra barra ‘ i ’, conforme apresentado na Equação (3.20). A vantagem do equacionamento (3.20) está associada com a formulação das restrições de desigualdade para representar os critérios de segurança de fluxo de potência no estágio de otimização (PNL), sendo capaz de reduzir a complexidade

do problema de otimização.

$$f_{km} = \sum_{i \neq r} \alpha_{km,i} \cdot P_i \quad (3.20)$$

O fator ‘ $\alpha_{km,i}$ ’ relaciona as variações no fluxo de potência de um ramo ‘ km ’ da rede devido à variação da injeção de potência ativa em uma das barras ‘ i ’ da rede (WOOD; WOLLENBERG; SHEBLÉ, 2013; GARVER, 1970). Sendo assim, o fator ‘ $\alpha_{km,i}$ ’ é definido através da Equação (3.21), em que: ‘ Δf_{km} ’ é a variação de fluxo de potência ativa em um determinado ramo ‘ km ’ devido à variação na injeção de potência ‘ ΔP_i ’ em uma barra genérica ‘ i ’.

$$\alpha_{km,i} = \frac{\Delta f_{km}}{\Delta P_i} \quad (3.21)$$

O termo ‘ $\alpha_{km,i}$ ’ pode ser calculado em função dos parâmetros de reatâncias do sistema, conforme mostrado na Equação (3.22).

$$\alpha_{km,i} = \frac{X_{ki} - X_{mi}}{x_{km}} \quad (3.22)$$

Em que ‘ $X = B'^{-1}$ ’ (‘ B' ’ é a matriz utilizada no problema do fluxo de potência linearizado (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994; MONTICELLI, 1983)); ‘ X_{ki} ’ é o elemento referente à linha ‘ k ’ e coluna ‘ i ’ da matriz ‘ X ’; ‘ X_{mi} ’ representa o elemento na posição ‘ mi ’ da matriz ‘ X ’; e ‘ x_{km} ’ é o valor de reatância do ramo ‘ km ’.

Com as informações a respeito das gerações convencionais obtidas no FPO-CC, é possível calcular os fluxos pré-passantes nas linhas ‘ $\gamma_{km,h}$ ’ (no ramo ‘ km ’ e na hora ‘ h ’) do sistema, considerando nenhuma injeção de potência eólica, visto que as gerações de potência eólica são abatidas da carga total do sistema. Sendo assim, as restrições de desigualdade da Equação (3.23) são incluídas de forma que a injeção de potência advinda do parque eólico *offshore* não sobrecarregue qualquer uma das capacidades térmicas das linhas de transmissão (em qualquer cenário de geração, carga e contingência), considerando a presença dos fluxos pré-passantes ‘ $\gamma_{km,h}$ ’ já existentes, tanto na direção de fluxo direto quanto reverso.

$$\forall_{h,km,s} \left[-L_{km} \leq \sum_k \alpha_{k,km,s} \cdot t_{kh}^{1-MW} \cdot sw_k \cdot C_k + \gamma_{h,km,s} \geq L_{km} \right] \quad (3.23)$$

Em que, para cada hora ‘ h ’, cada ramo ‘ km ’, cada cenário de contingência ‘ s ’, e considerando ‘ k ’ como sendo o índice de localização do PEO na rede, têm-se que: ‘ L_{km} ’ (MW) é o limite térmico da linha de transmissão do ramo ‘ km ’, ‘ t_{kh}^{1-MW} ’ (MW) é a série temporal de potência eólica (normalizada em 1-MW) na hora ‘ h ’, ‘ $\gamma_{h,km,s}$ ’ é o fluxo

pré-passante, $'sw_k'$ é uma variável binária referente à chave lógica que conecta (1) ou não (0) o PEO à rede e $'C_k'$ (MW) é a variável de otimização da capacidade de geração eólica.

A definição do termo '1-MW' está relacionada com o valor máximo que a série temporal de potência eólica $'t_{k_h}^{1-MW}'$ pode assumir (ou seja, 1 MW), enquanto que os demais valores são associados a valores percentuais de 1 MW.

As desigualdades dos dois lados da Equação (3.23) podem ser manipuladas algebricamente e representadas pelas Equações (3.24e) e (3.24f). A Equação (3.24g) garante que as variáveis de otimização das capacidades das turbinas sejam positivas. A Equação (3.24h) garante que as variáveis de otimização relacionadas às chaves lógicas que conectam o PEO a uma determinada barra ' k ' do sistema elétrico assumam valores iguais a 0 (chave lógica aberta) ou 1 (chave lógica fechada).

Os requisitos computacionais do algoritmo de otimização são sensíveis tanto ao número de variáveis quanto ao número de restrições no modelo matemático aplicado (GILL; MURRAY; WRIGHT, 1981). Neste sentido, a presente metodologia propõe incluir apenas as restrições "ativas" à PNL (Etapa 4), ou seja, as restrições referentes às linhas cujos limites térmicos são violados no FPO-CC (Etapa 2). Este procedimento busca obter eficiência computacional no processo de otimização, evitando um número grande e desnecessário de restrições. Essa estratégia reduz significativamente a porcentagem do número de restrições que estão ativas no problema de otimização.

3.2.4 Etapa 4 - Programação Não Linear (PNL)

Na abordagem proposta nesta metodologia, a otimização PNL é aplicada com o objetivo de se determinar o ponto ótimo de conexão do parque eólico *offshore* à rede *onshore* que garanta a máxima penetração de geração eólica. Para isso, a capacidade de geração eólica ' C_k ' para o nível de penetração de geração eólica ' δ ' torna-se a variável de otimização na função objetivo (FOB) do problema, conforme é apresentado na Equação (3.24a).

Destaca-se que a minimização de ' C_k ' implica na escolha do melhor local para se conectar o PEO, ou seja, o local cuja conexão permite maior potencial de injeção de potência eólica e com o melhor fator de capacidade ' λ ', implicando na melhor utilização do recurso eólico. Considerando as possibilidades de conexão do PEO, o método proposto para determinação do ponto ótimo de conexão do PEO, que garanta a máxima penetração de capacidade de geração eólica, é formulado através das Equações (3.24a)-(3.24h).

Ressalta-se que sempre que a PNL (Etapa 4) é executada, os *status* das chaves lógicas das barras candidatas ' k ' à conexão de um PEO à rede são inicializados iguais a ' $sw_k = 0$ ' no nível de penetração de geração eólica sob análise. Com isso, a escolha do otimizador em relação à melhor opção de conexão do PEO ao sistema torna-se imparcial, seja referente à

alguma decisão anterior ou à qualquer configuração pré-selecionada intencionalmente.

$$\min \left(\sum_{k=1}^n C_k \right) \quad (3.24a)$$

s.a:

$$\sum_{k=1}^n sw_k \cdot C_k \cdot \lambda = D^{média} \cdot \delta \quad (3.24b)$$

$$\sum_{k=1}^n sw_k = 1 \quad (3.24c)$$

$$sw_a \cdot sw_b = 0, \forall (a \neq b) \quad (3.24d)$$

$$\forall_{h,km,s} \left[\sum_{k=1}^n \alpha_{k,km,s} \cdot t_{kh}^{1-MW} \cdot sw_k \cdot C_k - (L_{km} - \gamma_{h,km,s}) \leq 0 \right] \quad (3.24e)$$

$$\forall_{h,km,s} \left[\sum_{k=1}^n -\alpha_{k,km,s} \cdot t_{kh}^{1-MW} \cdot sw_k \cdot C_k - (L_{km} + \gamma_{h,km,s}) \leq 0 \right] \quad (3.24f)$$

$$\forall_k (C_k \geq 0) \quad (3.24g)$$

$$\forall_k (sw_k \in \{0, 1\}) \quad (3.24h)$$

Em que ‘ n ’ define o número total de possibilidades candidatas de conexão do PEO à rede.

A solução do modelo da PNL, formulado por (3.24a)-(3.24h), é o ponto ótimo de conexão do parque eólico *offshore* que garante a máxima penetração viável de capacidade de geração eólica, ou seja, que permita que objetivo de geração eólica seja alcançado sem que nenhum limite térmico das linhas de transmissão seja violado em todos os cenários de contingência (critério de segurança “ $N - 1$ ”).

Em teoria, a viabilidade de cada nível de penetração de geração eólica ‘ δ ’ deveria ser determinada apenas em função das restrições (3.24b)-(3.24h), e não ser sensível à função de custo aplicada (3.24a). Entretanto, a escolha da função objetivo pode afetar a convergência da solução da metodologia geral e as alocações individuais de capacidade de geração eólica.

A contribuição de geração de um parque eólico é definida pelo seu valor de fator de capacidade ‘ λ ’. A alocação máxima de capacidade de geração eólica, advinda do ponto ótimo de conexão do PEO, encontrada na PNL, deve satisfazer a penetração total de geração eólica ‘ δ ’ no sistema. Isso é garantido através da Equação (3.24b), em que cada

chave lógica ‘ sw_k ’ e cada capacidade de geração eólica ‘ C_k ’ são as variáveis de otimização do problema.

As restrições de igualdade (3.24c) e (3.24d) são inseridas no modelo matemático de forma a garantir que ocorra a conexão ótima de apenas uma dentre as opções de conexão do PEO à rede. A Equação (3.24d) é uma combinação “dois a dois” de ‘ n ’ possíveis chaves que resultam em um conjunto de ‘ $n \cdot (n - 1)/2$ ’ restrições, em que ‘ a ’ e ‘ b ’ representam conexões candidatas distintas do PEO ao sistema.

3.2.5 Etapa 5 - Atualização da Série Temporal Eólica

A formulação do Fluxo de Potência Ótimo Linearizado (FPO-CC), na Etapa 2, utiliza como entrada uma série temporal de potência eólica suavizada geograficamente, conforme apresentado na Equação (3.3). Porém, isso pode não necessariamente corresponder, de forma precisa, à série temporal de potência eólica resultante da capacidade da geração eólica oriunda da PNL (Etapa 4). Dessa forma, para preservar o balanço energético do sistema de potência e uma solução mais correta do FPO-CC, é realizada a re-iteração das Etapas 2 a 5 até que a série de entrada da Etapa 2 seja equivalente à da saída da Etapa 5. A atualização da série temporal eólica ‘ t_{k_n} ’ é realizada conforme a Equação (3.25).

$$t_{k_n} = t_{k_n}^{1-MW} \cdot C_k \quad (3.25)$$

3.2.6 Etapa 6 - Avaliação dos Limites das Linhas de Transmissão

O objetivo desta etapa é determinar se os limites térmicos das linhas de transmissão da rede são ou não violados após a solução encontrada no processo de otimização. Se alguma linha tiver sido violada, as Etapas 3 a 6 são re-iteradas, com o objetivo de adicionar restrições ao modelo de otimização para essa linha, para garantir que a solução encontrada seja viável no nível de penetração atual. Se nenhuma linha estiver sobrecarregada em todos os cenários de geração, de carga e de contingências, o processo prossegue à Etapa 7.

3.2.7 Etapa 7 - Incremento da Penetração de Geração Eólica

Após a série temporal de geração eólica ter sido atualizada e ter-se certificado de que nenhum limite térmico das linhas de transmissão tenha sido violado em qualquer cenário, é possível aumentar a penetração de geração eólica ‘ δ ’ em pequenos incrementos discretos ‘ $\Delta\delta$ ’. Dessa forma, conforme apresentado na Figura 10, as Etapas 1 a 7 da metodologia são re-iteradas enquanto ainda se encontrar uma solução viável da PNL. No instante em que o problema de otimização (Etapa 4) detectar não ser mais possível encontrar uma solução viável para um determinado nível de penetração de geração eólica ‘ δ ’ para a opção de conexão do PEO sob estudo, o algoritmo prossegue à Etapa 8, em que

será realizada uma verificação de viabilidade de operação neste nível de penetração ‘ δ ’ para as demais opções de conexão candidatas.

3.2.8 Etapa 8 - Verificação de Viabilidade nas Demais Opções Candidatas

Detectando-se a inviabilidade de operação em um nível de penetração de geração eólica referente à opção ótima de conexão do PEO ao sistema elétrico encontrado pelo algoritmo, a Etapa 8 é responsável por realizar uma verificação dentre as demais opções candidatas à conexão quanto à viabilidade de operação do sistema elétrico considerando o nível de penetração de geração eólica admitido, à princípio, como inviável.

Dessa forma, na Etapa 8, executam-se as restrições de desigualdade mostradas nas Equações (3.24e) e (3.24f), formuladas de acordo com as possibilidades de conexão do PEO candidatas e no nível de penetração de geração eólica sob investigação. Caso todas as restrições sejam atendidas para alguma das opções candidatas no nível ‘ δ ’, entende-se que a solução anteriormente encontrada tratava-se de um ótimo local. Com isso, pode-se considerar a opção inviável como descartável e, em seguida, assumir a nova opção candidata (com solução viável no nível de penetração ‘ δ ’ sob análise) como atual opção sob investigação do algoritmo, retornando-se à Etapa 5 do fluxograma.

Caso contrário, se todas as demais opções candidatas à conexão do PEO ao sistema também não atenderem à condição de viabilidade no nível de penetração de geração eólica ‘ δ ’ sob análise, considera-se, enfim, que a solução encontrada trata-se do ótimo global. Dessa forma, para-se o algoritmo e retorna-se ao nível de penetração de geração eólica ‘ δ ’ viável imediatamente anterior, considerando-o como solução referente ao ponto ótimo de conexão do PEO ao sistema que garante a máxima capacidade de geração eólica.

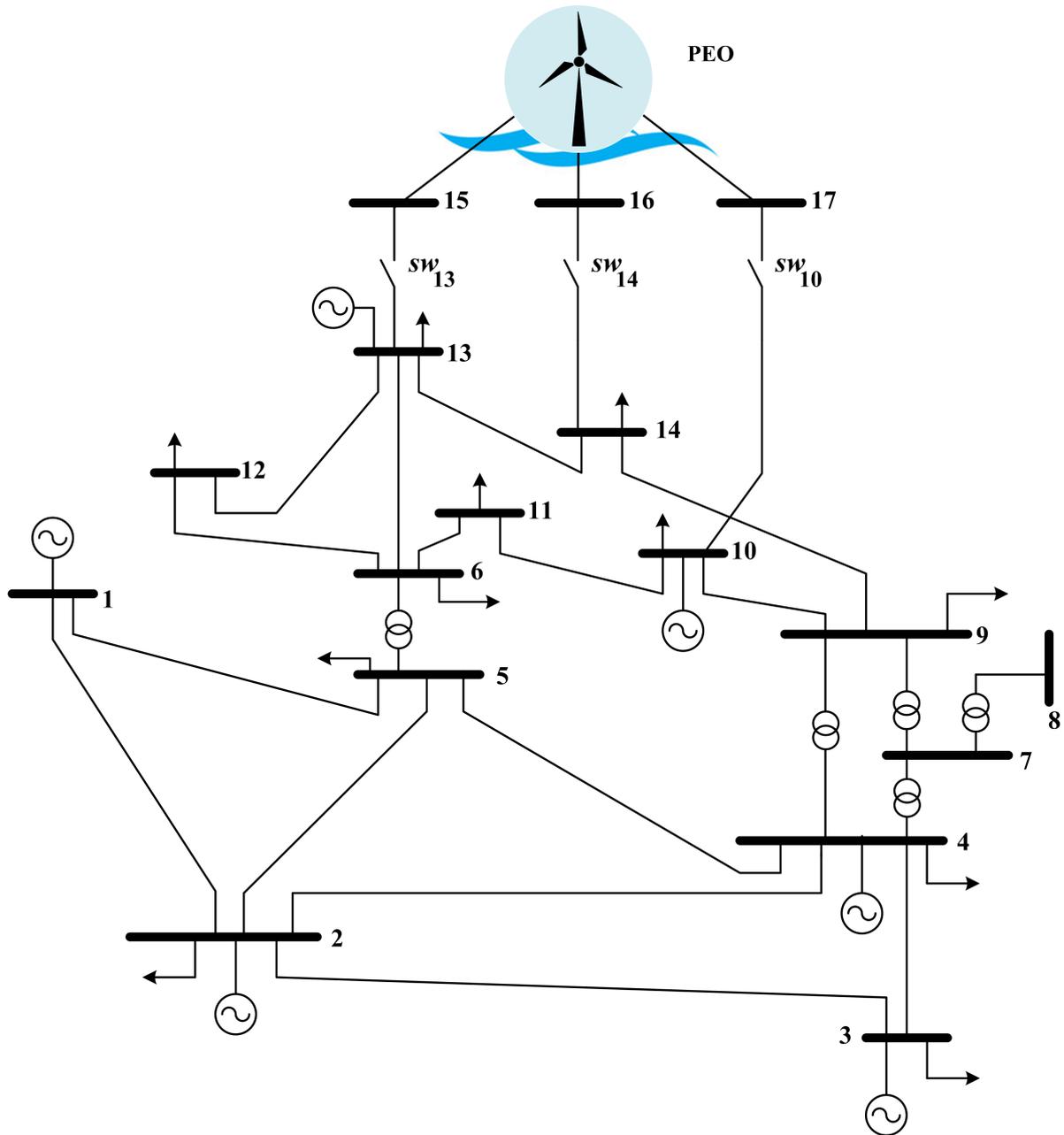
3.3 SISTEMA TUTORIAL A - METODOLOGIA I

3.3.1 Informações Gerais do Sistema Tutorial A - Metodologia I

A Figura 12 apresenta o diagrama unifilar do primeiro sistema tutorial utilizado para avaliar a aplicação da metodologia proposta neste capítulo, com o interesse de se encontrar o ponto ótimo de conexão de um parque eólico *offshore* em um sistema *onshore* que garanta a máxima penetração de geração eólica. Este sistema é inspirado no sistema IEEE 14 Barras descrito em (IEEE, 2019).

A rede possui originalmente 14 barras e 20 linhas, com demanda de carga total de 259 MW e geração máxima de 2.021,6 MW. Supõe-se que as barras *onshore* ‘10’, ‘13’ e ‘14’ encontram-se próximas a uma região com alto potencial de geração eólica *offshore* e, portanto, são candidatas à injeção dessa potência. Assim, três barras *offshore*, ‘15’, ‘16’ e ‘17’, são adicionadas ao sistema original (IEEE, 2019), conforme ilustrado na Figura

Figura 12: Diagrama unifilar do sistema de 14 Barras inspirado em (IEEE, 2019) - Sistema tutorial A - Metodologia I.

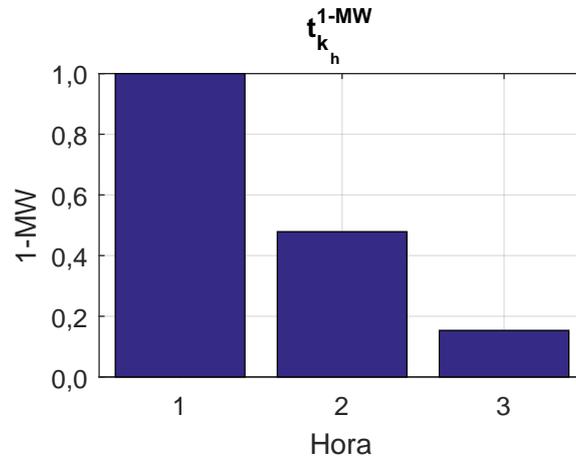


Fonte: (IEEE, 2019).

12. Os dados de barra, de linha, de geração convencional e de capacidade das linhas de transmissão do sistema 14 Barras são apresentados no Apêndice A.

O fator de capacidade do PEO é igual a $\lambda = 28,37\%$. Os *status* das chaves lógicas das barras candidatas ' k ' à conexão de um PEO à rede são inicializadas iguais a ' $sw_k = 0$ ' no processo de otimização sob análise. A série temporal de potência eólica, normalizada em 1-MW, para três cenários de vento sob estudo, são mostradas na Figura 13. Os três horários subsequentes são caracterizados por possuírem alta, média e baixa disponibilidade de geração eólica, respectivamente. Da mesma forma, os perfis de carga

Figura 13: Série temporal de potência eólica t_{kh}^{1-MW} , normalizada em 1-MW.



Fonte: Próprio autor.

considerados no estudo seguem um padrão de carga leve, média e pesada; aplicando-se os fatores multiplicativos de 0,9 (leve), 1,0 (média) e 1,1 (pesada) às cargas originais do sistema em análise.

3.3.2 Ponto Ótimo de Conexão do Parque Eólico *Offshore* com Máxima Capacidade de Geração Eólica

O modelo da PNL aplicado para determinar o ponto ótimo de conexão do PEO dentre as barras '10', '13' e '14' é descrito, para este sistema tutorial, conforme as Equações (3.26a)-(3.26f). As restrições de desigualdade seguem a formulação apresentada em (3.24e)-(3.24g).

$$\min (C_{10} + C_{13} + C_{14}) \quad (3.26a)$$

s.a:

$$sw_{10} \cdot C_{10} \cdot \lambda + sw_{13} \cdot C_{13} \cdot \lambda + sw_{14} \cdot C_{14} \cdot \lambda = D^{média} \cdot \delta \quad (3.26b)$$

$$sw_{10} + sw_{13} + sw_{14} = 1 \quad (3.26c)$$

$$sw_{10} \cdot sw_{13} = 0 \quad (3.26d)$$

$$sw_{10} \cdot sw_{14} = 0 \quad (3.26e)$$

$$sw_{13} \cdot sw_{14} = 0 \quad (3.26f)$$

Inicialmente, considera-se o sistema operando com baixa penetração de geração eólica, ' $\delta = 1\%$ '. Além disso, garante-se que os fluxos de potência ativa nas linhas de transmissão estão dentro de seus limites térmicos neste nível inicial de penetração. Em seguida, a penetração de geração eólica é incrementada em pequenos passos discretos de ' $\Delta\delta = 1\%$ ' até o momento em que um determinado nível de injeção de potência eólica não possibilite mais a operação do sistema de forma viável.

Para este sistema, o algoritmo proposto escolheu a barra '13' como opção ótima de conexão do PEO, através da chave ' sw_{13} ', detectando-se que no nível de ' $\delta = 18\%$ ' não é possível mais garantir a viabilidade de operação do sistema. Dessa forma, retorna-se a um nível de penetração anterior, ou seja, ' $\delta = 17\%$ ', e, a partir deste ponto, incrementa-se em passos menores, ' $\Delta\delta = 0,1\%$ ', até o momento em que se obtém o valor máximo viável de penetração de geração eólica ' $\delta_{m\acute{a}x} = 17,1\%$ ', com máxima capacidade de geração eólica igual a ' $C_{13_{m\acute{a}x}} = 156,122$ MW'. Para esta solução ótima, os status das chaves lógicas são ' $sw_{13} = 1$ ', ' $sw_{14} = 0$ ' e ' $sw_{10} = 0$ '. A Tabela 2 apresenta a solução encontrada para os valores de capacidades alocadas de geração eólica ' C_k ' (MW) para cada nível de penetração e para o ponto ótimo de conexão selecionado através da metodologia.

Tabela 2: Capacidade alocada ' C_k (MW)' para cada nível de penetração ' δ (%)' e para cada conexão candidata - Sistema tutorial A - Metodologia I.

δ (%)	Capacidade Alocada			δ (%)	Capacidade Alocada		
	C_{13} (MW)	C_{14} (MW)	C_{10} (MW)		C_{13} (MW)	C_{14} (MW)	C_{10} (MW)
1,0	9,130	0,000	0,000	11,0	100,429	0,000	0,000
2,0	18,260	0,000	0,000	12,0	109,559	0,000	0,000
3,0	27,390	0,000	0,000	13,0	118,689	0,000	0,000
4,0	36,520	0,000	0,000	14,0	127,819	0,000	0,000
5,0	45,650	0,000	0,000	15,0	136,949	0,000	0,000
6,0	54,780	0,000	0,000	16,0	146,079	0,000	0,000
7,0	63,910	0,000	0,000	17,0	155,209	0,000	0,000
8,0	73,040	0,000	0,000	17,1	156,122	0,000	0,000
9,0	82,170	0,000	0,000	17,2		<i>Inviável</i>	
10,0	91,300	0,000	0,000				

O nível máximo viável de penetração de geração eólica obtido é de ' $\delta_{m\acute{a}x} = 17,1\%$ ', com capacidade máxima de geração eólica de ' $C_{13_{m\acute{a}x}} = 156,122$ MW'. Um nível de penetração acima deste ponto faz com que o fluxo de potência na linha de transmissão '13 – 14' viole seu limite térmico (72 MW), na primeira hora, para o cenário de contingência da linha '9 – 14'.

Os resultados encontrados para este sistema tutorial são os mesmos obtidos ao se utilizar o método baseado em Programação Linear (PL), apresentado na referência (BURKE; O'MALLEY, 2009b), considerando apenas a barra '13' como opção de conexão do PEO à rede, o que valida a abordagem proposta nesta metodologia.

3.3.3 Restrições de Desigualdade “Ativas” Utilizadas na Etapa 4

No processo de formulação das restrições de desigualdade da PNL, Etapa 3 do fluxograma da Figura 10, ao considerar o fluxo de potência em ambas as direções, o número de horas de operação sob análise, o número de linhas de transmissão no caso base ($N_{linhas_{base}} = 23$) e nas contingências ($N_{linhas_{N-1}} = 22$), e o número de cenários de contingência ($N_{contingências} = 20$) do problema sob análise, obtém-se, através da Equação (3.27a), um número total de restrições de desigualdade igual ao apresentado no conjunto de Equações (3.27).

$$N_{restrições} = (N_{linhas_{base}} \cdot horas \cdot 2) + (N_{linhas_{N-1}} \cdot horas \cdot 2) \cdot N_{contingências} \quad (3.27a)$$

$$N_{restrições} = (23 \cdot 3 \cdot 2) + (22 \cdot 3 \cdot 2) \cdot 20 \quad (3.27b)$$

$$N_{restrições} = 2.778 \quad (3.27c)$$

Considerando-se a análise de 18 níveis distintos de penetração de geração eólica viáveis, há, então, um total de $2.778 \cdot 18 = 50.004$ restrições sob análise no problema. Entretanto, ao se aplicar a estratégia proposta de seleção das restrições relativas às linhas de transmissão cujos limites térmicos são violados, o número de restrições “ativas” é reduzido significativamente para $N_{restrições} = 2$, obtendo um percentual de redução de 99,99%, demonstrando, dessa forma, o ganho na eficiência computacional obtido com a metodologia proposta.

3.3.4 Verificação de Viabilidade nas Demais Opções Candidatas - Etapa 8

Qualquer acréscimo de injeção de potência eólica através das barras ‘14’ e ‘10’ também não é suportado para um nível de penetração de geração eólica igual ou superior a $\delta \geq 17,1\%$. Assim, ao executar a Etapa 8, verifica-se quanto à inviabilidade de operação do sistema neste nível de penetração de geração eólica para as demais opções candidatas à conexão do PEO à rede.

3.3.5 Soluções Candidatas Obtidas Via Inspeção

Com o intuito de validar a solução encontrada, as soluções candidatas para cada um dos possíveis pontos de conexão foram testados individualmente via método de inspeção. Os resultados acerca da máxima penetração de geração eólica $\delta_{máx}$ nas barras candidatas ‘13’, ‘14’ e ‘10’ (através das conexões das chaves sw_{13} , sw_{14} e sw_{10}) são apresentados na Tabela 3. Observe que os resultados obtidos por inspeção e apresentados na Tabela 3 validam a solução encontrada, mostrada na Tabela 2.

Tabela 3: Soluções candidatas - Sistema tutorial A - Metodologia I.

Barra k	$\delta_{m\acute{a}x}$ (%)	$C_{k,m\acute{a}x}$ (MW)
13	17,1	156,122
14	11,3	103,173
10	11,4	104,086

3.4 SISTEMA TUTORIAL B - METODOLOGIA I

3.4.1 Informações Gerais do Sistema Tutorial B - Metodologia I

A Figura 14 apresenta o diagrama unifilar do segundo sistema tutorial utilizado para avaliar a aplicação da metodologia proposta neste Capítulo, com o interesse de se encontrar o ponto ótimo de conexão de um parque eólico *offshore* em um sistema *onshore* que garanta a máxima penetração de geração eólica.

Este sistema é inspirado no sistema IEEE 14 Barras descrito em (IEEE, 2019), diferindo do sistema apresentado anteriormente, na Figura 12, pelo acréscimo da barra 18, conforme é apresentado na Figura 14. Entre as barras ‘13’ e ‘18’ é inserida uma linha de transmissão com baixo valor de capacidade de transmissão de fluxo de potência, ‘ $L_{13-18} = 10$ MW’, e com baixa impedância, ‘ $Z_{13-18} = 0,01 + j \cdot 0,01$ p.u.’, de forma a interferir minimamente na estrutura do sistema. Os dados de barra, de linha, de geração convencional e de capacidade das linhas de transmissão do sistema 14 Barras são apresentados no Apêndice A.

Novamente, o fator de capacidade do PEO é de 28,37 %. A série temporal de potência eólica, normalizada em 1-MW, para três cenários de vento sob estudo, são mostradas na Figura 13. Os três horários subsequentes são caracterizados por possuírem alta, média e baixa disponibilidade de geração eólica, respectivamente. Da mesma forma, os perfis de carga considerados no estudo seguem um padrão de carga leve, média e pesada; aplicando-se os fatores multiplicativos de 0,9 (leve), 1,0 (média) e 1,1 (pesada) às cargas originais de (IEEE, 2019).

Essa estratégia é utilizada com o objetivo de explorar o comportamento da metodologia em vista de se observar que o algoritmo sempre direciona o resultado à melhor solução. Sendo assim, considerando-se a solução obtida no “Sistema Tutorial A - Metodologia I”, a condição inicial dos estados operativos das chaves lógicas ‘ sw_k ’ é configurada, intencionalmente, conforme os *status* iniciais: ‘ $sw_{13} = 1$ ’, ‘ $sw_{14} = 0$ ’ e ‘ $sw_{10} = 0$ ’.

3.4.2 Ponto Ótimo de Conexão do Parque Eólico *Offshore* com Máxima Capacidade de Geração Eólica

Por se tratar de um estudo de caso semelhante, o modelo da PNL aplicado para determinar o ponto ótimo de conexão do PEO dentre as barras ‘10’, ‘13’ e ‘14’ é des-

A Tabela 4 apresenta a solução encontrada para os valores de capacidades alocadas de geração eólica ‘ C_k ’ (MW) para cada nível de penetração e para o ponto ótimo de conexão selecionado através da metodologia. Para este “Sistema Tutorial B - Metodologia I”, observa-se um comportamento interessante: inicialmente, no nível de penetração igual a ‘ $\delta = 1\%$ ’, o algoritmo seleciona a barra ‘13’ como opção ótima de conexão do PEO ao sistema através da chave lógica ‘ sw_{13} ’. Entretanto, ao incrementar-se o passo de penetração de geração eólica em ‘ $\Delta\delta = 1\%$ ’, e passar ao próximo nível de penetração de geração eólica, ‘ $\delta = 2\%$ ’, o algoritmo muda a sua opção ótima de conexão do PEO à rede para a barra ‘10’, através da chave lógica ‘ sw_{10} ’.

Em seguida, o algoritmo segue o processo de incremento do nível de penetração de geração eólica, permanecendo na escolha da barra ‘10’ como ponto ótimo de conexão, até o momento em que atinge o nível de ‘ $\delta = 12\%$ ’, detectando não ser mais viável a injeção de potência adicional acima deste patamar. Dessa forma, retorna-se a um nível de penetração anterior, ou seja, ‘ $\delta = 11\%$ ’, e, a partir deste ponto, incrementa-se em passos menores, ‘ $\Delta\delta = 0,1\%$ ’, até o momento em que se obtém o valor máximo viável de penetração de geração eólica ‘ $\delta_{m\acute{a}x} = 11,4\%$ ’, com máxima capacidade de geração eólica igual a ‘ $C_{10_{m\acute{a}x}} = 104,086$ MW’.

Tabela 4: Capacidade alocada ‘ C_k (MW)’ para cada nível de penetração ‘ δ (%)’ e para cada conexão candidata - Sistema tutorial B - Metodologia I.

δ (%)	Capacidade Alocada			δ (%)	Capacidade Alocada		
	C_{13} (MW)	C_{14} (MW)	C_{10} (MW)		C_{13} (MW)	C_{14} (MW)	C_{10} (MW)
1,0	9,130	0,000	0,000	9,0	0,000	0,000	82,170
2,0	0,000	0,000	18,260	10,0	0,000	0,000	91,300
3,0	0,000	0,000	27,390	11,0	0,000	0,000	100,429
4,0	0,000	0,000	36,520	11,1	0,000	0,000	101,342
5,0	0,000	0,000	45,650	11,2	0,000	0,000	102,255
6,0	0,000	0,000	54,780	11,3	0,000	0,000	103,168
7,0	0,000	0,000	63,910	11,4	0,000	0,000	104,086
8,0	0,000	0,000	73,040	11,5	<i>Inviável</i>		

Neste caso, pode-se interpretar que, ao acrescentar o ramo ‘13 – 18’ com uma linha de transmissão com baixa capacidade de escoamento de fluxo de potência, ‘ $L_{13-18} = 10$ MW’, entende-se que a barra ‘13’ deixa de ser uma opção ótima candidata à máxima penetração de geração eólica. Dessa forma, o algoritmo muda a seleção referente à opção ótima de conexão do PEO à rede para a barra ‘10’, através da chave ‘ $sw_{10} = 1$ ’, no decorrer do processo de otimização, em busca da melhor solução. Observe que a opção de conexão do PEO à rede através da barra ‘10’ é a segunda melhor opção segundo as opções candidatas apresentadas na Tabela 3, validando o resultado encontrado.

Qualquer acréscimo de injeção de potência eólica através das barras ‘13’ ou ‘14’ também não é suportado para o nível de penetração de geração eólica ‘ $\delta \geq 11,4\%$ ’ de

forma a garantir a operação viável do sistema (Etapa 8).

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo teve como propósito apresentar a primeira metodologia, desenvolvida nesta tese, com o objetivo de determinar o ponto ótimo de conexão de um parque eólico *offshore* a uma rede *onshore*, de forma a garantir a máxima capacidade de geração eólica ‘ C_k ’.

A formulação proposta fornece uma estrutura que atende à natureza aleatória dos ventos e ao comportamento variável da carga, ao mesmo tempo em que respeita os limites térmicos das linhas de transmissão e o critério de segurança “ $N - 1$ ”. Além disso, propõe-se a inclusão de perdas nas linhas de transmissão no modelo linearizado utilizado na análise da rede. As variações típicas da geração eólica e dos perfis de cargas foram representadas através do uso de séries temporais horárias. Os critérios de segurança de rede foram analisados em cada hora das séries temporais, gerando, assim, um número elevado de restrições de fluxo de potência. O problema de otimização é decomposto em sub-tarefas menores, o que reduz a complexidade do modelo e permite uma implementação com menor encargo computacional. No entanto, têm-se a inconveniência de não poder se garantir encontrar a solução ótima global.

A dimensionalidade das restrições de fluxo, Equação (3.27a), pode gerar milhões de restrições dependendo do tamanho do sistema e do período sob análise. Isso justifica a importância de se utilizar técnicas de redução de restrições redundantes ou não ativas no processo de otimização. Nesse sentido, é proposta uma estratégia de seleção de restrições relacionadas às linhas cujos limites térmicos são violados, o que proporciona uma redução significativa no número de restrições inseridas na PNL e um ganho relevante na eficiência computacional do problema.

A modelagem da metodologia proposta é apresentada detalhadamente em dois sistemas tutoriais de 14 Barras, inspirados na rede de mesma dimensão presente em (IEEE, 2019), nos quais se investiga a opção ótima de conexão de um PEO dentre três opções candidatas. A trajetória da penetração de geração eólica ‘ δ ’, bem como da capacidade de geração eólica ‘ C_k ’, é apresentada ponto a ponto até o momento em que se atinge a máxima injeção viável de geração eólica ao sistema. Na primeira análise, o nível máximo de penetração encontrado pela PNL, considerando as 3 horas sob análise, foi de ‘ $\delta_{max} = 17,1\%$ ’ com capacidade máxima de geração eólica de ‘ $C_{13_{m\acute{a}x}} = 156,122 \text{ MW}$ ’, sendo escolhida a melhor opção de conexão do PEO à rede através da barra ‘13’; já na segunda análise, o algoritmo inicia a escolha do ponto ótimo de conexão do PEO na barra ‘13’, porém alterna, em seguida, para a barra ‘10’, obtendo máxima penetração de geração eólica igual a ‘ $\delta_{m\acute{a}x} = 11,4\%$ ’, com máxima capacidade de geração eólica igual a ‘ $C_{10_{m\acute{a}x}} = 104,086 \text{ MW}$ ’.

4 METODOLOGIA II

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A metodologia apresentada neste capítulo tem por objetivo determinar o ponto ótimo de conexão de um Parque Eólico *Offshore* em um sistema interligado com o intuito de maximizar a capacidade de geração eólica, considerando a decomposição matemática de Benders (BENDERS, 1962; GEOFFRION, 1972; GRANVILLE; LIMA, 1994; GOMES et al., 2017) para representar as restrições relacionadas ao critério de segurança “ $N - 1$ ”. O algoritmo proposto utiliza uma formulação baseada em duas etapas, ambas desenvolvidas utilizando Programação Não Linear (PNL) e com uma abordagem de Fluxo de Potência Não Linear, para realizar o estudo em questão.

A Metodologia II também visa determinar o melhor ponto de conexão do PEO ao sistema de potência, porém utilizando uma abordagem não linear a fim de representar aspectos do problema não contemplados pela abordagem linear da Metodologia I e, portanto, propor uma representação mais realista do problema. A complexidade deste estudo é aumentada pela inclusão de restrições de segurança, proposta no presente trabalho, utilizando-se do critério de segurança “ $N - 1$ ”. Neste caso, por ser um problema não linear com múltiplas variáveis e de alta dimensão, tendo em vista o elevado número de contingências para análise pelo critério “ $N - 1$ ”, propõe-se a aplicação do método de decomposição matemática de Benders (BENDERS, 1962; GEOFFRION, 1972; GRANVILLE; LIMA, 1994; GOMES et al., 2017), a fim de prover uma metodologia alternativa à abordagem linear da Metodologia I e que seja computacionalmente viável.

4.1.1 Contribuições da Metodologia II

As principais contribuições da presente metodologia, apresentada neste capítulo, podem ser sumarizadas da seguinte forma:

- Uma nova e eficiente metodologia para determinar o ponto ótimo de conexão de um PEO em um sistema elétrico *onshore*, utilizando um processo de otimização dividido em duas etapas: ambas formuladas baseadas em PNL e com uma abordagem de Fluxo de Potência Não Linear. Neste estudo proposto, obtém-se, como solução do algoritmo, o ponto ótimo de conexão do PEO e a máxima penetração de geração eólica viável no sistema.
- Uma abordagem da decomposição matemática de Benders para representar as restrições relativas ao critério de segurança “ $N - 1$ ” no problema de otimização.

4.2 MODELAGEM MATEMÁTICA DA FORMULAÇÃO PNL-CA

Inicialmente, assume-se que o sistema de transmissão existente opera descongestionado (os fluxos de potência nas linhas não violam os limites ' L_{km} ' estabelecidos) e que a adição de uma nova capacidade de geração eólica ' C_k ' deve preservar esta situação.

A decomposição de Benders pode ser aplicada em diversos estudos de otimização nos quais o objetivo é otimizar a performance de um índice ou se obter uma solução viável. Obter uma solução ótima e viável enfatiza a necessidade da análise de segurança em sistemas de energia elétrica cujo objetivo é determinar as ações necessárias para garantir a operação do sistema quando o mesmo está sujeito a perturbações ou falhas.

A solução clássica para esses problemas, considerando todas as variáveis simultaneamente, requer um alto grau de esforço computacional, o que inviabiliza esse procedimento em algumas aplicações (GOMES et al., 2017). Nesse contexto, a decomposição matemática de Benders consiste em dividir o problema original em subproblemas menores, estabelecendo um fluxo de informações entre eles. A abordagem de decomposição hierárquica adotada nesta metodologia é compreendida em duas etapas: a Etapa 1 (*Master Problem*) e a Etapa 2 (*Slave Problem*), conforme é apresentado no fluxograma do algoritmo proposto na Metodologia II, Figura 15. O Apêndice 2 foi inserido nesta tese com o intuito de fornecer uma breve revisão sobre o método de decomposição matemática de Benders.

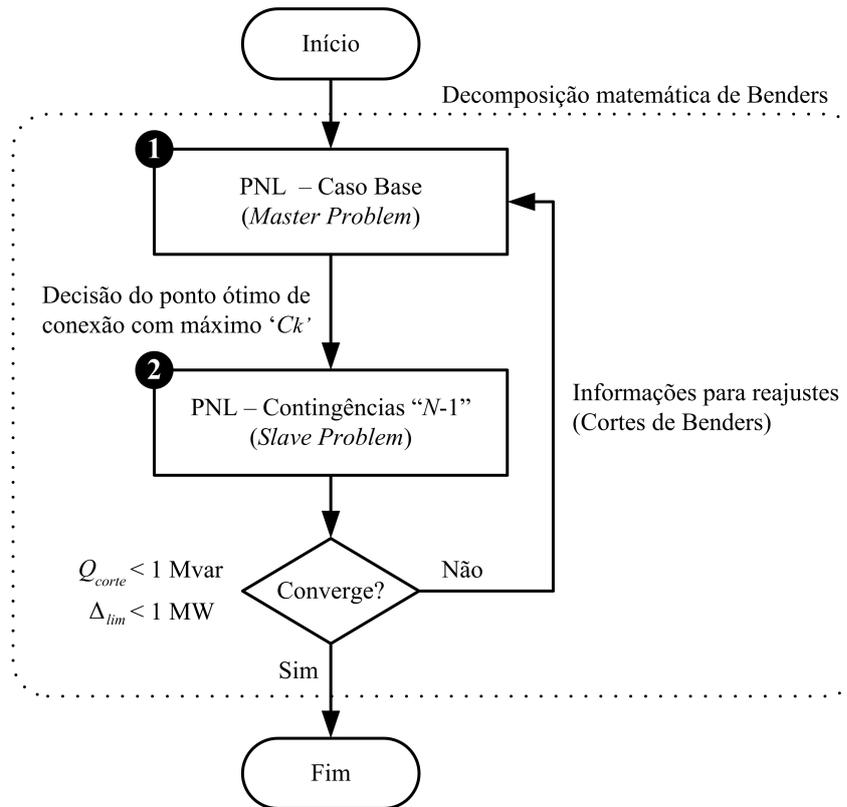
O objetivo é determinar o ponto ótimo de conexão do PEO ao sistema elétrico, visando maximizar a capacidade de geração eólica viável ' C_k ', respeitando o critério de segurança " $N - 1$ " e os limites térmicos das linhas de transmissão e transformadores existentes.

Dessa forma, a decomposição matemática de Benders (BENDERS, 1962; GE-OFFRION, 1972; GRANVILLE; LIMA, 1994; GOMES et al., 2017) é formulada na Metodologia II da seguinte forma:

- (i) Etapa 1 (*Master Problem*): o caso base, relacionado à condição de operação normal do sistema (sem contingência), é resolvido utilizando-se uma formulação baseada em uma PNL-CA para se obter uma decisão acerca do melhor ponto do Sistema Elétrico de Potência (SEP) para se conectar o PEO, visando maximizar a capacidade de geração eólica ' C_k ';
- (ii) Etapa 2 (*Slave Problem*): uma formulação baseada em PNL-CA é resolvida para cada condição de contingência individual (critério de segurança " $N - 1$ "), diante da decisão obtida na Etapa 1, para verificar a viabilidade da operação do sistema.

A solução ótima é obtida através do processo iterativo entre os subproblemas *Master* e *Slave* (também conhecidos como: Mestre e Escravo), conforme é ilustrado pela

Figura 15: Fluxograma da formulação PNL-CA - Metodologia II.



Fonte: Próprio autor.

Figura 15. Isso mostra que, em caso de não convergência das Etapas 1 e 2 de imediato, sempre que a Etapa 1 é executada novamente, o objetivo é reajustar o nível de penetração de geração eólica de acordo com os cortes de Benders obtidos na Etapa 2, de forma a garantir a operação viável do sistema, mesmo diante de qualquer situação de contingência.

Nos tópicos seguintes, cada passo da metodologia proposta neste capítulo será discutida em detalhes.

4.2.1 Etapa 1: PNL - Caso Base (*Master Problem*)

O objetivo do *Master Problem* é determinar o ponto ótimo de conexão do PEO à rede *onshore* que garanta a máxima capacidade de geração eólica no caso base (sem contingências), assegurando a operação viável do sistema. Dessa forma, as variáveis de decisão são: o nível de penetração de geração eólica ' δ ' (%), a capacidade de geração eólica ' C_k ' (MW) e os *status* das chaves ' sw_k ' que conectam (' $sw_k = 1$ ') ou não (' $sw_k = 0$ ') o PEO à determinada barra ' k ' do sistema.

A função objetivo busca maximizar a penetração de geração eólica ' δ ', conforme apresentado pela Equação (4.1a), sujeito às restrições formuladas em (4.1b)-(4.1n). A restrição (4.1b) modela a capacidade de geração do PEO ' C_k ' de acordo com a demanda média do sistema ' $D^{média}$ ', com o nível de penetração de geração eólica ' δ ' e com o fator

de capacidade ‘ λ ’ (que depende do potencial de geração do PEO) (BURKE; O’MALLEY, 2008; BURKE; O’MALLEY, 2009a; BURKE; O’MALLEY, 2009b; BURKE; O’MALLEY, 2010; BURKE; O’MALLEY, 2011).

As restrições (4.1c)-(4.1d) são inseridas no modelo matemático para garantir a escolha de apenas uma das chaves ‘ sw_k ’ para realizar a conexão do PEO a uma das barras ‘ k ’ do sistema, dentre às opções candidatas. Em outras palavras, o modelo assegura que apenas uma variável de decisão ‘ sw_k ’ seja igual a ‘1’, enquanto que as outras são iguais a ‘0’. Observe que a Equação (4.1d) compreende um conjunto de ‘ $n \cdot (n - 1)/2$ ’ restrições, em que ‘ n ’ define o número total de possibilidades candidatas de conexão do PEO à rede.

A geração de potência ativa eólica advinda do PEO é representada na Equação (4.1e) através da inclusão do termo ‘ $sw_k \cdot C_k \cdot t_{k_h}^{1-MW}$ ’, em que ‘ $t_{k_h}^{1-MW}$ ’, representa a série temporal de geração eólica normalizada em ‘1-MW’ (BURKE; O’MALLEY, 2008; BURKE; O’MALLEY, 2009a; BURKE; O’MALLEY, 2009b; BURKE; O’MALLEY, 2010; BURKE; O’MALLEY, 2011).

As restrições de desigualdade (4.1g) e (4.1h) são consideradas para cada hora ‘ h ’ de forma a garantir que a penetração de geração eólica não congestionue nenhuma linha de transmissão violando seus limites térmicos.

As Equações (4.1i)-(4.1k) pertencem ao modelo do fluxo de potência não linear (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994; WOOD; WOLLENBERG; SHEBLÉ, 2013) para cada hora ‘ h ’. A Equação (4.1j) é incluída para garantir que as potências providas pela barra de referência (‘ $V\theta$ ’) e pelas barras de geração (‘ PV ’) sejam não-negativas. A restrição de tensão com margem de 10%, descrita na Equação (4.1k), é considerada relaxada em relação aos níveis indicados no “Submódulo 23.3 - Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos” do ONS (ONS, 2017), de forma a canalizar as variáveis de otimização e a auxiliar o processo de convergência da PNL-CA referente à Etapa 1.

Já as Equações (4.1l), (4.1m) e (4.1n) garantem que os valores encontrados para ‘ δ ’ e ‘ C_k ’ sejam positivos e que as chaves ‘ sw_k ’ assumam valores iguais a ‘0’ (chave lógica aberta) ou ‘1’ (chave lógica fechada), respectivamente.

$$\max \delta \quad (4.1a)$$

s.a:

$$\sum_{k=1}^n sw_k \cdot C_k = \frac{D^{média} \cdot \delta}{\lambda} \quad (4.1b)$$

$$\sum_{k=1}^n sw_k = 1 \quad (4.1c)$$

$$sw_a \cdot sw_b = 0, \forall (a \neq b) \quad (4.1d)$$

$$\forall_{h,k} \left[P_{g_k}^h - P_{d_k}^h - V_k^h \cdot \sum_{m \in \Omega_k} \left(V_m^h \cdot \left(G_{km} \cdot \cos(\theta_{km}^h) + B_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}^h) \right) \right) + (sw_k \cdot C_k \cdot t_{k_h}^{1-MW}) = 0 \right] \quad (4.1e)$$

$$\forall_{h,k} \left[Q_{g_k}^h - Q_{d_k}^h - V_k^h \cdot \sum_{m \in \Omega_k} \left(V_m^h \cdot \left(G_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}^h) - B_{km} \cdot \cos(\theta_{km}^h) \right) \right) = 0 \right] \quad (4.1f)$$

$$\forall_{h,km} \left[\left(V_k^h \right)^2 \cdot g_{km} - V_k^h \cdot V_m^h \cdot g_{km} \cdot \cos(\theta_{km}^h) - V_k^h \cdot V_m^h \cdot b_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}^h) \leq L_{km} \right] \quad (4.1g)$$

$$\forall_{h,km} \left[\left(V_m^h \right)^2 \cdot g_{km} - V_k^h \cdot V_m^h \cdot g_{km} \cdot \cos(\theta_{km}^h) + V_k^h \cdot V_m^h \cdot b_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}^h) \leq L_{km} \right] \quad (4.1h)$$

$$\theta_{v\theta}^h = \theta_{v\theta}^{esp} \quad (4.1i)$$

$$\forall_{h,pv,v\theta} \left[P_{g_{pv,v\theta}}^h \geq 0 \text{ [p.u.]} \right] \quad (4.1j)$$

$$\forall_{h,k} \left[0,9 \leq V_k^h \leq 1,1 \text{ [p.u.]} \right] \quad (4.1k)$$

$$\forall_k \left[0 \leq \delta \leq 100 \text{ [%]} \right] \quad (4.1l)$$

$$\forall_k \left[C_k \geq 0 \text{ [p.u.]} \right] \quad (4.1m)$$

$$\forall_k \left[sw_k \in \{0,1\} \right] \quad (4.1n)$$

4.2.2 Etapa 2: PNL - Contingências “ $N - 1$ ” (*Slave Problem*)

Na Etapa 2, a PNL é realizada para cada contingência de linha de transmissão de acordo com o critério de segurança “ $N - 1$ ”. A solução encontrada na Etapa 1, relacionada à escolha da melhor opção de conexão do PEO e à máxima penetração de geração eólica ‘ δ^* ’, é, então, considerada na Etapa 2, cujo objetivo é garantir que a operação do sistema é viável em qualquer um dos cenários de contingência de linha (critério de segurança “ $N - 1$ ”).

A PNL do *Slave Problem* é formulada através das Equações (4.2a)-(4.2j), com a inclusão de variáveis de folga (ou *slack*, em inglês) para garantir a convergência matemática

do problema em caso de a operação do sistema ser inviável em alguma contingência. Essas variáveis podem ser utilizadas, também, para se medir o grau de inviabilidade do processo (GRANVILLE; LIMA, 1994). As variáveis de folga propostas nesta metodologia são:

- ‘ Q_{corte} ’: injeção de potência reativa fictícia na barra ‘ k ’, para contingências em que a inviabilidade é devido à falta de suporte de potência reativa;
- ‘ Δ_{lim} ’: incremento fictício na capacidade de fluxo de potência de determinada linha de transmissão, para contingências em que a inviabilidade é devido ao congestionamento de linhas de transmissão do sistema.

É importante ressaltar que o uso da variável de folga relacionada ao incremento fictício na capacidade de fluxo de potência de determinada linha de transmissão ‘ Δ_{lim} ’ é uma contribuição da pesquisa desenvolvida nesta tese na aplicação da técnica de decomposição de Benders para problemas em sistemas de potência.

Como o *Slave Problem* tem a finalidade de verificar a viabilidade de operação do sistema diante dos cenários de contingência ‘ s ’, sua função objetivo é compreendida pelas variáveis de folga propostas, representando os recursos fictícios de suporte de reativo e de flexibilização das capacidades das linhas de transmissão (4.2a). O suporte de potência reativa fictícia ‘ Q_{corte} ’ é adicionado à restrição de balanço de potência reativa, Equação (4.2c), enquanto que o incremento ‘ Δ_{lim} ’ é adicionado à capacidade de linha de transmissão ‘ L_{km} ’, Equações (4.2d) e (4.2e).

A Equação (4.2b) é semelhante à Equação (4.1e). Porém, a variável de capacidade de geração eólica ‘ C_k ’ de (4.1e) é reescrita em (4.2b) através de desenvolvimento algébrico da Equação (4.1b), considerando o *status* da chave escolhida como opção ótima de conexão do PEO sendo igual a ‘ $sw_k = 1$ ’, enquanto que, em relação às demais chaves, ‘ $sw_k = 0$ ’.

As Equações (4.2f)-(4.2h) pertencem ao modelo do fluxo de potência não linear (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994; WOOD; WOLLENBERG; SHEBLÉ, 2013) para cada hora ‘ h ’. A Equação (4.2g) é incluída para garantir que as potências providas pela barra de referência (‘ $V\theta$ ’) e pelas barras de geração (‘ PV ’) sejam não-negativas. A restrição de tensão com margem de 10%, descrita na Equação (4.1h), é considerada relaxada em relação aos níveis indicados no “Submódulo 23.3 - Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos” do ONS (ONS, 2017), de forma a canalizar as variáveis de otimização e a auxiliar o processo de convergência da PNL-CA.

As Equações (4.2i) e (4.2j) garantem que os valores encontrados para as variáveis de folga ‘ Q_{corte_k} ’ e ‘ Δ_{lim_k} ’ sejam positivos, respectivamente.

$$\min \left(\sum_{k=1}^{nb} Q_{corte_k} + \sum_{km=1}^{nl} \Delta_{lim_{km}} \right) \quad (4.2a)$$

s.a.:

$$\forall_{h,s,k} \left[P_{g_k}^{h,s} - P_{d_k}^{h,s} - V_k^{h,s} \cdot \sum_{m \in \Omega_k} \left(V_m^{h,s} \cdot \left(G_{km}^s \cdot \cos(\theta_{km}^{h,s}) + B_{km}^s \cdot \text{sen}(\theta_{km}^{h,s}) \right) \right) + \left(\frac{D^{m\u00e9dia} \cdot \delta^* \cdot t_{k_h}^{1-MW}}{\lambda} \right) = 0 \right] \quad (4.2b)$$

$$\forall_{h,s,k} \left[Q_{g_k}^{h,s} - Q_{d_k}^{h,s} - V_k^{h,s} \cdot \sum_{m \in \Omega_k} \left(V_m^{h,s} \cdot \left(G_{km}^s \cdot \text{sen}(\theta_{km}^{h,s}) - B_{km}^s \cdot \cos(\theta_{km}^{h,s}) \right) \right) + Q_{corte_k} = 0 \right] \quad (4.2c)$$

$$\forall_{h,s,km} \left[\left(V_k^{h,s} \right)^2 \cdot g_{km}^s - V_k^{h,s} \cdot V_m^{h,s} \cdot g_{km}^s \cdot \cos(\theta_{km}^{h,s}) - V_k^{h,s} \cdot V_m^{h,s} \cdot b_{km}^s \cdot \text{sen}(\theta_{km}^{h,s}) \leq L_{km} + \Delta_{lim_{km}} \right] \quad (4.2d)$$

$$\forall_{h,s,km} \left[\left(V_m^{h,s} \right)^2 \cdot g_{km}^s - V_k^{h,s} \cdot V_m^{h,s} \cdot g_{km}^s \cdot \cos(\theta_{km}^{h,s}) + V_k^{h,s} \cdot V_m^{h,s} \cdot b_{km}^s \cdot \text{sen}(\theta_{km}^{h,s}) \leq L_{km} + \Delta_{lim_{km}} \right] \quad (4.2e)$$

$$\theta_{v\theta}^h = \theta_{v\theta}^{esp} \quad (4.2f)$$

$$\forall_{h,pv,v\theta} \left[P_{g_{pv,v\theta}}^h \geq 0 \text{ [p.u.]} \right] \quad (4.2g)$$

$$\forall_{h,k} \left[0,9 \leq V_k^h \leq 1,1 \text{ [p.u.]} \right] \quad (4.2h)$$

$$\forall_k \left[Q_{corte_k} \geq 0 \text{ [p.u.]} \right] \quad (4.2i)$$

$$\forall_{km} \left[\Delta_{lim_{km}} \geq 0 \text{ [p.u.]} \right] \quad (4.2j)$$

Em que ‘ nb ’ e ‘ nl ’ correspondem ao n\u00famero total de barras e de linhas de transmiss\u00e3o do sistema, respectivamente.

De acordo com a formula\u00e7\u00e3o matem\u00e1tica do m\u00e9todo de decomposi\u00e7\u00e3o de Benders, apresentada no Ap\u00eandice B, o corte de Benders produzido ap\u00f3s a execu\u00e7\u00e3o do *Slave Problem*, caso a opera\u00e7\u00e3o do sistema n\u00e3o seja vi\u00e1vel diante de alguma conting\u00eancia de linha, \u00e9 apresentado na Equa\u00e7\u00e3o (4.3) associado com a vari\u00e1vel de decis\u00e3o ‘ δ ’ representando o n\u00edvel de penetra\u00e7\u00e3o de gera\u00e7\u00e3o e\u00f3lica.

$$\frac{D^{m\u00e9dia} \cdot \delta \cdot t_{k_h}^{1-MW} \cdot \pi_2}{\lambda} \geq \omega_2 + \frac{D^{m\u00e9dia} \cdot \delta^* \cdot t_{k_h}^{1-MW} \cdot \pi_2}{\lambda} \quad (4.3)$$

Na Equa\u00e7\u00e3o (4.3), ‘ π_2 ’ e ‘ ω_2 ’ denotam o multiplicador de Lagrange associado com a restri\u00e7\u00e3o da vari\u00e1vel de decis\u00e3o, Equa\u00e7\u00e3o (4.2b), e a fun\u00e7\u00e3o objetivo do *Slave Problem*, respectivamente.

Nesse caso, a restrição referente ao corte de Benders (4.3) é inserida na nova rodada de execução da Etapa 1 (*Master Problem*) e o processo é repetido, alternando entre o *Master* e o *Slave Problem*, até o momento em que se encontre uma operação viável do sistema no caso base e em todos os casos de contingência (critério de segurança “ $N - 1$ ”), ou seja, quando o valor encontrado na função objetivo (4.2a) for menor que determinada tolerância no processo de convergência (1 MW para ‘ Δ_{lim} ’ e 1 Mvar para ‘ Q_{corte} ’). Isso significa que a penetração de geração eólica atingiu o máximo valor possível respeitando a viabilidade de operação do sistema.

4.3 SISTEMA TUTORIAL A - METODOLOGIA II

4.3.1 Informações Gerais do Sistema Tutorial A - Metodologia II

A Figura 16 apresenta o diagrama unifilar do sistema tutorial utilizado para avaliar a aplicação da metodologia proposta neste Capítulo 4, com o interesse de se encontrar o ponto ótimo de conexão de um parque eólico *offshore* em um sistema *onshore* que garanta a máxima capacidade de geração eólica. Esta rede consiste no sistema IEEE 14 Barras, descrito em (IEEE, 2019), modificado pela definição de três de suas barras como candidatas à conexão do Parque Eólico *Offshore*.

A rede tem originalmente 14 barras e 20 linhas, com demanda de carga total de 259 MW e geração máxima de 2.021,6 MW. Supõe-se que as barras *onshore* ‘10’, ‘13’ e ‘14’ encontram-se próximas a uma região com alto potencial de geração eólica *offshore* e, portanto, são candidatas à injeção dessa potência. Assim, três barras *offshore*, ‘15’, ‘16’ e ‘17’, são adicionadas ao sistema original (IEEE, 2019), conforme ilustrado na Figura 16. Os dados de barra, de linha, de geração convencional e de capacidade das linhas de transmissão do sistema 14 Barras são apresentados no Apêndice A.

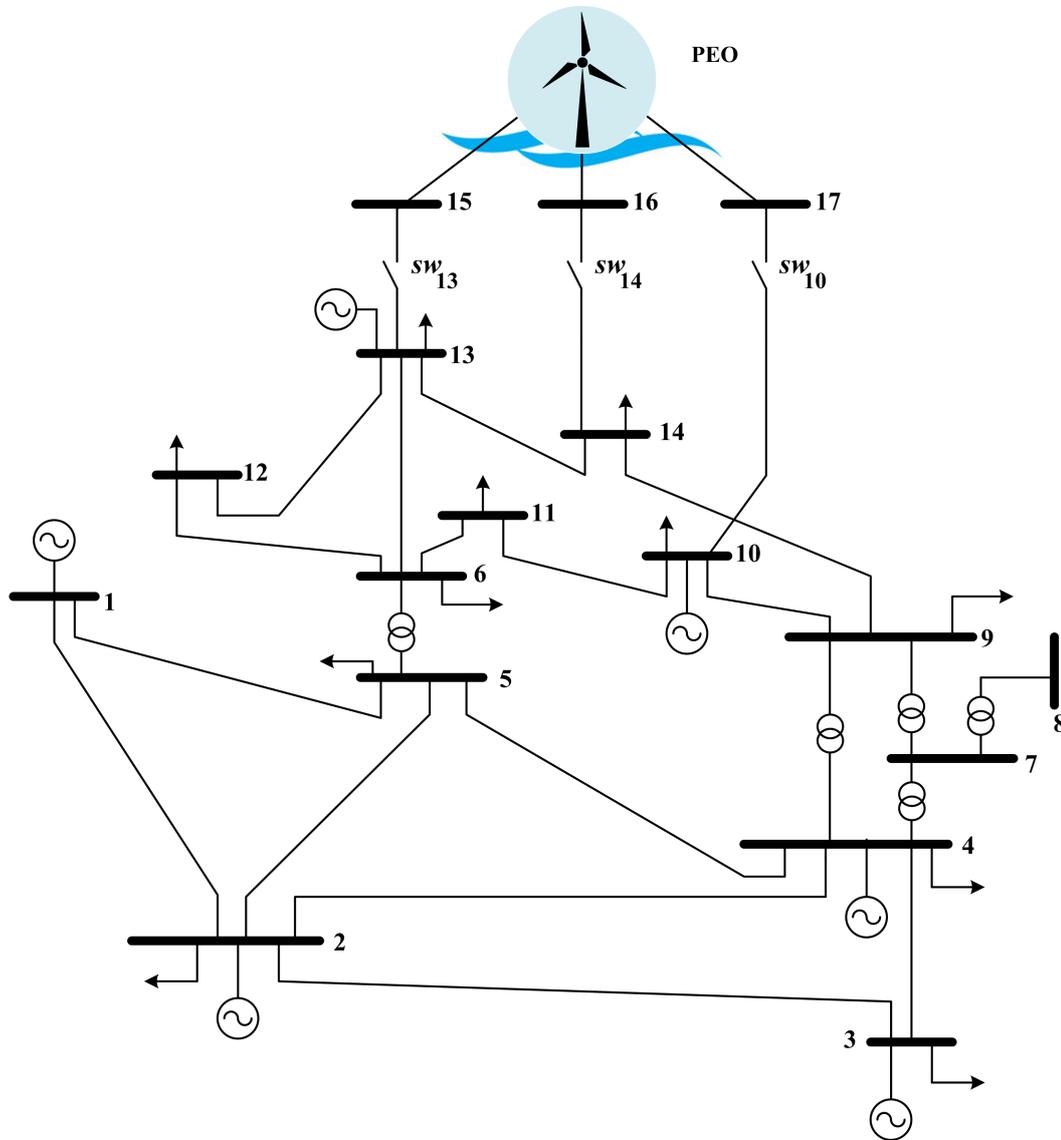
O fator de capacidade do PEO é de 28,37 %. A série temporal de potência eólica, normalizada em 1-MW, para três cenários de vento sob estudo, é mostrada na Figura 13. Os três horários subsequentes são caracterizados por possuírem alta, média e baixa disponibilidade de geração eólica, respectivamente. Da mesma forma, os perfis de carga considerados no estudo seguem um padrão de carga leve, média e pesada; aplicando-se os fatores multiplicativos de 0,9 (leve), 1,0 (média) e 1,1 (pesada) às cargas originais de (IEEE, 2019).

4.3.2 Ponto Ótimo de Conexão do Parque Eólico *Offshore* com Máxima Capacidade de Geração Eólica

4.3.2.1 PNL - Caso Base (*Master Problem*)

O modelo da PNL referente à Etapa 1 aplicado ao “Sistema Tutorial A - Metodologia II” procura encontrar o nível máximo de penetração de geração eólica e o ponto de injeção

Figura 16: Diagrama unifilar do sistema 14 Barras inspirado em (IEEE, 2019) - Sistema tutorial A - Metodologia II.



Fonte: (IEEE, 2019).

desta potência dentre as barras candidatas '13', '14' e '10'. As Equações (4.1a)-(4.1d) são reescritas através das Equações (4.4a)-(4.4f) de forma a modelar o problema específico deste sistema; as equações (4.1e)-(4.1n) permanecem as mesmas. Observe que é utilizada uma abordagem de otimização no modelo de uma PNL devido à natureza não linear do problema. Veja que os *status* das chaves ' sw_k ' assumem valores binários e inteiros iguais a 0 (chave lógica aberta) ou 1 (chave lógica fechada).

A PNL do *Master Problem* encontra, como solução, que a barra '13' é o ponto ótimo de conexão do PEO através da chave ' $sw_{13} = 1$ ', dentre as opções candidatas. O valor máximo de penetração de geração eólica encontrado para o caso base (ou seja, sem contingências), advindo dessa conexão, é igual a ' $\delta_{m\acute{a}x} = 21,906 \%$ ' com capacidade máxima de geração eólica de ' $C_{13_{m\acute{a}x}} = 200,00 \text{ MW}$ '.

Essa solução encontrada na Etapa 1 (*Master Problem*), referente ao caso base de operação, servirá de entrada para a Etapa 2 (*Slave Problem*), conforme o fluxograma apresentado na Figura 15. Neste próximo passo, a PNL será responsável por verificar se o resultado encontrado para o caso base também é um estado operativo viável em todos os casos de contingência individuais (critério de segurança “ $N - 1$ ”), caso contrário, serão formulados os cortes de Benders e o algoritmo dá prosseguimento ao processo iterativo do método de decomposição de Benders.

$$\max \delta \quad (4.4a)$$

s.a:

$$sw_{13} \cdot C_{13} + sw_{14} \cdot C_{14} + sw_{10} \cdot C_{10} = \frac{D^{média} \cdot \delta}{\lambda} \quad (4.4b)$$

$$sw_{13} + sw_{14} + sw_{10} = 1 \quad (4.4c)$$

$$sw_{13} \cdot sw_{14} = 0 \quad (4.4d)$$

$$sw_{13} \cdot sw_{10} = 0 \quad (4.4e)$$

$$sw_{14} \cdot sw_{10} = 0 \quad (4.4f)$$

4.3.2.2 PNL - Contingências “ $N - 1$ ” (*Slave Problem*)

Na Etapa 2, o nível de penetração de geração eólica ‘ δ^* ’ é definido através do valor obtido na Etapa 1, ‘ $\delta^* = 21,906\%$ ’, e a Equação (4.2b) é válida para a barra ‘13’. Para essa decisão, a PNL do *Slave Problem* encontra valores das variáveis de folga ‘ Q_{corte} ’ e ‘ Δ_{lim} ’ acima das respectivas tolerâncias de convergência do processo de decomposição de Benders, ou seja, 1 Mvar e 1 MW. Dessa forma, o corte de Benders, formulado em (4.3), é reinserido na Etapa 1 como uma restrição adicional da PNL, para que seja realizada uma nova iteração entre as Etapas 1 e 2. Para este estudo de caso, o processo é repetido até a sexta iteração, quando todas as variáveis de folga estiverem abaixo da tolerância adotada e, assim, a convergência do processo é alcançada.

A Tabela 5 apresenta a trajetória de convergência do processo iterativo e os cenários em que as variáveis *slack* possuem valores maiores do que as respectivas tolerâncias, iterações de 1 a 5, bem como a última iteração (6ª), quando o processo iterativo converge devido ao fato das variáveis de folga atingirem valores abaixo da tolerância.

Tabela 5: Trajetória de convergência das variáveis de folga ‘ Q_{corte} ’ e ‘ Δ_{lim} ’ - Sistema tutorial A - Metodologia II.

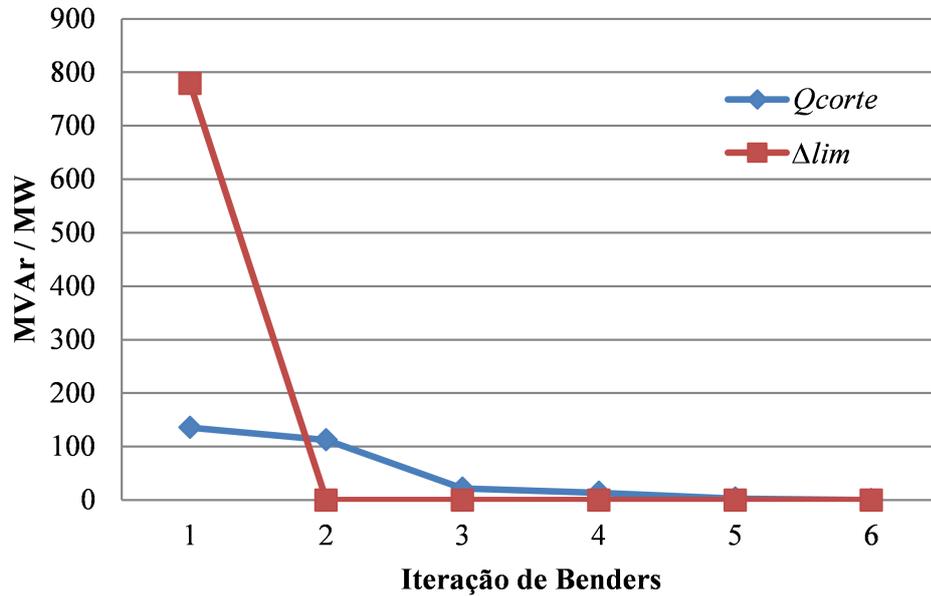
Iteração de Benders	Hora (h)	Contingência de linha	Q_{corte} (Mvar)	Barra	Δ_{lim} (MW)	Linha
1	1	5 – 6	70,20	11	–	–
1	1	5 – 6	12,95	14	–	–
1	1	6 – 13	135,47	12	–	–
1	1	6 – 13	14,00	14	–	–
1	1	9 – 10	2,46	14	–	–
1	1	5 – 6	–	–	779,00	13 – 14
1	1	6 – 13	–	–	707,31	13 – 14
2	1	5 – 6	40,42	11	–	–
2	1	5 – 6	7,64	14	–	–
2	1	6 – 13	112,23	12	–	–
2	1	6 – 13	10,22	14	–	–
3	1	5 – 6	2,98	14	–	–
3	1	6 – 13	21,75	12	–	–
3	1	6 – 13	5,29	14	–	–
4	1	5 – 6	0,07	14	–	–
4	1	6 – 13	13,64	12	–	–
4	1	6 – 13	2,67	14	–	–
5	1	6 – 13	2,97	12	–	–
6	1	6 – 13	0,03	12	–	–

Durante todo o processo, destaca-se a atuação da variável proposta ‘ Δ_{lim} ’, que possui importante papel na primeira iteração, atuando na linha de transmissão ‘13–14’. Isso ocorre porque o *Slave Problem* é matematicamente inviável para o cenário de penetração encontrado no *Master Problem* (‘ $\delta^* = 21,906\%$ ’) sem a presença da variável de folga ‘ Δ_{lim} ’, visto que, nessas condições, a linha de transmissão ‘13 – 14’ fica sobrecarregada nos cenários de contingência das linhas ‘5 – 6’ e ‘6 – 13’. Em outras palavras, a variável de folga ‘ Δ_{lim} ’ possui importante atuação na convergência do processo, auxiliando-a a atingir a solução final (6^a iteração).

A Figura 17 mostra a trajetória de convergência dos valores máximos das variáveis de folga propostas durante o processo de decomposição de Benders. Observe que a atuação da variável *slack* ‘ Δ_{lim} ’ no corte de Benders é expressiva, visto que um corte produzido da primeira para a segunda iteração é suficiente para levar a variável ‘ Δ_{lim} ’ a zero.

A Tabela 6 apresenta as soluções encontradas para o nível de penetração de geração eólica (‘ δ ’) e para a capacidade de geração eólica (‘ C_k ’) que o sistema elétrico suporta, através da opção de conexão escolhida como ótima (barra ‘13’), ao longo das seis iterações do processo iterativo da decomposição de Benders. Observe que o resultado final indica um nível máximo de penetração de geração eólica de ‘ $\delta_{m\acute{a}x} = 13,553\%$ ’, com capacidade máxima de geração eólica de ‘ $C_{13} = 123,737$ MW’, injetada através da barra ‘13’.

Figura 17: Convergência dos valores máximos das variáveis de folga ' Q_{corte} ' e ' Δ_{lim} ' - Sistema tutorial A - Metodologia II.



Fonte: Próprio autor.

Tabela 6: Trajetória de convergência do nível de penetração de geração eólica (' δ ') e da capacidade de geração eólica (' C_k ') - Sistema tutorial A - Metodologia II.

Iteração de Benders	δ (%)	C_{13} (MW)	C_{14} (MW)	C_{10} (MW)
1	21,906	200,000	0,000	0,000
2	19,763	180,436	0,000	0,000
3	17,777	162,302	0,000	0,000
4	16,594	151,501	0,000	0,000
5	14,225	129,873	0,000	0,000
6	13,553	123,737	0,000	0,000

4.3.3 Soluções Candidatas Obtidas Via Inspeção

Com o intuito de se verificar que a escolha da barra '13' é realmente o ponto ótimo de conexão do PEO dentre as opções candidatas, a avaliação dos níveis máximos de penetração de geração eólica para as opções de conexão através das barras '14' e '10' são apresentadas na Tabela 7. Esses resultados são obtidos, a partir do algoritmo proposto, definindo-se as variáveis relacionadas às respectivas chaves de conexão ' sw_k ' com os *status* '0' ou '1'. Ou seja, caso tenha-se o interesse de verificar o nível máximo de penetração de geração eólica através da barra '14', as chaves foram configuradas fixamente da seguinte forma: ' $sw_{13} = 0$ ', ' $sw_{14} = 1$ ' e ' $sw_{10} = 0$ '. De forma semelhante, para a barra '10': ' $sw_{13} = 0$ ', ' $sw_{14} = 0$ ' e ' $sw_{10} = 1$ '.

Como esperado, o nível máximo de penetração de geração eólica (' $\delta_{m\acute{a}x}$ ') e a

Tabela 7: Soluções candidatas - Sistema tutorial A - Metodologia II.

Barra k	$\delta_{m\acute{a}x}$ (%)	$C_{k,m\acute{a}x}$ (MW)
13	13,553	123,737
14	11,326	103,410
10	11,429	104,348

capacidade máxima de geração eólica ($C_{m\acute{a}x}$) são obtidos através da conexão do parque eólico *offshore* na barra ‘13’, conforme encontrado através do algoritmo proposto; validando-se, assim, a solução encontrada para este sistema tutorial.

É interessante observar que, ao aplicar a “Metodologia II - PNL-CA”, embora o algoritmo de otimização também escolha como opção ótima de conexão do PEO através da barra ‘13’, o valor máximo viável de penetração de geração eólica encontrado através da “Metodologia I - PNL-CC” é igual a $\delta_{m\acute{a}x} = 17,1 \%$, com $C_{m\acute{a}x} = 156,122$ MW’.

Esse fato é explicado pelo fato de a “Metodologia I - PNL-CC” ser baseada na formulação da rede no modelo linearizado (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994; MONTICELLI, 1983)), conforme a metodologia desenvolvida em (BURKE; O’MALLEY, 2009b), que serviu de referência-base para o desenvolvimento desta. Sendo assim, conforme já discutido anteriormente, esta metodologia tem algumas deficiências no que se refere a não considerar as implicações da introdução de restrições de operação de CA, os impactos na capacidade de transmissão devido aos perfis de tensão e questões relacionadas ao suporte de potência reativa na rede. Com isso, em algumas situações, esses fatores contribuem para que se encontre uma decisão que talvez não seja a mais exata acerca do ponto ótimo de conexão do PEO e quanto à máxima penetração de geração eólica viável que o sistema elétrico suporta.

Essa deficiência é claramente notada ao observar que na Tabela 5, referente à “Trajetória de convergência das variáveis de folga Q_{corte} e Δ_{lim} ” do “Sistema Tutorial A - Metodologia II”, o método proposto não converge para o ponto de máxima penetração viável de geração eólica $\delta_{m\acute{a}x} = 13,553 \%$ enquanto as variáveis de folga Q_{corte} e Δ_{lim} não fiquem abaixo das tolerâncias consideradas (1 Mvar e 1 MW, respectivamente).

Observe, ainda na Tabela 5, que a variável *slack* Q_{corte} , referente a um suporte adicional de potência reativa a determinadas barras do sistema nos cenários de contingência, atuam desde a primeira até a última iteração do processo de decomposição matemática de Benders, quando se obtém um valor de $Q_{corte} = 0,03$ Mvar’. Sendo assim, ao se utilizar uma formulação da rede baseada no modelo linearizado (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994; MONTICELLI, 1983)), perde-se a sensibilidade em relação às variáveis CA, o que pode comprometer a solução encontrada, conforme ocorreu neste primeiro sistema-teste sob análise (14 Barras).

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo teve como propósito apresentar a segunda metodologia, desenvolvida nesta tese, com o objetivo de determinar o ponto ótimo de conexão de um parque eólico *offshore* a uma rede *onshore*, de forma a garantir a máxima capacidade de geração eólica ‘ C_k ’. A formulação desenvolvida fornece uma estrutura que atende à natureza aleatória dos ventos e ao comportamento variável da carga, ao mesmo tempo em que respeita os limites térmicos das linhas de transmissão e o critério de segurança “ $N - 1$ ”. As variações típicas da geração eólica e dos perfis de cargas foram representadas através do uso de séries temporais horárias.

O algoritmo proposto utiliza Programação Não Linear (PNL) com uma abordagem de Fluxo de Potência Não Linear, para realizar o estudo em questão. O método de decomposição matemática de Benders é utilizado para representar as restrições relacionadas ao critério de segurança “ $N - 1$ ”.

Com a metodologia apresentada neste capítulo, é possível obter de imediato a máxima penetração de geração eólica viável que o sistema elétrico de potência suporta; ao contrário da metodologia apresentada no capítulo anterior, em que se avaliava a viabilidade do nível de penetração de forma incremental. Isso configura uma redução no esforço computacional para se encontrar a solução final.

Além disso, a formulação do fluxo de potência não linear é adotada na metodologia proposta neste Capítulo 4, em contraposição à apresentada no Capítulo 3, cuja abordagem é fundamentada em um fluxo de potência linear. Dessa forma, o algoritmo considera implicações da introdução de restrições de operação de CA, os impactos na capacidade de transmissão devido aos perfis de tensão e questões relacionadas ao suporte de potência reativa na rede. Esses fatores contribuem para se encontrar uma decisão mais exata acerca do ponto ótimo de conexão do PEO e quanto à máxima penetração de geração eólica viável que o sistema elétrico suporta.

A modelagem da metodologia proposta é apresentada detalhadamente em um sistema tutorial de 14 Barras, inspirado no sistema IEEE 14 Barras (IEEE, 2019), no qual se investiga a opção ótima de conexão de um PEO dentre três opções candidatas. Os níveis de penetração de geração eólica ‘ δ ’ e de capacidade de geração eólica ‘ C_k ’, tanto no caso base quanto nas situações de contingência de linhas, são apresentados de forma detalhada, sendo possível observar a trajetória de convergência do processo de decomposição matemática de Benders e a atuação dos cortes e das variáveis de folga referentes ao método, até o momento em que o algoritmo proposto converge, obtendo a solução final. O nível máximo de penetração encontrado pela metodologia, considerando as 3 horas sob análise, foi de ‘ $\delta_{max} = 13,553\%$ ’, com capacidade máxima de geração eólica de ‘ $C_{max} = 123,737$ MW’, sendo escolhida a melhor opção de conexão do PEO à rede

através da barra '13'.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo tem como propósito apresentar e discutir os resultados obtidos através da aplicação das duas metodologias propostas neste trabalho de pesquisa (Capítulos 3 e 4) em sistemas elétricos normalmente utilizados na literatura: 24 Barras (IEEE RTS-79), 46 Barras (rede equivalente da região Sul do Brasil), 48 Barras (*Brazilian Birds*) e 107 Barras (rede equivalente da região Centro-Sul do Brasil).

O objetivo é determinar o ponto ótimo de conexão de um Parque Eólico *Offshore* em um sistema interligado com o intuito de maximizar a capacidade de geração eólica. A escolha do melhor ponto de conexão do PEO ao sistema é realizada dentre algumas barras candidatas, geograficamente localizadas em uma região litorânea, próximas umas às outras. Conforme é ilustrado pela Figura 7, cada barra candidata ‘ k ’ pode ser selecionada para receber a conexão do PEO, através de uma chave lógica ‘ sw_k ’, para escoamento da potência gerada pela planta eólica. Assume-se que a região sob análise possui alto potencial para geração eólica e que as barras candidatas são selecionadas levando-se em consideração premissas como: menores distâncias entre o PEO e o sistema *onshore*; e barras que possuam boa capacidade de escoamento da potência gerada pelo parque eólico; estratégias similarmente utilizadas no trabalho (OCHOA; DENT; HARRISON, 2009).

Para avaliação das metodologias propostas foram realizadas comparações entre os resultados encontrados através das duas metodologias propostas e também por meio de resultados obtidos via inspeção.

Toda a implementação computacional foi realizada no ambiente do *software* MATLAB (MATHWORKS, 2016), versão R2016b, sendo utilizados os *solvers* LINPROG e FMINCON (de acordo com a natureza de problema sob análise); e, também, no *software* LINGO (LINDO, 2015), versão 15.0. As simulações foram executadas por meio de um processador Intel® Core™ i7-4500U, 2.40 GHz com 8 GB de memória RAM.

Para realização das análises dos sistemas, foram consideradas as informações subsequentes. O fator de capacidade do parque eólico *offshore* é de 28,37 %. Os *status* das chaves lógicas das barras candidatas ‘ k ’ à conexão de um PEO à rede são sempre inicializadas iguais a ‘ $sw_k = 0$ ’ no processo de otimização sob análise. A série temporal de geração eólica, normalizada em 1-MW, para três cenários de vento sob estudo, é mostrada na Figura 13. Os três horários subsequentes são caracterizados por possuírem alta, média e baixa disponibilidade de geração eólica, respectivamente. Da mesma forma, os perfis de carga considerados no estudo seguem um padrão de carga leve, média e pesada; aplicando-se os fatores multiplicativos de 0,9 (leve), 1,0 (média) e 1,1 (pesada) às cargas originais dos sistemas sob estudo.

5.2 SISTEMA 24 BARRAS (IEEE RTS-79)

O primeiro sistema-teste utilizado para avaliar a aplicação das metodologias propostas nesta tese é uma versão modificada da rede IEEE RTS-79 (24 Barras) (IEEEERTS, 1979), apresentado na Figura 18. Esse sistema é composto por 24 barras e 38 linhas de transmissão em sua topologia base, com 41 linhas candidatas à expansão. Por essa característica, é amplamente utilizado em estudos de planejamento da expansão de sistemas de transmissão, em que cada ramo pode receber no máximo até 3 reforços. Sua demanda total de carga é de 2850 MW e a capacidade máxima de geração é de 3450 MW. Os dados de barra, de linha, de geração convencional e de capacidade das linhas de transmissão do sistema 24 Barras são apresentados no Apêndice A.

Supõe-se que as barras ‘4’, ‘6’ e ‘7’ do sistema encontram-se próximas a uma região com alto potencial de geração eólica *offshore* e, portanto, são candidatas à injeção dessa potência através das chaves lógicas ‘ sw_4 ’, ‘ sw_6 ’ e ‘ sw_7 ’, respectivamente. Assim, três barras *offshore*, ‘25’, ‘26’ e ‘27’, são adicionadas ao sistema original (IEEEERTS, 1979), conforme ilustrado na Figura 18.

5.2.1 Metodologia I

Conforme o procedimento inicial da Metodologia I, abordada no Capítulo 3, garante-se que os fluxos de potência ativa nas linhas de transmissão estão dentro de seus limites térmicos em um nível de baixa penetração de geração eólica, ‘ $\delta = 1\%$ ’. A partir deste cenário, a penetração de geração eólica é incrementada em pequenos passos discretos de ‘ $\Delta\delta = 1\%$ ’ até o momento em que um determinado nível de injeção de potência eólica não possibilite mais a operação do sistema de forma viável.

O algoritmo escolhe a barra ‘6’ como opção ótima de conexão do parque eólico *offshore* ao sistema elétrico. Nesse cenário, a penetração de geração eólica é incrementada em passos de ‘ $\Delta\delta = 1\%$ ’ até o ponto em que se detecta não ser mais viável a injeção desta potência no sistema, ‘ $\delta = 3\%$ ’. Neste momento, retorna-se ao nível anterior, ‘ $\delta = 2\%$ ’, e o incremento de penetração de geração eólica é reduzido para um passo discreto de ‘ $\Delta\delta = 0,1\%$ ’.

Dessa forma, a metodologia proposta detecta que o valor de ‘ $\delta = 2,9\%$ ’ é o nível máximo de penetração de geração eólica que o sistema suporta, garantindo a operação viável do mesmo, sem que nenhum limite térmico de alguma linha de transmissão seja violado, tanto no caso base quanto nas situações de contingência de linha (critério de segurança “ $N - 1$ ”).

A Tabela 8 apresenta a solução encontrada para os valores de capacidades alocadas de geração eólica ‘ C_k ’ (MW) para cada nível de penetração e para o ponto ótimo de conexão selecionado através da metodologia.

Tabela 8: Capacidade alocada ‘ C_k (MW)’ para cada nível de penetração ‘ δ (%)’ e para cada conexão candidata - Sistema 24 Barras / Metodologia I.

δ (%)	Capacidade Alocada		
	C_4 (MW)	C_6 (MW)	C_7 (MW)
1,0	0,000	100,465	0,000
2,0	0,000	200,929	0,000
2,1	0,000	210,976	0,000
2,2	0,000	221,022	0,000
2,3	0,000	231,069	0,000
2,4	0,000	241,115	0,000
2,5	0,000	251,162	0,000
2,6	0,000	261,208	0,000
2,7	0,000	271,255	0,000
2,8	0,000	281,301	0,000
2,9	0,000	291,348	0,000
3,0		<i>Inviável</i>	

Tabela 9: Registros de violações de fluxos de potência ativa - Sistema 24 Barras / Metodologia I.

Cenário(s) de contingência (Linha $k - m$)	Hora (h)	Linha de transmissão violada ($k - m/m - k$)
Caso base	1,2	7 - 8
1 - 3	1,2,3	4 - 9
1 - 5	1,2,3	4 - 9
2 - 6	1,2,3	4 - 9
Todos	1,2,3	6 - 10
Todos	1,2,3	7 - 8

Conforme observado na Tabela 8, a escolha do ponto ótimo de conexão do PEO à barra ‘6’, através da chave ‘ sw_6 ’, possibilita um nível máximo viável de penetração de geração eólica de ‘ $\delta_{m\acute{a}x} = 2,9\%$ ’, com máxima capacidade de geração eólica de ‘ $C_{6,m\acute{a}x} = 291,348$ MW’. Qualquer acréscimo de penetração de ‘ $\Delta\delta = 0,1\%$ ’ inviabiliza a operação do sistema, de acordo com os registros de violações de limites de fluxo de potência ativa distinguidos na Tabela 9, nos horários e cenários de contingências em destaque.

No processo de formulação das restrições de desigualdade da PNL, Etapa 3 do fluxograma da Figura 10, ao considerar o fluxo de potência em ambas as direções, o número de horas de operação sob análise, o número de linhas de transmissão no caso base (‘ $N_{linhas_{base}} = 41$ ’) e nas contingências (‘ $N_{linhas_{N-1}}$ ’ = 40’), e o número de cenários de contingência (‘ $N_{conting\acute{e}ncias} = 38$ ’) do problema, obtém-se, através da Equação (3.27a), um número total de restrições de desigualdade igual ao apresentado no conjunto de Equações (5.1).

$$N_{restrições} = (N_{linhas_{base}} \cdot horas \cdot 2) + (N_{linhas_{N-1}} \cdot horas \cdot 2) \cdot N_{contingências} \quad (5.1a)$$

$$N_{restrições} = (41 \cdot 3 \cdot 2) + (40 \cdot 3 \cdot 2) \cdot 38 \quad (5.1b)$$

$$N_{restrições} = 9.366 \quad (5.1c)$$

Considerando-se a análise de 11 níveis distintos de penetração de geração eólica viáveis (ou seja, de 1% a 2,9%, de acordo com a Tabela 8), há, então, um total de ‘9.366 · 11 = 103.026’ restrições sob análise no problema. No entanto, ao aplicar a estratégia proposta relacionada à seleção das restrições de desigualdade referentes às linhas cujos limites térmicos são violados, alcança-se um número significativamente reduzido de restrições igual a ‘ $N_{restrições} = 250$ ’, obtendo um percentual de redução de 99,76%, demonstrando, assim, o ganho na eficiência computacional obtido com a metodologia proposta.

As barras ‘4’ e ‘7’ também não suportam injeções de potência eólica acima do patamar máximo de penetração de geração eólica obtido ‘ $\delta_{máx} = 2,9\%$ ’. Ao executar a Etapa 8 do fluxograma da Figura 10, verifica-se a inviabilidade de operação do sistema no nível de penetração de geração eólica ‘ $\delta \geq 2,9\%$ ’ para as demais opções candidatas à conexão do PEO à rede.

A fim de validar a solução encontrada acerca da escolha do ponto ótimo de conexão do PEO ao sistema, bem como em relação ao valor máximo viável de penetração de geração eólica ‘ $\delta_{máx}$ ’ advinda desta conexão, a Tabela 10 apresenta as soluções possíveis de serem encontradas, via método de inspeção, caso a conexão do PEO fosse realizada individualmente dentre as opções candidatas. Dessa forma, são expostos os resultados de ‘ $\delta_{máx}$ (%)’ e ‘ $C_{k_{máx}}$ (MW)’ caso a conexão do PEO à rede fosse realizada exclusivamente através da barra ‘4’ (‘ $sw_4 = 1$ ’, ‘ $sw_6 = 0$ ’ e ‘ $sw_7 = 0$ ’) ou da barra ‘7’ (‘ $sw_4 = 0$ ’, ‘ $sw_6 = 0$ ’ e ‘ $sw_7 = 1$ ’).

Tabela 10: Soluções candidatas - Sistema 24 Barras / Metodologia I.

Barra k	$\delta_{máx}$ (%)	$C_{k_{máx}}$ (MW)
4	2,3	231,068
6	2,9	291,348
7	0,5	50,232

5.2.2 Metodologia II

Iniciando-se o processo de decomposição matemática de Benders, ao executar a Programação Não Linear do *Master Problem*, responsável pela análise de operação do sistema no caso base (sem contingências), o algoritmo seleciona a barra ‘6’ como opção ótima para injeção de potência eólica advinda do PEO, com nível máximo de

Tabela 11: Trajetória de convergência das variáveis de folga ‘ Q_{corte} ’ e ‘ Δ_{lim} ’ - Sistema 24 Barras / Metodologia II.

Iteração de Benders	Hora (h)	Contingência de linha	Q_{corte} (Mvar)	Barra	Δ_{lim} (MW)	Linha
1	1	6 - 10	186,24	6	–	–
1	1	1 - 2	–	–	1578,12	6 - 10
1	1	1 - 3	–	–	273,22	6 - 10
1	1	2 - 6	–	–	13952,13	6 - 10
1	1	6 - 10	–	–	13827,63	3 - 9
1	1	10 - 11	–	–	355,67	7 - 8
1	1	10 - 12	–	–	710,34	7 - 8
1	1	12 - 13	–	–	53,99	7 - 8
1	1	12 - 23	–	–	87,97	7 - 8
1	1	13 - 23	–	–	22,94	7 - 8
2	1	6 - 10	5,56	6	–	–
3	1	6 - 10	0,07	6	–	–

penetração viável igual a ‘ $\delta_{m\acute{a}x} = 5,368\%$ ’ e com capacidade máxima de geração eólica de ‘ $C_{6m\acute{a}x} = 539,31$ MW’.

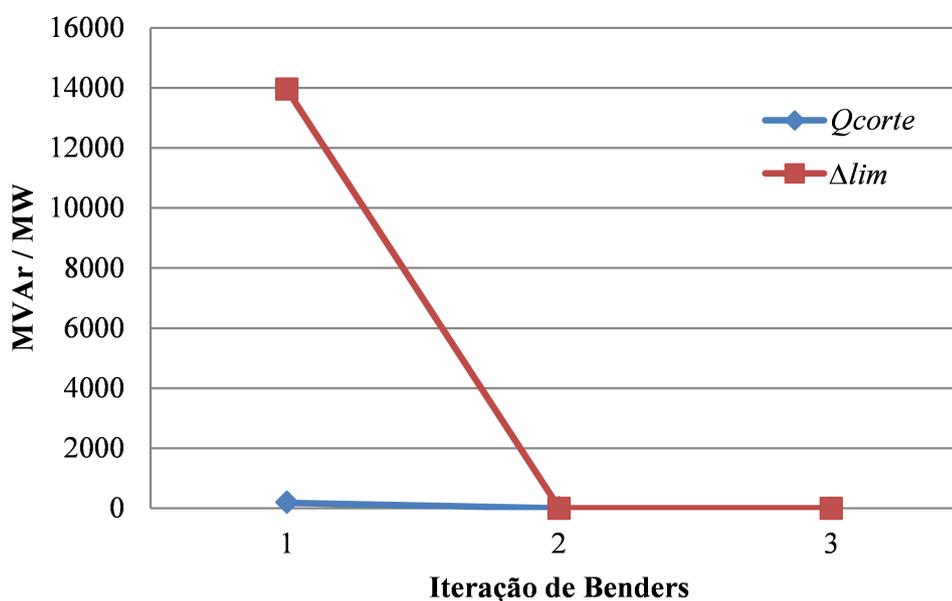
Em seguida, executa-se a etapa da Programação Não Linear do *Slave Problem*, onde é avaliado se o nível de penetração eólica encontrado no *Master Problem* garante a operação viável do sistema diante dos cenários de contingência de linhas de transmissão (critério de segurança “ $N - 1$ ”). Se for detectada a inviabilidade de operação do sistema em algum cenário de contingência, constrói-se o corte de Benders e retorna-se à etapa anterior, conforme o fluxograma da Figura 15.

A Tabela 11 apresenta a trajetória de convergência do processo iterativo e os cenários em que as variáveis *slack* ‘ Q_{corte} ’ e ‘ Δ_{lim} ’ possuem valores maiores do que as respectivas tolerâncias (‘1 Mvar’ e ‘1 MW’, respectivamente), iterações de 1 a 2, bem como a última iteração (terceira), quando o processo iterativo converge devido ao fato das variáveis de folga atingirem valores abaixo das tolerâncias adotadas.

Observe que a atuação da variável de folga ‘ Δ_{lim} ’ é decisivamente importante no processo de convergência, intervindo nas linhas de transmissão ‘6 - 10’, ‘3 - 9’ e ‘7 - 8’; visto que essas linhas são violadas no nível de penetração de ‘ $\delta^* = 5,368\%$ ’ nos cenários de contingência abaixo descritos:

- Linha ‘6 - 10’ é violada nos cenários de contingência das linhas ‘1 - 2’, ‘1 - 3’ e ‘2 - 6’;
- Linha ‘3 - 9’ é violada no cenário de contingência da linha ‘6 - 10’;
- Linha ‘7 - 8’ é violada nos cenários de contingência das linhas ‘10 - 11’, ‘10 - 12’, ‘12 - 13’, ‘12 - 23’ e ‘13 - 13’.

Figura 19: Convergência dos valores máximos das variáveis de folga ' Q_{corte} ' e ' Δ_{lim} ' - Sistema 24 Barras / Metodologia II.



Fonte: Próprio autor.

Tabela 12: Trajetória de convergência do nível de penetração de geração eólica ($\delta_{m\acute{a}x}$) e da capacidade de geração eólica ($C_{m\acute{a}x}$) - Sistema 24 Barras / Metodologia II.

Iteração de Benders	$\delta_{m\acute{a}x}$ (%)	C_4 (MW)	C_6 (MW)	C_7 (MW)
1	5,368	0,000	539,312	0,000
2	3,455	0,000	347,088	0,000
3	3,377	0,000	339,296	0,000

A Figura 19 mostra a trajetória de convergência dos valores máximos das variáveis de folga propostas durante o processo de decomposição de Benders. Observe que a atuação da variável *slack* ' Δ_{lim} ' no corte de Benders é expressiva, visto que os cortes produzidos da primeira para a segunda iteração é suficiente para levar a variável ' Δ_{lim} ' a zero.

A Tabela 12 apresenta as soluções encontradas para o nível de penetração de geração eólica ($\delta_{m\acute{a}x}$) e para a capacidade de geração eólica ($C_{m\acute{a}x}$) que o sistema elétrico suporta, através da opção de conexão escolhida como ótima (barra '6'), ao longo das três iterações do processo iterativo da decomposição de Benders. Observe que o resultado final indica um nível máximo de penetração de geração eólica de ' $\delta_{m\acute{a}x} = 3,377\%$ ', com capacidade máxima de geração eólica de ' $C_{6_{m\acute{a}x}} = 339,296$ MW', injetada através da barra '6'.

Com o intuito de se verificar que a escolha da barra '6' é realmente o ponto ótimo de conexão do PEO dentre as opções candidatas, a avaliação dos níveis máximos de

Tabela 13: Soluções candidatas - Sistema 24 Barras / Metodologia II.

Barra k	$\delta_{m\acute{a}x}$ (%)	$C_{k,m\acute{a}x}$ (MW)
4	0,163	16,376
6	3,377	339,296
7	0,552	55,557

penetração de geração eólica para as opções de conexão através das barras ‘4’ e ‘7’ são apresentadas na Tabela 13. Esses resultados são obtidos, a partir do algoritmo proposto, definindo-se as variáveis relacionadas às respectivas chaves de conexão ‘ sw_k ’ com os *status* ‘0’ (desligada) ou ‘1’ (ligada). Ou seja, caso tenha-se o interesse de verificar o nível máximo de penetração de geração eólica através da barra ‘4’, as chaves foram configuradas fixamente da seguinte forma: ‘ $sw_4 = 1$ ’, ‘ $sw_6 = 0$ ’ e ‘ $sw_7 = 0$ ’. De forma semelhante, para a barra ‘7’: ‘ $sw_4 = 0$ ’, ‘ $sw_6 = 0$ ’ e ‘ $sw_7 = 1$ ’.

Observe que a solução ótima encontrada de conexão do PEO à barra ‘6’, obtendo-se uma penetração de geração eólica máxima viável igual a ‘ $\delta_{m\acute{a}x} = 3,377\%$ ’, com capacidade máxima de geração eólica de ‘ $C_{6,m\acute{a}x} = 339,296$ MW’, é próximo ao valor encontrado ao aplicar-se a Metodologia I considerando a conexão do PEO à mesma barra ‘6’, conforme observado na Tabela 8.

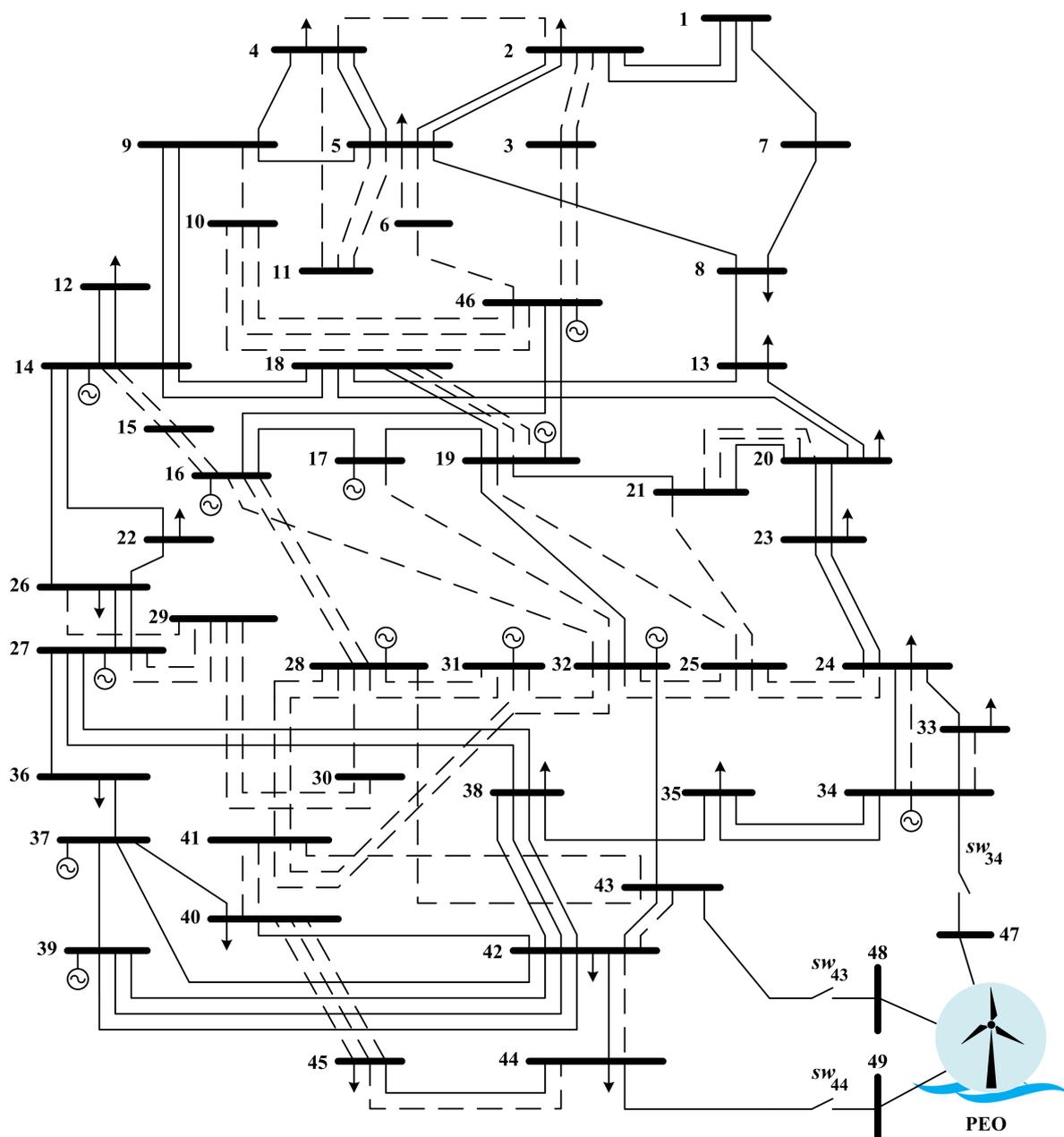
O sistema IEEE RTS-79 (24 Barras) (IEEEERTS, 1979) possui um perfil de operação, no caso base, com os fluxos de potência ativa operando bem próximos aos limites de suas linhas de transmissão, característica que o possibilitaram ser um bom sistema para estudos de expansão de linhas de transmissão. Esse fato é reforçado pelas sugestões de reforços de linhas candidatas à expansão (IEEEERTS, 1979), caso seja necessário. Isso justifica o baixo índice encontrado para a máxima penetração viável de geração eólica ‘ $\delta_{m\acute{a}x} = 3,377\%$ ’ que o sistema suporta, operando no caso base e nos cenários de contingência de linhas (critério de segurança “ $N - 1$ ”). Nesse contexto, optou-se por realizar o estudo baseando-se na topologia base do sistema 24 barras (IEEEERTS, 1979). Caso seja de interesse obter níveis maiores de ‘ δ (%)’, recomenda-se a realização de um estudo futuro, paralelo ao abordado nesta tese, no que se refere ao tema de “planejamento ótimo da expansão de sistemas de transmissão”.

5.3 SISTEMA 46 BARRAS (REDE EQUIVALENTE DA REGIÃO SUL BRASILEIRA)

A Figura 20 apresenta o segundo sistema-teste utilizado para avaliar a aplicação das metodologias propostas nesta Tese, sendo este uma versão modificada do sistema 46 Barras, uma rede equivalente da região Sul do Brasil (ROMERO; MONTICELLI, 1994; BINATO; OLIVEIRA; ARAÚJO, 2001).

Este sistema é, também, amplamente utilizado para estudos de planejamento da expansão ótima de sistemas de transmissão, portanto as capacidades das linhas são muito

Figura 20: Diagrama unifilar do sistema 46 Barras inspirado em (ROMERO; MONTICELLI, 1994; BINATO; OLIVEIRA; ARAÚJO, 2001).



Fonte: (ROMERO; MONTICELLI, 1994; BINATO; OLIVEIRA; ARAÚJO, 2001).

próximas aos valores dos fluxos de potência ativa passantes encontrados no caso base. Nesse sentido, este sistema, em sua topologia base, não suporta a injeção de potência eólica sem que se violem os limites térmicos de determinadas linhas de transmissão, mesmo em níveis baixos de penetração.

Devido a essa característica, foi necessário acrescentar ao sistema algumas linhas candidatas à expansão (ROMERO; MONTICELLI, 1994; BINATO; OLIVEIRA; ARAÚJO, 2001), representadas na Figura 20 através de linhas tracejadas, de forma a ser possível explorar a aplicação do estudo no sistema em questão. Observe que esta medida não

interfere na eficiência da metodologia proposta neste trabalho, uma vez que o objetivo é avaliar a penetração máxima viável de geração eólica em um sistema cuja estrutura é previamente definida. Os dados de barra, de linha, de geração convencional e de capacidade das linhas de transmissão do sistema 46 Barras são apresentados no Apêndice A.

Conforme é apresentado pela Figura 20, as barras ‘34’, ‘43’ e ‘44’ foram selecionadas como candidatas a receber a conexão do PEO por estarem hipoteticamente localizadas em uma região com alto potencial de geração eólica *offshore*. A conexão dessas barras é realizada através das chaves ‘ sw_{34} ’, ‘ sw_{43} ’ e ‘ sw_{44} ’, respectivamente, às barras adicionais ‘47’, ‘48’ e ‘49’.

5.3.1 Metodologia I

Conforme o fluxograma da Figura 10, apresentado na metodologia do Capítulo 3, inicia-se a penetração de geração eólica em um nível baixo, neste caso em ‘ $\delta = 0,1\%$ ’ e, a partir deste ponto, a incrementa-se em passos discretos de ‘ $\Delta\delta = 1\%$ ’ até o momento em que não seja mais viável a injeção de potência eólica ao sistema *onshore*.

Dessa forma, o algoritmo proposto seleciona a barra ‘43’ como opção ótima de conexão do PEO à rede (‘ $sw_{34} = 0$ ’, ‘ $sw_{43} = 1$ ’ e ‘ $sw_{44} = 0$ ’) e, nesse processo de incremento da penetração, a metodologia detecta que o nível de penetração de geração eólica de ‘ $\delta = 3\%$ ’ torna a operação do sistema inviável.

Sendo assim, retorna-se a um nível anterior (‘ $\delta = 2\%$ ’) e incrementa-se o nível de penetração em passos discretos menores, ou seja, ‘ $\Delta\delta = 0,1\%$ ’, até o momento em que o algoritmo obtém o nível máximo viável de penetração de geração eólica igual a ‘ $\delta_{m\acute{a}x} = 2,4\%$ ’, com capacidade máxima de geração eólica de ‘ $C_{43,m\acute{a}x} = 581,942$ MW’. A Tabela 14 apresenta a solução encontrada para os valores de capacidades alocadas de geração eólica ‘ C_k ’ (MW) para cada nível de penetração e para o ponto ótimo de conexão selecionado através da metodologia.

Acima do valor máximo viável de penetração de geração eólica (‘ $\delta > 2,4\%$ ’), o

Tabela 14: Capacidade alocada ‘ C_k (MW)’ para cada nível de penetração ‘ δ (%)’ e para cada conexão candidata - Sistema 46 Barras / Metodologia I.

δ (%)	Capacidade Alocada		
	C_{34} (MW)	C_{43} (MW)	C_{44} (MW)
0,1	0,000	24,248	0,000
1,1	0,000	266,724	0,000
2,1	0,000	509,199	0,000
2,2	0,000	533,447	0,000
2,3	0,000	557,695	0,000
2,4	0,000	581,942	0,000
2,5		<i>Inviável</i>	

fluxo de potência ativa passante na linha de transmissão ‘43 – 48’ viola o seu limite térmico ($L_{43-48} = 600$ MW) em todos os cenários de contingência (critério “ $N - 1$ ”), tornando inviável uma injeção adicional de potência eólica na barra ‘43’.

Para o sistema 46 Barras sob estudo, ao considerar o fluxo de potência em ambas as direções, o número de horas de operação sob análise, o número de linhas de transmissão no caso base ($N_{linhas_{base}} = 123$) e nas contingências ($N_{linhas_{N-1}}$), e o número de cenários de contingência ($N_{contingências} = 120$); obtém-se, através da Equação (3.27a), um número total de restrições de desigualdade igual ao apresentado no conjunto de Equações (5.2).

$$N_{restrições} = (N_{linhas_{base}} \cdot horas \cdot 2) + (N_{linhas_{N-1}} \cdot horas \cdot 2) \cdot N_{contingências} \quad (5.2a)$$

$$N_{restrições} = (123 \cdot 3 \cdot 2) + (122 \cdot 3 \cdot 2) \cdot 120 \quad (5.2b)$$

$$N_{restrições} = 88.758 \quad (5.2c)$$

Por outro lado, quando apenas as restrições “ativas” referentes às linhas cujos limites foram violados são selecionadas através da estratégia proposta, o número resultante de restrições é reduzido de ‘532.548’ (ou seja, ‘88.758 · 6’) para ‘726’. Essa redução de 99,86% contribui para aumentar a eficiência computacional de todo o processo.

Qualquer acréscimo de geração eólica também não é suportado através das barras ‘34’ ou ‘44’. Executando-se a Etapa 8 do fluxograma da Figura 10, verifica-se a inviabilidade de operação do sistema no nível de penetração de geração eólica ‘ $\delta \geq 2,4\%$ ’ para as demais opções candidatas à conexão do PEO à rede.

As soluções encontradas via inspeção para cada possibilidade de conexão do PEO, quando são realizadas individualmente através das chaves ‘ sw_{34} ’, ‘ sw_{43} ’ e ‘ sw_{44} ’, são apresentadas na Tabela 15. Observe que o valor máximo viável de penetração de geração eólica ao sistema é obtido através da conexão à barra ‘43’, ‘ $\delta_{máx} = 2,4\%$ ’, encontrando-se uma capacidade máxima de geração igual a ‘ $C_{43,máx} = 581,942$ MW’, validando-se, assim, a solução encontrada através da metodologia proposta.

Tabela 15: Soluções candidatas - Sistema 46 Barras / Metodologia I.

Barra k	$\delta_{máx}$ (%)	$C_{k,máx}$ (MW)
34	1,5	363,714
43	2,4	581,942
44	2,1	509,199

5.3.2 Metodologia II

A segunda metodologia proposta nesta Tese, conforme o fluxograma da Figura 15, inicia-se com a Etapa 1 (*Master Problem*), responsável por executar uma Programação

Não Linear, cuja análise é realizada considerando-se o caso base de operação do sistema, ou seja, sem contingências. Neste momento, o algoritmo determina o ponto ótimo de conexão do parque eólico *offshore* ao sistema elétrico que garanta a máxima penetração de geração eólica, obtendo-se como solução a barra ‘43’ como opção ótima de conexão, dentre as opções, com os respectivos valores máximos de penetração e de capacidade de geração eólica ‘ $\delta_{m\acute{a}x} = 2,475\%$ ’ e ‘ $C_{43,m\acute{a}x} = 600,000$ MW’.

Em seguida, na Etapa 2, executa-se a Programação Não Linear do *Slave Problem*. Passo em que é determinado se o nível de penetração de geração eólica obtido no *Master Problem*, ou seja, ‘ $\delta_{m\acute{a}x}^* = 2,475\%$ ’, permite a operação viável do sistema em todos os casos de contingência (critério “ $N - 1$ ”). De acordo com o fluxograma da Figura 15, caso a solução também atenda a todos os cenários de contingência, não se faz necessário a formulação matemática do corte de Benders, bem como o processo iterativo da decomposição matemática de Benders.

Para este caso, o algoritmo detectou que a solução encontrada no *Master Problem* também é uma solução viável no *Slave Problem*, obtendo-se como solução ótima que a barra ‘43’ é o ponto ótimo de conexão do PEO ao sistema elétrico, garantindo-se uma máxima penetração de geração eólica de ‘ $\delta_{m\acute{a}x} = 2,475\%$ ’, com máxima capacidade de geração igual a ‘ $C_{43,m\acute{a}x} = 600,000$ MW’.

Observe que o resultado encontrado através da Metodologia II é semelhante ao encontrado na Metodologia I (Tabela 14). A diferença está na precisão da segunda metodologia, que, por permitir encontrar um valor máximo de penetração de geração eólica ‘ $\delta_{m\acute{a}x}$ ’ com três casas decimais depois da vírgula, possibilita-se com que o valor máximo de capacidade de geração eólica ‘ $C_{m\acute{a}x}$ ’ encontrado alcance valores maiores e próximos ao limite que a linha de transmissão suporta (‘600 MW’).

As soluções encontradas através da conexão do PEO às barras ‘34’ e ‘44’ do sistema foram também testadas via inspeção por esta metodologia ao configurar, de forma fixa, os *status* das chaves lógicas da seguinte forma, respectivamente: ‘ $sw_{34} = 1$ ’, ‘ $sw_{43} = 0$ ’ e ‘ $sw_{44} = 0$ ’; e ‘ $sw_{34} = 0$ ’, ‘ $sw_{43} = 0$ ’ e ‘ $sw_{44} = 1$ ’. As soluções encontradas, bem como o número de iterações de Benders necessárias para se obter esses resultados, são apresentados na Tabela 16.

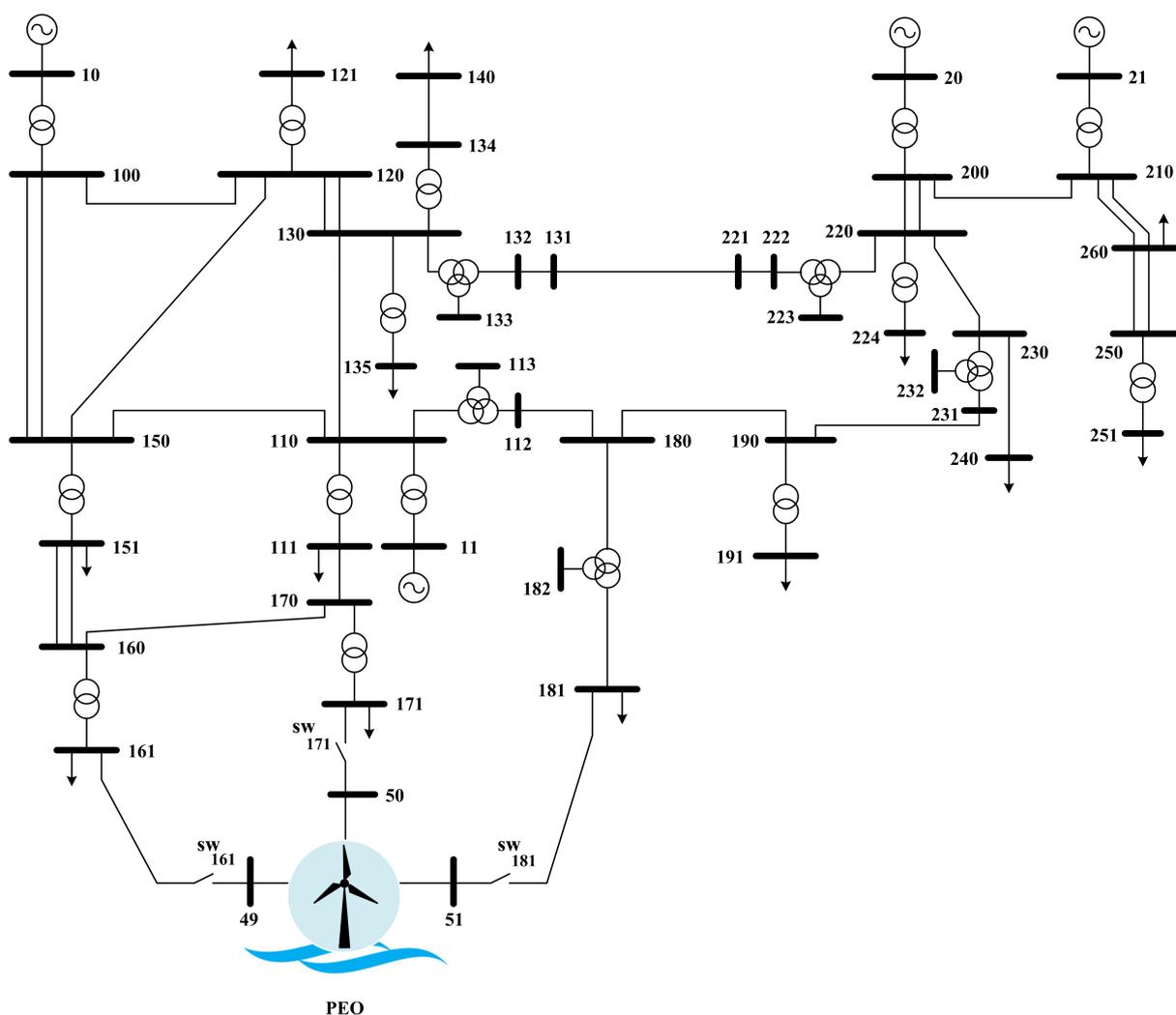
Tabela 16: Soluções candidatas - Sistema 46 Barras / Metodologia II.

Iteração de Benders	Barra ‘34’		Barra ‘43’		Barra ‘44’	
	$\delta_{m\acute{a}x}(\%)$	$C_{k,m\acute{a}x}$ (MW)	$\delta_{m\acute{a}x}(\%)$	$C_{k,m\acute{a}x}$ (MW)	$\delta_{m\acute{a}x}(\%)$	$C_{k,m\acute{a}x}$ (MW)
1	2,475	600,000	2,475	600,000	2,475	600,000
2	1,573	381,333	-	-	1,924	466,424
3	1,442	349,576	-	-	-	-

5.4 SISTEMA 48 BARRAS (*BRAZILIAN BIRDS*)

O terceiro sistema-teste utilizado para avaliar a aplicação das metodologias propostas é uma versão modificada da rede *Brazilian Birds* (48 Barras) (SILVA et al., 2013; SILVA et al., 2015), apresentado na Figura 21. Esse sistema é composto por 48 barras e 59 linhas de transmissão em sua topologia base. Sua demanda total de carga é de 1.200 MW e a capacidade máxima de geração é de 2.007 MW.

Figura 21: Diagrama unifilar do sistema 48 Barras inspirado em (SILVA et al., 2013; SILVA et al., 2015).



Fonte: (SILVA et al., 2013; SILVA et al., 2015).

Para o sistema *Brazilian Birds*, supõe-se que as barras *onshore* '161', '171' e '181' encontram-se próximas a uma região com alto potencial de geração eólica *offshore* e, portanto, são candidatas à injeção dessa potência. Assim, três barras *offshore*, '49', '50' e '51', são adicionadas ao sistema original (SILVA et al., 2013; SILVA et al., 2015), conforme ilustrado na Figura 21. Os dados de barra, de linha, de geração convencional e de capacidade das linhas de transmissão do sistema 48 Barras são apresentados no Apêndice

Tabela 17: Linhas de transmissão desconsideradas no estudo de contingenciamento (critério de segurança “ $N - 1$ ”) - Sistema 48 Barras.

Linhas de transmissão desconsideradas na análise de contingência ($k - m$)
151 - 160
130 - 134
130 - 1130
220 - 224
220 - 1220

A.

Para este sistema-teste, em específico, foi diagnosticado, via inspeção, que determinadas contingências de linhas de transmissão impossibilitam a aplicação de ambas as metodologias para determinar a penetração de geração eólica no sistema elétrico quando realiza-se a análise de contingência (critério de segurança “ $N - 1$ ”), mesmo em níveis baixos de injeção de potência. Desta forma, para o desenvolvimento dos estudos a seguir, não foram consideradas as linhas de transmissão descritas na Tabela 17.

5.4.1 Metodologia I

Para o sistema 48 Barras, conforme o fluxograma da Figura 10, inicia-se a injeção de potência eólica no sistema elétrico em baixos níveis de penetração, com ‘ $\delta = 1\%$ ’. A partir desse ponto, incrementa-se em passos discretos de ‘ $\Delta\delta = 1\%$ ’ até o momento em que o algoritmo detecte não ser mais possível a injeção viável de potência eólica.

Para este cenário, o algoritmo detecta que a barra ‘181’ é o ponto candidato ótimo capaz de garantir a máxima capacidade de geração eólica. Sendo identificado o nível de penetração de geração eólica de ‘ $\delta = 9\%$ ’ o ponto em que a viabilidade do sistema não é mais garantida. Desta forma, retorna-se ao nível imediatamente anterior (‘ $\delta = 8\%$ ’) e o incrementa-se em passos discretos menores, iguais a ‘ $\Delta\delta = 0,1\%$ ’, com o objetivo de encontrar uma solução mais precisa da máxima penetração de geração eólica viável capaz de ser injetada na rede.

Com isso, a solução ótima encontrada pela metodologia determina que a barra ‘181’ é o ponto ótimo de conexão do PEO ao sistema elétrico, permitindo um nível máximo de penetração de geração eólica igual a ‘ $\delta_{m\acute{a}x} = 8,4\%$ ’, com máxima capacidade de geração eólica de ‘ $C_{181_{m\acute{a}x}} = 355,328\text{MW}$ ’. A Tabela 18 apresenta a solução encontrada para os valores de capacidades alocadas de geração eólica ‘ C_k ’ (MW) para cada nível de penetração e para o ponto ótimo de conexão selecionado através da metodologia.

Qualquer acréscimo de penetração de ‘ $\Delta\delta = 0,1\%$ ’ inviabiliza a operação do sistema no caso base e em todos os cenários de contingência, de acordo com os registros de violações

Tabela 18: Capacidade alocada ' C_k (MW)' para cada nível de penetração ' δ (%)' e para cada conexão candidata - Sistema 48 Barras / Metodologia I.

δ (%)	Capacidade Alocada		
	C_{161} (MW)	C_{171} (MW)	C_{181} (MW)
1,0	0,000	0,000	42,301
2,0	0,000	0,000	84,602
3,0	0,000	0,000	126,903
4,0	0,000	0,000	169,207
5,0	0,000	0,000	211,505
6,0	0,000	0,000	253,806
7,0	0,000	0,000	296,106
8,0	0,000	0,000	338,407
8,1	0,000	0,000	342,637
8,2	0,000	0,000	346,868
8,3	0,000	0,000	351,098
8,4	0,000	0,000	355,328
8,5		<i>Inviável</i>	

Tabela 19: Registros de violações de fluxos de potência ativa - Sistema 48 Barras / Metodologia I.

Hora (h)	Linha de transmissão violada ($k - m/m - k$)
1	111 - 170
1	151 - 160
1	151 - 160 (2)
1	21 - 210
1	150 - 151
1	160 - 161
1	170 - 171
1	180 - 1180
2	180 - 1180

de limites de fluxo de potência ativa apresentados na Tabela 19.

No processo de formulação das restrições de desigualdade da PNL, Etapa 3 do fluxograma da Figura 10, ao considerar o fluxo de potência em ambas as direções, o número de horas de operação sob análise, o número de linhas de transmissão no caso base ($N_{linhas_{base}} = 61$) e nas contingências ($N_{linhas_{N-1}} = 60$), e o número de cenários de contingência ($N_{contingências} = 53$) do problema sob análise, obtém-se, através da Equação (3.27a), um número total de restrições de desigualdade igual ao apresentado no conjunto de Equações (5.3).

Tabela 20: Soluções candidatas - Sistema 48 Barras / Metodologia I.

Barra k	$\delta_{m\acute{a}x}$ (%)	$C_{k,m\acute{a}x}$ (MW)
161	7,6	321,487
171	3,6	152,283
181	8,4	355,328

$$N_{restri\c{c}o\tilde{e}s} = (N_{linhas_{base}} \cdot horas \cdot 2) + (N_{linhas_{N-1}} \cdot horas \cdot 2) \cdot N_{conting\tilde{e}ncias} \quad (5.3a)$$

$$N_{restri\c{c}o\tilde{e}s} = (61 \cdot 3 \cdot 2) + (60 \cdot 3 \cdot 2) \cdot 53 \quad (5.3b)$$

$$N_{restri\c{c}o\tilde{e}s} = 19.446 \quad (5.3c)$$

Considerando-se, de forma acumulativa, a análise de 12 níveis distintos de penetração de geração eólica viáveis apresentados na Tabela 18 (ou seja, de 1% a 8,4%), há, então, um total de ‘19.446 · 12 = 214.272’ restrições sob análise no problema. No entanto, ao aplicar a estratégia proposta relacionada à seleção das restrições de desigualdade referentes às linhas cujos limites térmicos são violados, alcança-se um número significativamente reduzido de restrições igual a ‘ $N_{restri\c{c}o\tilde{e}s} = 1044$ ’, obtendo um percentual de redução de 94,63%, demonstrando, assim, o ganho na eficiência computacional obtido com a metodologia proposta.

As barras ‘161’ e ‘171’ também não suportam injeções de potência eólica acima do nível de penetração de geração eólica ‘ $\delta \geq 8,4\%$ ’ advinda do PEO sem que se possa garantir a viabilidade de operação do sistema (Etapa 8 do fluxograma da Figura 10).

Com o intuito de validar a solução encontrada no que se refere à escolha do ponto ótimo de conexão do PEO ao sistema, bem como em relação ao valor máximo viável de penetração de geração eólica ‘ $\delta_{m\acute{a}x}$ ’ advinda desta conexão, a Tabela 20 apresenta as soluções possíveis de serem encontradas, via método de inspeção, caso a conexão do PEO fosse realizada individualmente dentre as opções candidatas. Dessa forma, são expostos os resultados de ‘ $\delta_{m\acute{a}x}$ (%)’ e ‘ $C_{k,m\acute{a}x}$ (MW)’ caso a conexão do PEO à rede fosse realizada exclusivamente através da barra ‘161’ (‘ $sw_{161} = 1$ ’, ‘ $sw_{171} = 0$ ’ e ‘ $sw_{181} = 0$ ’) ou da barra ‘171’ (‘ $sw_{161} = 0$ ’, ‘ $sw_{171} = 1$ ’ e ‘ $sw_{181} = 0$ ’).

5.4.2 Metodologia II

Na Etapa 1 do fluxograma da Figura 15 da Metodologia II, a Programação Não Linear detecta que a barra ‘181’ é a opção ótima para se conectar o parque eólico *offshore* à rede, no cenário de operação sem contingências, obtendo-se um nível máximo de penetração viável igual a ‘ $\delta_{m\acute{a}x} = 9,399\%$ ’ e uma capacidade máxima de geração eólica de ‘ $C_{181,m\acute{a}x} = 397,571$ MW’.

O próximo passo, Etapa 2, é verificar, através da PNL, se a solução encontrada no *Master Problem* ‘ $\delta^* = 9,399\%$ ’ é viável do ponto de vista de operação do sistema em todos os casos de contingência de linha (critério de segurança “ $N - 1$ ”), com exceção das linhas listadas na Tabela 17. Para este caso, em específico, constata-se que o nível máximo de penetração de geração eólica (‘ $\delta_{m\acute{a}x} = 9,399\%$ ’, com ‘ $C_{181_{m\acute{a}x}} = 397,571$ MW’), ao conectar o PEO à barra ‘181’, é também viável operacionalmente em todos os cenários de contingência. Dessa forma, ao visualizar o fluxograma da Figura 15, o algoritmo chega à solução ótima final sem ser necessária a construção de cortes de Benders.

Conforme o procedimento padrão, investiga-se o nível máximo viável de penetração de geração eólica nas demais barras candidatas, ‘161’ e ‘171’, considerando-se a operação das chaves nas respectivas configurações: ‘ $sw_{161} = 1$ ’, ‘ $sw_{171} = 0$ ’ e ‘ $sw_{181} = 0$ ’, para conexão do PEO à barra ‘161’; e ‘ $sw_{161} = 0$ ’, ‘ $sw_{171} = 1$ ’ e ‘ $sw_{181} = 0$ ’, para conexão do PEO à barra ‘171’. As soluções ótimas individuais, obtidas via inspeção, são apresentadas na Tabela 21. Observe que o valor máximo viável de penetração de geração eólica ao sistema é obtido através da conexão do PEO à barra ‘181’, ‘ $\delta_{m\acute{a}x} = 9,399\%$ ’, encontrando-se uma capacidade máxima de geração igual a ‘ $C_{181_{m\acute{a}x}} = 397,571$ MW’, validando-se, assim, a solução encontrada através da metodologia proposta.

Tabela 21: Soluções candidatas - Sistema 48 Barras / Metodologia II.

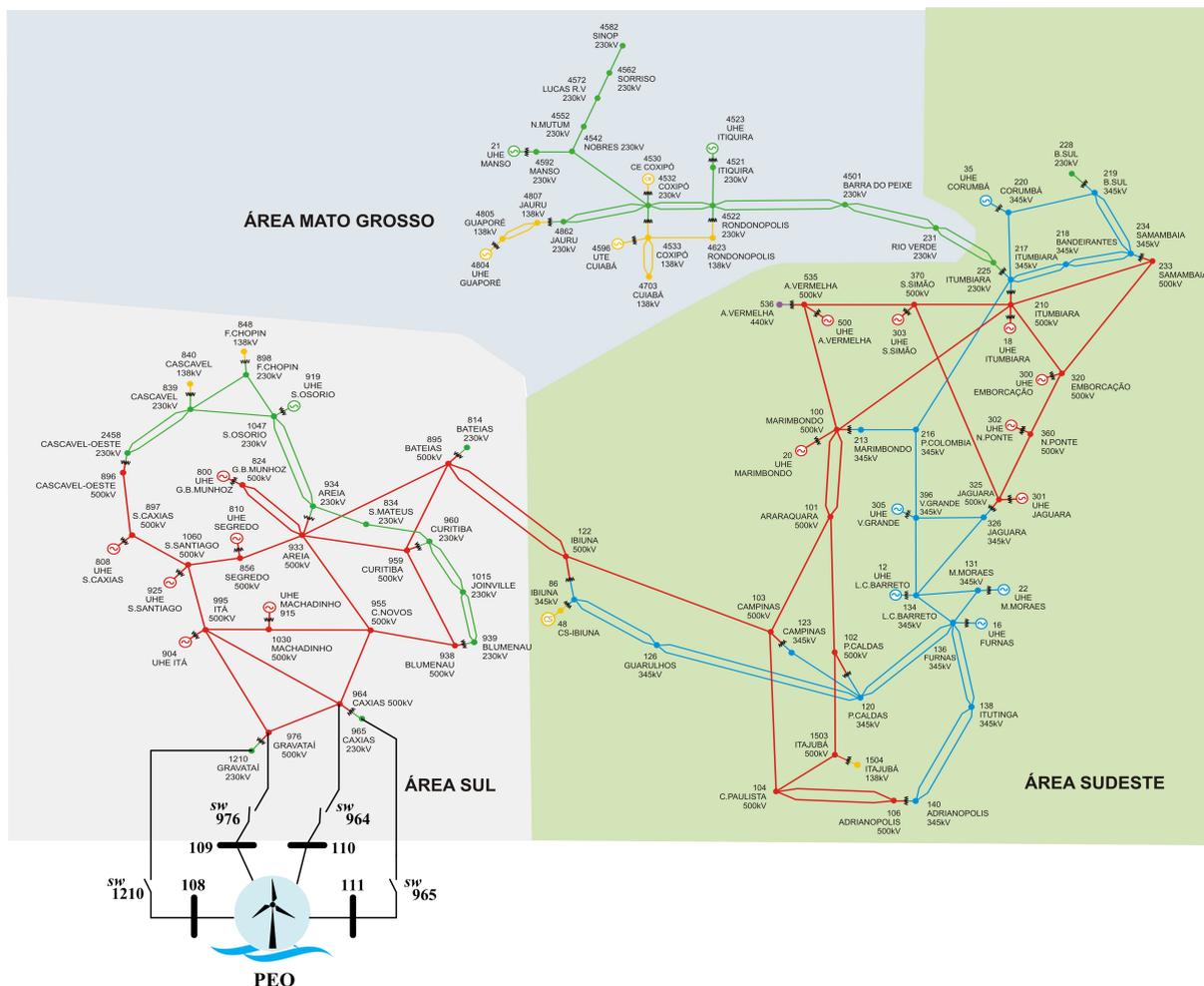
Barra k	$\delta_{m\acute{a}x}$ (%)	$C_{k_{m\acute{a}x}}$ (MW)
161	8,374	354,242
171	3,840	162,423
181	9,399	397,571

5.5 SISTEMA 107 BARRAS (REDE EQUIVALENTE DA REGIÃO CENTRO-SUL DO BRASIL)

O quarto sistema-teste utilizado para avaliar a aplicação das metodologias propostas nesta Tese é uma versão modificada da rede 107 Barras (ALVES, 2007), um sistema equivalente da região centro-sul do Brasil, apresentado na Figura 22. Esse sistema é composto por 107 barras e 171 linhas de transmissão em sua topologia base. Sua demanda total de carga é de 12.682 MW e a capacidade máxima de geração é de 13.016 MW. Os dados de barra, de linha, de geração convencional e de capacidade das linhas de transmissão do sistema 107 Barras são apresentados no Apêndice A.

Para este sistema, supõe-se que as barras ‘1210-Gravataí (230 kV)’, ‘976-Gravataí (500 kV)’, ‘964-Caxias (500 kV)’ e ‘965-Caxias (230 kV)’ encontram-se localizadas próximas a uma região com alto potencial de geração eólica *offshore* e, portanto, são candidatas à injeção dessa potência através das chaves ‘ sw_{1210} ’, ‘ sw_{976} ’, ‘ sw_{964} ’ e ‘ sw_{965} ’, respectivamente. Assim, quatro barras *offshore*, ‘108’, ‘109’, ‘110’ e ‘111’, são adicionadas ao sistema original

Figura 22: Diagrama unifilar do sistema 107 Barras inspirado em (ALVES, 2007).



Fonte: (ALVES, 2007).

(ALVES, 2007), conforme ilustrado na Figura 22.

5.5.1 Metodologia I

Conforme o fluxograma da Figura 10, a Metodologia I inicia-se através de um baixo nível de penetração de geração eólica no sistema elétrico, ' $\delta = 1\%$ ', com incrementos em passos discretos de ' $\Delta\delta = 1\%$ ' até o momento em que o sistema não suporte mais a injeção de qualquer outro acréscimo deste tipo de potência sem que comprometa a operação viável do mesmo.

Nesse sentido, o algoritmo detecta que a barra '964-Caxias (500 kV)' é o ponto ótimo de conexão do PEO à rede, sendo o nível de ' $\delta = 6\%$ ' identificado como um ponto em que não é mais viável a injeção de potência eólica viável ao sistema. Desta forma, retorna-se ao nível imediatamente anterior ' $\delta = 5\%$ ', diminui-se o passo do incremento de penetração para ' $\Delta\delta = 0,1\%$ ' e retoma-se o processo iterativo, com o intuito de obter uma solução mais precisa da máxima penetração de geração eólica viável capaz de ser injetada

no sistema.

A Tabela 22 apresenta a solução encontrada para os valores de capacidades alocadas de geração eólica ' C_k ' (MW) para cada nível de penetração e para o ponto ótimo de conexão selecionado através da metodologia. Conforme pode ser verificado, a barra '964-Caxias (500 kV)' proporciona um nível máximo de penetração de geração eólica igual a ' $\delta_{m\acute{a}x} = 5,6\%$ ', com máxima capacidade de geração eólica de ' $C_{964_{m\acute{a}x}} = 709,579\text{MW}$ '.

Qualquer acréscimo de penetração de ' $\Delta\delta = 0,1\%$ ' inviabiliza também a operação do sistema no caso base e em todos os cenários de contingência, seguindo os registros de violações de limites de fluxo de potência ativa apresentados na Tabela 23.

Tabela 22: Capacidade alocada ' C_k (MW)' para cada nível de penetração ' δ (%)' e para cada conexão candidata - Sistema 107 Barras / Metodologia I.

δ (%)	Capacidade Alocada			
	C_{1210} (MW)	C_{976} (MW)	C_{964} (MW)	C_{965} (MW)
1,0	0,000	0,000	126,711	0,000
2,0	0,000	0,000	253,421	0,000
3,0	0,000	0,000	380,132	0,000
4,0	0,000	0,000	506,842	0,000
5,0	0,000	0,000	633,553	0,000
5,1	0,000	0,000	646,224	0,000
5,2	0,000	0,000	658,895	0,000
5,3	0,000	0,000	671,566	0,000
5,4	0,000	0,000	684,237	0,000
5,5	0,000	0,000	696,908	0,000
5,6	0,000	0,000	709,579	0,000
5,7	<i>Inviável</i>			

Tabela 23: Registros de violações de fluxos de potência ativa - Sistema 107 Barras / Metodologia I.

Hora (h)	Linha de transmissão violada ($k - m/m - k$)
1	101 - 103
1	122 - 895
1	120 - 126
1	120 - 123
1	126 - 86
1	217 - 218
1	934 - 1047
1	960 - 1015
1	4522 - 4532
1	4532 - 4862
1	4533 - 4623

Na Etapa 3 do fluxograma da Figura 10, parte do processo em que formulam-se as restrições de desigualdade da PNL, ao considerar o fluxo de potência em ambas as direções, o número de horas de operação sob análise, o número de linhas de transmissão no caso base ($N_{linhas_{base}} = 175$) e nas contingências ($N_{linhas_{N-1}} = 174$), e o número de cenários de contingência ($N_{contingências} = 172$) do problema sob análise, obtém-se, através da Equação (3.27a), um número total de restrições de desigualdade igual ao apresentado no conjunto de Equações (5.4).

$$N_{restrições} = (N_{linhas_{base}} \cdot horas \cdot 2) + (N_{linhas_{N-1}} \cdot horas \cdot 2) \cdot N_{contingências} \quad (5.4a)$$

$$N_{restrições} = (175 \cdot 3 \cdot 2) + (174 \cdot 3 \cdot 2) \cdot 172 \quad (5.4b)$$

$$N_{restrições} = 180.618 \quad (5.4c)$$

Ao considerar de forma acumulativa os 11 níveis distintos de penetração de geração eólica viáveis (ou seja, de 1% a 5,6%, de acordo com a Tabela 22), há, então, um total de $180.618 \cdot 11 = 1.986.798$ restrições sob análise no problema. No entanto, ao aplicar a estratégia proposta relacionada à seleção das restrições de desigualdade referentes às linhas cujos limites térmicos são violados, alcança-se um número significativamente reduzido de restrições igual a $N_{restrições} = 1.892$, obtendo um percentual de redução de 99,90%, demonstrando, assim, o ganho na eficiência computacional obtido com a metodologia proposta.

As barras ‘1210’, ‘976’ e ‘965’ também não suportam injeções de potência eólica adicionais ao nível de penetração de geração eólica $\delta \geq 5,6\%$ sem que se possa garantir a viabilidade de operação do sistema (Etapa 8 do fluxograma da Figura 10).

As soluções encontradas via inspeção para cada possibilidade de conexão do PEO, quando são realizadas individualmente através das chaves sw_{1210} , sw_{976} , sw_{964} e sw_{965} , são apresentadas na Tabela 24. Observe que o valor máximo viável de penetração de geração eólica ao sistema é obtido através da conexão à barra ‘964’, $\delta_{máx} = 5,6\%$, encontrando-se uma capacidade máxima de geração igual a $C_{964_{máx}} = 709,579$ MW, validando-se, assim, a solução encontrada através da metodologia proposta.

Tabela 24: Soluções candidatas - Sistema 107 Barras / Metodologia I.

Barra k	$\delta_{máx}$ (%)	$C_{k_{máx}}$ (MW)
1210-Gravataí (230 kV)	2,7	342,118
976-Gravataí (500 kV)	3,6	456,158
964-Caxias (500 kV)	5,6	709,579
965-Caxias (230 kV)	3,1	392,803

5.5.2 Metodologia II

Ao executar o fluxograma da Metodologia II, apresentado na Figura 15, na Etapa 1, o algoritmo dá início ao processo de decomposição matemática de Benders, iniciando o *Master Problem*. A PNL encontra, como solução, que a barra ‘964-Caxias (500 kV)’ é o ponto ótimo de conexão do PEO através da chave ‘ $sw_{964} = 1$ ’, dentre as opções candidatas. O valor máximo de penetração de geração eólica encontrado para o caso base (ou seja, sem contingências), advindo dessa conexão, é igual a ‘ $\delta_{m\acute{a}x} = 7,892\%$ ’ com capacidade máxima de geração eólica de ‘ $C_{964_{m\acute{a}x}} = 1.000,00$ MW’. Essa solução encontrada na Etapa 1 (*Master Problem*) serve de entrada para a Etapa 2 (*Slave Problem*), conforme o fluxograma apresentado na Figura 15.

Na Etapa 2, executa-se a PNL do *Slave Problem* e avalia-se a viabilidade da operação do sistema para o nível de penetração eólica encontrado no *Master Problem*, ‘ $\delta^* = 7,892\%$ ’, diante dos cenários de contingências de linhas de transmissão (critério de segurança “ $N - 1$ ”). Se for detectada a inviabilidade de operação do sistema em algum cenário de contingência, constrói-se o corte de Benders e retorna-se à Etapa 1 do processo.

A trajetória de convergência das variáveis de folga ‘ Q_{corte} ’ e ‘ Δ_{lim} ’ ao longo do processo iterativo da decomposição de Benders é apresentada na Tabela 25. Nos cenários em que essas variáveis *slack* apresentam valores acima das tolerâncias adotadas de ‘1 Mvar’ (‘ Q_{corte} ’) e ‘1 MW’ (‘ Δ_{lim} ’), são produzidos cortes de Benders, conforme a formulação apresentada na Equação (4.3).

Conforme pode ser observado, o processo iterativo segue até a terceira iteração, momento no qual o algoritmo converge devido ao fato das variáveis de folga atingirem valores abaixo da tolerância. Observe que a variável de folga ‘ Δ_{lim} ’ possui, novamente, papel decisivo na convergência do processo de decomposição de Benders. A Figura 23 apresenta a trajetória de convergência dos valores máximos das variáveis *slack* ‘ Q_{corte} ’ e ‘ Δ_{lim} ’ utilizadas no processo.

A Tabela 26 apresenta as soluções encontradas para o nível de penetração de geração eólica (‘ $\delta_{m\acute{a}x}$ ’) e para a capacidade de geração eólica (‘ $C_{m\acute{a}x}$ ’) que o sistema elétrico suporta, através da opção de conexão escolhida como ótima (barra ‘964-Caxias (500 kV)’), ao longo das três iterações do processo iterativo da decomposição de Benders. Observe que o resultado final indica um nível máximo de penetração de geração eólica de ‘ $\delta_{m\acute{a}x} = 4,135\%$ ’, com capacidade máxima de geração eólica de ‘ $C_{964_{m\acute{a}x}} = 523,948$ MW’, injetada através da barra ‘964’.

Tabela 25: Trajetória de convergência das variáveis de folga ' Q_{corte} ' e ' Δ_{lim} ' - Sistema 107 Barras / Metodologia II.

Iteração de Benders	Hora (h)	Contingência de linha	Q_{corte} (Mvar)	Barra	Δ_{lim} (MW)	Linha
1	1	100 - 213	34,97	213	–	–
1	1	104 - 106	56,16	106	–	–
1	1	136 - 120	97,52	120	–	–
1	1	218 - 234	173,45	218	–	–
1	1	234 - 233	125,57	234	–	–
1	1	231 - 225	72,89	231	–	–
1	1	939 - 938	165,81	939	–	–
1	1	1015 - 960	86,54	1015	–	–
1	1	4501 - 4522	189,37	4501	–	–
1	1	4533 - 4623	232,65	4522	–	–
1	1	4533 - 4596	143,77	4533	–	–
1	1	48 - 126	–	–	74,36	86 - 122
1	1	122 - 103	–	–	48,91	86 - 122
1	1	122 - 895	–	–	82,54	86 - 122
1	1	100 - 101	–	–	137,83	100 - 213
1	1	100 - 535	–	–	152,69	100 - 213
1	1	101 - 103	–	–	942,42	103 - 122
1	1	103 - 104	–	–	854,79	103 - 122
1	1	122 - 895	–	–	12175,96	103 - 122
1	1	103 - 104	–	–	167,49	103 - 123
1	1	120 - 123	–	–	201,64	103 - 123
1	1	103 - 122	–	–	119,76	103 - 123
1	1	101 - 103	–	–	98,39	103 - 123
1	1	104 - 106	–	–	319,71	106 - 140
1	1	138 - 140	–	–	275,38	106 - 140
1	1	136 - 138	–	–	769,35	136 - 120
1	1	120 - 126	–	–	16273,44	136 - 120
1	1	134 - 136	–	–	657,12	136 - 120
1	1	131 - 136	–	–	597,09	136 - 120
1	1	120 - 123	–	–	735,42	136 - 120
1	1	217 - 218	–	–	352,79	210 - 217
1	1	210 - 370	–	–	446,18	210 - 217
1	1	216 - 217	–	–	264,33	217 - 218
1	1	218 - 234	–	–	186,97	217 - 218
1	1	217 - 225	–	–	159,03	217 - 218
1	1	217 - 210	–	–	202,49	217 - 218
1	1	217 - 218	–	–	328,77	218 - 234
1	1	219 - 234	–	–	283,52	218 - 234
1	1	233 - 234	–	–	401,83	218 - 234
1	1	217 - 218	–	–	268,57	219 - 234
1	1	218 - 234	–	–	308,69	219 - 234
1	1	219 - 220	–	–	331,56	219 - 234

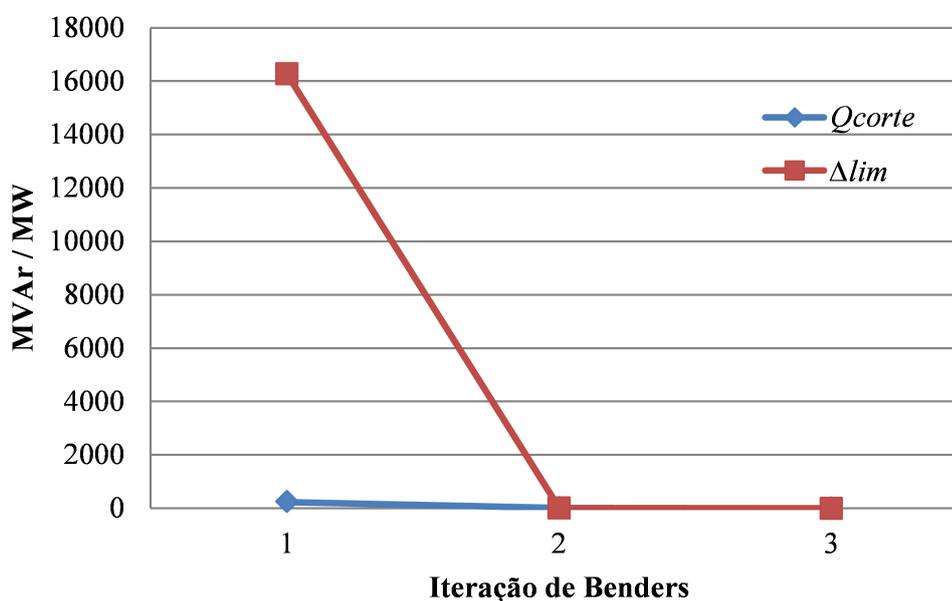
Tabela 25: Trajetória de convergência das variáveis de folga ' Q_{corte} ' e ' Δ_{lim} ' - Sistema 107 Barras / Metodologia II. (Continuação...)

Iteração de Benders	Hora (h)	Contingência de linha	Q_{corte} (Mvar)	Barra	Δ_{lim} (MW)	Linha
1	1	217 - 218	–	–	286,67	225 - 231
1	1	218 - 234	–	–	392,64	225 - 231
1	1	231 - 4051	–	–	259,05	225 - 231
1	1	4051 - 4521	–	–	302,59	225 - 231
1	1	225 - 231	–	–	197,68	231 - 4501
1	1	4051 - 4521	–	–	271,39	231 - 4501
1	1	325 - 370	–	–	140,58	325 - 326
1	1	325 - 360	–	–	129,60	325 - 326
1	1	834 - 934	–	–	411,43	934 - 1047
1	1	834 - 960	–	–	299,61	934 - 1047
1	1	839 - 1047	–	–	384,66	934 - 1047
1	1	898 - 919	–	–	278,52	934 - 1047
1	1	938 - 939	–	–	375,69	939 - 1015
1	1	938 - 955	–	–	329,22	939 - 1015
1	1	938 - 959	–	–	437,41	939 - 1015
1	1	960 - 1015	–	–	301,53	939 - 1015
1	1	834 - 960	–	–	186,42	960 - 1015
1	1	834 - 934	–	–	229,78	960 - 1015
1	1	939 - 1015	–	–	187,36	960 - 1015
1	1	231 - 4501	–	–	408,69	4501 - 4522
1	1	225 - 231	–	–	536,42	4501 - 4522
1	1	4522 - 4532	–	–	503,58	4501 - 4522
1	1	4532 - 4862	–	–	497,66	4501 - 4522
1	1	4501 - 4522	–	–	361,73	4522 - 4532
1	1	231 - 4501	–	–	478,64	4522 - 4532
1	1	4532 - 4862	–	–	370,41	4522 - 4532
1	1	4533 - 4623	–	–	509,64	4532 - 4533
1	1	4532 - 4862	–	–	238,07	4805 - 4807
1	1	4532 - 4522	–	–	305,34	4805 - 4807
2	1	939 - 938	4,12	939	–	–
2	1	4501 - 4522	7,43	4501	–	–
2	1	4533 - 4623	13,29	4522	–	–
2	1	122 - 895	–	–	0,32	103 - 122
2	1	120 - 126	–	–	1,53	136 - 120
3	1	4533 - 4623	0,04	4522	–	–

Tabela 26: Trajetória de convergência do nível de penetração de geração eólica (' $\delta_{m\acute{a}x}$ ') e da capacidade de geração eólica (' $C_{m\acute{a}x}$ ') - Sistema 107 Barras / Metodologia II.

Iteração de Benders	$\delta_{m\acute{a}x}$ (%)	C_{1210} (MW)	C_{976} (MW)	C_{964} (MW)	C_{965} (MW)
1	7,892	0,000	0,000	1000,000	0,000
2	5,638	0,000	0,000	714,394	0,000
3	4,135	0,000	0,000	523,948	0,000

Figura 23: Convergência dos valores máximos das variáveis de folga ' Q_{corte} ' e ' Δ_{lim} ' - Sistema 107 Barras / Metodologia II.



Fonte: Próprio autor.

Ao comparar a solução encontrada através da aplicação da Metodologia II, apresentada na Tabela 26, com a identificada através da Metodologia I, mostrada na Tabela 22, é interessante observar o caráter mais restritivo da metodologia baseada na formulação Não Linear da rede. Ao considerar as variáveis que não são representadas através da formulação da rede pelo modelo linearizado, a Metodologia II consegue obter um resultado mais exato acerca do valor máximo de penetração viável de geração eólica e de capacidade de geração. Este fato pode ser justificado através da observação sobre a trajetória de convergência das variáveis de folga ' Q_{corte} ' e ' Δ_{lim} ' apresentada na Tabela 25, em que se faz necessário o processo iterativo de decomposição de Benders ocorrer até a 3ª iteração para que seja garantida a convergência completa das variáveis *slack* sob estudo, com destaque para a variável que representa a injeção de potência reativa fictícia (' Q_{corte} ').

A fim de se comprovar que a barra '964-Caxias (500 kV)' é de fato o ponto ótimo de conexão do PEO dentre as opções candidatas, a avaliação dos níveis máximos de penetração de geração eólica para as demais opções de conexão através das barras '1210-Gravataí (230 kV)', '976-Gravataí (500 kV)' e '965-Caxias (230 kV)' são apresentadas na Tabela 27. Esses resultados são obtidos ao configurar as chaves ' sw_k ' com os *status* fixos '0' (desligada) ou '1' (ligada). Ou seja, caso deseja-se verificar o nível máximo de penetração de geração eólica através da barra '1210-Gravataí (230 kV)', as chaves foram configuradas fixamente da seguinte forma: ' $sw_{1210} = 1$ ', ' $sw_{976} = 0$ ', ' $sw_{964} = 0$ ' e ' $sw_{965} = 0$ '. De forma semelhante, para a barra '976-Gravataí (500 kV)': ' $sw_{1210} = 0$ ', ' $sw_{976} = 1$ ', ' $sw_{964} = 0$ ' e ' $sw_{965} = 0$ '; e para a barra '965-Caxias (230 kV)': ' $sw_{1210} = 0$ ', ' $sw_{976} = 0$ ', ' $sw_{964} = 0$ ' e

' $sw_{965} = 1$).

Tabela 27: Soluções candidatas - Sistema 107 Barras / Metodologia II.

Barra k	$\delta_{m\acute{a}x}$ (%)	$C_{k_{m\acute{a}x}}$ (MW)
1210-Gravataí (230 kV)	2,428	307,653
976-Gravataí (500 kV)	3,879	491,510
964-Caxias (500 kV)	4,135	523,948
965-Caxias (230 kV)	2,957	374,683

5.6 TEMPOS COMPUTACIONAIS

Esta seção tem por objetivo apresentar os tempos computacionais das simulações realizadas para os sistemas tutoriais (Capítulos 3 e 4) e para os sistemas-teste (Capítulo 5), através da aplicação da “Metodologia I: PNL-CC” e da “Metodologia II: PNL-CA”. Além disso, são apresentados os tempos computacionais necessários para obtenção dos resultados caso os mesmos sejam obtidos via método exaustivo, contabilizando-se o somatório dos tempos ao simular o caso base e todos os cenários de contingência de linha (critério de segurança “ $N - 1$ ”), as horas de operação e as opções candidatas de conexão. Os tempos, em segundos (s), são apresentados na Tabela 28.

Tabela 28: Tempo computacional (s) por metodologia e ganho percentual em relação ao método exaustivo.

Sistema	Metodologia I		Metodologia II		Método Exaustivo
	Tempo (s)	Ganho (%)	Tempo (s)	Ganho (%)	Tempo (s)
14 Barras	503	49,09	246	75,10	988
24 Barras	216	87,72	884	49,74	1759
46 Barras	5692	66,27	4366	74,12	16873
48 Barras	4689	69,28	2682	82,43	15262
107 Barras	8764	64,46	5243	78,74	24663

Adicionalmente, são apresentados os ganhos percentuais relacionando os tempos computacionais obtidos através das duas metodologias propostas com o tempo computacional necessário para obtenção dos resultados via método exaustivo.

É possível observar que os tempos de execução referentes à solução ótima, tanto através da “Metodologia I: PNL-CC” quanto pela “Metodologia II: PNL-CA”, é inferior ao tempo de execução total do teste individual de cada solução candidata. Isso implica que a aplicação de ambas as metodologias se torna mais eficiente em comparação com a tentativa de realizar uma pesquisa exaustiva dentre todas as opções candidatas.

5.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo teve por intuito apresentar e discutir os resultados obtidos através da implementação da “Metodologia I: PNL-CC” e da “Metodologia II: PNL-CA”, abordadas nos Capítulos 3 e 4, respectivamente. Para este fim, tais metodologias propostas foram aplicadas em sistemas-testes reconhecidos na literatura, conforme revisão discorrida nos próximos parágrafos.

De forma geral, buscou-se testar as metodologias propostas em sistemas de pequeno, médio e grande porte, de forma a explorar suas características e suas relevâncias. Os estudos realizados em sistemas de pequeno e médio porte permitem uma análise do problema com cunho mais tutorial, enquanto que o estudo de sistemas reais de grande porte são capazes de demonstrar a aplicabilidade e eficácia da metodologia proposta em casos práticos.

O objetivo é determinar o ponto ótimo de conexão de um Parque Eólico *Offshore* em um sistema interligado com o intuito de maximizar a capacidade de geração eólica. A escolha do melhor ponto de conexão do PEO ao sistema é realizada dentre algumas barras candidatas, geograficamente próximas umas às outras, dentro de uma determinada região. A formulação proposta em ambas as metodologias permite representar o comportamento estocástico do vento e da carga em cenários diversos.

Inicialmente, foram expostos os resultados advindos da implementação da Metodologia I, cuja formulação é baseada em uma Programação Não Linear com Fluxo de Potência Linearizado (PNL-CC). Em seguida, foram discutidos os resultados alcançados através da aplicação da Metodologia II, cujo processo é formulado baseando-se em Programação Não Linear e na análise da rede através do Fluxo de Potência Não Linear (PNL-CA). Além disso, é avaliada a abordagem da decomposição matemática de Benders para representar as restrições relativas ao critério de segurança “ $N - 1$ ” no problema de otimização.

Por fim, são apresentados os tempos computacionais exigidos pelos algoritmos propostos para obtenção de cada resultado exposto anteriormente, levando-se em conta as dimensões distintas dos sistemas testados, o nível máximo de penetração de geração eólica encontrado para cada caso e as particularidades de cada uma das metodologias propostas.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

6.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Este trabalho propõe duas novas metodologias com o objetivo de determinar o ponto ótimo de conexão de um Parque Eólico *Offshore* em um sistema interligado com o objetivo de maximizar a capacidade de geração eólica. A escolha do melhor ponto de conexão do PEO ao sistema é realizada dentre algumas barras candidatas, geograficamente localizadas em uma região litorânea, próximas umas às outras, dentro de uma determinada área com alto potencial para geração eólica *offshore*.

Conforme apresentado na revisão bibliográfica, trata-se de um tema que vem sendo abordado por pesquisadores em diversos países, devido ao crescimento significativo da inserção de fontes renováveis nas matrizes energéticas, com especial atenção para a geração eólica. Todo o esforço realizado em relação ao tema se justifica pelos potenciais benefícios e oportunidades advindos da introdução da geração eólica nas redes elétricas, tais como: é uma energia renovável, com baixo impacto ambiental; é uma fonte inesgotável; possui um dos melhores custos-benefícios na tarifação de energia; dentre outras vantagens discutidas no decorrer desta tese.

Esta tese propõe, na primeira parte, uma nova metodologia para determinar o ponto ótimo de conexão de um PEO em um sistema elétrico *onshore* existente, utilizando uma formulação baseada em uma Programação Não Linear com Fluxo de Potência Linearizado (PNL-CC). Nesta abordagem, considera-se a injeção de potência eólica no sistema iniciando-se em baixos níveis, sendo incrementada até o momento em que a máxima penetração de geração eólica viável é obtida, de forma segura e com mínimas perdas no sistema de transmissão. Além disso, propõe-se uma estratégia para representar as restrições de linhas de transmissão no problema de otimização, capaz de permitir a incorporação eficiente do critério de segurança “ $N - 1$ ”. A construção da PNL-CC é realizada em sub-tarefas de forma a exigir menor esforço computacional em estudos que se faz necessário realizar uma análise de diversos pontos operativos da rede. Destaca-se que o modelo PNL-CC é menos realista na simulação das características da rede, pelo fato de usar um modelo de fluxo de potência linearizado.

Na segunda parte, é proposta uma eficiente metodologia para determinar o ponto ótimo de conexão de um PEO em um sistema elétrico *onshore*, utilizando uma formulação baseada em dois estágios: ambos utilizando Programação Não Linear e com uma abordagem de Fluxo de Potência Não Linear (PNL-CA). Neste estudo proposto, é possível obter, de imediato, a máxima penetração de geração eólica viável que o sistema elétrico suporta. É discutida, também, uma nova abordagem da decomposição matemática de Benders para representar as restrições relativas ao critério de segurança “ $N - 1$ ” no problema de otimização. Por considerar a formulação do fluxo de potência não linear, o algoritmo

considera implicações da introdução de restrições de operação de CA, os impactos na capacidade de transmissão devido aos perfis de tensão e questões relacionadas ao suporte de potência reativa na rede. Esses fatores contribuem para se encontrar uma decisão mais exata em relação ao ponto ótimo de conexão do PEO e quanto à máxima penetração de geração eólica viável que o sistema elétrico suporta.

Foram realizadas, ao todo, onze simulações em cinco sistemas-teste presentes na literatura, sendo divididas de forma a apresentar, para cada metodologia: um ou dois sistemas tutoriais, onde é possível visualizar com maior detalhamento a formulação proposta e os resultados obtidos passo-a-passo (Capítulo 3 e 4); e sistemas de pequeno, médio e grande porte, de forma a explorar as principais características e contribuições (Capítulo 5), com destaque para os sistemas maiores, onde se é capaz de demonstrar a aplicabilidade e eficácia da metodologia proposta em casos práticos.

Acredita-se que as metodologias propostas nesta tese têm potencial para se tornarem valiosas ferramentas no que tange a estudos relacionados à inserção de geração eólica *offshore* em sistemas elétricos de potência, com contribuições relacionadas à busca do melhor ponto de conexão de Parques Eólicos *Offshore* ao sistema, que garantam a máxima geração eólica viável. A importância desses estudos está associada com a crescente inserção de geração eólica nos cenários nacional e mundial, com o aumento da demanda de energia elétrica e com a operação de sistemas elétricos respeitando-se os critérios de segurança.

6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

A seguir, são apresentadas algumas sugestões de possíveis temas para pesquisas futuras, de forma a dar continuidade aos trabalhos iniciados na presente tese:

- Realização de estudos no tema de “Planejamento Ótimo da Expansão de Sistemas de Transmissão”, paralelos à pesquisa desenvolvida nesta tese, de forma a possibilitar a inserção de reforços na rede que possibilitem níveis maiores de penetração de geração eólica ao sistema elétrico;
- Avaliação de um ou mais pontos ótimos de conexão de parques eólicos *offshore* a sistemas elétricos, com a maximização da capacidade de geração eólica, utilizando métodos de otimização bio-inspirados;
- Avaliação do ponto ótimo de conexão de PEO à rede, com a maximização da capacidade de geração eólica, levando-se em consideração fatores relacionados aos custos e às perdas nas linhas de transmissão candidatas à realização da conexão do PEO ao sistema;
- Avaliação da viabilidade técnica e econômica de se realizar a conexão do PEO à rede via transmissão em “Corrente Contínua em Alta Tensão - CCAT” (“*High Voltage*

Direct Current - HVDC”), em contrapartida à conexão via transmissão por “Corrente Alternada em Alta Tensão - CAAT” (“*High Voltage Alternating Current - HVAC*”);

- Inserção de técnicas de programação paralela no estudo de planejamento e operação da rede segundo critérios de segurança, aumentando a eficiência do processo quando associada com a decomposição matemática de Benders, fazendo com que cada núcleo possa executar um caso de contingência e gerar sua própria restrição para o caso base;
- Avaliar o impacto da crescente introdução de geração intermitente no planejamento e operação de sistemas de potência, dando maior atenção aos casos de conexão de parques eólicos *offshore* a sistemas elétricos *onshore* já bem estabelecidos do ponto de vista de operação e funcionamento. Sugerem-se estudos com foco em modelar e simular as flutuações das fontes renováveis e seus possíveis impactos na rede, mensurar a potência renovável desperdiçada em função dos limites impostos pela rede, estudar meios de criar reforços de transmissão capazes de minimizar a potência desperdiçada, dentre outras análises relacionadas ao tema.

REFERÊNCIAS

- ABEEOLICA. *Boletim Anual de Geração Eólica 2018*. 2019.
- AHMADI, H.; GHASEMI, H. Maximum penetration level of wind generation considering power system security limits. *IET Generation, Transmission & Distribution*, IET, v. 6, n. 11, p. 1164–1170, 2012.
- ALISMAIL, F.; XIONG, P.; SINGH, C. Optimal wind farm allocation in multi-area power systems using distributionally robust optimization approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 33, n. 1, p. 536–544, 2018.
- ALVES, W. *Proposição de Sistemas Teste para Análise Computacional de Sistemas de Potência. 2007*. Tese (Doutorado) — Dissertação de M. Sc., Faculdade de Engenharia, Universidade Federal Fluminense, 2007.
- ANEEL. *Banco de Informações de Geração - BIG, Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL*. 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>.
- ATWA, Y. M.; EL-SAADANY, E. F. Probabilistic approach for optimal allocation of wind-based distributed generation in distribution systems. *IET Renewable Power Generation*, IET, v. 5, n. 1, p. 79–88, 2011.
- BAKHTVAR, M.; KEANE, A. Optimal allocation of wind generation subject to voltage stability constraints. In: IEEE. *IEEE PES ISGT Europe 2013*. [S.l.], 2013. p. 1–5.
- BAKHTVAR, M.; KEANE, A. Allocation of wind capacity subject to long term voltage stability constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 31, n. 3, p. 2404–2414, 2015.
- BARINGO, L.; CONEJO, A. Wind power investment within a market environment. *Applied Energy*, Elsevier, v. 88, n. 9, p. 3239–3247, 2011.
- BENDERS, J. F. Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems. *Numerische mathematik*, Springer, v. 4, n. 1, p. 238–252, 1962.
- BERGH, K. Van den et al. Redispatching in an interconnected electricity system with high renewables penetration. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 127, p. 64–72, 2015.
- BINATO, S.; OLIVEIRA, G. C. D.; ARAÚJO, J. L. D. A greedy randomized adaptive search procedure for transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 16, n. 2, p. 247–253, 2001.
- BRESESTI, P.; KLING, W. L.; VAILATI, R. Transmission expansion issues for offshore wind farms integration in europe. In: IEEE. *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*. [S.l.], 2008. p. 1–7.
- BURKE, D. J.; O'MALLEY, M. Optimal wind power location on transmission systems-a probabilistic load flow approach. In: IEEE. *Proceedings of the 10th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*. [S.l.], 2008. p. 1–8.

- BURKE, D. J.; O'MALLEY, M. Optimal firm wind capacity allocation to power systems with security constraints. In: IEEE. *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*. [S.l.], 2009. p. 1–9.
- BURKE, D. J.; O'MALLEY, M. J. Maximizing firm wind connection to security constrained transmission networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 25, n. 2, p. 749–759, 2009.
- BURKE, D. J.; O'MALLEY, M. J. A study of optimal nonfirm wind capacity connection to congested transmission systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 2, n. 2, p. 167–176, 2010.
- BURKE, D. J.; O'MALLEY, M. J. Factors influencing wind energy curtailment. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 2, n. 2, p. 185–193, 2011.
- CAPUDER, T. et al. Specifics of integration of wind power plants into the croatian transmission network. *Applied energy*, Elsevier, v. 101, p. 142–150, 2013.
- CÁRDENAS, V. P.; CEPEDA, J. C.; ECHEVERRÍA, D. E. Maximum penetration of intermittent renewable energy in hydrothermal electric power systems based on generation adequacy analysis. In: IEEE. *2018 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition-Latin America (T&D-LA)*. [S.l.], 2018. p. 1–5.
- CBEE. *Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE/UFPE)*. 2000. Disponível em: <www.eolica.com.br>.
- CHANG, C.-A.; WU, Y.-K.; CHEN, B.-K. Determination of maximum wind power penetration in an isolated island system by considering spinning reserve. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 9, n. 9, p. 688, 2016.
- COTIA, B. P.; BORGES, C. L.; DINIZ, A. L. Optimization of wind power generation to minimize operation costs in the daily scheduling of hydrothermal systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 113, p. 539–548, 2019.
- DAHMANI, O. et al. Optimization of the connection topology of an offshore wind farm network. *IEEE Systems Journal*, IEEE, v. 9, n. 4, p. 1519–1528, 2014.
- DAI, J.; TANG, Y.; WANG, Q. Fast method to estimate maximum penetration level of wind power considering frequency cumulative effect. *IET Generation, Transmission & Distribution*, IET, v. 13, n. 9, p. 1726–1733, 2019.
- DRECHSLER, M. et al. Combining spatial modeling and choice experiments for the optimal spatial allocation of wind turbines. *Energy Policy*, Elsevier, v. 39, n. 6, p. 3845–3854, 2011.
- ELSEVIER. *Elsevier Science Direct*. 2019. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/>>.
- ERGUN, H.; HERTEM, D. V.; BELMANS, R. Transmission system topology optimization for large-scale offshore wind integration. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 3, n. 4, p. 908–917, 2012.
- FALLAHI, F. et al. The value of energy storage in optimal non-firm wind capacity connection to power systems. *Renewable energy*, Elsevier, v. 64, p. 34–42, 2014.

FARZANA, D. F.; MAHADEVAN, K. Performance comparison using firefly and pso algorithms on congestion management of deregulated power market involving renewable energy sources. *Soft Computing*, Springer, p. 1–10, 2019.

FLYNN, D. et al. Technical impacts of high penetration levels of wind power on power system stability. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, Wiley Online Library, v. 6, n. 2, p. e216, 2017.

GAO, J. et al. Optimal allocation of wind capacity considering the impact of generation uncertainty based on zonotope limited security regions. *The Journal of Engineering*, IET, 2019.

GARVER, L. L. Transmission network estimation using linear programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, IEEE, n. 7, p. 1688–1697, 1970.

GBADAMOSI, S. L.; NWULU, N. I.; SUN, Y. Multi-objective optimisation for composite generation and transmission expansion planning considering offshore wind power and feed-in tariffs. *IET Renewable Power Generation*, IET, v. 12, n. 14, p. 1687–1697, 2018.

GE, W. et al. optimization of wind power grid connection in multi-source and multi-region power generation system based on peak adjustment margin. In: IEEE. *2018 Ninth International Conference on Intelligent Control and Information Processing (ICICIP)*. [S.l.], 2018. p. 204–207.

GEOFFRION, A. M. Generalized benders decomposition. *Journal of optimization theory and applications*, Springer, v. 10, n. 4, p. 237–260, 1972.

GILL, P. E.; MURRAY, W.; WRIGHT, M. H. Practical optimization. Academic press, 1981.

GOMES, M. J. et al. Two stage dual decomposition to solve long-term hydrothermal operation planning. In: IEEE. *2017 IEEE Manchester PowerTech*. [S.l.], 2017. p. 1–5.

GOMES, P. V. et al. Impact of decision-making models in transmission expansion planning considering large shares of renewable energy sources. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 174, p. 105852, 2019.

GÓMEZ-EXPÓSITO, A.; CONEJO, A.; CAÑIZARES, C. *Sistemas de Energia Elétrica: análise e operação*. [S.l.: s.n.], 2011. v. 1.

GONZÁLEZ, J. S.; PAYÁN, M. B.; SANTOS, J. R. Optimum design of transmissions systems for offshore wind farms including decision making under risk. *Renewable energy*, Elsevier, v. 59, p. 115–127, 2013.

GRANVILLE, S.; LIMA, M. A. Application of decomposition techniques to var planning: methodological and computational aspects. *IEEE transactions on power systems*, IEEE, v. 9, n. 4, p. 1780–1787, 1994.

GROTHER, O.; SCHNIEDERS, J. Spatial dependence in wind and optimal wind power allocation: A copula-based analysis. *Energy policy*, Elsevier, v. 39, n. 9, p. 4742–4754, 2011.

- GU, Y.; MCCALLEY, J. D.; NI, M. Coordinating large-scale wind integration and transmission planning. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 3, n. 4, p. 652–659, 2012.
- HANUMESH, T.; HR, S. R. Optimal power system planning with renewable dgs with reactive power consideration. *International Journal of Power Electronics and Drive Systems*, IAES Institute of Advanced Engineering and Science, v. 9, n. 2, p. 750, 2018.
- HINRICHS, R. A.; KLEINBACH, M. *Energia e meio ambiente*. [S.l.]: Cengage Learning Editores, 2003.
- IEA. *International Energy Agency*. 2019. Disponível em: <<https://www.iea.org/>>.
- IEEE. *Electrical Engineering Dept., University of Washington, Seattle, Washington, U.S.A.* 2019. Disponível em: <https://labs.ece.uw.edu/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm>.
- IEEERTS. Ieee reliability test system. probability methods subcommittee. *IEEE Transactions on power apparatus and systems*, IEEE, n. 6, p. 2047–2054, 1979.
- IEEEXPLORE. *IEEE Xplore Digital Library*. 2019. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/Xplore/home.jsp>>.
- IESSA, A. et al. Method of estimating the maximum penetration level of wind power using transient frequency deviation index based on coi frequency. In: IEEE. *2016 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon)*. [S.l.], 2016. p. 274–279.
- JIANG, X.; CHEN, H.; XIANG, T. Assessing the effect of wind power peaking characteristics on the maximum penetration level of wind power. *IET Generation, Transmission & Distribution*, IET, v. 9, n. 16, p. 2466–2473, 2015.
- JIANG, X.; ZHANG, Z.; WANG, J. Studies on the reliability and reserve capacity of electric power system with wind power integration. In: IEEE. *2012 Power Engineering and Automation Conference*. [S.l.], 2012. p. 1–4.
- KAABI, S. S. A.; ZEINELDIN, H.; KHADKIKAR, V. Planning active distribution networks considering multi-dg configurations. *IEEE Transactions on power systems*, IEEE, v. 29, n. 2, p. 785–793, 2013.
- KALDELLIS, J.; KAVADIAS, K.; FILIOS, A. A new computational algorithm for the calculation of maximum wind energy penetration in autonomous electrical generation systems. *Applied Energy*, Elsevier, v. 86, n. 7-8, p. 1011–1023, 2009.
- KAPETANAKI, A. et al. Maximization of wind energy utilization through corrective scheduling and facts deployment. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 32, n. 6, p. 4764–4773, 2017.
- KHATOD, D. K.; PANT, V.; SHARMA, J. Evolutionary programming based optimal placement of renewable distributed generators. *IEEE Transactions on Power systems*, IEEE, v. 28, n. 2, p. 683–695, 2012.
- KOCH, H. Large scale offshore wind farms to be connected to the transmission network. In: IEEE. *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*. [S.l.], 2009. p. 1–4.

- KOCH, H.; RETZMANN, D. Connecting large offshore wind farms to the transmission network. In: IEEE. *IEEE PES T&D 2010*. [S.l.], 2010. p. 1–5.
- KOLA, S. S. et al. Optimal allocation of wind and solar based distributed generation in a radial distribution system. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, v. 9, n. 1, p. 73–85, 2019.
- KOUTIVA, X. et al. Optimal integration of an offshore wind farm to a weak ac grid. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 21, n. 2, p. 987–994, 2006.
- KUNDUR, P.; BALU, N. J.; LAUBY, M. G. *Power system stability and control*. [S.l.]: McGraw-hill New York, 1994. v. 7.
- LAN, T. et al. Connection of offshore wind farm to onshore using diode-rectifier-based hvdc platform. In: IEEE. *2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*. [S.l.], 2018. p. 2923–2928.
- LE, H. T.; SANTOSO, S. Analysis of voltage stability and optimal wind power penetration limits for a non-radial network with an energy storage system. In: IEEE. *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*. [S.l.], 2007. p. 1–8.
- LI, D. D.; HE, C.; FU, Y. Optimization of internal electric connection system of large offshore wind farm with hybrid genetic and immune algorithm. In: IEEE. *2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*. [S.l.], 2008. p. 2476–2481.
- LI, F.-t.; CHAO, Q.; DAI, X.-j. The research of wind power optimized capacity configuration in hydraulic power system. In: IEEE. *2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*. [S.l.], 2008. p. 2569–2574.
- LIEW, S.; STRBAC, G. Maximising penetration of wind generation in existing distribution networks. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, IET, v. 149, n. 3, p. 256–262, 2002.
- LINDO. *Lingo User Manual Version 15.0*, Lindo Systems Inc. [S.l.], 2015.
- LINGLING, H.; YANG, F.; XIAOMING, G. Optimization of electrical connection scheme for large offshore wind farm with genetic algorithm. In: IEEE. *2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply*. [S.l.], 2009. p. 1–4.
- LUMBRERAS, S.; RAMOS, A. A benders' decomposition approach for optimizing the electric system of offshore wind farms. In: IEEE. *2011 IEEE Trondheim PowerTech*. [S.l.], 2011. p. 1–8.
- LUMBRERAS, S.; RAMOS, A. Optimal design of the electrical layout of an offshore wind farm applying decomposition strategies. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 28, n. 2, p. 1434–1441, 2012.
- LUMBRERAS, S.; RAMOS, A. The new challenges to transmission expansion planning. survey of recent practice and literature review. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 134, p. 19–29, 2016.

- MA, Y. et al. Security constrained economic dispatch of wind-integrated power system considering optimal system state selection. *IET Generation, Transmission & Distribution*, IET, v. 11, n. 1, p. 27–36, 2017.
- MASOOD, N.-A.; YAN, R.; SAHA, T. K. Estimation of maximum wind power penetration level to maintain an adequate frequency response in a power system. In: IEEE. *8th International Conference on Electrical and Computer Engineering*. [S.l.], 2014. p. 587–590.
- MATHWORKS. *Matlab User Manual Version R2016b, Math Works: Natick, MA, USA*. [S.l.], 2016.
- MOEINI-AGHTAIE, M.; ABBASPOUR, A.; FOTUHI-FIRUZABAD, M. Incorporating large-scale distant wind farms in probabilistic transmission expansion planning—part i: Theory and algorithm. *IEEE Transactions on power systems*, IEEE, v. 27, n. 3, p. 1585–1593, 2012.
- MOGO, J. B.; KAMWA, I.; CROS, J. Multi-area security-constrained unit commitment and reserve allocation with wind generators. In: IEEE. *2016 IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*. [S.l.], 2016. p. 1–6.
- MOHANDES, B. et al. A review of power system flexibility with high penetration of renewables. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, 2019.
- MOKRYANI, G.; SIANO, P. Optimal wind turbines placement within a distribution market environment. *Applied Soft Computing*, Elsevier, v. 13, n. 10, p. 4038–4046, 2013.
- MOKRYANI, G.; SIANO, P.; PICCOLO, A. Optimal allocation of wind turbines in microgrids by using genetic algorithm. *Journal of Ambient Intelligence and Humanized Computing*, Springer, v. 4, n. 6, p. 613–619, 2013.
- MOLINA-MORENO, I.; MEDINA, A.; CISNEROS-MAGAÑA, R. Methodology for optimal bus placement to integrate wind farm optimizing power flows. In: IEEE. *2015 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*. [S.l.], 2015. p. 1–6.
- MONTICELLI, A. J. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. [S.l.]: E. Blucher, 1983.
- MORTON, A. et al. Ac or dc? economics of grid connection design for offshore wind farms. IET, 2006.
- NARCISE, L. D. T.; AGUIRRE, R. A. Comparative analysis of optimal allocation for different wind distributed generation models using stochastic approach. In: IEEE. *2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia)*. [S.l.], 2016. p. 46–51.
- NICK, M. et al. Wind power optimal capacity allocation to remote areas taking into account transmission connection requirements. *IET Renewable Power Generation*, IET, v. 5, n. 5, p. 347–355, 2011.
- OCHOA, L. F.; DENT, C. J.; HARRISON, G. P. Distribution network capacity assessment: Variable dg and active networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 25, n. 1, p. 87–95, 2009.

OGUNJUYIGBE, A.; AYODELE, T.; AKINOLA, O. Optimal allocation and sizing of pv/wind/split-diesel/battery hybrid energy system for minimizing life cycle cost, carbon emission and dump energy of remote residential building. *Applied Energy*, Elsevier, v. 171, p. 153–171, 2016.

OLIVEIRA, E. D.; LIMA, J. M.; ALMEIDA, K. D. Allocation of facts devices in hydrothermal systems. *IEEE Transactions on power systems*, IEEE, v. 15, n. 1, p. 276–282, 2000.

ONS. *Submódulo 23.3 - Diretrizes e critérios para estudos elétricos*. 2017.

ONS. *Operador Nacional do Sistema*. 2019. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>.

DORđEVIĆ, A.; ĐURIŠIĆ, Ž. Mathematical model for the optimal determination of voltage level and pcc for large wind farms connection to transmission network. *IET Renewable Power Generation*, IET, v. 13, n. 12, p. 2240–2250, 2019.

ORFANOS, G. A.; GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. Transmission expansion planning of systems with increasing wind power integration. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 28, n. 2, p. 1355–1362, 2012.

ORTIZ, G.; KAMPEL, M. Potencial de energia eólica offshore na margem do brasil. *Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. V simpósio Brasileiro de Oceanografia, Santos*, 2011.

OUAMMI, A.; DAGDOUGUI, H.; SACILE, R. Optimal planning with technology selection for wind power plants in power distribution networks. *IEEE Systems Journal*, IEEE, 2019.

PHUANGPORNPIKAK, W.; BHUMKITTIPICH, K. Principle optimal placement and sizing of single distributed generation for power loss reduction using particle swarm optimization. *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, Maxwell Science Publishing, v. 7, n. 6, p. 1211–1216, 2014.

PINTO, M. de O. *Fundamentos de energia eólica*. [S.l.]: Grupo Gen-LTC, 2013.

QIN, N. et al. Offshore wind farm connection with low frequency ac transmission technology. In: IEEE. *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. [S.l.], 2009. p. 1–8.

RAHMANN, C.; PALMA-BEHNKE, R. Optimal allocation of wind turbines by considering transmission security constraints and power system stability. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 6, n. 1, p. 294–311, 2013.

RATHORE, C.; ROY, R. Impact of wind uncertainty, plug-in-electric vehicles and demand response program on transmission network expansion planning. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 75, p. 59–73, 2016.

REDDY, S. S.; ABHYANKAR, A.; BIJWE, P. Market clearing for a wind-thermal power system incorporating wind generation and load forecast uncertainties. In: IEEE. *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. [S.l.], 2012. p. 1–8.

- ROMBAUTS, Y.; DELARUE, E.; D'HAESELEER, W. Optimal portfolio-theory-based allocation of wind power: Taking into account cross-border transmission-capacity constraints. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 36, n. 9, p. 2374–2387, 2011.
- ROMERO, R.; MONTICELLI, A. A hierarchical decomposition approach for transmission network expansion planning. *IEEE transactions on power systems*, IEEE, v. 9, n. 1, p. 373–380, 1994.
- ROSA, W. M. da; GEREZ, C.; BELATI, E. A. Optimal distributed generation allocating using particle swarm optimization and linearized ac load flow. *IEEE Latin America Transactions*, IEEE, v. 16, n. 10, p. 2665–2670, 2018.
- RUEDA-MEDINA, A. C. et al. A mixed-integer linear programming approach for optimal type, size and allocation of distributed generation in radial distribution systems. *Electric power systems research*, Elsevier, v. 97, p. 133–143, 2013.
- SAHIN, C.; SHAHIDEHPOUR, M.; ERKMEN, I. Allocation of hourly reserve versus demand response for security-constrained scheduling of stochastic wind energy. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 4, n. 1, p. 219–228, 2012.
- SHUNJIANG, W. et al. Research on optimal scheduling method for large-scale wind power grid connection. In: IEEE. *2018 International Conference on Engineering Simulation and Intelligent Control (ESAIC)*. [S.l.], 2018. p. 396–400.
- SIAHKALI, H.; VAKILIAN, M. Stochastic unit commitment of wind farms integrated in power system. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 80, n. 9, p. 1006–1017, 2010.
- SIANO, P.; MOKRYANI, G. Probabilistic assessment of the impact of wind energy integration into distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 28, n. 4, p. 4209–4217, 2013.
- SILVA, A. M. L. da et al. A method for ranking critical nodes in power networks including load uncertainties. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 31, n. 2, p. 1341–1349, 2015.
- SILVA, A. M. L. da et al. Probabilistic evaluation of substation criticality based on static and dynamic system performances. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 29, n. 3, p. 1410–1418, 2013.
- SREEDEVI, J. et al. Grid stability with large wind power integration-a case study. In: IEEE. *2016 IEEE Region 10 Conference (TENCON)*. [S.l.], 2016. p. 571–575.
- SREEDHARAN, S. et al. Development of pso based control algorithms for maximizing wind energy penetration. In: IEEE. *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. [S.l.], 2011. p. 1–6.
- SREEDHARAN, S. et al. Pso based tuning of facts controllers for maximizing the wind energy penetration in power systems. In: IEEE. *ISGT2011-India*. [S.l.], 2011. p. 287–293.
- STOTT, B. Review of load-flow calculation methods. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 62, n. 7, p. 916–929, 1974.
- STOTT, B.; JARDIM, J.; ALSAÇ, O. Dc power flow revisited. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 24, n. 3, p. 1290–1300, 2009.

- SUDABATTULA, S.; KOWSALYA, M. Optimal allocation of wind based distributed generators in distribution system using cuckoo search algorithm. *Procedia Computer Science*, Elsevier, v. 92, p. 298–304, 2016.
- SULAEMAN, S. et al. A new method to evaluate the optimal penetration level of wind power. In: IEEE. *2017 North American Power Symposium (NAPS)*. [S.l.], 2017. p. 1–6.
- TAHERKHANI, M.; HOSSEINI, S. H. Wind farm optimal connection to transmission systems considering network reinforcement using cost-reliability analysis. *IET Renewable Power Generation*, IET, v. 7, n. 6, p. 603–613, 2013.
- TAMIMI, A. A. et al. Maximizing wind penetration using voltage stability based methods for sizing and locating new wind farms in power system. In: IEEE. *IEEE PES General Meeting*. [S.l.], 2010. p. 1–7.
- TRÖTSCHER, T.; KORPÅS, M. A framework to determine optimal offshore grid structures for wind power integration and power exchange. *Wind Energy*, Wiley Online Library, v. 14, n. 8, p. 977–992, 2011.
- UGRANLI, F.; KARATEPE, E. Transmission expansion planning considering maximizing penetration level of renewable sources. In: IEEE. *2013 IEEE INISTA*. [S.l.], 2013. p. 1–5.
- VICENTE, W. B.; CAIRE, R.; HADJSAID, N. Stochastic simulations and stability to determine maximum wind power penetration of an island network. In: IEEE. *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. [S.l.], 2017. p. 1–5.
- WANG, J.; YANG, F. Optimal capacity allocation of standalone wind/solar/battery hybrid power system based on improved particle swarm optimisation algorithm. *IET Renewable Power Generation*, IET, v. 7, n. 5, p. 443–448, 2013.
- WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F.; SHEBLÉ, G. B. *Power generation, operation, and control*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2013.
- WU, Y.-K. et al. Optimization of the wind turbine layout and transmission system planning for a large-scale offshore windfarm by ai technology. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IEEE, v. 50, n. 3, p. 2071–2080, 2013.
- YANG, Q.; ZHANG, J.; YANG, J. A new way of maximum injection power calculation of wind farms connected to power systems. In: IEEE. *2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*. [S.l.], 2010. p. 1–4.
- ZEŃCZAK, M. The best place for connection of wind power farms to electric power system in point of view of transmission and distribution systems operators. In: IEEE. *2016 Electric Power Networks (EPNet)*. [S.l.], 2016. p. 1–4.

A DADOS DOS SISTEMAS

A.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A coluna “Tipo” dos “dados de barra” segue a notação: ‘0’ para barra de carga (PQ), ‘1’ para barra de tensão regulada (PV) e ‘2’ para barra de referência ($V\theta$). As potências base consideradas nos sistemas são iguais a 100 MVA.

A.2 SISTEMA 14 BARRAS

Tabela 29: Dados de Barra do sistema 14 Barras.

Barra	Tipo	V (p.u.)	θ (°)	P_g (p.u.)	Q_g (p.u.)	$Q_{mín}$ (p.u.)	$Q_{máx}$ (p.u.)	P_d (p.u.)	Q_d (p.u.)	B_{shunt}^{barra} (Mvar)
1	2	1,000	0,00	2,343	-0,226	-99	99	0,000	0,000	0
2	1	0,988	-5,70	0,400	0,500	-99	99	0,217	0,127	0
3	1	0,965	-14,60	0,000	0,400	-99	99	0,942	0,190	0
4	1	0,958	-11,70	0,000	0,000	-99	99	0,478	-0,039	0
5	0	0,959	-9,90	0,000	0,000	0	0	0,076	0,016	0
6	1	1,000	-16,10	0,000	0,161	-99	99	0,112	0,075	0
7	0	0,988	-15,10	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	0
8	1	1,000	-15,10	0,000	0,069	-99	99	0,000	0,000	0
9	0	0,986	-17,00	0,000	0,000	0	0	0,295	0,166	19
10	1	0,981	-17,10	0,000	0,000	-99	99	0,090	0,058	0
11	0	0,986	16,80	0,000	0,000	0	0	0,035	0,018	0
12	0	0,988	-17,20	0,000	0,000	0	0	0,061	0,016	0
13	1	0,987	-17,40	0,000	0,000	-99	99	0,135	0,058	0
14	0	0,980	-18,60	0,000	0,000	0	0	0,149	0,050	0
15	1	1,000	0,00	0,000	0,000	-99	99	0,000	0,000	0
16	1	1,000	0,00	0,000	0,000	-99	99	0,000	0,000	0
17	1	1,000	0,00	0,000	0,000	-99	99	0,000	0,000	0

Tabela 30: Dados de Linha do sistema 14 Barras.

Barra k	Barra m	R_{km} (%)	X_{km} (%)	B_{km}^{shunt} (Mvar)	T_{ap}	L_{km} (MW)
1	2	1,938	5,917	5,280	0	600
1	5	5,403	22,304	4,920	0	300
2	3	4,699	19,797	4,380	0	250
2	4	5,811	17,632	3,740	0	300
2	5	5,695	17,388	3,400	0	350
3	4	6,701	17,103	3,460	0	300
4	5	1,335	4,211	1,280	0	150
4	7	0,000	20,912	0,000	0,978	400
4	9	0,000	55,618	0,000	0,969	250
5	6	0,000	25,202	0,000	0,932	700
6	11	9,498	19,89	0,000	0	90
6	12	12,291	25,581	0,000	0	250
6	13	6,615	13,027	0,000	0	250
7	8	0,000	17,615	0,000	0	200
7	9	0,000	11,001	0,000	0	200
9	10	3,181	8,45	0,000	0	300
9	14	12,711	27,038	0,000	0	200
10	11	8,205	19,207	0,000	0	200
12	13	22,092	19,988	0,000	0	150
13	14	17,093	34,802	0,000	0	72
13	15	0,001	25,202	0,000	0	200
14	16	0,001	25,202	0,000	0	200
10	17	0,001	25,202	0,000	0	200

A.3 SISTEMA 24 BARRAS

Tabela 31: Dados de Barra do sistema 24 Barras.

Barra	Tipo	V (p.u.)	θ ($^{\circ}$)	P_g (p.u.)	Q_g (p.u.)	$Q_{mín}$ (p.u.)	$Q_{máx}$ (p.u.)	P_d (p.u.)	Q_d (p.u.)	B_{shunt}^{barra} (Mvar)
1	1	1,035	-8,9	1,6610	0,2692	-99	99	1,0800	0,2200	0
2	1	1,035	-9,0	1,6610	0,1849	-99	99	0,9700	0,2000	0
3	0	1,000	-7,1	0,0000	0,0000	0	0	1,8000	0,3700	0
4	0	0,997	-11,0	0,0000	0,0000	0	0	0,7400	0,1500	0
5	0	1,017	-11,0	0,0000	0,0000	0	0	0,7100	0,1400	0
6	0	1,010	-14,0	0,0000	0,0000	0	0	1,3600	0,2800	-100
7	1	1,025	-9,2	2,3180	0,5481	-99	99	1,2500	0,2500	0
8	0	0,992	-13,0	0,0000	0,0000	0	0	1,7100	0,3500	0
9	0	1,000	-8,6	0,0000	0,0000	0	0	1,7500	0,3600	0
10	0	1,000	-11,0	0,0000	0,0000	0	0	1,9500	0,4000	0
11	0	0,999	-3,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
12	0	1,002	-2,3	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
13	2	1,020	0,0	2,7560	1,2040	-99	99	2,6500	0,5400	0
14	1	0,980	0,8	0,0000	-0,3230	-99	99	1,9400	0,3900	0
15	1	1,014	9,4	2,0770	-0,1440	-99	99	3,1700	0,6400	0
16	1	1,017	8,5	1,4970	0,3873	-99	99	1,0000	0,2000	0
17	0	1,039	12,7	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
18	1	1,050	13,9	3,8640	1,3850	-99	99	3,3300	0,6800	0
19	0	1,023	7,2	0,0000	0,0000	0	0	1,8100	0,3700	0
20	0	1,038	8,0	0,0000	0,0000	0	0	1,2800	0,2600	0
21	1	1,050	14,7	3,8640	1,0650	-99	99	0,0000	0,0000	0
22	1	1,050	20,2	2,8980	-0,2960	-99	99	0,0000	0,0000	0
23	1	1,050	9,2	6,3750	1,3170	-99	99	0,0000	0,0000	0
24	0	0,982	3,3	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
25	1	1,000	0,0	0,0000	0,0000	-99	99	0,0000	0,0000	0
26	1	1,000	0,0	0,0000	0,0000	-99	99	0,0000	0,0000	0
27	1	1,000	0,0	0,0000	0,0000	-99	99	0,0000	0,0000	0

Tabela 32: Dados de Linha do sistema 24 Barras.

Barra k	Barra m	R_{km} (%)	X_{km} (%)	B_{km}^{shunt} (Mvar)	T_{ap}	L_{km} (MW)
1	2	0,26	1,39	46,11	0	210
1	3	5,46	21,12	5,72	0	210
1	5	2,18	8,45	2,29	0	210
1	5	2,18	8,45	2,29	0	210
2	4	3,28	12,67	3,43	0	210
2	6	4,97	19,20	5,20	0	210
3	9	3,08	11,90	3,22	0	210
3	24	2,23	8,39	0,00	1,015	480
4	9	2,68	10,37	2,81	0	210
5	10	2,28	8,83	2,39	0	210
6	10	1,39	6,05	245,90	0	210
7	8	1,59	6,14	1,66	0	210
8	9	4,27	16,51	4,47	0	210
8	10	4,27	16,51	4,47	0	210
9	11	0,23	8,39	0,00	1,030	480
9	12	0,23	8,39	0,00	1,030	480
10	11	0,23	8,39	0,00	1,015	480
10	12	0,23	8,39	0,00	1,015	480
11	13	0,61	4,76	9,99	0	600
11	14	0,54	4,18	8,79	0	600
12	13	0,61	4,76	9,99	0	600
12	23	1,24	9,66	20,30	0	600
13	23	1,11	8,65	18,18	0	600
14	16	0,50	3,89	8,18	0	600
15	16	0,22	1,73	3,64	0	600
15	21	0,63	4,90	10,30	0	1200
15	21	0,63	4,90	10,30	0	1200
15	24	0,67	5,19	10,91	0	600
16	17	0,33	2,59	5,45	0	600
16	19	0,30	2,31	4,85	0	600
17	18	0,18	1,44	3,03	0	600
17	22	1,35	10,53	22,12	0	600
18	21	0,33	2,59	5,45	0	1200
18	21	0,33	2,59	5,45	0	1200
19	20	0,51	3,96	8,33	0	1200
19	20	0,51	3,96	8,33	0	1200
20	23	0,28	2,16	4,55	0	1200
20	23	0,28	2,16	4,55	0	1200
21	22	0,87	6,78	14,24	0	600
4	25	2,28	8,83	2,39	0	1200
6	26	2,28	8,83	2,39	0	1200
7	27	2,28	8,83	2,39	0	1200

A.4 SISTEMA 46 BARRAS

Tabela 33: Dados de Barra do sistema 46 Barras.

Barra	Tipo	Capacidade de geração (p.u.)	P_g (p.u.)	P_d (p.u.)
1	0	0,000	0,000	0,000
2	0	0,000	0,000	4,431
3	0	0,000	0,000	0,000
4	0	0,000	0,000	3,007
5	0	0,000	0,000	2,300
6	0	0,000	0,000	0,000
7	0	0,000	0,000	0,000
8	0	0,000	0,000	0,790
9	0	0,000	0,000	0,000
10	0	0,000	0,000	0,000
11	0	0,000	0,000	0,000
12	0	0,000	0,000	5,119
13	0	0,000	0,000	1,858
14	1	12,570	9,440	0,000
15	0	0,000	0,000	0,000
16	2	20,000	13,660	0,000
17	1	10,500	10,000	0,000
18	0	0,000	0,000	0,000
19	1	16,700	7,730	0,000
20	0	0,000	0,000	10,910
21	0	0,000	0,000	0,000
22	0	0,000	0,000	0,819
23	0	0,000	0,000	4,581
24	0	0,000	0,000	4,782
25	0	0,000	0,000	0,000
26	0	0,000	0,000	2,319
27	1	2,200	0,540	0,000
28	1	8,000	7,300	0,000
29	0	0,000	0,000	0,000
30	0	0,000	0,000	0,000
31	1	7,000	3,100	0,000
32	1	5,000	4,500	0,000
33	0	0,000	0,000	2,291
34	1	7,480	2,210	0,000
35	0	0,000	0,000	2,160
36	0	0,000	0,000	0,901
37	1	3,000	2,120	0,000
38	0	0,000	0,000	2,160
39	1	6,000	2,210	0,000
40	0	0,000	0,000	2,621
41	0	0,000	0,000	0,000
42	0	0,000	0,000	16,079
43	0	0,000	0,000	0,000
44	0	0,000	0,000	0,791
45	0	0,000	0,000	0,867
46	1	7,000	5,990	0,000
47	1	0,000	0,000	0,000
48	1	0,000	0,000	0,000
49	1	0,000	0,000	0,000

Tabela 34: Dados de Linha do sistema 46 Barras.

Barra k	Barra m	R_{km} (%)	X_{km} (%)	L_{km} (MW)
1	7	1,938	6,160	270
1	2	5,403	10,650	270
1	2	5,403	10,650	270
4	9	4,699	9,240	270
5	9	5,811	11,730	270
5	8	5,695	11,320	270
7	8	6,701	10,230	270
4	5	1,335	5,660	270
4	5	1,335	5,660	270
4	11	6,615	22,460	240
2	4	6,615	8,820	270
2	5	17,093	3,240	270
2	5	17,093	3,240	270
2	3	6,615	1,250	600
2	3	6,615	1,250	600
3	46	6,615	2,030	1800
3	46	6,615	2,030	1800
5	6	6,615	1,250	600
5	6	6,615	1,250	600
5	11	6,615	9,150	270
5	11	6,615	9,150	270
8	13	9,498	13,480	240
9	10	6,615	1,250	600
9	14	12,291	17,560	220
9	14	12,291	17,560	220
10	46	6,615	0,810	2000
10	46	6,615	0,810	2000
11	46	6,616	1,250	600
12	14	6,615	7,400	270
12	14	6,615	7,400	270
12	14	6,615	7,400	270
14	15	6,615	3,740	270
14	15	6,615	3,740	270
14	18	6,615	15,140	240
14	18	6,615	15,140	240
15	16	6,615	1,250	600
15	16	6,615	1,250	600
13	18	6,615	18,050	220
13	20	0,615	10,730	270

Tabela 27: Dados de Linha do sistema 46 Barras. (Continuação...)

Barra k	Barra m	R_{km} (%)	X_{km} (%)	L_{km} (MW)
18	20	6,615	19,970	270
19	21	0,001	2,780	1500
19	25	6,615	3,250	1400
16	17	3,181	0,780	2000
16	28	6,615	2,220	1800
16	28	6,615	2,220	1800
16	32	6,615	3,110	1400
17	19	8,205	0,610	2000
17	32	6,615	2,320	1700
14	26	8,205	16,140	220
14	22	22,092	8,400	270
22	26	0,001	7,900	270
20	23	0,001	9,320	270
20	23	0,001	9,320	270
21	25	6,615	1,740	2000
23	24	9,498	7,740	270
23	24	9,498	7,740	270
24	25	6,615	1,250	800
24	25	6,615	1,250	800
25	32	6,615	3,190	1400
25	32	6,615	3,190	1400
26	27	9,498	8,320	270
26	27	9,498	8,320	270
26	29	6,615	5,410	270
24	34	8,205	16,470	220
24	34	8,205	16,470	220
24	33	8,205	14,480	240
33	34	8,205	12,650	270
33	34	8,205	12,650	270
27	29	6,615	9,980	270
27	29	6,615	9,980	270
27	36	12,291	9,150	270
27	38	22,092	20,800	200
27	38	22,092	20,800	200
28	30	6,615	0,580	2000
28	31	6,615	0,530	2000
28	31	6,615	0,530	2000
28	41	6,615	0,339	1300
28	43	6,615	0,406	1200
29	30	6,615	1,250	600

Tabela 27: Dados de Linha do sistema 46 Barras. (Continuação...)

Barra k	Barra m	R_{km} (%)	X_{km} (%)	L_{km} (MW)
29	30	6,615	1,250	600
31	32	6,615	0,460	2000
31	41	6,615	2,780	1500
32	41	6,615	0,309	1400
36	37	9,498	10,570	270
34	35	8,205	4,910	270
34	35	8,205	4,910	270
35	38	8,205	19,800	200
37	39	8,205	2,830	270
37	40	8,205	12,810	270
37	42	0,001	21,050	200
39	42	0,001	20,300	200
39	42	0,001	20,300	200
39	42	0,001	20,300	200
40	41	6,615	1,250	600
40	41	6,615	1,250	600
40	42	8,205	9,320	200
40	45	6,615	22,050	180
40	45	6,615	22,050	180
40	45	6,615	22,050	180
41	43	6,615	1,390	2000
38	42	8,205	9,070	270
38	42	8,205	9,070	270
38	42	8,205	9,070	270
32	43	8,205	3,090	1400
42	44	8,205	12,060	270
42	44	8,205	12,060	270
44	45	8,205	18,640	200
44	45	8,205	18,640	200
19	32	8,205	1,950	1800
46	6	6,615	1,280	2000
46	19	8,205	2,220	1800
46	16	8,205	2,030	1800
18	19	8,205	1,250	600
18	19	8,205	1,250	600
18	19	8,205	1,250	600
20	21	8,205	1,250	600
20	21	8,205	1,250	600
20	21	8,205	1,250	600
42	43	8,205	1,250	700
42	43	8,205	1,250	1100
34	47	8,205	1,250	600
43	48	8,205	1,250	600
44	49	8,205	1,250	600

A.5 SISTEMA 48 BARRAS

Tabela 35: Dados de Barra do sistema 48 Barras.

Barra	Tipo	V (p.u.)	θ ($^{\circ}$)	P_g (p.u.)	Q_g (p.u.)	Q_{\min} (p.u.)	Q_{\max} (p.u.)	P_d (p.u.)	Q_d (p.u.)	$B_{\text{barra}}^{\text{shunt}}$ (Mvar)
10	2	1,030	0,0	3,572	-48,600	-99	99	0,000	0,000	10
11	1	1,030	-11,0	2,000	-32,000	-99	99	0,000	0,000	11
20	1	1,030	9,8	4,000	-39,400	-99	99	0,000	0,000	20
21	1	1,030	5,6	3,000	-43,300	-99	99	0,000	0,000	21
100	0	1,043	-4,1	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	0
110	0	1,045	-15,0	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	0
111	0	1,027	-19,0	0,000	0,000	0	0	40,000	10,000	0
112	0	1,078	-17,0	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	0
113	0	1,080	-17,0	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	0
120	0	1,028	-14,0	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	0
121	0	1,002	-18,0	0,000	0,000	0	0	120,000	40,000	0
130	0	1,047	-15,0	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	0
131	0	1,078	-13,0	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	-80
132	0	1,087	-12,0	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	0
133	0	1,089	-12,0	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	0
134	0	1,010	-21,0	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	0
135	0	1,001	-21,0	0,000	0,000	0	0	110,000	40,000	0
140	0	0,979	-23,0	0,000	0,000	0	0	70,000	20,000	0
150	0	1,022	-15,0	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	0
151	0	1,005	-20,0	0,000	0,000	0	0	160,000	60,000	0
160	0	1,012	-21,0	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	40
161	0	1,008	-22,0	0,000	0,000	0	0	40,000	10,000	0
170	0	1,012	-20,0	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	0
171	0	1,003	-22,0	0,000	0,000	0	0	40,000	10,000	0
180	0	1,082	-17,0	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	-40
181	0	1,058	-22,0	0,000	0,000	0	0	130,000	40,000	0
182	0	1,060	-22,0	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	10
190	0	1,093	-17,0	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	-80
191	0	1,062	-23,0	0,000	0,000	0	0	90,000	20,000	0
200	0	1,046	4,0	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	0
210	0	1,038	2,9	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	0
220	0	1,042	-5,6	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	0
221	0	1,079	-8,1	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	-80
222	0	1,090	-8,7	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	0
223	0	1,093	-8,9	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	0
224	0	1,009	-11,0	0,000	0,000	0	0	110,000	30,000	0
230	0	1,048	-12,0	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	0
231	0	1,095	-15,0	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	0
232	0	1,098	-15,0	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	0
240	0	1,036	-14,0	0,000	0,000	0	0	90,000	10,000	0
250	0	1,025	-7,4	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	0
251	0	1,007	-13,0	0,000	0,000	0	0	80,000	10,000	0
260	0	1,025	-5,0	0,000	0,000	0	0	120,000	50,000	50
1110	0	1,080	-17,0	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	0
1130	0	1,089	-12,0	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	0
1180	0	1,058	-22,0	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	0
1220	0	1,093	-8,9	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	0
1230	0	1,098	-15,0	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	0
49	1	1,030	0,0	0,000	0,000	-99	99	0,000	0,000	0
50	1	1,030	0,0	0,000	0,000	-99	99	0,000	0,000	0
51	1	1,030	0,0	0,000	0,000	-99	99	0,000	0,000	0

Tabela 36: Dados de Linha do sistema 48 Barras.

Barra k	Barra m	R_{km} (%)	X_{km} (%)	B_{km}^{shunt} (Mvar)	Tap	L_{km} (MW)
100	120	2,76	10,44	18,43	0	360
100	150	5,29	20,00	35,30	0	360
100	150	5,29	20,00	35,30	0	360
110	130	1,28	4,84	8,53	0	360
110	150	2,41	9,09	16,04	0	360
111	170	2,41	5,02	1,18	0	180
112	180	0,08	0,95	46,42	0	1260
120	130	4,61	17,41	30,72	0	360
120	130	4,61	17,41	30,72	0	360
120	150	5,76	21,76	38,40	0	360
131	132	0,00	-1,00	0,00	0	1260
131	221	0,59	7,16	348,20	0	1260
134	140	2,91	5,00	0,11	0	144
151	160	5,08	10,56	2,48	0	180
151	160	5,08	10,56	2,48	0	180
160	170	3,30	6,86	1,61	0	180
180	190	0,20	2,39	116,10	0	1260
190	231	0,31	3,82	185,70	0	1260
200	210	2,18	8,22	14,51	0	420
200	220	2,46	9,28	16,39	0	420
200	220	2,46	9,28	16,39	0	420
210	260	2,30	8,7	15,36	0	420
210	260	2,30	8,7	15,36	0	420
220	230	2,59	9,77	17,24	0	360
221	222	0,00	-1,00	0,00	0	1260
230	240	1,05	3,96	7,00	0	360
230	250	1,66	6,29	11,09	0	360
250	260	1,13	4,25	7,51	0	360
250	260	1,13	4,25	7,51	0	360
10	100	0,00	2,13	0,00	1	660
11	110	0,00	3,85	0,00	1	420

Tabela 29: Dados de Linha do sistema 48 Barras. (Continuação...)

Barra k	Barra m	R_{km} (%)	X_{km} (%)	B_{km}^{shunt} (Mvar)	Tap	L_{km} (MW)
20	200	0,00	2,73	0,00	1	720
21	210	0,00	1,72	0,00	1	864
110	111	0,00	9,17	0,00	1	204
110	1110	0,00	4,92	0,00	1	432
112	1110	0,00	-0,25	0,00	1	432
113	1110	0,00	3,75	0,00	1	144
120	121	0,00	5,91	0,00	1	192
130	134	0,00	20,95	0,00	1	84
130	134	0,00	42,83	0,00	1	84
130	135	0,00	10,00	0,00	1	180
130	1130	0,00	4,92	0,00	1	432
132	1130	0,00	-0,25	0,00	1	432
133	1130	0,00	3,75	0,00	1	144
150	151	0,00	4,64	0,00	1	360
160	161	0,00	3,92	0,00	1	288
170	171	0,00	8,80	0,00	1	120
180	1180	0,00	7,48	0,00	1	240
181	1180	0,00	0,02	0,00	1	240
182	1180	0,00	2,20	0,00	1	84
190	191	0,00	13,27	0,00	1	156
220	224	0,00	9,25	0,00	1	180
220	1220	0,00	4,92	0,00	1	432
222	1220	0,00	-0,25	0,00	1	432
223	1220	0,00	3,75	0,00	1	144
230	1230	0,00	4,92	0,00	1	432
231	1230	0,00	-0,25	0,00	1	432
232	1230	0,00	3,75	0,00	1	144
250	251	0,00	12,92	0,00	1	120
49	161	0,00	0,00	0,00	0	600
50	171	0,00	0,00	0,00	0	600
51	181	0,00	0,00	0,00	0	600

A.6 SISTEMA 107 BARRAS

Tabela 37: Dados de Barra do sistema 107 Barras.

Barra	Tipo	V (p.u.)	θ ($^{\circ}$)	P_g (p.u.)	Q_g (p.u.)	$Q_{mín}$ (p.u.)	$Q_{máx}$ (p.u.)	P_d (p.u.)	Q_d (p.u.)	B_{shunt}^{barra} (Mvar)
12	1	1,000	-24,0	3,0000	-2,0300	-99	99	0,0000	0,0000	0
16	1	1,000	-26,0	8,0000	-1,3400	-99	99	0,0000	0,0000	0
18	2	1,020	-24,0	9,9580	-4,0000	-99	99	0,0000	0,0000	0
20	1	1,010	-22,0	9,0000	-3,2100	-99	99	0,0000	0,0000	0
21	1	1,000	-62,0	1,4000	-0,2210	-99	99	0,0000	0,0000	0
22	1	1,000	-20,0	1,5000	-0,2060	-99	99	0,0000	0,0000	0
35	1	1,000	-27,0	2,0000	-0,4960	-99	99	0,0000	0,0000	0
48	1	1,000	-42,0	0,0000	-4,6100	-99	99	0,0000	0,0000	0
86	0	1,033	-42,0	0,0000	0,0000	0	0	0,6600	0,0120	0
100	0	1,056	-28,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
101	0	1,069	-36,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
102	0	1,059	-43,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
103	0	1,072	-43,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
104	0	1,061	-51,0	0,0000	0,0000	0	0	9,1000	2,3500	0
106	0	1,050	-52,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	-100
120	0	1,041	-41,0	0,0000	0,0000	0	0	1,8000	0,9000	0
122	0	1,067	-41,0	0,0000	0,0000	0	0	2,0000	0,3800	0
123	0	1,035	-46,0	0,0000	0,0000	0	0	4,5000	1,7500	0
126	0	1,037	-43,0	0,0000	0,0000	0	0	2,9000	0,9500	0
131	0	1,027	-27,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
134	0	1,027	-26,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
136	0	1,028	-33,0	0,0000	0,0000	0	0	0,5400	0,2300	0
138	0	1,036	-44,0	0,0000	0,0000	0	0	0,7200	0,3400	0
140	0	1,023	-53,0	0,0000	0,0000	0	0	7,0000	2,5000	0
210	0	1,048	-27,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
213	0	1,050	-29,0	0,0000	0,0000	0	0	0,9300	0,3900	0
216	0	1,049	-28,0	0,0000	0,0000	0	0	0,5300	0,2500	0
217	0	1,050	-32,0	0,0000	0,0000	0	0	0,6400	0,5800	0
218	0	1,025	-40,0	0,0000	0,0000	0	0	6,0000	2,0000	0
219	0	1,028	-39,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
220	0	1,052	-32,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
225	0	1,000	-34,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
228	0	1,016	-40,0	0,0000	0,0000	0	0	0,8600	0,3400	0
231	0	1,010	-49,0	0,0000	0,0000	0	0	0,8970	0,3190	0
233	0	1,039	-36,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
234	0	1,027	-39,0	0,0000	0,0000	0	0	10,0000	3,5000	0
300	1	1,020	-19,0	7,0000	-1,8400	-99	99	0,0000	0,0000	0

Tabela 30: Dados de Barra do sistema 107 Barras. (Continuação...)

Barra	Tipo	V (p.u.)	θ ($^{\circ}$)	P_g (p.u.)	Q_g (p.u.)	Q_{min} (p.u.)	Q_{max} (p.u.)	P_d (p.u.)	Q_d (p.u.)	B_{shunt}^{barra} (Mvar)
301	1	1,010	-19,0	3,0000	-1,2800	-99	99	0,0000	0,0000	0
302	1	1,020	-18,0	4,0000	-1,2500	-99	99	0,0000	0,0000	0
303	1	1,020	-24,0	2,0000	-2,7900	-99	99	0,0000	0,0000	0
305	1	1,000	-22,0	3,0000	-0,6040	-99	99	0,0000	0,0000	0
320	0	1,049	-24,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
325	0	1,046	-23,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
326	0	1,033	-26,0	0,0000	0,0000	0	0	2,7400	1,0400	0
360	0	1,046	-22,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
370	0	1,049	-25,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
396	0	1,041	-26,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
500	1	1,020	-21,0	8,0000	-1,1800	-99	99	0,0000	0,0000	0
535	0	1,035	-26,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
536	0	1,023	-29,0	0,0000	0,0000	0	0	7,0000	1,5000	0
800	1	1,020	-6,9	11,0000	1,3840	-99	99	0,0000	0,0000	0
808	1	1,020	3,7	11,5000	1,1440	-99	99	0,0000	0,0000	0
810	1	1,020	-3,8	12,0000	-0,7220	-99	99	0,0000	0,0000	0
814	0	1,000	-37,0	0,0000	0,0000	0	0	7,3540	1,9100	0
824	0	1,038	-17,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
834	0	0,991	-29,0	0,0000	0,0000	0	0	0,1340	0,0420	0
839	0	0,999	-6,2	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
840	0	0,986	-9,2	0,0000	0,0000	0	0	1,5900	0,3600	0
848	0	0,999	-5,3	0,0000	0,0000	0	0	0,9400	0,1800	0
856	0	1,035	-11,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
895	0	1,044	-35,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
896	0	1,028	-4,1	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
897	0	1,039	-2,8	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
898	0	1,012	-1,9	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
904	1	1,020	-15,0	7,0000	-2,3600	-99	99	0,0000	0,0000	0
915	1	1,020	-13,0	7,0000	-1,0900	-99	99	0,0000	0,0000	0
919	1	1,000	6,0	7,0000	0,8906	-99	99	0,0000	0,0000	0
925	1	1,020	0,1	9,5000	0,7305	-99	99	0,0000	0,0000	0
933	0	1,038	-18,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
934	0	1,000	-18,0	0,0000	0,0000	0	0	2,3700	0,5900	0
938	0	1,043	-37,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
939	0	1,000	-40,0	0,0000	0,0000	0	0	11,4900	0,5306	0
955	0	1,058	-23,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
959	0	1,033	-35,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	100
960	0	1,000	-37,0	0,0000	0,0000	0	0	8,4400	74,6910	0
964	0	1,037	-31,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0

Tabela 30: Dados de Barra do sistema 107 Barras. (Continuação...)

Barra	Tipo	V (p.u.)	θ (°)	P_g (p.u.)	Q_g (p.u.)	Q_{\min} (p.u.)	Q_{\max} (p.u.)	P_d (p.u.)	Q_d (p.u.)	B_{shunt}^{barra} (Mvar)
965	0	1,000	-33,0	0,0000	0,0000	0	0	7,5500	6,5624	0
976	0	1,012	-33,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
995	0	1,050	-19,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
1015	0	0,998	-39,0	0,0000	0,0000	0	0	0,7000	0,0200	0
1030	0	1,052	-20,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
1047	0	1,017	-0,9	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
1060	0	1,043	-7,8	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
1210	0	1,000	-36,0	0,0000	0,0000	0	0	12,2800	4,2500	0
1503	0	1,061	-49,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
1504	0	1,026	-53,0	0,0000	0,0000	0	0	1,4500	0,6300	0
2458	0	1,000	-6,4	0,0000	0,0000	0	0	4,0300	1,2600	0
4501	0	1,026	-61,0	0,0000	0,0000	0	0	0,3140	0,0710	-45
4521	0	1,034	-66,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
4522	0	1,032	-68,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	-20
4523	1	1,010	-60,0	0,5000	-0,0908	-99	99	0,0000	0,0000	0
4530	0	1,020	-73,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
4532	0	1,041	-73,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
4533	0	1,014	-73,0	0,0000	0,0000	0	0	0,7540	0,1610	0
4542	0	1,025	-72,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
4552	0	1,007	-80,0	0,0000	0,0000	0	0	0,1260	0,0120	-20
4562	0	1,012	-88,0	0,0000	0,0000	0	0	0,2380	0,0740	0
4572	0	1,009	-85,0	0,0000	0,0000	0	0	0,1800	0,0640	0
4582	0	1,018	-91,0	0,0000	0,0000	0	0	0,6550	0,1670	30
4592	0	1,018	-67,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
4596	1	1,000	-68,0	2,3000	-0,2870	-99	99	0,0000	0,0000	0
4623	0	1,018	-71,0	0,0000	0,0000	0	0	1,2800	2,4076	0
4703	0	1,003	-74,0	0,0000	0,0000	0	0	1,8200	1,2975	0
4804	1	1,000	-75,0	0,5000	-0,1680	-99	99	0,0000	0,0000	0
4805	0	1,025	-78,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	0
4807	0	1,025	-80,0	0,0000	0,0000	0	0	1,2890	0,3630	0
4862	0	1,046	-78,0	0,0000	0,0000	0	0	0,0000	0,0000	-30
108	1	1,000	0,0	0,0000	0,0000	-99	99	0,0000	0,0000	0
109	1	1,000	0,0	0,0000	0,0000	-99	99	0,0000	0,0000	0
110	1	1,000	0,0	0,0000	0,0000	-99	99	0,0000	0,0000	0
111	1	1,000	0,0	0,0000	0,0000	-99	99	0,0000	0,0000	0

Tabela 38: Dados de Linha do sistema 107 Barras.

Barra k	Barra m	R_{km} (%)	X_{km} (%)	B_{km}^{shunt} (Mvar)	Tap	L_{km} (MW)
86	48	0,000	0,715	0,00	1	1050
86	122	0,000	1,913	0,00	1	803
86	122	0,000	1,913	0,00	1	803
100	20	0,000	1,264	0,00	1	1520
100	101	0,172	2,720	231,40	0	2460
100	101	0,171	2,700	230,20	0	2460
100	210	0,209	2,935	254,60	0	1732
100	213	0,000	2,357	0,00	1	560
100	535	0,153	2,400	203,80	0	1665
101	102	0,156	2,460	208,50	0	1665
101	103	0,152	2,390	202,60	0	1665
102	120	0,000	2,403	0,00	1	560
102	1503	0,110	1,910	161,85	0	1665
103	123	0,000	2,419	0,00	1	560
104	103	0,196	3,100	264,90	0	1665
104	1503	0,050	0,820	69,36	0	1665
106	104	0,152	2,390	202,70	0	1665
106	104	0,152	2,390	203,10	0	1665
106	140	0,000	2,923	0,00	1	560
106	140	0,000	2,668	0,00	1	560
122	103	0,105	1,619	136,35	0	1665
123	120	0,359	3,945	66,68	0	598
126	86	0,109	1,826	51,18	0	1532
126	86	0,109	1,824	51,18	0	1532
126	120	0,600	5,950	92,80	0	598
126	120	0,606	6,020	93,80	0	598
131	22	0,000	8,833	0,00	1	378
134	12	0,000	1,335	0,00	0,999	1136
134	131	0,092	1,010	16,90	0	717
134	396	0,320	3,509	59,24	0	827
136	16	0,000	1,536	0,00	1	1280
136	120	0,436	4,300	66,60	0	598
136	120	0,436	4,300	66,60	0	598
136	131	0,348	3,420	52,80	0	717
136	134	0,375	4,130	69,90	0	598
136	138	0,649	6,460	100,80	0	896
136	138	0,558	6,190	105,70	0	896
140	138	0,652	6,500	101,40	0	896
140	138	0,558	6,190	105,70	0	896
210	18	0,000	0,667	0,00	1	2400

Tabela 31: Dados de Linha do sistema 107 Barras. (Continuação...)

Barra k	Barra m	R_{km} (%)	X_{km} (%)	B_{km}^{shunt} (Mvar)	T_{ap}	L_{km} (MW)
210	217	0,000	1,720	0,00	1	560
210	217	0,000	1,720	0,00	1	560
210	370	0,147	2,320	196,60	0	1665
213	216	0,219	2,420	40,70	0	598
216	396	0,129	1,414	23,77	0	827
217	216	0,565	6,248	106,73	0	717
217	218	0,507	5,610	95,60	0	766
217	218	0,507	5,610	95,60	0	766
218	234	0,430	4,799	82,20	0	639
218	234	0,430	4,799	82,20	0	639
219	234	0,035	0,433	7,34	0	639
219	234	0,035	0,433	7,34	0	639
220	35	0,000	4,497	0,00	1,025	417
220	217	0,226	2,396	43,24	0	766
220	219	0,726	7,704	138,01	0	766
225	217	0,000	2,721	0,00	0,955	22532
225	217	0,000	2,938	0,00	0,955	56032
225	231	4,100	19,760	36,08	0	197
225	231	1,270	13,620	49,47	0	197
228	219	0,000	3,595	0,00	1	225
231	4501	4,510	21,690	40,25	0	197
231	4501	1,490	16,090	55,40	0	197
233	210	0,280	3,990	355,36	0	2598
233	320	0,270	3,870	344,03	0	2598
234	233	0,000	1,113	0,00	1	1050
234	233	0,000	1,000	0,00	1	1050
320	210	0,125	1,937	149,96	0	1948
320	300	0,000	1,357	0,00	1	1200
320	360	0,082	1,256	98,99	0	2078
325	301	0,000	2,633	0,00	1	500
325	326	0,000	2,160	0,00	1	483
325	326	0,000	2,160	0,00	1	483
325	360	0,100	1,519	119,67	0	2251
325	370	0,280	4,840	419,50	0	2205
326	134	0,070	0,760	12,29	0	932
326	396	0,240	2,740	45,47	0	699
360	302	0,000	1,937	0,00	1	537
370	303	0,000	1,058	0,00	1	1740
370	535	0,093	1,376	112,30	0	2205
396	305	0,000	2,200	0,00	1,025	450

Tabela 31: Dados de Linha do sistema 107 Barras. (Continuação...)

Barra k	Barra m	R_{km} (%)	X_{km} (%)	B_{km}^{shunt} (Mvar)	T_{ap}	L_{km} (MW)
535	500	0,000	1,025	0,00	1	1500
536	535	0,000	1,533	0,00	1	858
536	535	0,000	1,420	0,00	1	900
814	895	0,032	1,146	0,00	0,965	600
814	895	0,030	1,165	0,00	0,965	600
824	800	0,000	1,680	0,00	1,024	1676
824	933	0,010	0,124	15,21	0	2182
824	933	0,010	0,126	15,43	0	2182
834	934	2,444	12,650	21,71	0	359
839	840	0,000	6,640	0,00	1	150
839	840	0,000	6,290	0,00	1	150
839	898	1,130	6,990	12,62	0	318
839	1047	1,220	7,690	13,81	0	323
839	2458	0,220	1,090	1,86	0	413
839	2458	0,170	1,030	2,05	0	356
856	810	0,000	1,050	0,00	1	1260
856	933	0,052	0,654	80,49	0	2273
856	1060	0,056	0,697	85,75	0	2182
895	122	0,308	3,958	444,84	0	2252
895	122	0,308	3,958	444,84	0	2252
896	897	0,050	0,730	78,06	0	1637
897	808	0,000	1,020	0,00	1,024	1478
898	848	0,000	6,360	0,00	1	150
898	1047	0,150	0,890	1,63	0	324
933	895	0,200	2,550	312,72	0	2110
933	955	0,162	2,048	250,17	0	2110
933	959	0,200	2,690	336,40	0	2182
934	933	0,031	1,207	0,00	0,975	806
934	1047	3,045	15,738	27,12	0	319
934	1047	3,041	15,718	27,09	0	319
938	955	0,256	2,922	360,40	0	2037
938	959	0,127	1,603	195,89	0	1266
939	938	0,031	1,150	0,00	0,959	806
939	938	0,032	1,163	0,00	0,959	806
939	938	0,000	1,277	0,00	0,959	672
939	1015	1,271	6,562	11,30	0	319
939	1015	1,283	6,564	11,52	0	319
955	964	0,188	2,347	287,24	0	1688
959	895	0,050	0,440	47,58	0	2110
960	834	2,211	1,475	19,69	0	319

Tabela 31: Dados de Linha do sistema 107 Barras. (Continuação...)

Barra k	Barra m	R_{km} (%)	X_{km} (%)	B_{km}^{shunt} (Mvar)	T_{ap}	L_{km} (MW)
960	959	0,032	1,163	0,00	0,992	806
960	959	0,031	1,166	0,00	0,992	806
960	1015	1,892	9,776	16,85	0	319
960	1015	1,895	9,704	17,03	0	319
964	976	0,073	0,916	112,17	0	1688
965	964	0,002	1,211	0,00	0,972	806
965	964	0,002	1,233	0,00	0,972	806
976	995	0,282	3,852	493,70	0	1688
995	904	0,000	1,154	0,00	1	1625
995	964	0,164	3,034	354,88	0	2182
995	1030	0,073	0,920	112,26	0	2182
995	1060	0,172	2,170	265,16	0	2110
1030	915	0,000	2,065	0,00	1	1254
1030	955	0,047	0,590	71,82	0	2182
1047	919	0,000	1,702	0,00	1,025	788
1060	897	0,076	1,171	124,58	0	2681
1060	925	0,000	1,515	0,00	1,024	1402
1210	976	0,030	1,219	0,00	1,010	806
1210	976	0,039	1,138	0,00	1,010	806
1210	976	0,036	1,217	0,00	1,010	806
1503	1504	0,000	5,200	0,00	1	300
2458	896	0,000	1,270	0,00	0,994	600
4501	4522	3,760	20,680	35,66	0	287
4501	4522	1,640	12,460	61,50	0	239
4521	4523	0,000	20,710	0,00	1	
4522	4521	1,530	7,600	14,25	0	200
4522	4532	3,250	17,920	32,75	0	287
4522	4532	3,250	17,920	32,75	0	287
4522	4623	0,000	7,950	0,00	1	100
4522	4623	0,000	7,950	0,00	1	100
4532	4530	0,000	14,300	0,00	1	
4532	4533	0,000	8,600	0,00	1	100
4532	4533	0,000	8,600	0,00	1	100
4532	4533	0,000	8,600	0,00	1	100
4532	4542	1,620	9,680	19,15	0	150
4533	4596	0,000	3,764	0,00	1	
4542	4552	1,830	10,930	18,60	0	150
4552	4572	1,400	8,380	17,00	0	150
4562	4572	0,940	5,590	10,64	0	150
4562	4582	1,240	7,380	13,28	0	150

Tabela 31: Dados de Linha do sistema 107 Barras. (Continuação...)

Barra k	Barra m	R_{km} (%)	X_{km} (%)	B_{km}^{shunt} (Mvar)	Tap	L_{km} (MW)
4592	21	0,000	6,400	0,00	1	
4592	4542	1,000	6,170	12,60	0	239
4623	4533	17,060	45,500	11,39	0	100
4703	4533	0,900	2,310	0,58	0	100
4703	4533	0,900	2,310	0,58	0	100
4805	4804	0,000	13,333	0,00	1	138
4805	4807	3,089	8,134	2,09	0	86
4805	4807	3,089	8,134	2,09	0	86
4862	4532	2,570	23,680	97,42	0	697
4862	4532	2,570	23,680	97,42	0	697
4862	4807	0,000	4,050	0,00	1	300
108	1210	0,073	0,916	0,00	0	1000
109	976	0,073	0,916	0,00	0	1000
110	964	0,073	0,916	0,00	0	1000
111	965	0,073	0,916	0,00	0	1000

B DECOMPOSIÇÃO MATEMÁTICA DE BENDERS

B.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A decomposição matemática de Benders (BENDERS, 1962; GEOFFRION, 1972; GOMES et al., 2017) é uma metodologia para solução de problemas de múltiplas variáveis e de dimensões elevadas. A solução clássica destes problemas, considerando todas as variáveis simultaneamente, exige um grande esforço computacional, inviabilizando, desta forma, tal procedimento. Esta decomposição consiste no particionamento das variáveis, dividindo o problema original em subproblemas de menores dimensões e estabelecendo um fluxo de informações entre eles.

A decomposição de Benders é aplicada em diversos estudos de otimização nos quais se pretende otimizar um índice de desempenho ou obter uma solução viável. Dentre os estudos em que o objetivo é obter uma solução ótima, cita-se o problema de coordenação hidrotérmica cuja finalidade é otimizar o uso dos recursos energéticos. Dentre os estudos de viabilidade, destaca-se o problema de análise de contingências em sistemas elétricos de potência cuja finalidade é determinar as ações de ajustes e investimentos necessários para garantir a operação viável do sistema, quando submetido a distúrbios ou falhas.

B.2 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

Dado um problema de otimização não linear da forma:

$$\min [f_1(y_1, z_s) + f_2(y_2, z_s)] \quad (\text{B.1a})$$

s.a:

$$g_1(y_1, z_s) \geq b_1 \quad (\text{B.1b})$$

$$g_2(y_2, z_s) \geq b_2 \quad (\text{B.1c})$$

Este problema pode ser particionado em dois subproblemas, como segue:

- Subproblema 1 (*Master Problem*):

$$\min [f_1(y_1, z_s)] \quad (\text{B.2a})$$

s.a:

$$g_1(y_1, z_s) \geq b_1 \quad (\text{B.2b})$$

- Subproblema 2 (*Slave Problem*):

$$\min [f_2 (y_2, z_s^*)] \quad (\text{B.3a})$$

s.a:

$$g_2 (y_2, z_s^*) \geq b_2 \quad (\text{B.3b})$$

Em que:

- y_1, y_2 : Variáveis que podem assumir valores distintos nos subproblemas 1 e 2;
- z_s : Controle presente no subproblema 1;
- z_s^* : Valor do controle z_s calculado no subproblema 1 e mantido constante no subproblema 2;
- $f_1 (y_1, z_s)$: Função objetivo do subproblema 1;
- $f_2 (y_2, z_s)$: Função objetivo do subproblema 2;
- π_2 : Valor do coeficiente de Lagrange associado ao subproblema 2;
- $g_1 (y_1, z_s)$: Restrição do subproblema 1;
- $g_2 (y_2, z_s)$: Restrição do subproblema 2.

Da execução do subproblema 2, monta-se uma restrição que deve ser adicionada ao subproblema 1. Esta restrição é denominada “corte de Benders”, mostrada na Equação (B.4):

$$\pi_2 \cdot E z_s \cdot z_s \geq \omega_2 + \pi_2 \cdot E z_s \cdot z_s^* \quad (\text{B.4})$$

Em que:

- $E z_s$: Derivada parcial da restrição $g_2 (y_2, z_s^*)$ em relação a z_s^* ;
- ω_2 : Valor da função objetivo obtido do subproblema 2.

Expandindo-se a Equação (B.4) para mais de um parâmetro z_s^* surgindo em uma ou mais restrições do subproblema 2, esta equação assume a forma apresentada na Equação (B.5):

$$\sum_{s \in \Omega z_S} \left[\sum_{r \in \Omega z_R} (\pi_{2r} \cdot E z_{s_r}) \cdot z_s \right] \geq \omega_2 + \sum_{s \in \Omega z_S} \left[\sum_{r \in \Omega z_R} (\pi_{2r} \cdot E z_{s_r}) \cdot z_s^* \right] \quad (\text{B.5})$$

Em que:

- Ωz_S : Conjunto de controles z_s pertencentes no subproblema 1;
 Ωz_R : Conjunto de restrições pertencentes no subproblema 2 que contém o parâmetro z_s^* ;
 π_{2_r} : Valor do coeficiente de Lagrange obtido do subproblema 2 associado com a restrição r ;
 Ez_{s_r} : Derivada parcial da restrição r em relação a z_s .

Sendo assim, o conjunto de Equações (B.2) com o corte de Benders assume a forma apresentada por (B.6):

$$\min [f_1(y_1, z_s)] \quad (\text{B.6a})$$

s.a:

$$g_1(y_1, z_s) \geq b_1 \quad (\text{B.6b})$$

$$\sum_{s \in \Omega z_S} \left[\sum_{r \in \Omega z_R} (\pi_{2_r} \cdot Ez_{s_r}) \cdot z_s \right] \geq \omega_2 + \sum_{s \in \Omega z_S} \left[\sum_{r \in \Omega z_R} (\pi_{2_r} \cdot Ez_{s_r}) \cdot z_s^* \right] \quad (\text{B.6c})$$