UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA "JÚLIO DE MESQUITA FILHO"
FACULDADE DE ENGENHARIA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA

TAYENNE DIAS DE LIMA

PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA APLICADA AO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E EMISSÕES DE CO_2

Ilha Solteira
2019

TAYENNE DIAS DE LIMA

PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA APLICADA AO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E EMISSÕES DE CO_2

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia do Campus de Ilha Solteira – UNESP como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de Conhecimento: Automação.

Prof. Dr. John Fredy Franco Baquero
Orientador

Ilha Solteira
2019

FICHA CATALOGRÁFICA
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

Lima, Tayenne Dias de.
L732p Programação estocástica aplicada ao planejamento de sistemas de distribuição considerando geração distribuída e emissões de CO_2 / Tayenne Dias de Lima. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2019
97 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia. Área de conhecimento: Automação, 2019

Orientador: John Fredy Franco Baquero
Inclui bibliografia

1. Geração distribuída. 2. Incertezas. 3. Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica. 4. Programação estocástica.

Sandra Maria Clemente de Souza
DSTBI/STRAUD
Bibliotecária
CRB 8-4740

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Câmpus de Ilha Solteira

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Programação estocástica aplicada ao planejamento de sistemas de distribuição considerando geração distribuída e emissões de CO2

AUTORA: TAYENNE DIAS DE LIMA
ORIENTADOR: JOHN FREDY FRANCO BAQUERO

Aprovada como parte das exigências para obtenção do Título de Mestra em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: Automação pela Comissão Examinadora:

John Fredy Franco B.

Prof. Dr. JOHN FREDY FRANCO BAQUERO
Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Câmpus Experimental Rosana

Prof Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Marina Lavorato de Oliveira

Prof. Dr. MARINA LAVORATO DE OLIVEIRA
Centro de Ciências Exatas, Ambientais e de Tecnologia / Pontifícia Universidade Católica de Campinas

Ilha Solteira, 24 de agosto de 2019

AGRADECIMENTOS

A Deus, por sua infinita bondade e compaixão, por me permitir viver essa experiência.

Aos meus pais Rosineide e Itamar, pelo o amor, pela compreensão, por todos os conselhos, por todo o apoio e incentivo em todos os momentos da minha vida.

Ao meu irmão e melhor amigo Matheus, a pessoa que trouxe leveza para minha vida com quem posso contar em qualquer momento.

Ao meu esposo Cleberton, por ter escolhido compartilhar a vida comigo sendo essa pessoa gentil e calma, que me traz paz e serenidade.

Ao meu orientador, professor Jhon Fredy Franco Baquero, pela paciência, pelo incentivo, pela disponibilidade e dedicação, e pela imensa colaboração no desenvolvimento deste trabalho.

Aos professores da Universidade do Estado de Mato Grosso (UNEMAT), André do Amaral Penteado Biscaro, Vera Lúcia Vieira de Camargo e Vlademir de Jesus Silva Oliveira, pelas palavras de incentivo, por todo o apoio, pela disposição em sanar minhas dúvidas e por me indicarem este caminho. Um agradecimento especial ao prof. Milton Luiz Neri Pereira (em memória) que foi fundamental nessa minha vinda para Ilha Solteira, sempre interessado em ajudar e colaborar de alguma forma com seus alunos, ele era uma pessoa extraordinária.

Aos professores José Roberto Sanches Mantovani, Rubén Augusto Romero Lázaro e a professora Marina de Oliveira Lavorato, pelas valiosas sugestões dadas no desenvolvimento deste trabalho.

Aos colegas e amigos do Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LaPSEE) que colaboraram de alguma forma para o desenvolvimento deste trabalho.

A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoa de Nível Superior- Brasil (CAPES) pelo apoio financeiro - Código de Financiamento 001, e a Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), pelo projeto temático processo n°. 2015/21972-6.

“Dai-me, Senhor, a perseverança das ondas do mar, que fazem de cada recuo um ponto de partida para um novo avanço”.

Gabriela Mistral.

RESUMO

A presença de Geração Distribuída (GD) no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) tem se incrementado nos últimos anos devido a mudanças na regulação e a incentivos governamentais, proporcionando benefícios técnicos e econômicos. Em particular, é esperado que a GD renovável (eólica ou solar) seja integrada adequadamente no SDEE, visando contribuir na redução de emissões de gases de efeito estufa. Entretanto, a presença da GD renovável, junto com suas inerentes incertezas, aumenta a complexidade no planejamento do SDEE. Diante do exposto, neste trabalho propõe-se um modelo de programação estocástica de dois estágios para o problema de planejamento da expansão do SDEE multi-período. As incertezas da geração renovável (associadas à irradiação solar e velocidade do vento) e demanda são representadas por meio de cenários. A função objetivo minimiza o valor presente líquido dos investimentos (subestações, circuitos, e alocação de GD), custo da energia, manutenção e operação, assim como o custo das emissões de CO_2. A operação das unidades de GD é representada limitando a potência ativa/reativa que pode ser injetada segundo as curvas de capabilidade e restrições de fator de potência. O modelo proposto foi implementado na linguagem de modelamento AMPL e resolvido com o solver CPLEX. Testes utilizando um SDEE de 24 e 54 nós comprovam a eficiência do modelo.

Palavras-chave: Geração distribuída. Incertezas. Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica. Programação estocástica.

ABSTRACT

The presence of Distributed Generation (DG) in Electrical Distribution Systems (EDSs) has been increased in recent years due to changes in regulation and government incentives, leading to technical and economic benefits. In particular, renewable DG (wind or solar power) is expected to be properly integrated into the EDS, aiming to contribute to the reduction of greenhouse gas emissions. However, the presence of renewable DG, along with its inherent uncertainties, increases the complexity in the planning of the EDS. In this context, this work proposes a two-stage stochastic programming model for the problem of EDSs expansion planning. The uncertainties of renewable generation (associated with solar irradiation and wind speed) and demand, are represented through scenarios. The objective function minimizes the net present value of investments (substations, circuits, and DG allocation), energy cost, maintenance and operation, as well as the cost of CO_2 emissions. The operation of the DG units is represented by limiting the active/reactive power that can be injected according to capability curves and power factor constraints. The proposed model was implemented in the modeling language AMPL and solved with the solver CPLEX. Tests using a 24 and 54-nodes EDS prove the efficiency of the proposed model.

Keywords: Distributed generation. Planning of electric power distribution systems. Stochastic programming. Uncertainties.

.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Principais aspectos do problema de PSDEE 19
Figura 2 – Crescimento dos GDs conectados à rede de distribuição 21
Figura 3 – Participação de cada tecnologia na GD 21
Figura 4 – Programação Estocástica de dois estágios aplicada no PSDEE 35
Figura 5 – Curva de capabilidade do GS 42
Figura 6 – Curva de capabilidade do GIDA 43
Figura 7 – Curva de capabilidade do inversor fotovoltaico 45
Figura 8 – Fluxograma do modelo proposto 51
Figura 9 – Topologia inicial do sistema de 24 nós 54
Figura 10 – Topologia inicial do sistema de 54 nós 55
Figura 11 – Topologia do sistema de 24 nós para o Caso I estático 59
Figura 12 – Topologia do sistema de 24 nós para o Caso I modificado estático 60
Figura 13 – Topologia do sistema de 24 nós para o Caso II estático 62
Figura 14 – Topologia do sistema de 24 nós para o Caso II modificado estático 63
Figura 15 – Topologia do sistema de 24 nós para o Caso III estático 64
Figura 16 – Topologia do sistema de 24 nós para o Caso III modificado estático 66
Figura 17 – Potência injetada pelas subestações para o sistema de 24 nós 70
Figura 18 – Topologia do sistema de 54 nós para o Caso I 71
Figura 19 – Topologia do sistema de 54 nós para o Caso II 72
Figura 20 – Topologia do sistema de 54 nós para o Caso III 74
Figura 21 – Topologia do sistema de 24 nós para o Caso I multi-período 77
Figura 22 – Topologia do sistema de 24 nós para o Caso II multi-período 79
Figura 23 – Topologia do sistema de 24 nós para o Caso III multi-período 81
Figura 24 – Participação dos custos de investimento e operação na função objetivo 83
Figura 25 – Potência ativa injetada pelas subestações para o sistema de 24 nós multi-período 84
Figura 26 – Função objetivo do sistema de 24 para abordagens estátio/multi-período 85
Figura 27– Linearização por partes de P_{ij}^2 94

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Principais características dos trabalhos revisados 33
Tabela 2 – Dados das subestações (Sistema de 24 nós) 54
Tabela 3 – Dados dos condutores (Sistema de 24 nós) 54
Tabela 4 – Dados das subestações (Sistema de 54 nós) 55
Tabela 5 – Dados dos condutores (Sistema de 54 nós) 56
Tabela 6 – Dados da GD 56
Tabela 7 – Fatores de demanda, irradiação solar e velocidade do vento por bloco de tempo 57
Tabela 8 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós caso I estático 59
Tabela 9 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós caso I modificado estático 60
Tabela 10 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós caso II estático 61
Tabela 11 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós caso II modificado estático 63
Tabela 12 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós Caso III estático 65
Tabela 13 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós Caso III modificado estático 66
Tabela 14 – Resumos dos resultados para o sistema de 24 nós caso estático 67
Tabela 15 – Custo total, emissões de CO_2 e tempo computacional para o sistema de 24 nós caso estático 67
Tabela 16 – Principais diferenças entre os planos de expansão 69
Tabela 17 – Custos de investimento e operação para o sistema de 54 nós caso I 71
Tabela 18 – Custos de investimento e operação para o sistema de 54 nós caso II 72
Tabela 19 – Custos de investimento e operação para o sistema de 54 nós caso III 74
Tabela 20 – Resumos dos resultados para o sistema de 54 nós 75
Tabela 21 – Custo total, emissões de CO_2 e tempo computacional para o sistema de 54 nós 75
Tabela 22 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós Caso I multi-período 78
Tabela 23 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós Caso II multi-período 79
Tabela 24 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós Caso III 80
Tabela 25 – Resumos dos resultados para o sistema de 24 nós planejamento multi-período 82
Tabela 26 – Custo total, emissões de CO_2 e tempo computacional para o sistema de 24 nós caso multi-período 82
Tabela 27 – Valor esperado da potência injetada pelas subestações 85
Tabela 28 – Dados das barras do sistema de 24 nós 96

Tabela 29 – Dados das linhas do sistema de 24 nós 97
Tabela 30 – Dados das barras do sistema de 54 nós 98
Tabela 31 – Dados das linhas do sistema de 54 nós 98
Tabela 32 – Dados do gerador sincrono 100
Tabela 33 – Dados do gerador eólico 100
Tabela 34 – Dados do gerador fotovoltaico 100

LISTA DE ABREVIAÇÕES

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
ECVE	Estações de Carregamento de Veículos Elétricos
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de Efeito Estufa
GVNS	*General Variable Neighborhood Search*
IPCC	*Intergovernmental Panel on Climate Change*
IRENA	*International Renewable Energy Agency*
MMA	Ministério do Meio Ambiente
PCSOIM	Programação Cônica de Segunda Ordem Inteiro Misto
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
PNLIM	Programação Não linear inteira Mista
PSDEE	Planejamento de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
VEs	Veículos Elétricos

LISTA DE SÍMBOLOS

Conjuntos e índices:

Ω_ω	Conjunto de cenários
Ω_a	Conjunto de tipos de condutores
Ω_C	Conjunto de circuitos
Ω_{gt}	Conjunto de barras candidatas a instalação de geradores despacháveis
Ω_N	Conjunto de barras do sistema
Ω_p	Conjunto de períodos de planejamento
Ω_{pv}	Conjunto de barras candidatos a instalação de módulos fotovoltaicos
Ω_S	Conjunto de subestações
Ω_{wt}	Conjunto de barras candidatos a instalação de turbinas eólicas
ω	Índice dos cenários
a	Índice dos condutores
b	Índice dos blocos de tempo
f	Índice das barras com geradores despacháveis
ij	Índice do circuito entre as barras i e j
k	Índice das barras candidatos a instalação de turbinas eólicas
u	Índice das barras candidatos a instalação de módulos fotovoltaicos

Parâmetros:

$\overline{\beta}_u^{pv}$	Limite máximo de módulos fotovoltaicos que podem ser instalados na barra u
$\bar{\Delta}^G$	Limite para cada bloco de discretização $\Delta_{ij,y,\omega}^P, \Delta_{ij,y,\omega}^Q$
$\bar{\Delta}^S$	Limite para cada bloco de discretização $\Delta_{ij,y,\omega}^{Ps}, \Delta_{ij,y,\omega}^{Qs}$
$\zeta^{gt}, \zeta^{wt}, \zeta^{pv}$	Fator de emissão para gerador despachável/turbina eólica/módulo fotovoltaico
ζ_i^s	Fator de emissão da subestação localizada na barra i
λ	Tempo em anos por período do horizonte de planejamento
π_ω	Probabilidade do cenário ω

τ	Taxa de juros
φ^{gt}	Fator de potência da geração despachável
$\overline{b}$	Limite máximo para a variável auxiliar $b_{ij,\omega}$
C^{em}	Custo das emissões de CO_2 (US$/ton)
C_f^{gt}	Custo da instalação de geradores despacháveis
$C_{ij,a}$	Custo da instalação do circuito ij utilizando o condutor do tipo a
c^{ogt}	Custo da operação e manutenção dos geradores despacháveis (US$)
c^{opv}	Custo da operação e manutenção dos módulos fotovoltaicos (US$)
C^{os}	Custo da operação da subestação
C_i^S	Custo fixo da instalação ou expansão da subestação na barra i
c^{owd}	Custo da operação e manutenção das turbinas eólicas (US$)
C_k^{wt}, c_u^{pv}	Custo da instalação de turbinas eólicas/módulos fotovoltaicos
d_ω	Tempo em horas do cenário ω
$f(\tau, \lambda)$	Função do valor atual de um custo anual que tem uma duração de τ anos em termos de uma taxa de juros λ
f_ω^D	Fator de demanda no cenário ω
f_ω^{pv}	Fator de geração de potência do módulo fotovoltaico no cenário ω
f_ω^{wt}	Fator de geração de potência da turbina eólica no cenário ω
$\overline{I}_a$	Capacidade máxima de corrente do condutor do tipo a
l_{ij}	Comprimento do circuito ij
m_y^S	Inclinação do bloco *y-ésimo* devido à linearização em trechos para o fluxo de potência
$\overline{N}^{gt}$	Número máximo de turbinas a gás que podem ser instaladas no sistema
$\overline{N}^{pv}$	Número máximo de módulos fotovoltaicos que podem ser instalados no sistema
$\overline{N}^{wt}$	Número máximo de turbinas eólica que podem ser instaladas no sistema
$P_{i,p}^D$	Demanda de potência ativa na barra i período p

$P_{f,1}^{gt} \dots P_{f,4}^{gt}$	Limites de potência ativa do gerador despachável
$P_{k,1}^{wt} \dots P_{k,4}^{wt}$	Limites de potência ativa do gerador eólico
$\overline{P}_f^{gt}$	Capacidade máxima de potência ativa do gerador despachável
$\overline{P}_k^{wt}$	Capacidade máxima de potência ativa da turbina eólica
$\overline{P}_u^{pv}$	Capacidade máxima de potência ativa do módulo fotovoltaico
$Q_{i,p}^{D}$	Demanda de potência reativa na barra i período p
$\underline{Q}_f^{gt}, \overline{Q}_f^{gt}$	Limites de potência reativa do gerador despachável
$Q_{k,1}^{wt} \dots Q_{k,4}^{wt}$	Limites de potência reativa do gerador eólico
$\underline{Q}_k^{wt}, \overline{Q}_k^{wt}$	Limites mínimo e máximo de potência reativo do gerador eólico
R_a, X_a, Z_a	Resistência, reatância e impedância do condutor do tipo a
$S_{i,p}^{D}$	Demanda de potência aparente na barra i período p
Sg_i^0	Potência aparente da subestação existente na barra i
Sg_i'	Potência aparente para expansão ou construção da subestação na barra i
$\overline{S}_u^{pv}$	Potência aparente máxima do inversor fotovoltaico
$\overline{V}$	Magnitude máxima de tensão
$\underline{V}$	Magnitude mínima de tensão
Y	Número de blocos da linearização por partes
Variáveis:	
$\beta_{u,p}^{pv}$	Variável inteira que define os módulos fotovoltaicos instalados na barra u no período p
$\Delta_{ij,y,\omega}^{P}$	Variável de discretização do bloco *y-ésimo* para $\left\|\hat{P}_{ij,\omega}\right\|$
$\Delta_{ij,y,\omega}^{Q}$	Variável de discretização do bloco *y-ésimo* para $\left\|\hat{Q}_{ij,\omega}\right\|$
$\Delta_{i,y,\omega}^{Ps}$	Variável de discretização do bloco *y-ésimo* para $\left\|P_{i,\omega}^{s}\right\|$
$\Delta_{i,y,\omega}^{Qs}$	Variável de discretização do bloco *y-ésimo* para $\left\|Q_{i,\omega}^{s}\right\|$

$b_{ij,\omega,p}$ Variável auxiliar utilizada no cálculo da queda de tensão no circuito ij no cenário ω e período p

$I^{sqr}_{ij,a,\omega,p}$ Quadrado da corrente no circuito ij associada ao condutor do tipo a no cenário ω e período p

$\hat{I}^{sqr}_{ij,\omega,p}$ Quadrado da corrente no circuito ij, cenário ω no período p

$P_{ij,a,\omega,p}$ Fluxo de potência ativa no circuito ij associada ao condutor do tipo a no cenário ω e período p

$P^{-}_{ij,\omega,p}$ Variável auxiliar utilizada no cálculo de $\left|\hat{P}_{ij,\omega,p}\right|$

$P^{+}_{ij,\omega,p}$ Variável auxiliar utilizada no cálculo de $\left|\hat{P}_{ij,\omega,p}\right|$

$\hat{P}_{ij,\omega,p}$ Fluxo de potência ativa no circuito ij no cenário ω e período p

$P^{gt}_{i,\omega,p}$ Potência ativa fornecida pelo gerador despachável da barra i no cenário ω e período p

$P^{pv}_{i,\omega,p}$ Potência ativa fornecida pelo módulo fotovoltaico da barra i no cenário ω e período p

$P^{s}_{i,\omega,p}$ Potência ativa fornecida pela subestação da barra i no cenário ω e período p

$P^{wt}_{i,\omega,p}$ Potência ativa fornecida pela turbina eólica da barra i no cenário ω e período p

$Q_{ij,a,\omega,p}$ Fluxo de potência reativa no circuito ij associada ao condutor do tipo a no cenário ω e período p

$Q^{-}_{ij,\omega,p}$ Variável auxiliar utilizada no cálculo de $\left|\hat{Q}_{ij,\omega,p}\right|$

$Q^{+}_{ij,\omega,p}$ Variável auxiliar utilizada no cálculo de $\left|\hat{Q}_{ij,\omega,p}\right|$

$\hat{Q}_{ij,\omega,p}$ Fluxo de potência reativa no circuito ij no cenário ω e período p

$Q^{gt}_{i,\omega,p}$ Potência reativa fornecida pelo gerador despachável da barra i no cenário ω e período p

$Q^{pv}_{i,\omega,p}$ Potência reativa fornecida pelo módulo fotovoltaico da barra i no cenário ω e período p

$Q^{s}_{i,\omega,p}$ Potência reativa fornecida pela subestação da barra i no cenário ω e período p

$Q_{i,\omega,p}^{wt}$	Potência reativa fornecida pela turbina eólico da barra i no cenário ω e período p
$Sg_{i,\omega,p}^{sqr}$	Quadrado da potência aparente da subestação na barra i, cenário ω e no período p
$V_{i,\omega,p}^{sqr}$	Quadrado da tensão na barra i no cenário ω e período p
$x_{ij,a,p}^{C}$	Variável binária que define a construção e/ou recondutoramento do circuito ij utilizando o condutor do tipo a no período p
$x_{f,p}^{gt}$	Variável binária que define a instalação da turbina a gás na barra f período p
$x_{i,p}^{S}$	Variável binária que define a construção e/ou repotenciamento da subestação na barra i no período p
$x_{k,p}^{wt}$	Variável binária que define a instalação da turbina eólica na barra k no período p
$y_{ij,p}^{-}$	Variável binária associada a direção no sentido negativo do fluxo de potência circuito ij no período p
$y_{ij,p}^{+}$	Variável binária associada a direção no sentido positivo do fluxo de potência circuito ij no período p
$z_{ij,a,p}$	Variável binária associada com a operação do circuito ij no período p

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 18

1.1 MOTIVAÇÃO 20

1.2 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES 23

1.3 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS 23

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 24

2.1 PSDEE CONSIDERANDO INCERTEZAS 28

2.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS 32

3 PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA 35

3.1 MODELO MATEMÁTICO DO PROBLEMA DE PSDEE 35

3.1.1 Função objetivo 36

3.1.2 Restrições 37

3.1.3 Modelo da geração distribuída 41

3.1.4 Linearizações 47

3.1.5 Modelo de programação linear inteiro misto para o problema de PSDEE 50

3.2 MODELAGEM DAS INCERTEZAS 50

4 TESTES E RESULTADOS 53

4.1 INFORMAÇÕES DOS SISTEMAS TESTE, DAS ALTERNATIVAS DE PLANEJAMENTO E DOS CENÁRIOS UTILIZADOS 53

4.1.1 Dados do sistema de 24 nós 53

4.1.2 Dados do sistema de 54 nós 55

4.1.3 Dados da Geração Distribuída 56

4.1.4 Cenários utilizados 57

4.2 TESTES REALIZADOS PARA O PLANEJAMENTO ESTÁTICO 57

4.2.1 Sistema de 24 nós 58

4.2.1.1 Caso I: Investimento em subestações, circuitos e GD não renovável 58

4.2.1.2 Caso I modificado: Investimento em subestações, circuitos e GD não renovável sem considerar a curva de capabilidade dos geradores 60

4.2.1.3 Caso II: Investimento em subestações, circuitos e GD renovável 61

4.2.1.4 Caso II modificado: Investimento em subestações, circuitos e GD renovável sem considerar a curva de capabilidade dos geradores 62

4.2.1.5 Caso III: Investimento em subestações, circuitos e GD renovável/não renovável 64

4.2.1.6 Caso III modificado: Investimento em subestações, circuitos e GD renovável/não renovável sem considerar a curva de capabilidade dos geradores **65**
4.2.2.7 Análise dos resultados **67**
4.2.2 Sistema de 54 nós **70**
4.2.2.1 Caso I: Investimento em subestações, circuitos e GD não renovável **70**
4.2.2.2 Caso II: Investimento em subestações, circuitos e GD renovável **72**
4.2.2.3 Caso III: Investimento em subestações, circuitos e GD renovável/não renovável **73**
4.2.2.4 Análise dos resultados **75**
4.3 TESTES REALIZADOS PARA O PLANEJAMENTO MULTI-PERÍODO 76
4.3.1 Caso I: Investimentos em GD não renovável **76**
4.3.2 Caso II: Investimentos em GD renovável **78**
4.3.3 Caso III: Investimentos em GD renovável e não renovável **80**
4.3.4 Análise dos resultados **81**
5 CONCLUSÕES E TRABALHO FUTUROS **86**
REFERÊNCIAS **88**
ANEXO A – EXEMPLO DE LINEARIZAÇÃO **94**
ANEXO B – DADOS DOS SISTEMAS TESTADOS **96**
ANEXO C – DADOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA **100**

1 INTRODUÇÃO

O problema de Planejamento de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (PSDEE) de modo geral, consiste em desenvolver estratégias para atender à crescente demanda de energia elétrica, mantendo a operação segura do sistema, de modo a garantir a qualidade no fornecimento de energia elétrica aos consumidores com o menor custo possível. O problema clássico de PSDEE busca determinar a expansão ótima de subestações e o dimensionamento e localização de circuitos, com o objetivo de minimizar os custos de investimento e de operação para um determinado horizonte de planejamento, sempre respeitando um conjunto de restrições físicas, operacionais e financeiras (GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2015). Desse modo, as propostas de solução do problema de PSDEE buscam determinar quais as ações de expansão devem ser realizadas para que se atenda a demanda de energia elétrica dentro dos padrões de qualidade exigidos.

Este problema tem atraído o interesse de muitos pesquisadores ao longo dos anos. Sua relevância é motivada pelo crescimento constante da demanda de energia elétrica, pelo fato do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) possuir uma parcela significativa das perdas técnicas e pela necessidade de considerar nas ações de expansão as incertezas e a confiabilidade do sistema (CAMARGO, 2014; COSTA, 2002; RUPOLO, 2017).

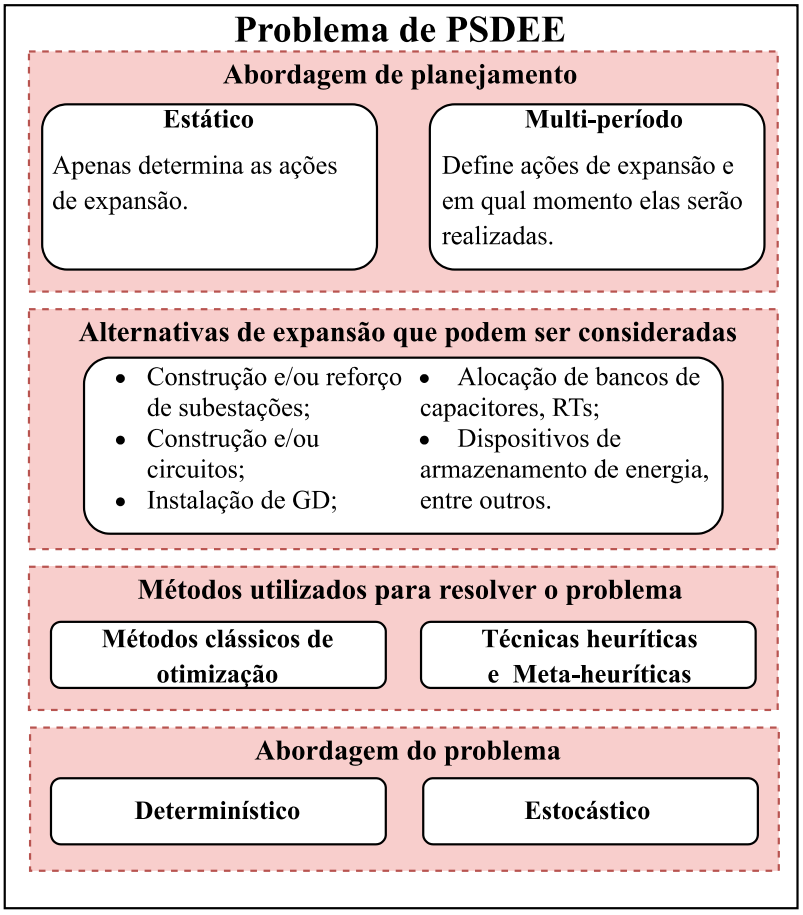
As características do problema de PSDEE correspondem a um modelo de programação não linear inteira mista (PNLIM) de grande porte. A solução deste problema é uma tarefa onerosa e complexa devido a sua natureza combinatória e por conter uma quantidade significativa de variáveis contínuas e inteiras (BERNAL-AGUSTÍN, 1998; PEREIRA-JUNIOR, 2014). Para solucionar o problema de PSDEE, devem estar bem definidos aspectos como a função objetivo, as restrições, as alternativas para expansão do SDEE, assim como a forma de representar a expansão ao longo do horizonte de planejamento, i.e., planejamento estático ou multi-período. Além disso, alguns modelos incorporam a confiabilidade da rede como um objetivo suplementar ao da minimização de custos (MUNOZ-DELGADO; CONTRERAS; ARROYO, 2016).

No modelo estático, o planejamento é realizado em apenas uma etapa, de modo que os dados de demanda previstos para o final do período de planejamento são utilizados na proposta de expansão. Por outro lado, o planejamento multi-período, como o próprio nome sugere, é dividido em vários períodos, em que as ações de expansão são realizadas em diferentes

momentos ao longo do horizonte de planejamento de acordo com a correspondente previsão de demanda (COSSI, 2008).

Segundo Georgilakis e Hatziargyriou (2015), as principais funções objetivo do problema de PSDEE encontradas na literatura especializada minimizam os seguintes custos: (1) Custo de investimento em subestações e alimentadores junto aos custos das perdas de energia; (2) Custo de investimentos em geral e perdas de energia; (3) Custos de investimento, perdas e confiabilidade; (4) Custos de investimento, perdas, confiabilidade, operação e manutenção. Na **Figura 1** destacam-se os aspectos gerais do problema de PSDEE.

Figura 1 – Principais aspectos do problema de PSDEE



Fonte: Elaborado pela própria autora.

1.1 MOTIVAÇÃO

O setor elétrico tem passado por muitas transformações ao longo dos anos. Em 2001, o Brasil enfrentou uma grave crise de abastecimento que culminou em um plano de racionamento de energia elétrica. Esta crise foi provocada pela escassez de investimentos em sistemas de geração e transmissão de energia em conjunto com a forte dependência da matriz energética dos recursos hídricos, e como neste período houve uma estiagem prolongada, as usinas hidrelétricas reduziram drasticamente a geração de energia. Este acontecimento foi determinante para uma série de mudanças que ocorreram posteriormente no setor elétrico brasileiro incluindo os incentivos à Geração Distribuída (GD) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, 2008; BARRETO, 2007).

A GD, também conhecida como geração descentralizada, corresponde a pequenas centrais geradoras e/ou dispositivos de armazenamento de energia conectados diretamente à rede de distribuição ou próximos aos consumidores (GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2013). A GD pode ser classificada como provindo de fontes de energia renováveis (fotovoltaica, eólica, biomassa, geotérmica, entre outras) ou fontes não renováveis (gerador diesel, célula combustível, máquinas térmicas, entre outras). As tecnologias não renováveis utilizam combustíveis fósseis, como o gás, carvão e petróleo para produzir energia elétrica. Segundo Frías *et al.* (2009), o esgotamento dos combustíveis fósseis aliado à preocupação com a preservação do meio ambiente impulsionou a pesquisa e desenvolvimento de novas fontes renováveis para a geração de energia elétrica.

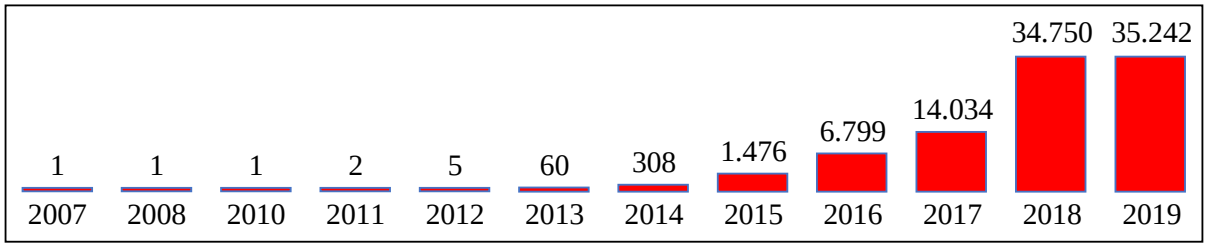
A exploração dos recursos renováveis para a geração de energia tem se intensificado ao redor do mundo desde nos últimos aos incentivada pelas políticas governamentais. Estima-se um crescimento de cerca de 8-9% ao ano, o que é mais que o dobro do crescimento médio das fontes não renováveis. Apenas no ano de 2017, mais de 167 GW de capacidade renovável foram instalados globalmente. Os aumentos na energia eólica e solar são particularmente notáveis, tendo crescido quase três e dez vezes, respectivamente, desde 2010 (IRENA, 2018).

Essa tendência de crescimento da geração renovável e da GD de modo geral também tem sido observada no Brasil. Na **Figura 2**, mostra-se a evolução na quantidade de GD instalada entre os períodos de 2007 a 2019. Nota-se que a partir de 2012 houve um crescimento progressivo da GD conectada ao sistema de distribuição. Um dos fatores determinantes para este crescimento se deve à Resolução Normativa nº 482 da ANEEL, publicada em 2012, que estabeleceu as condições gerais para conexão ao SDEE da microgeração (potência instalada de até 75 kW), e minigeração distribuída (potência acima de 75 kW e menor que 5MW). Essa

normativa criou o sistema de compensação de energia que possibilitou ao consumidor gerar energia elétrica para seu próprio consumo e fornecer o excedente a rede de distribuição de sua localidade (ANEEL, 2012).

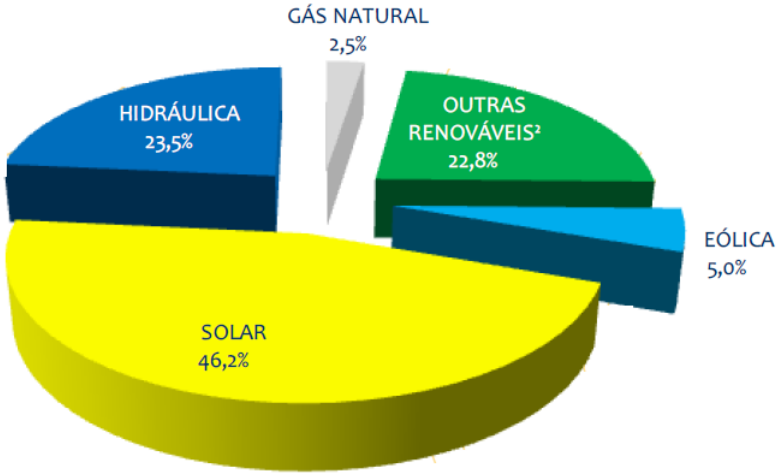
De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN), no período de 2016 a 2017 houve um incremento de 245% na capacidade instalada da GD (MMA, 2018). Na **Figura 3** mostra-se a participação de cada tipo de fonte de energia na GD e se observa uma predominância das fontes renováveis. Espera-se que esta tendência de crescimento da GD renovável continue nos próximos anos e que as limitações técnicas existentes sejam superadas. Os acordos realizados pelos países para limitar as emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) e para mitigar as alterações climáticas devem acelerar a integração de fontes de energia renováveis no SDEE (SANTOS *et al.*, 2017).

Figura 2 – Crescimento dos GDs conectados à rede de distribuição



Fonte: Banco de Informações de Geração da ANEEL (2019).

Figura 3 – Participação de cada tecnologia na GD



Fonte: Ministério do Meio Ambiente- MMA (2018).

O problema de PSDEE, neste contexto de GD, tem se tornado ainda mais complexo devido à transformação gradual do SDEE passivo para um sistema ativo com a inserção crescente da

GD, prática que vem sendo incentivada pelas políticas regionais e nacionais (GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2015).

A integração da GD no SDEE pode trazer benefícios técnicos, ambientais e econômicos como redução de perdas nas linhas, melhora no perfil da tensão, diversidade de geração de energia, redução das emissões de CO_2 devido à geração renovável, entre outros (CHOWDHURY; AGARWAL; KOVAL, 2002; EL-SAMAHY; EL-SAADANY, 2005; GIL; JOOS, 2008). Entretanto, o dimensionamento e a localização de unidades de GD, se realizadas de modo inadequado podem gerar transtornos como sobretensões, incrementos nas perdas de energia, injeção de harmônicos e degradação da qualidade de tensão (ADEFARATI; BANSAL, 2016). Em geral, a maioria das desvantagens é causada pelas mudanças no SDEE, que inicialmente não foi projetado para incorporar GD (SANTOS, 2017). A presença de novas tecnologias no SDEE, principalmente de fontes de energia renováveis, pode ter um grande impacto sobre o sistema, além disso, essas fontes apresentam um alto nível de incertezas, como nos casos da geração eólica e solar que possuem uma forte dependência das condições climáticas (velocidade do vento e irradiação solar). Portanto, a inclusão dessas incertezas no processo de otimização permite obter uma solução mais comprometida com a realidade.

Outro aspecto que deve ser levado em conta no desenvolvimento de estratégias para o problema de PSDEE são os fatores ambientais. Com a preocupação em torno das mudanças climáticas busca-se mitigar as emissões dos GEE, responsáveis pelo aumento da temperatura no planeta (IPCC, 2019). Segundo relatório do sistema de estimativa de emissões de gases de efeito estufa o setor de energia foi responsável pela emissão de 423,5 milhões de toneladas dióxido de carbono (CO_2) o que correspondeu a 19% do total anual de emissões no Brasil (SEEG, 2018).

Diante do exposto, neste trabalho propõe-se um modelo de Programação Linear Inteira Mista (PLIM) para o problema de PSDEE multi-período considerando o comportamento estocástico da demanda e da geração renovável (eólica e fotovoltaica). As incertezas relacionadas à demanda e a recursos energéticos distribuídos são representadas por meio de um modelo de programação estocástico de dois estágios. As seguintes alternativas de expansão foram consideradas: (1) Construção e/ou repotenciação de subestações; (2) Instalação e/ou recondutoramento de circuitos; e, (3) Alocação de GD renovável e não renovável.

1.2 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES

- Desenvolver um modelo para o problema de PSDEE que considere o comportamento estocástico da demanda e geração renovável (eólica e fotovoltaica) e questões ambientais associadas às emissões de CO_2 da geração;
- Formular o problema como um modelo de PLIM multi-período, que permita encontrar a solução ótima do problema por meio de técnicas eficientes da otimização matemática;
- Representar de forma mais aprimorada injeções de potências ativa e reativa dos GDs segundo curvas de capabilidade e os limites do fator de potência.

1.3 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

Este trabalho está organizado da seguinte forma:

Capítulo 2: Apresenta-se uma revisão bibliográfica dos métodos (modelos clássicos de otimização, heurísticas e meta-heurísticas) empregados na solução do problema de PSDEE, destacando a evolução das pesquisas nesta área;

Capítulo 3: Descreve-se o modelo matemático proposto para o problema de PSDEE, o modelamento da GD e o tratamento das incertezas relacionadas a geração renovável e demanda;

Capítulo 4: Apresentam-se as simulações e resultados obtidos dos testes para o modelo de planejamento estático aplicado nos sistemas teste de 24 e 54 barras, e também para o planejamento multi-período aplicado ao sistema de 24 barras.

Capítulo 5: Apresentam-se as conclusões deste trabalho e as perspectivas de trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo é realizado um resumo dos principais métodos empregados na solução do problema de PSDEE, de forma a mostrar a evolução das pesquisas na área. O trabalho de Bernal-Augustín (1998) realiza uma revisão bibliográfica dos trabalhos de PSDEE até o final da década de 90. Enquanto em Georgilakis e Hatziargyriou (2015) é apresentado uma revisão dos trabalhos relacionados ao problema de PSDEE publicados entre meados da década de 2000 até o ano de 2015.

Segundo Bernal-Augustín (1998), o primeiro trabalho relevante nessa área foi o de Knight (1960), que propôs a utilização de um modelo de programação inteiro para a alocação ótima de circuitos. O autor utilizou um modelo de PLIM para o identificar a localização das linhas e suas capacidades. Para resolver o modelo foram empregados os métodos *Simplex* e *Branch & Bound.* O método de *Branch & Bound* também é utilizado em Adams e Laughton (1974) que propuseram um modelo de PLIM para alocação e dimensionamento de circuitos. Nos trabalhos de Knight (1960) e Adams e Laughton (1974), a localização e dimensionamento das subestações não fazem parte do planejamento, de modo, que essas informações são previamente determinadas.

Masud (1974) modelou o problema de alocação de subestações como um modelo de PLIM sendo resolvido por meio do algoritmo *Branch & Bound*. Crawford e Holt (1975) também desenvolveram um método para a alocação de subestações, determinando também a capacidade das mesmas. A formulação desse problema é linear e são aplicados algoritmos heurísticos para a sua resolução. No trabalho de Kaplan e Braunstein (1981) define-se a alocação ótima de novas subestações em uma rede existente, a função objetivo minimiza os custos de construção e operação do sistema. A alocação dos circuitos é desconsiderada nesses dois últimos trabalhos.

Como se pode observar, os primeiros trabalhos na área de PSDEE não contemplavam o planejamento conjunto de subestações e circuitos. Segundo Gönen e Foote (1981), os recursos computacionais da época eram insuficientes para a elaboração de um modelo de planejamento mais complexo, que considerasse o planejamento simultâneo dos circuitos e subestações. Com o avanço das pesquisas na área de PSDEE, surgiram vários trabalhos que consideravam o planejamento simultâneo de subestações e circuitos, que é o problema clássico de PSDEE como apresentado em Gönen e Foote (1981).

Os métodos para a solução do problema de PSDEE podem ser divididos em: **(1)** métodos clássicos de otimização; **(2)** técnicas heurísticas; e, **(3)** meta-heurísticas. Segundo Haffner

(2008a), os modelos de PLIM são os mais utilizados na otimização clássica. Uma das técnicas mais empregadas para resolver os modelos de PLIM é o algoritmo *Branch & Bound*, utilizado por Masud (1974), Adams e Laughton (1974) e Haffner (2008a).

Os trabalhos publicados até a década de 80 em sua maioria utilizavam a programação linear ou PLIM. Porém, alguns trabalhos dessa época incorporaram não linearidades no modelo, principalmente na função objetivo como em Mikic (1986); Youssef, Hackam, e Abu-El-Magd (1985). Com o surgimento de técnicas heurísticas e meta-heurísticas, as formulações não lineares passaram a ser mais exploradas, já que estas técnicas possibilitam lidar com funções objetivo e restrições não lineares.

Um algoritmo heurístico muito utilizado na área de PSDEE é o *branch-exchange*, aplicado por Aoki *et al.* (1990), Nara *et al.* (1991), Goswami (1997) e Míguez *et al.* (2002). Em relação às meta-heurísticas, destacam-se os Algoritmos Genéticos nas propostas de Miranda, Ranito e Proença (1994), Ramirez-Rosado e Bernal-Augustin (1998); a Busca Tabu em Cossi *et al.* (2012) e Franco (2012); o *Simulated Annealing* em Parada *et al.* (2004) e Nahman e Peric (2008); a Colônia das Formigas em Gómez *et al.* (2004) Favuzza *et al.* (2007) e a Busca Dispersa em Pádua (2014).

Miranda, Ranito e Proença (1994) desenvolveram um algoritmo genético para solucionar o problema de PSDEE. A formulação do problema é um modelo de Programação Não Linear Inteiro Misto (PNLIM) mono-objetivo e multi-período. O planejamento é pseudodinâmico, pois não há coordenação entre as etapas. A função objetivo busca minimizar os custos com investimentos, perdas e custos associados com o grau de confiabilidade e desvio de tensão das barras do sistema. O método proposto é aplicado em um sistema teste de 54 barras.

Goswami (1997) aplicou o algoritmo *branch-exchange* para definir a localização e dimensionamento das linhas de distribuição. O problema foi modelado como um modelo de PNLIM que minimiza os custos com investimentos e com as perdas no sistema.

Miguez *et al.* (2002) também utilizou um algoritmo heurístico *branch-exchange* para encontrar a configuração ótima de um sistema de distribuição primário. A função objetivo considera a minimização dos custos de investimentos, perdas de energia e a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Carrano *et al.* (2006) desenvolveram um algoritmo genético especializado multiobjetivopara o problema de PSDEE, baseado no NSGA-II, que permite encontrar um conjunto de soluções de Pareto. Foram considerados quatro objetivos principais: custo das perdas de energia, custo de investimento em subestações e circuitos, número médio de faltas e tempo médio de interrupção das faltas.

Haffner *et al.* (2008a) propuseram uma abordagem multi-período para o problema de PSDEE. Para a solução desse problema, os autores utilizaram um algoritmo *branch & bound* para resolver um modelo de PLIM. Este trabalho considera as seguintes opções de expansão: aumento da capacidade das subestações existentes, instalação de novas subestações, inserção de GD, a adição ou remoção de alimentadores, a transferência de cargas entre alimentadores e a substituição de condutores. A função objetivo é a minimização do valor presente dos custos da instalação de alimentadores, subestações e o custo de operação e manutenção da rede e da GD. Essa formulação não considera o custo das perdas. Os autores utilizaram um modelo disjuntivo linear para manipular algebricamente as restrições associadas com a segunda lei de Kirchhoff, o que permitiu que todas as restrições sejam lineares. O método proposto pelos autores foi testado em um sistema de 18 nós e o planejamento foi dividido em três períodos.

Oliveira (2010) propôs dois métodos de solução do problema de PSDEE. No primeiro, um algoritmo heurístico construtivo especializado emprega um índice de sensibilidade que permite adicionar, em cada passo, um elemento dentre as opções de expansão (subestações, circuitos, bancos de capacitores ou reguladores de tensão). Esse índice de sensibilidade é obtido a partir do relaxamento das variáveis binárias de decisão do problema de PSDEE, isto é, o problema de PSDEE é relaxado. O segundo método é um algoritmo *branch & bound* não linear em que a função objetivo minimiza os custos de investimento referentes às subestações, alimentadores, alocação de bancos de capacitores e reguladores de tensão, somados aos custos de operação das subestações e das perdas.

Lotero e Contreras (2011) propuseram um modelo de PLIM para o planejamento multi-período. A função objetivo visa minimizar o valor presente líquido dos custos de investimentos com adição/recondutoramento de circuitos e instalação/repotenciação de subestações, custos das perdas, operação e manutenção da rede. A função objetivo é linearizada por partes resultando em um modelo de PLIM, o qual é resolvido através de *solvers* comerciais (GAMS/CPLEX). O modelo proposto apresenta um conjunto de soluções para o PSDEE; um índice de confiabilidade associado a cada plano de expansão é calculado após o processo de otimização.

Franco (2012) desenvolveu um método que utiliza a meta-heurística Busca Tabu em conjunto com algoritmos heurísticos para a solução do problema de PSDEE multi-período com uma abordagem determinística. As seguintes alternativas de expansão foram consideradas: repotenciação de subestações existentes, alocação e dimensionamento de novas subestações, repotenciação de alimentadores existentes, alocação, a seleção de novos alimentadores e a reconfiguração da rede. O autor apresenta uma estratégia de decomposição que divide o

problema nos subproblemas da seleção ótima das subestações e no recondutoramento e reconfiguração dos circuitos. A função objetivo do problema consiste em minimizar o custo das perdas de energia e o custo de investimento em subestações e circuitos, respeitando as restrições relacionadas à primeira e à segunda lei de Kirchhoff, aos limites operacionais de subestações e circuitos, aos limites máximos e mínimos de tensões nas barras e a operação radial do sistema. Para validar a metodologia proposta foram feitas simulações em nos sistemas de 54 e 417 barras.

Camargo, Lavorato e Romero (2013) desenvolveram um algoritmo genético especializado fundamentado no algoritmo de Chu-Beasley para resolver o problema de PSDEE. O problema foi formulado como um modelo de Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM). O algoritmo inicia com uma população inicial obtida através de um algoritmo heurístico construtivo que gera soluções com topologias radiais. No modelo consideram-se a construção e/ou recondutoramento de linhas, a construção de subestações e/ou a ampliação de subestações existentes. Para validar a proposta foram realizados diversos testes em sistemas encontrados na literatura existente.

Gitizadeh, Vahed e Aghaei (2013) propõem uma metodologia para o planejamento multi-período considerando a presença de GD em um modelo multi-objetivo resolvido por meio de um algoritmo evolutivo hibrido. O método possui dois objetivos: a minimização dos custos de investimento e de operação, e a maximização do índice de confiabilidade.

Franco, Rider e Romero (2014) propuseram um modelo de Programação Cônico de Segunda Ordem Inteiro Misto (PCSOIM) estático para o problema de PSDEE. No modelo proposto consideram-se a construção e/ou reforço de subestações, construção e/ou recondutoramento de circuitos, alocação de bancos de capacitores fixos e a modificação da topologia da rede. A formulação original do problema é não linear e devido a sua complexidade o problema é reformulado para um modelo de PCSOIM.

Pereira-Junior (2014) propôs a utilização de meta-heurística para resolver o problema de PSDEE para dois horizontes de planejamento (médio e longo prazo). O modelo de médio prazo tem por objetivo regular a tensão e minimizar os custos com investimento e operação, sendo resolvido com um Algoritmo Genético. O modelo de longo prazo, multi-período e resolvido utilizando Busca Tabu, visa minimizar os custos com investimentos e operação de GD, construção de subestações, aumento da capacidade de subestações existentes, construção e/ou recondutoramento de circuitos e a confiabilidade do sistema. Os modelos propostos foram validados utilizando diversos sistemas teste existentes na literatura.

Tabares (2015) propôs a utilização de modelos de PLIM e de PCSOIM para a resolução deste problema. O modelo de PLIM é obtido através de técnicas de linearização; já o modelo de PCSOIM é o resultado da transformação das restrições não lineares em restrições quadráticas. Nesse trabalho adotou-se um planejamento de longo prazo, considerando a existência de vários estágios no horizonte de planejamento, tornando o modelo multi-período. Foram consideradas as seguintes ações de expansão : o aumento da capacidade de subestações existentes, construção de novas subestações, alocação de bancos de capacitores, alocação de reguladores de tensão, instalação de novos circuitos, recondutoramento dos circuitos existentes e a modificação da topologia do sistema. A função objetivo consiste em minimizar os custos associados aos investimentos em subestações, alimentadores, bancos de capacitores e reguladores de tensão, assim como os custos de perdas de energia e de operação das subestações. Os modelos foram testados nos sistemas de 23 e 54 nós para o planejamento estático e nos sistemas de 18 e 24 nós para o planejamento multi-período.

Os trabalhos citados nesta seção, assim como a maioria dos trabalhos publicados na área, adoptam uma abordagem de planejamento determinística. Este tipo de proposta simplifica o problema de planejamento desconsiderando as incertezas inerentes ao sistema de distribuição como o crescimento da demanda, preço da energia, potência fornecida pela geração renovável, entre outras.

A crescente inserção de fontes de geração de energia renováveis trouxe novos desafios ao planejamento e operação do SDEE. Esse tipo de geração possui um comportamento incerto com forte dependência das condições climáticas. Devido a esse panorama na última década houve um esforço das pesquisas em considerarem a GD renovável e as incertezas associadas. Na seção 2.1 são apresentadas algumas pesquisas na área que realizaram este tipo de abordagem, incorporando as incertezas ao problema de PSDEE.

2.1 PSDEE CONSIDERANDO INCERTEZAS

Alguns autores têm considerado as incertezas no modelo para resolver o problema de PSDEE como Martins e Borges (2011), Liu, Wen e Ledwich (2011), Rupolo (2017). A programação estocástica é uma das técnicas mais utilizadas em problemas de PSDEE sob incertezas, sendo utilizada nos trabalhos de Montoya-Bueno, Munoz e Contreras (2015); Muñoz-Delgado, Contreras e Arroyo (2015), Santos *et al.* (2017) e Ortiz *et al.* (2018). Outra alternativa para resolver problemas sob incertezas é a otimização robusta utilizada nos trabalhos de Banol Arias *et al.* (2017); Melgar-Dominguez, Pourakbari-Kasmaei e Mantovani (2018) e

Zare *et al.* (2018). Nesta seção serão apresentados alguns trabalhos que consideraram as incertezas relacionadas à demanda, geração distribuída e veículos elétricos (VEs).

Liu, Wen e Ledwich (2011) propuseram um método para alocação ótima de GD considerando as incertezas referentes à demanda convencional, demanda de VEs, potência fornecida por unidades de GD renováveis (solar e eólica), preço do combustível e preço da energia; estas incertezas foram tratadas por meio de restrições probabilísticas. Pereira et al. (2016) apresentaram um modelo para a alocação simultânea de bancos de capacitores e GD que leva em consideração a natureza estocástica da GD. Jannat e Savic (2016) desenvolveram um método para a alocação ótima de capacitores e GD renovável, como turbinas eólicas e/ou usinas de energia solar que considera as incertezas associadas à demanda e à geração.

Martins e Borges (2011) propuseram um modelo para o problema de PSDEE que considera as incertezas relacionadas à demanda e a energia fornecida pela GD. Os autores adotaram as seguintes alternativas de expansão: a reconfiguração da rede, instalação de novos alimentadores, instalação de GD e a instalação de dispositivos de proteção. As incertezas são tratadas por meio da programação estocástica baseada em cenários, utilizando dois métodos. No primeiro método, uma probabilidade de ocorrência é atribuída a cada cenário obtido através da combinação de cenários de geração e demanda; um algoritmo genético é executado para cada cenário considerado, visando obter a melhor alternativa de expansão, considerando os fatores de incerteza de carga e geração para os respectivos cenários. O segundo método analisa simultaneamente todos os cenários possíveis, de modo que uma solução única é obtida no final do processo; o algoritmo genético é executado apenas uma vez, considerando todos cenários possíveis e suas probabilidades de ocorrência simultaneamente.

Borges e Martins (2012) propuseram um modelo de planejamento multi-período resolvido com um algoritmo genético. Foram consideradas as seguintes alternativas de expansão: instalação de novos alimentadores, reconfiguração da rede, instalação de novos dispositivos de proteção, alocação de GD despachável. As incertezas referentes à demanda e à GD foram incorporadas no modelo. O modelo proposto é multi-objetivo e considera a confiabilidade do sistema e os custos de investimento e perdas de energia. As incertezas são representadas por meio da análise de múltiplos cenários. O processo de otimização identifica um plano de expansão para cada cenário individual considerado e uma tomada de decisão heurística é utilizada para selecionar um plano de expansão único.

Montoya-Bueno, Munoz e Contreras (2015) propuseram um modelo de PLIM para o problema de PSDEE. As opções de expansão consideradas pelos autores são a alocação de GD renovável (eólica e fotovoltaica) e o reforço de subestações. O modelo é multi-período e visa

minimizar os custos associados aos investimentos em GD e subestações, assim como os custos operacionais do sistema. As incertezas da demanda e da GD são tratadas por meio da programação estocástica de dois estágios. A representação da incerteza é baseada em "curvas de duração", onde o preço da energia na subestação, demanda, irradiação solar e a velocidade do vento são parâmetros estocásticos. Assim, são obtidos níveis de carga, velocidade do vento e irradiação utilizados para criar cenários.

Muñoz-Delgado, Contreras e Arroyo (2015) desenvolveram um modelo para o problema de PSDEE que considera a confiabilidade do sistema e aborda as incertezas relacionadas à geração renovável e ao crescimento da demanda. O modelo proposto considera investimentos em subestação, circuitos e GD. A modelagem das incertezas é baseada na geração de cenários, e o problema é formulado como um modelo de PLIM. Para resolver este problema um algoritmo iterativo é utilizado, ele identifica um conjunto de soluções candidatas de boa qualidade. Para cada uma das soluções candidatas os custos e a confiabilidade do plano são avaliados, isso permite que um tomador de decisões escolha o plano de expansão mais adequado a suas necessidades.

Ganguly e Samajpati (2015) desenvolveram um algoritmo genético adaptativo para a alocação de GD no SDEE. Foram consideradas as incertezas associadas à demanda e à geração, e para modelar as incertezas foi utilizado um método baseado na lógica *fuzzy*. Os autores comparam as soluções para este problema utilizando uma abordagem determinística e outra estocástica.

Rupolo (2017) propôs resolver o problema de PSDEE da rede primária e secundária de forma integrada, com o objetivo de obter uma única solução que otimize de forma simultânea os custos de planejamento de ambos os sistemas em que as incertezas de demanda e geração foram consideradas. A funções objetivo adotadas minimizam os custos relacionados à construção, expansão, operação confiabilidade das redes primária e secundária, considerando a GD renovável (eólica e fotovoltaica). O autor utiliza a meta-heurística de busca em vizinhança variável *General Variable Neighborhood Search* (GVNS).

Santos *et al.* (2017) desenvolveram um modelo de PLIM para o problema de PSDEE multi-período considerando o comportamento estocástico das fontes de energia renováveis. No tratamento das incertezas é utilizada a programação estocástica de múltiplos estágios. O modelo proposto pelos autores considera as incertezas relacionadas à demanda, geração renovável, preços de energia e os preços das emissões.

Bañol Arias *et al.* (2017) propuseram um modelo de PLIM para o PSDEE multi-período considerando as incertezas associadas ao crescimento de cargas convencionais e de demanda

VEs. O modelo proposto pelos autores considera a construção/reforço de subestações e circuitos, alocação de bancos de capacitores, de unidades de GD e a inserção de Estações de Carregamento de Veículos Elétricos (ECVE). Para considerar as incertezas das cargas, os autores utilizam restrições probabilísticas em um modelo de planejamento robusto, com o objetivo de garantir o cumprimento da capacidade da subestação dentro de um nível de confiança especificado.

Alotaibi e Salama (2018) propuseram um modelo de planejamento baseado na colaboração mútua de investidores de GD e empresas distribuidoras de energia. O modelo proposto identifica as localizações onde os investidores poderiam instalar seus geradores. Além dessa alternativa de expansão do sistema baseada em instalação de GD, o modelo ainda considera como ações de expansão, a repotenciação de subestações existentes, construção de novas subestações, reforço e/ou instalação de novos circuitos e reconfiguração do sistema. O problema é formulado como um modelo de PLIM, e as incertezas de demanda e geração renovável são consideradas, e tratadas por meio da geração de cenários.

Zare *et al.* (2018) desenvolveram um modelo de planejamento multi-período para a resolução do problema de PSDEE, que inclui a GD e considera o comportamento incerto das cargas e das fontes de geração de energia renováveis. Os autores propuseram um modelo de PLIM para o problema de PSDEE, obtido por meio de um método de linearização de poliédrica. Para lidar com as incertezas do modelo, foram definidas uma série de restrições probabilísticas, que garantem que as restrições sujeitas à incerteza serão satisfeitas com um determinado nível de probabilidade.

No trabalho de Ortiz *et al.* (2018) foi proposto um modelo de PCSOIM para o problema de PSDEE com uma abordagem estática. Os autores consideraram as seguintes alternativas de expansão: construção de novas subestações e/ou incremento da capacidade das subestações existentes, instalação de novos alimentadores primários e/ou recondutoramento dos alimentadores existentes, alocação de geradores eólicos e reconfiguração da rede. Foram consideradas as incertezas relacionadas à demanda e à geração eólica por meio da programação estocástica de dois estágios.

Melgar-Dominguez, Pourakbari-Kasmaei e Mantovani (2018) propuseram um modelo de PLIM para o problema de PSDEE de curto prazo. A formulação inclui a alocação de bancos de capacitores, de fontes renováveis para a geração de energia (fotovoltaica e eólica), de reguladores de tensão, e o recondutoramento de circuitos. O modelo proposto pelos autores, além de avaliar aspectos econômicos, também leva em conta as questões ambientais, incorporando ao problema uma restrição que limita as emissões de CO_2. As incertezas

referentes à demanda e à geração foram incorporadas utilizando um modelo robusto de otimização de dois estágios.

Home-Ortiz (2019) apresentou duas propostas para o problema. A primeira é um modelo de programação cônica inteiro de segunda ordem enquanto a segunda utiliza a meta-heuristica VND (do inglês Variable Neighbourhood. Descent) combinada com um *solver* de otimização (CPLEX). Esse modelo proposto considera a instalação de GD despachável e renovável, além de sistemas armazenadores de energia. As incertezas associadas à demanda e a geração renovável são consideradas e sua modelagem é realizada por meio da técnica de redução de cenários *k-means*. Nos testes realizados foi estabelecido um limite de tempo computacional; dessa forma os resultados do modelo de PCSOIM apresentaram um gap de otimalidade relativamente alto para alguns casos. Por fim, o autor compara os resultados das duas propostas, mostrando que para os casos mais complexos de planejamento quando se aumenta as váriaveis do problema, a meta-heuristica VND encontra melhores resultados, principalmente em relação ao custo computacional, que é inferior ao do modelo de PCSOIM resolvido pelo *solver* comercial CPLEX.

2.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Todos os trabalhos citados na seção 2.1 foram publicados na última década e mostram como as pesquisas na área têm evoluído de acordo com as mudanças observadas no SDEE, como a alta penetração da GD, principalmente de fontes renováveis, o surgimento dos VEs, a instalação de sistemas de armazenamento energia, entre outras mudanças.

O modelo tradicional do problema de PSDEE considerava uma abordagem determinística para a otimização simultânea de subestações e circuitos em um planejamento estático (GÓMEZ *et al.*, 2004; MIGUEZ *et al.*, 2002; RAMIREZ-ROSADO; BERNAL-AGUSTIN, 1998). Com a evolução das pesquisas, surgiram propostas de planejamento multi-período (MIRANDA; RANITO; PROENCA, 1994; PÁDUA, 2014), e modelos que consideravam outras alternativas de expansão, como alocação de bancos de capacitores e reguladores de tensão (OLIVEIRA, 2010; POZOS, 2015).

Inicialmente os trabalhos que consideravam a GD se limitavam as tecnologias despacháveis (FAVUZZA *et al.*, 2007; HAFFNER *et al.* , 2008). Com o crescimento progressivo da geração renovável no SDEE, surgiram pesquisas na área modelando esse tipo de tecnologia, principalmente a geração eólica e fotovoltaica (ALOTAIBI; SALAMA, 2018; MONTOYA-BUENO; MUNOZ; CONTRERAS, 2015).

Para simplificar o problema, muitas pesquisas têm desconsiderado os aspectos ambientais, e.g. emissões de dióxido de carbono (CO_2). Entretanto, com o grande interesse na redução das emissões dos gases de efeito estufa e os acordos e metas realizados entre os países para mitigar as emissões, como o Acordo de Paris (MMA, 2019), os aspectos ambientais passaram a ter grande relevância no planejamento e operação de sistemas de energia. Sendo assim, este trabalho pretende propor um modelo para o problema de PSDEE que considere a otimização simultânea de tecnologias de geração renováveis e não renováveis. Esta proposta abordará as questões ambientais, penalizando a função objetivo com um custo associado às emissões de CO_2. As incertezas relacionadas à demanda e à geração renovável serão consideradas através de um conjunto de cenários. Na **Tabela 1** apresenta-se em ordem cronológica as principais características dos trabalhos revisados.

Tabela 1 – Principais características dos trabalhos revisados

Referência	**Método**	**Tipo de Planejamento**	**PNLIM**	**PCSOIM**	**PLIM**	**Tipo de investimento**
Knight (1960)	1	Estático				a
Masud (1974)	1	Estático			✓	b
Adams e Laughton (1974)	1	Estático			✓	a
Crawford e Holt (1975)	1	Estático				b
Gönen e Foote (1981)	1	Estático			✓	a,b
Kaplan e Braunstein (1981)	1	Estático				b
Youssef e Hackam (1985)	1	Estático	✓			a,b
Mikic (1986)	4	Estático	✓			a,b
Aoki et al.(1990)	2	Estático			✓	a
Nara et al. (1991)	2	Multi-período			✓	a
Miranda, Ranito e Proença (1994)	2	Multi-período				a,b
Goswami (1997)	2	Estático	✓			a
Ramírez-Rosado e Bernal-Augustín (1998)	2	Estático				a,b
Miguez et al.(2002)	2	Estático				a,b
Gómez et al., (2004)	2	Estático	✓			a,b
Parada et al., (2004)	2	Estático				a
Favuzza (2007)	2	Multi-período				a,b,c
Haffner et al.(2008)	1	Multi-período			✓	a,b,c
Nahman e Peric (2008)	2	Estático				a
Oliveira (2010)	1	Estático	✓			a,b,d,e
Martins e Borges (2011)	2	Estático				a,c,g
Lotero e Contreras (2011)	1	Multi-período			✓	a,b

Tabela 1 – Continua

Tabela 1 – Conclusão

Referência	Método	Tipo de Planejamento	PNLIM	PCSOIM	PLIM	Tipo de investimento
Liu, Wen e Ledwich (2011)	2	Estático				c
Franco (2012)	2	Multi-período				a,b
Borges e Martins (2012)	2	Multi-período				a,c,g
Camargo, Lavorato e Romero (2013)	2	Estático	✓			a,b
Gitizadeh, Vahed e Aghaei (2013)	2	Multi-período				a,b,c
Pereira- Junior (2014)	2	Multi-período	✓			a,c,d,e
Franco, Rider e Romero (2014)	1	Estático		✓		a,b,d
Pádua (2014)	2	Multi-período	✓			a,b
Muñoz-Delgado, Contreras e Arroyo (2015)	1	Multi-período			✓	a,b,c
Montoya-Bueno, Muñoz e Contreras (2015)	1	Multi-período			✓	b,c
Ganguly e Samajpati (2015)	2	Multi-período				c
Tabares (2015)	1	Multi-período		✓	✓	a,b,d,e
Jannat e Savic (2016)	2	Estático	✓			c,d
Tabares et al (2016)	1	Multi-período			✓	a,b,c,d,e
Bañol Arias et al. (2017)	1	Multi-período			✓	a,b,c,d,f
Santos et al. (2017)	1	Multi-período			✓	a,b,c
Rupolo (2017)	2	Estático	✓			a,b
Alotaibi e Salama (2018)	1	Multi-período			✓	a,b,c
Zare et al. (2018)	1	Multi-período			✓	a,b,c
Ortiz et al. (2018)	3	Estático		✓		a,b,c
Melgar-Dominguez, Pourakbari-Kasmaei e Mantovani (2018)	1	Multi-período			✓	a,c,d,e
Home-Ortiz (2019)	3	Multi-período		✓		a,b,c,h

Fonte: Elaborado pela própria autora.

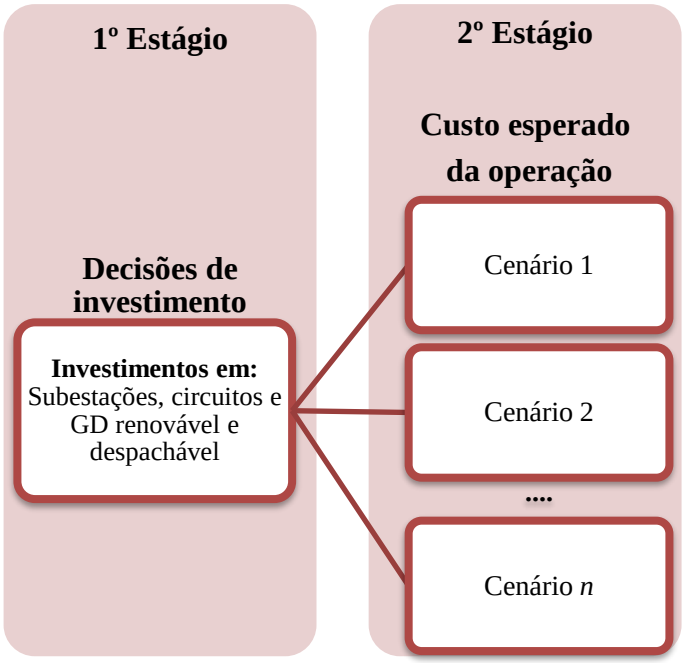
Legenda da Tabela 1

1 Métodos clássicos de otimização
2 Heurísticas e meta-heurísticas
3 Híbrido (meta-heurística em conjunto com os métodos clássicos de otimização)
4 Algoritmo especial
a Construção e/ou recondutoramento de circuitos
b Alocação e/ou dimensionamento de subestações
c Consideram a instalação e/ou existência da GD
d Alocação de bancos de capacitores.
e Alocação de reguladores de tensão.
f Estações de carregamento de veículos elétricos
g Instalação de dispositivos de proteção
h Sistemas de armazenamento de energia

3 PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Neste capítulo, o problema de PSDEE é formulado como um modelo de PLIM multi-período e as incertezas são tratadas por meio da programação estocástica de dois estágios (**Figura 4**). No primeiro estágio as decisões são tomadas antes da realização do processo estocástico. Neste estágio são definidas as ações de investimento em subestações, circuitos e geração distribuída (renovável e não renovável), representadas respectivamente pelas variáveis de primeiro estágio. O segundo estágio, após a realização das incertezas, permite calcular o valor esperado da operação do sistema que são os custos relacionados à compra da energia na subestação, operação e manutenção da GD e o custo das emissões de CO_2.

Figura 4 – Programação Estocástica de dois estágios aplicada no PSDEE



Fonte: Elaborado pela própria autora.

3.1 MODELO MATEMÁTICO DO PROBLEMA DE PSDEE

Nesta seção é apresentada a formulação matemática do modelo proposto. Primeiramente apresenta-se a função objetivo do problema que visa minimizar custos de investimento, operação e emissões de CO_2, em seguida as restrições do modelo são descritas. O problema é

formulado como um modelo de PNLIM, e com objetivo de obter um modelo convexo o problema original, é aproximado por um modelo de PLIM por meio de técnicas de linearização, na seção 3.1.4. Por fim, é apresentado um resumo do modelo proposto na seção 3.1.5.

3.1.1 Função objetivo

A função objetivo do problema é apresentada em (1) e busca minimizar os seguintes custos:

- Custos de investimento associados a subestações (CIS_p), circuitos (CIC_p) e investimentos em GD renovável e não renovável ($CIGD_p$). Neste trabalho assume-se que os investimentos são realizados pela concessionária;
- Custos da operação do sistema, relacionados ao custo de energia na subestação (CES_p), a operação e manutenção da GD ($COGD_p$), e o custo das emissões de CO_2 (CEM_p).

$$\min = \sum_{p \in \Omega_P} \left(CIS_p + CIC_p + CIGD_p + COS_p + COGD_p + CEM_p\right)(1 + \tau)^{-(p-1)\lambda} \qquad (1)$$

Nas equações (2)–(7) são definidos cada um dos custos que compõem a função objetivo. A função $f(\tau, \lambda) = 1 - (1 + \tau)^{-\lambda}/\tau$ permite calcular o valor presente de um custo anualizado.

Custo de investimento em subestações:

$$CIS_p = \sum_{i \in \Omega_S} C_i^S x_{i,p}^S \qquad \forall p \in \Omega_P \qquad (2)$$

Custo de investimento em circuitos:

$$CIC_p = \sum_{ij \in \Omega_C} \sum_{a \in \Omega_C} C_{ij,a,p}^C \, l_{ij} x_{ij,a,p}^C \qquad \forall p \in \Omega_P \qquad (3)$$

Custo de investimento em geração distribuída:

$$CIGD_p = \sum_{k \in \Omega_{wt}} C_k^{wt} \, x_{k,p}^{wt} + \sum_{u \in \Omega_{pv}} C_u^{pv} \, \beta_{u,p}^{pv} + \sum_{f \in \Omega_{gt}} C_f^{gt} \, x_{f,p}^{gt} \qquad \forall p \in \Omega_P \qquad (4)$$

Custo da energia fornecida pela subestação:

$$CES_p = \sum_{\omega \in \Omega_\omega} \sum_{i \in \Omega_S} \pi_\omega d_\omega f(\tau, \lambda) C^{os} \, P_{i,\omega,p}^s \qquad \forall p \in \Omega_P \qquad (5)$$

Custo da operação e manutenção da geração distribuída:

$$COGD_p = \sum_{\omega \in \Omega_\omega} \pi_\omega \, d_\omega \, f(\tau,\lambda) \left(\sum_{k \in \Omega_{wt}} C^{owt} P^{wt}_{k,\omega,p} + \sum_{u \in \Omega_{pv}} C^{opv} P^{pv}_{u,\omega,p} + \sum_{f \in gt} C^{ogt} P^{gt}_{f,\omega,p} \right) \quad \forall p \in \Omega_P \qquad (6)$$

Custo das emissões de CO_2

$$CEM_p = \sum_{\omega \in \Omega_\omega} \pi_\omega \, d_\omega f(\tau,\lambda) C^{em} \left(\sum_{k \in \Omega_{wt}} \zeta^{wt} P^{wt}_{k,\omega,p} + \sum_{u \in \Omega_{pv}} \zeta^{pv} P^{pv}_{u,\omega,p} + \sum_{f \in \Omega_{gt}} \zeta^{gt} P^{gt}_{f,\omega,p} + \sum_{i \in \Omega_S} \zeta^{s}_{i} P^{s}_{i,\omega,p} \right) \quad \forall p \in \Omega_P \qquad (7)$$

3.1.2 Restrições

O modelo proposto apresentado neste capítulo está sujeito a: (1) Estado de operação em regime permanente; (2) Limites operacionais; (3) Restrições de investimento; e, (4) Restrições associadas à modelagem da GD. A seguir, serão apresentados os detalhes de cada uma dessas restrições.

3.1.2.1 Estado de operação em regime permanente

As equações (8)–(11) representam o estado de operação em regime permanente do SDEE e estão baseadas em Franco, Rider e Romero (2014), sendo adaptadas para considerar a GD e um modelo de planejamento multi-período. Para formular adequadamente o ponto de operação em regime permanente de um SDEE radial, as seguintes hipóteses foram consideradas:

- A demanda de potência ativa e reativa é considerada constante para cada cenário do processo estocástico;
- O SDEE é representado por um equivalente monofásico.

As restrições de balanço de potência ativa e reativa são apresentadas em (8) e (9), respectivamente. A magnitude da tensão em cada nó é determinada por (10).

A equação (11) estabelece a relação entre o fluxo das potências ativa e reativa, o quadrado da magnitude da tensão e o quadrado da magnitude da corrente. Note-se que nas restrições (8)–(10) as correntes e as potências ativa e reativa estão associadas ao tipo de condutor utilizado no circuito ij; por outro lado, a restrição (11) é escrita em termos da corrente, e dos fluxos de potência ativa e reativa ao quadrado ($\hat{I}^{sqr}_{ij,\omega,p}, \hat{P}^{2}_{ij,\omega,p}, \hat{Q}^{2}_{ij,\omega,p}$), calculados utilizando (12)–(14).

$$\sum_{ki \in \Omega_C} \sum_{a \in \Omega_a} P_{ki,a,\omega,p} - \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} (P_{ij,a,\omega,p} + R_a l_{ij} I^{sqr}_{ij,a,\omega,p}) + P^{s}_{i,\omega,p} + P^{wt}_{i,\omega,p} + P^{pv}_{i,\omega,p} + P^{gt}_{i,\omega,p} = P^{D}_{i,p} f^{D}_{\omega,p} \quad \forall i \in \Omega_N, \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (8)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_C} \sum_{a \in \Omega_a} Q_{ki,a,\omega,p} - \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} (Q_{ij,a,\omega,p} + X_a l_{ij} I^{sqr}_{ij,a,\omega,p}) + Q^{s}_{i,\omega,p} + Q^{wt}_{i,\omega,p} + Q^{pv}_{i,\omega,p} + Q^{gt}_{i,\omega,p} = Q^{D}_{i} f^{D}_{\omega,p} \quad \forall i \in \Omega_N, \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (9)$$

$$V^{sqr}_{i,\omega,p} - V^{sqr}_{j,\omega,p} = \sum_{a \in \Omega_a} [2(R_a P_{ij,a,\omega,p} + X_a Q_{ij,a,\omega,p})\, l_{ij} + Z^2_a l^2_{ij} I^{sqr}_{ij,a,\omega,p}] + b_{ij,\omega,p} \quad \forall i \in \Omega_N, \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (10)$$

$$V^{sqr}_{j,\omega,p} \hat{I}^{sqr}_{ij,\omega,p} = \hat{P}^{2}_{ij,\omega,p} + \hat{Q}^{2}_{ij,\omega,p} \quad \forall ij \in \Omega_C, \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (11)$$

$$\hat{I}^{sqr}_{ij,\omega,p} = \sum_{a \in \Omega_a} I^{sqr}_{ij,a,\omega,p} \quad \forall ij \in \Omega_C, \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (12)$$

$$\hat{P}^{sqr}_{ij,\omega,p} = \sum_{a \in \Omega_a} P^{sqr}_{ij,a,\omega,p} \quad \forall ij \in \Omega_C, \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (13)$$

$$\hat{Q}^{sqr}_{ij,\omega,p} = \sum_{a \in \Omega_a} Q^{sqr}_{ij,a,\omega,p} \quad \forall ij \in \Omega_C, \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (14)$$

3.1.2.2 Limites operacionais:

Para manter a qualidade no fornecimento de energia e garantir a operação radial do SDEE é estabelecido o conjunto de restrições (15)–(29). Os limites da tensão em cada nó são determinados por (15). As equações (16) e (17) estabelecem os limites para a corrente do circuito ij em termos do tipo de condutor a utilizado, no período p e cenário ω. As restrições (18)–(21) limitam os fluxos de potência ativa e reativa de um circuito de acordo com o tipo de condutor, período e cenário selecionado. O quadrado da potência aparente gerada em cada subestação é determinado por (22) e limitada pela equação (23).

A variável auxiliar $b_{ij,\omega,p}$, na equação (15), é utilizada para manter a factibilidade do problema quando o circuito ij não estiver conectado. A equação (24) limita essa variável $b_{ij,\omega,p}$ dependendo do estado de operação do circuito ij (conectado ou desconetado). Se o circuito estiver ativo no período p e cenário ω, $b_{ij,\omega,p} = 0$, em outro caso essa variável auxiliar é limitada por $\overline{b}$. A restrição (25) garante que exista apenas uma única direção do fluxo no circuito ij, enquanto (26) relaciona a variável de operação dos circuitos $z_{ij,a,p}$, com a variável de investimento em instalação e/ou recondutoramento de circuitos $x^{C}_{ij,a,t}$. Esta restrição garante que a variável de operação no circuito ij só é ativada se tiver sido realizado algum investimento no ramo ij , ou se o circuito ij já existe ($z^{ex}_{ij,a} = 1$). As variáveis binárias $y^{+}_{ij,p}$ e $y^{-}_{ij,p}$ indicam o sentido do fluxo, caso $y^{+}_{ij,p}$ for igual a um, isso implica que o fluxo está entrando no nó *i* em direção ao nó *j*.

Para garantir a operação radial do SDEE são utilizadas as restrições (27)–(29), como proposto em (HOME-ORTIZ, 2019). A restrição (27) impede a existência de conexões entre as subestações. A restrição (28) garante que os nós de carga estejam conectados e assegura que para cada nó de carga haverá um único fluxo de entrada e, finalmente, a expressão (29) permite a possibilidade de uma barra de passagem (sem carga) estar conectada no sistema.

$$\underline{V^2} \leq V^{sqr}_{i,\omega,p} \leq \overline{V^2} \qquad \forall i \in \Omega_N, \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \qquad (15)$$

$$0 \leq I^{sqr}_{ij,a,\omega,p} \leq \overline{I^2_a} z_{ij,a,p} \qquad \forall ij \in \Omega_C, a \in \Omega_a\ \omega \in \Omega_\omega\ p \in \Omega_P \qquad (16)$$

$$0 \leq I^{sqr}_{ij,a,\omega,p} \leq \overline{I^2_a}(y^{+}_{ij,p} + y^{-}_{ij,p}) \qquad \forall ij \in \Omega_C, a \in \Omega_a\ \omega \in \Omega_\omega\ p \in \Omega_P \qquad (17)$$

$$\left|P_{ij,a,\omega,p}\right| \leq \overline{VI_a}(y^{+}_{ij,p} + y^{-}_{ij,p}) \qquad \forall ij \in \Omega_C, a \in \Omega_a\ \omega \in \Omega_\omega\ p \in \Omega_P \qquad (18)$$

$$\left|Q_{ij,a,\omega,p}\right| \leq \overline{VI_a}(y^{+}_{ij,p} + y^{-}_{ij,p}) \qquad \forall ij \in \Omega_C, a \in \Omega_a\ \omega \in \Omega_\omega\ p \in \Omega_P \qquad (19)$$

$$\left|P_{ij,a,\omega,p}\right| \leq \overline{VI_a} z_{ij,a,p} \qquad \forall ij \in \Omega_C, a \in \Omega_a\ \omega \in \Omega_\omega\ p \in \Omega_P \qquad (20)$$

$$\left|Q_{ij,a,\omega,p}\right| \leq \overline{VI_a} z_{ij,a,p} \qquad \forall ij \in \Omega_C, a \in \Omega_a\ \omega \in \Omega_\omega\ p \in \Omega_P \qquad (21)$$

$$Sg^{sqr}_{i,\omega,p} = (P^{s}_{i,\omega,p})^2 + (Q^{s}_{i,\omega,p})^2 \qquad \forall i \in \Omega_N, \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \qquad (22)$$

$$Sg^{sqr}_{i,\omega,p} \leq \left(SI^{S}_{i}\right)^2 + \sum_{t=1}^{P}\left(2SI^{S}_{i}SF^{S}_{i} + SF^{S^2}_{i}\right)x^{S}_{i,p} \qquad \forall i\ \in \Omega_s, \omega\ \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \qquad (23)$$

$$\left|b_{ij,\omega,p}\right| \leq \overline{b}(1 - y^{+}_{ij,p} - y^{-}_{ij,p}) \qquad \forall ij \in \Omega_C, \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \qquad (24)$$

$$y^{+}_{ij,p} + y^{-}_{ij,p} = \sum_{a \in \Omega_A} z_{ij,a,p} \qquad \forall ij \ \in \Omega_C, p \in \Omega_P \qquad (25)$$

$$z_{ij,a,p} \leq z^{ex}_{ij,a} + \sum_{t=1}^{P} x^{C}_{ij,a,t} \qquad \forall ij \in \Omega_C, a \in \Omega_a \ p \in \Omega_P \qquad (26)$$

$$\sum_{ij \in \Omega_C} y^{+}_{ij,p} + \sum_{ki \in \Omega_C} y^{-}_{ij,p} = 0 \qquad \forall i \in \Omega_S, p \in \Omega_P \qquad (27)$$

$$\sum_{ij \in \Omega_C} y^{+}_{ij,p} + \sum_{ki \in \Omega_C} y^{-}_{ij,p} = 1 \qquad \forall i \in \Omega_N, p \in \Omega_P | P^{D}_{i,t} > 0 \qquad (28)$$

$$\sum_{ij \in \Omega_C} y^{+}_{ij,p} + \sum_{ki \in \Omega_C} y^{-}_{ij,p} \leq 1 \qquad \forall i \in \Omega_N, p \in \Omega_P | P^{D}_{i,t} = 0 \ | i \notin \Omega_S \qquad (29)$$

3.1.2.3 Restrições e variáveis de investimento

As restrições (30)–(37) representam os limites de investimentos associados às alternativas de expansão consideradas. As restrições (30) e (31) garantem que seja realizada apenas uma ação de investimento em subestações e circuitos para cada barra, respectivamente. As restrições (32) e (33) asseguram que em cada barra só poderá ser instalado no máximo um gerador com turbina a gás e um gerador com turbina eólica, respectivamente. Já a restrição (34) limita a quantidade de módulos fotovoltaicos que podem ser instalados em cada barra durante todo o horizonte de planejamento. Os investimentos em turbinas a gás/eólica e módulos fotovoltaicos também são limitados pelas equações (35)–(37), que especificam o número máximo de geradores a gás (35), geradores eólicos (36) e módulos fotovoltaicos (37), que podem ser instalados no sistema. As expressões (38)–(42) referem-se à característica binária das variáveis de investimento (recondutoramento e/ou construção de circuitos, repotenciação e/ou construção de subestações, alocação de turbinas a gás/eólicas) e inteira (módulos fotovoltaicos) dos componentes que podem ser adicionados no SDEE, respectivamente.

$$\sum_{p \in \Omega_P} x^{S}_{i,p} \leq 1 \qquad \forall i \in \Omega_N \qquad (30)$$

$$\sum_{p \in \Omega_P} \sum_{a \in \Omega_a} x^{C}_{ij,a,p} \leq 1 \qquad \forall ij \in \Omega_C \qquad (31)$$

$$\sum_{p \in \Omega_P} x^{gt}_{f,p} \leq 1 \qquad \forall f \in \Omega_{gt} \qquad (32)$$

$$\sum_{p \in \Omega_P} x^{wt}_{k,p} \leq 1 \qquad \forall k \in \Omega_{wt} \qquad (33)$$

$$\sum_{p \in \Omega_P} \beta_u^{pv} \leq \overline{\beta}_u^{pv} \qquad \forall u \in \Omega_{pv} \quad (34)$$

$$\sum_{t=1}^{P} \sum_{f \in \Omega_{gt}} x_{f,p}^{gt} \leq \overline{N}^{gt} \qquad \forall p \in \Omega_P \quad (35)$$

$$\sum_{t=1}^{P} \sum_{k \in \Omega_{wt}} x_{k,p}^{wt} \leq \overline{N}^{wt} \qquad \forall p \in \Omega_P \quad (36)$$

$$\sum_{t=1}^{P} \sum_{u \in \Omega_{pv}} \beta_u^{pv} \leq \overline{N}^{pv} \qquad \forall p \in \Omega_P \quad (37)$$

$$x_{i,p}^{S} \in \{0,1\} \qquad \forall i \in \Omega_S, \forall p \in \Omega_P \quad (38)$$

$$x_{ij,a,p}^{C} \in \{0,1\} \qquad \forall ij \in \Omega_C, a \in , \forall p \in \Omega_P \quad (39)$$

$$x_{f,p}^{gt} \in \{0,1\} \qquad \forall f \in \Omega_{gt}, \forall p \in \Omega_P \quad (40)$$

$$x_{k,p}^{wt} \in \{0,1\} \qquad \forall k \in \Omega_{wt}, \forall p \in \Omega_P \quad (41)$$

$$\beta_u^{pv} \in \{\mathbb{Z}^+\} \qquad \forall u \in \Omega_{pv,}, \forall p \in \Omega_P \quad (42)$$

3.1.3 Modelo da geração distribuída

Neste trabalho foram consideradas unidades de GD baseadas em recursos renováveis (eólica e fotovoltaica) e em tecnologias não renováveis (turbina a gás). A operação das unidades de geração é representada limitando a potência ativa/reativa que pode ser injetada segundo as curvas de capabilidade e restrições de fator de potência. Esta abordagem está baseada na proposta de Rueda-Medina *et al.* (2013), na qual é desenvolvido um modelo para alocação ótima de GD.

As curvas de capabilidade são representadas por meio de expressões não lineares. Com o objetivo de formular um modelo linear que possa ser resolvido eficientemente, utilizou-se um conjunto de equações de retas que caracterizam de maneira aproximada essas curvas.

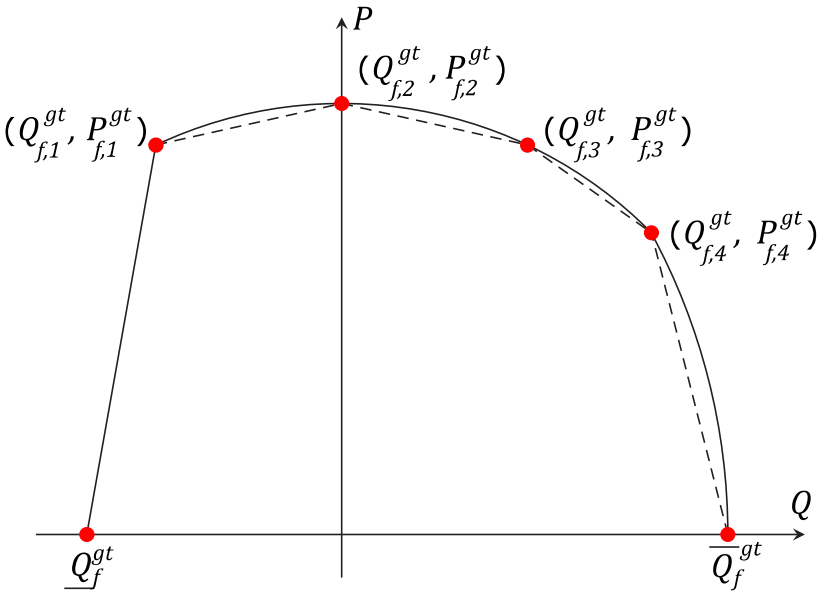
3.1.3.1 Modelo para a geração distribuída não renovável

A geração não renovável é modelada utilizando as curvas de capabilidade de um Gerador Síncrono (GS). Para representar a região factível para a injeção de potência são definidos os pontos $\left(P_{f,1}^{gt}, Q_{f,1}^{gt}\right)$, $\left(P_{f,2}^{gt}, Q_{f,2}^{gt}\right)$, $\left(P_{f,3}^{gt}, Q_{f,3}^{gt}\right)$ e $\left(P_{f,4}^{gt}, Q_{f,4}^{gt}\right)$ na curva de capabilidade (**Figura 5**).

O ponto $\left(P_{f,1}^{gt}, Q_{f,1}^{gt}\right)$ é a interseção entre os limites de subexcitação e corrente de armadura; $\left(P_{f,2}^{gt}, Q_{f,2}^{gt}\right)$ é a interseção entre o limite da corrente de armadura e o eixo P; $\left(P_{f,3}^{gt}, Q_{f,3}^{gt}\right)$ é a

metade do arco que fica no limite da corrente de armadura entre os pontos $\left(P_{f,2}^{gt}, Q_{f,2}^{gt}\right)$ e $\left(P_{f,4}^{gt}, Q_{f,4}^{gt}\right)$; $\left(P_{f,4}^{gt}, Q_{f,4}^{gt}\right)$ é a interseção entre a corrente de armadura e os limites de corrente de campo.

Figura 5 – Curva de capabilidade do GS



Fonte: Adaptado de Rueda-Medina *et al.* (2013)

As restrições (43)–(47) correspondem às equações das retas da curva de capabilidade do GS. As equações (48) e (49) limitam as potências ativa e reativa que podem ser injetadas na rede pelo GS, de acordo com o limite de fator de potência (φ^{gt}). A restrição (50) estabelece os limites de injeção de potência reativa.

$$P_{f,\omega,p}^{gt} \leq \frac{P_{f,1}^{gt}}{Q_{f,1}^{gt} - \underline{Q}_f^{gt}}\left(Q_{f,\omega,p}^{gt} - \underline{Q}_f^{gt}\right) \qquad \forall f \in \Omega_{gt},\ \omega \in \Omega_{\omega}, p \in \Omega_P \qquad (43)$$

$$P_{f,\omega,p}^{gt} \leq \frac{P_{f,2}^{gt} - P_{f,1}^{gt}}{Q_{f,2}^{gt} - Q_{f,1}^{gt}}\left(Q_{f,\omega,p}^{gt} - Q_{f,2}^{gt}\right) + P_{f,2}^{gt} \qquad \forall f \in \Omega_{gt},\ \omega \in \Omega_{\omega}, p \in \Omega_P \qquad (44)$$

$$P_{f,\omega,p}^{gt} \leq \frac{P_{f,3}^{gt} - P_{f,2}^{gt}}{Q_{f,3}^{gt} - Q_{f,2}^{gt}}\left(Q_{f,\omega,p}^{gt} - Q_{f,3}^{gt}\right) + P_{f,3}^{gt} \qquad \forall f \in \Omega_{gt},\ \omega \in \Omega_{\omega}, p \in \Omega_P \qquad (45)$$

$$P_{f,\omega,p}^{gt} \leq \frac{P_{f,4}^{gt} - P_{f,3}^{gt}}{Q_{f,4}^{gt} - Q_{f,3}^{gt}}\left(Q_{f,\omega,p}^{gt} - P_{f,4}^{gt}\right) + P_{f,4}^{gt} \qquad \forall f \in \Omega_{gt},\ \omega \in \Omega_{\omega}, p \in \Omega_P \qquad (46)$$

$$P_{f,\omega,p}^{gt} \leq \frac{P_{f,4}^{gt}}{Q_{f,4}^{gt} - \overline{Q}_f^{gt}} (Q_{f,\omega,p}^{gt} - \overline{Q}_f^{gt}) \qquad \forall f \in \Omega_{gt},\ \omega \in \Omega_{\omega}, p \in \Omega_P \quad (47)$$

$$0 \leq P_{f,\omega,p}^{gt} \leq \overline{P}_f^{gt} \sum_{t=1}^{P} x_{f,p}^{gt} \qquad \forall f \in \Omega_{gt},\ \omega \in \Omega_{\omega}, p \in \Omega_P \quad (48)$$

$$\left|Q_{f,\omega,p}^{gt}\right| \leq P_{f,\omega,p}^{gt} \tan(\cos^{-1}(\varphi^{gt})) \qquad \forall f \in \Omega_{gt},\ \omega \in \Omega_{\omega}, p \in \Omega_P \quad (49)$$

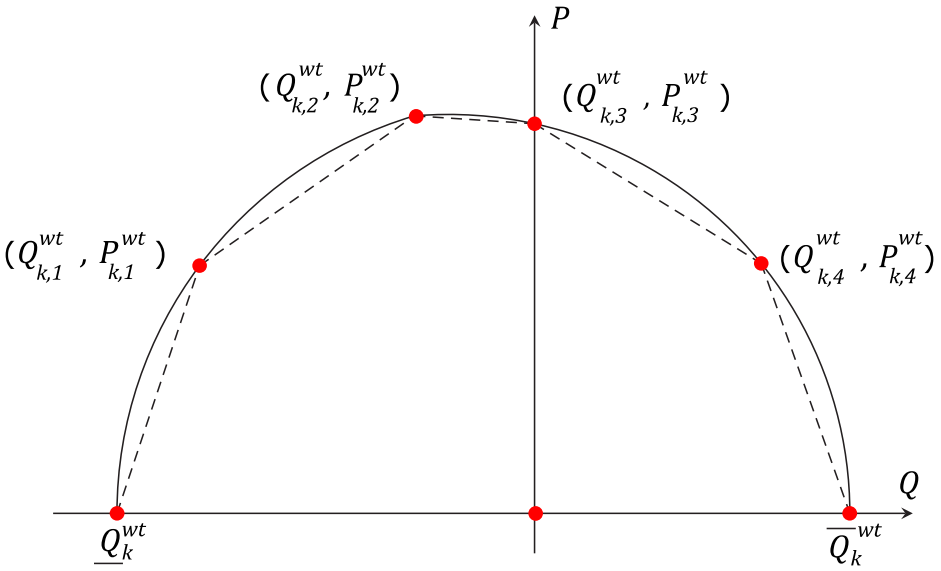
$$\underline{Q}_f^{gt} x_{f,p}^{gt} \leq Q_{f,\omega,p}^{gt} \leq \overline{Q}_f^{gt} x_{f,p}^{gt} \qquad \forall f \in \Omega_{gt},\ \omega \in \Omega_{\omega}, p \in \Omega_P \quad (50)$$

3.1.3.2 Modelo para a geração distribuída eólica

As principais tecnologias empregadas para a geração de energia eólica são: Gerador de Indução Gaiola de Esquilo (GIGE), Gerador Síncrono de Rotor Bobinado (GSRB) e Gerador de Indução de Dupla Alimentação (GIDA). Dentre as tecnologias citadas o GIDA é o que mais vem sendo utilizado em turbinas eólicas. Sendo assim, o GIDA é considerado neste trabalho.

Para a modelagem da geração eólica foi considerada a curva de capabilidade de um GIDA (Figura 4). Foram definidos os pontos $\left(P_{k,1}^{wt}, Q_{k,1}^{wt}\right)$, $\left(P_{k,2}^{wt}, Q_{k,2}^{wt}\right)$, $\left(P_{k,3}^{wt}, Q_{k,3}^{wt}\right)$ e $\left(P_{k,4}^{wt}, Q_{k,4}^{wt}\right)$ para o GIDA, com o objetivo de estabelecer os limites de geração como mostrado na **Figura 6**.

Figura 6 – Curva de capabilidade do GIDA



Fonte: Adaptado de Rueda-Medina *et al.* (2013)

O ponto $\left(P_{k,1}^{wt}, Q_{k,1}^{wt}\right)$ fica no limite da corrente de armadura entre os pontos $(0, \underline{Q}_k^{wt})$ e $\left(P_{k,2}^{wt}, Q_{k,2}^{wt}\right)$; o ponto $\left(P_{k,2}^{wt}, Q_{k,2}^{wt}\right)$ é a interseção entre os limites de corrente de armadura e corrente de campo; $\left(P_{k,3}^{wt}, Q_{k,3}^{wt}\right)$ é a interseção entre o limite de corrente de campo e o eixo P; e $\left(P_{k,4}^{wt}, Q_{k,4}^{wt}\right)$ fica no limite da corrente de campo ente os pontos $\left(P_{k,3}^{wt}, Q_{k,3}^{wt}\right)$ e $(0, \overline{Q}_k^{wt})$.

As restrições (51)–(55) representam os limites de operação associados às potências ativa/reativa do GIDA. A equação (56) determina a injeção de potência ativa no sistema, em que f_ω^{wt} representa o parâmetro de fator de geração para a turbina eólica no cenário ω e a variável binária $x_{k,p}^{wt}$ indica se a turbina eólica está instalada no nó k. A restrição (57) limita a potência reativa injetada na rede que depende da potência ativa e do limite do fator de potência (φ^{wt}). A restrição (58) estabelece os limites de injeção de potência reativa.

$$P_{k,\omega,p}^{wt} \leq \frac{P_{k,1}^{wt}}{Q_{k,1}^{wt} - \underline{Q}_k^{wt}}\left(Q_{k,\omega,p}^{wt} - \underline{Q}_k^{wt}\right) \quad \forall k \in \Omega_{wt},\ \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (51)$$

$$P_{k,\omega,p}^{wt} \leq \frac{P_{k,2}^{wt} - P_{k,1}^{wt}}{Q_{k,2}^{wt} - Q_{k,1}^{wt}}\left(Q_{k,\omega,p}^{wt} - Q_{k,2}^{wt}\right) + P_{k,2}^{wt} \quad \forall k \in \Omega_{wt},\ \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (52)$$

$$P_{k,\omega,p}^{wt} \leq \frac{P_{k,3}^{wt} - P_{k,2}^{wt}}{Q_{k,3}^{wt} - Q_{k,2}^{wt}}\left(Q_{k,\omega,p}^{wt} - Q_{k,3}^{wt}\right) + P_{k,3}^{wt} \quad \forall k \in \Omega_{wt},\ \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (53)$$

$$P_{k,\omega,p}^{wt} \leq \frac{P_{k,4}^{wt} - P_{k,3}^{wt}}{Q_{k,4}^{wt} - Q_{k,3}^{wt}}\left(Q_{k,\omega,p}^{wt} - Q_{k,4}^{wt}\right) + P_{k,4}^{wt} \quad \forall k \in \Omega_{wt},\ \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (54)$$

$$P_{k,\omega,p}^{wd} \leq \frac{P_{k,4}^{wt}}{Q_{k,4}^{wt} - \overline{Q}_k^{wt}}\left(Q_{k,\omega,p}^{wt} - \overline{Q}_{k,p}^{wt}\right) \quad \forall k \in \Omega_{wt},\ \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (55)$$

$$0 \leq P_{k,\omega,p}^{wt} \leq f_\omega^{wt}\overline{P}_k^{wt}\sum_{t=1}^{P} x_{k,p}^{wt} \quad \forall k \in \Omega_{wt},\ \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (56)$$

$$\left|Q_{k,\omega,p}^{wt}\right| \leq P_{k,\omega,p}^{wt}\tan(\cos^{-1}(\varphi^{wt})) \quad \forall k \in \Omega_{wt},\ \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (57)$$

$$f_\omega^{wt}\underline{Q}_k^{wt}x_{k,p}^{wt} \leq Q_{k,\omega,p}^{wt} \leq f_\omega^{wt}\overline{Q}_k^{wt}x_{k,p}^{wt} \quad \forall k \in \Omega_{wt},\ \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (58)$$

Para obter o valor da potência ativa gerada pela turbina eólica em cada cenário ω é utilizada a expressão (59). Esta formulação é baseada na linearização da curva de potência da turbina eólica (MONTOYA-BUENO; MUNOZ; CONTRERAS, 2015).

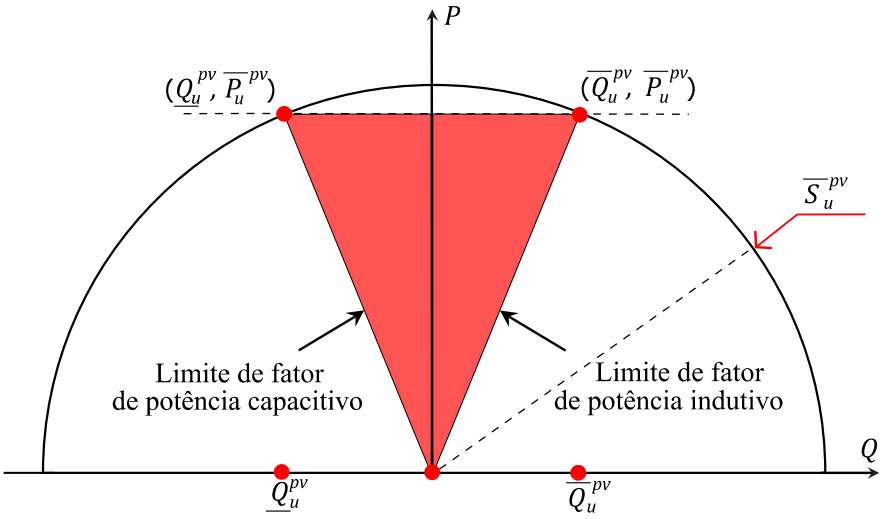
$$P^{wt} = \begin{cases} 0, & v < v_I \\ \dfrac{P_R}{v_{R-}\, v_I} v + P_R \left(1 - \dfrac{v_R}{v_{R-}\, v_I}\right), & v_I \leq v < v_R \\ P_R, & v_R \leq v < v_O \\ 0, & v \geq v_O \end{cases} \tag{59}$$

Onde: P^{wt} é a potência gerada pela turbina eólica (kW), P_R é a potência nominal da turbina eólica (kW), v é a velocidade do vento (m/s), v_R é a velocidade do vento para gerar a máxima potência (m/s), v_I é a velocidade mínima do vento exigida pela turbina para geração de potência (m/s), e v_O é a velocidade do vento em que as pás da turbina travam devido à alta velocidade (m/s).

3.1.3.3 Modelo para a geração distribuída fotovoltaica

Os limites de potência ativa/reativa da geração fotovoltaica são modelados utilizando as curvas de capabilidade de um inversor superdimensionado. A **Figura 7** mostra a curva de capabilidade do inversor fotovoltaico, em que o semicírculo representa o limite da faixa de operação do inversor, de modo que o raio deste semicírculo indica a potência aparente máxima do inversor ($\overline{S}_u^{pv}$); em que $\overline{(P}_u^{pv})$ é a potência ativa máxima do inversor.

Figura 7 – Curva de capabilidade do inversor fotovoltaico



Fonte: Elaborado pela própria autora.

A restrição (60) limita a potência ativa injetada no sistema de um gerador fotovoltaico. A equação (61) limita a potência reativa injetada na rede em termos da potência ativa e do fator de potência (φ^{pv}). A variável inteira $\beta_{u,p}^{pv}$ é utilizada para definir a quantidade de módulos fotovoltaicos que serão instalados na barra u, no período p. A restrição (62) determina o quadrado da potência aparente fornecida pelo gerador fotovoltaico, sendo limitada pela equação (63) dependendo da capacidade de potência aparente do inversor ($\overline{S}_u^{pv}$).

$$0 \leq P_{u,\omega,p}^{pv} \leq f_\omega^{pv} \overline{P}_u^{pv} \sum_{t=1}^{P} \beta_{u,p}^{pv} \qquad \forall u \in \Omega_{pv},\ \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \qquad (60)$$

$$\left|Q_{u,\omega,p}^{pv}\right| \leq P_{u,\omega,p}^{pv} \tan(\cos^{-1}(\varphi^{pv})) \qquad \forall u \in \Omega_{pv},\ \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \qquad (61)$$

$$S_{u,\omega,p}^{sqr} = (P_{u,\omega,p}^{pv})^2 + (Q_{u,\omega,p}^{pv})^2 \qquad \forall u \in \Omega_{pv},\ \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \qquad (62)$$

$$S_{u,\omega,p}^{sqr} \leq f_\omega^{pv} \overline{S}_u^{pv2} \sum_{t=1}^{P} \beta_{u,\omega,p}^{pv} \qquad \forall u \in \Omega_{pv},\ \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \qquad (63)$$

A produção de energia por meio da geração fotovoltaica utiliza a irradiação solar para a geração de energia elétrica e é modelada através das equações (64) e (65), utilizadas para definir os fatores de geração em cada cenário *ω* para a tecnologia fotovoltaica.

$$P^{pv} = P_{STC} \left\{ \frac{G}{1000} [1 + \delta(T_{cell} - 25)] \right\} \qquad (64)$$

$$T_{cel} = T_{amb} + \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) G \qquad (65)$$

Onde: P^{pv} é a potência solar gerada (W), P_{STC} é a potência sob condições padrão de testes (W), G é a irradiação solar (W/m^2), δ é o coeficiente de potência/temperatura (%/°C), T_{cel} é a temperatura da célula (°C), T_{amb} é a temperatura ambiente (°C) e $NOCT$ é a temperatura nominal da célula sob condições normais de operação (◦C).

É necessário esclarecer que os modelos definidos por (59), (64) e (65) foram propostos por Montoya-Bueno, Muñoz e Contreras (2015).

3.1.4 Linearizações

O modelo de PNLIM para o problema de PSDEE apresentado na seção 3.1 e definido pelo conjunto de equações (1)–(63) não é convexo, contendo expressões não lineares em (11), (22) e (62). Com a finalidade de obter uma formulação convexa, o modelo original é aproximado por um modelo de PLIM, o que facilita a solução do problema e garante que o ótimo global do problema linearizado seja encontrado. Para obter o modelo de PLIM desejado serão utilizadas técnicas de linearização descritas a seguir.

3.1.4.1 Linearização de $V_{j,\omega,p}^{sqr}\hat{I}_{ij,\omega,p}^{sqr}$

A linearização do produto $V_{j,\omega}^{sqr}\hat{I}_{ij,\omega}^{sqr}$ baseia-se na técnica empregada por Tabares et al. (2016), que assume um valor constante para a tensão ($V'_{i,\boldsymbol{\omega},p}$), como apresentado na equação (66).

$$V_{j,\omega,p}^{sqr}\hat{I}_{ij,\omega,p}^{sqr} \approx (V'_{i,\boldsymbol{\omega},p})^2\hat{I}_{ij,\boldsymbol{\omega},p}^{sqr} \qquad \forall ij \in \Omega_l, \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (66)$$

O valor do parâmetro $V'_{i,\boldsymbol{\omega},p}$ é definido utilizando os limites máximo e mínimo da tensão, como mostrado em (67). Segundo Tabares *et al.* (2016), esta aproximação possui um erro baixo, por conta da variação limitada da tensão.

$$V'_{i,p} = \frac{\underline{V} + \overline{V}}{2} \qquad \forall i \in \Omega_N, \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (67)$$

O procedimento para obter um valor adequado para o parâmetro $V'_{i,\boldsymbol{\omega},p}$ pode ser descrito em três passos:

- ***Passo 1)*** Calcula-se o valor inicial de $V'_{i,\boldsymbol{\omega},p}$, que é o valor médio dos limites de tensão, como mostrado em (67);
- ***Passo 2)*** As variáveis de decisão são relaxadas, e uma versão relaxada do problema (programação linear) é resolvido. As tensões encontradas resolvendo este modelo relaxado são utilizadas para corrigir os valores correspondentes de $V'_{i,\boldsymbol{\omega},p}$;
- ***Passo 3)*** Resolve-se o modelo de PLIM proposto neste trabalho para o problema de PSDEE.

3.1.4.2 Linearização de $\widehat{P}^2_{ij,\omega,p} + \widehat{Q}^2_{ij,\omega,p}$

A linearização da soma de $\hat{P}^2_{ij,\omega,p} + \hat{Q}^2_{ij,\omega,p}$ na restrição (11) pode ser representada pelo conjunto de expressões lineares em (68)–(76). A aproximação apresentada em (68) é formulada de acordo com a linearização por blocos para expressões quadráticas utilizada em Franco et al. (2013).

$$\hat{P}^2_{ij,\omega,p} + \hat{Q}^2_{ij,\omega,p} \approx \sum_{y=1}^{Y} m^S_y \, \Delta^P_{ij,y,\omega,p} + \sum_{y=1}^{Y} m^S_y \, \Delta^Q_{ij,y,\omega,p} \qquad \forall ij \in \Omega_l, \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (68)$$

$$\hat{P}_{ij,\omega,p} = P^+_{ij,\omega,p} - P^-_{ij,\omega,p} \qquad \forall ij \in \Omega_l, \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (69)$$

$$\hat{Q}_{ij,\omega,p} = Q^+_{ij,\omega,p} - Q^-_{ij,\omega,p} \qquad \forall ij \in \Omega_l, \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (70)$$

$$P^+_{ij,\omega,p} + P^-_{ij,\omega,p} = \sum_{y=1}^{Y} \Delta^P_{ij,y,\omega,p} \qquad \forall ij \in \Omega_l, \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (71)$$

$$Q^+_{ij,\omega,p} + Q^-_{ij,\omega,p} = \sum_{y=1}^{Y} \Delta^Q_{ij,y,\omega,p} \qquad \forall ij \in \Omega_l, \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (72)$$

$$0 \leq \Delta^P_{ij,y,\omega,p} \leq \bar{\Delta}^G \qquad \forall ij \in \Omega_l, y = 1, \dots, Y \quad (73)$$

$$0 \leq \Delta^Q_{ij,y,\omega,p} \leq \bar{\Delta}^G \qquad \forall ij \in \Omega_l, y = 1, \dots, Y \quad (74)$$

$$m^S_y = (2y - 1)\bar{\Delta}^G \qquad y = 1, \dots, Y \quad (75)$$

$$\bar{\Delta}^G = \frac{\overline{Vl_{ij}}}{Y} \qquad \forall ij \in \Omega_l \quad (76)$$

$$P^+_{ij,\omega,p}, P^-_{ij,\omega,p}, Q^+_{ij,\omega,p}, Q^-_{ij,\omega,p} \geq 0 \qquad \forall ij \in \Omega_l, \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (77)$$

As equações (69) e (70) representam $\hat{P}_{ij,\omega,p}$ e $\hat{Q}_{ij,\omega,p}$ por meio de variáveis auxiliares não negativas ($P^+_{ij,\omega,p}, P^-_{ij,\omega,p}, Q^+_{ij,\omega,p}, Q^-_{ij,\omega,p}$). As expressões (71) e (72) determinam que os termos $\left|\hat{P}_{ij,\omega,p}\right|$ e $\left|\hat{Q}_{ij,\omega,p}\right|$ são iguais à soma dos valores de cada bloco de discretização. As restrições (73) e (74) limitam os valores dos blocos de discretização. As equações (75) e (76) calculam os valores dos parâmetros utilizados na discretização. O desenvolvimento detalhado da linearização de $\hat{P}^2_{ij,\omega,p} + \hat{Q}^2_{ij,\omega,p}$ é apresentado no trabalho de Tabares (2015). Um exemplo ilustrativo da linearização por blocos de P^2_{ij} é apresentado no Anexo A.

3.1.4.3 Linearização da restrição (22) e (62):

Para a linearização das restrições (22) e (62) é utilizada a mesma técnica apresentada na seção 3.1.4.2. Essas restrições determinam a potência aparente fornecida pela subestação

($Sg_{i,\omega,p}^{sqr}$) e pela geração fotovoltaica ($S_{i,\omega,p}^{sqr}$). As variáveis $Sg_{i,\omega,p}^{sqr}$ e $S_{i,\omega,p}^{sqr}$ podem ser aproximadas a partir das expressões lineares (78) e (79), respectivamente.

$$Sg_{i,\omega,p}^{sqr} = \sum_{y=1}^{Y} m_y^G \, \Delta_{i,y,\omega,p}^{Ps} + \sum_{y=1}^{Y} m_y^G \, \Delta_{i,y,\omega,p}^{Qs} \qquad \forall i \in \Omega_s, \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (78)$$

$$S_{i,\omega,p}^{sqr} = \sum_{y=1}^{Y} m_y^{pv} \, \Delta_{i,y,\omega,p}^{Ppv} + \sum_{y=1}^{Y} m_y^{pv} \, \Delta_{i,y,\omega,p}^{Qpv} \qquad \forall i \in \Omega_{pv}, \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (79)$$

$$P_{i,\omega,p}^{s} = \sum_{y=1}^{Y} \Delta_{i,y,\omega,p}^{Ps} \qquad \forall i \in \Omega_s, \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (80)$$

$$Q_{i,\omega,p}^{s} = \sum_{y=1}^{Y} \Delta_{i,y,\omega,p}^{Ps} \qquad \forall i \in \Omega_s, \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (81)$$

$$P_{i,\omega,p}^{pv} = \sum_{y=1}^{Y} \Delta_{i,y,\omega,p}^{Ppv} \qquad \forall i \in \Omega_{pv}, \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (82)$$

$$Q_{i,\omega,p}^{pv} = \sum_{y=1}^{Y} \Delta_{i,y,\omega,p}^{Ppv} \qquad \forall i \in \Omega_{pv}, \omega \in \Omega_\omega, p \in \Omega_P \quad (83)$$

$$0 \leq \Delta_{i,y,\omega,p}^{Ps} \leq \bar{\Delta}^{S} \qquad \forall i \in \Omega_S, y = 1, \dots, Y \quad (84)$$

$$0 \leq \Delta_{i,y,\omega,p}^{Qs} \leq \bar{\Delta}^{S} \qquad \forall i \in \Omega_S, y = 1, \dots, Y \quad (85)$$

$$0 \leq \Delta_{i,y,\omega,p}^{Ppv} \leq \bar{\Delta}^{pv} \qquad \forall i \in \Omega_{pv}, y = 1, \dots, Y \quad (86)$$

$$0 \leq \Delta_{i,y,\omega,p}^{Qpv} \leq \bar{\Delta}^{pv} \qquad \forall i \in \Omega_{pv}, y = 1, \dots, Y \quad (87)$$

$$m_y^G = (2y - 1)\bar{\Delta}^{S} \qquad y = 1, \dots, Y \quad (88)$$

$$m_y^{pv} = (2y - 1)\bar{\Delta}^{pv} \qquad y = 1, \dots, Y \quad (89)$$

$$\bar{\Delta}^{S} = \frac{Sg_{i,\omega,p}^{0} + Sg_{i,\omega,p}'}{Y} \qquad \forall i \in \Omega_S, y = 1, \dots, Y \quad (90)$$

$$\bar{\Delta}^{pv} = \frac{f_\omega^{pv} \overline{S}_u^{pv}}{Y} \qquad \forall i \in \Omega_{pv}, \omega \in \Omega_\omega, y = 1, \dots, Y \quad (91)$$

As equações (80)–(83) determinam que os termos $P_{i,\omega}^{s}$, $Q_{i,\omega,}^{s} P_{i,\omega}^{pv}$e $Q_{i,\omega}^{pv}$ são iguais à soma dos valores de cada bloco de discretização. As restrições (84)–(87) limitam os valores dos blocos de discretização. As expressões (88)–(91) definem os valores dos parâmetros utilizados na discretização.

3.1.5 Modelo de programação linear inteiro misto para o problema de PSDEE

Um modelo de PLIM é obtido para o problema de PSDEE considerando as incertezas relacionadas à demanda e à geração renovável. Este modelo é representado por meio das seguintes expressões:

min CT: Equação (1)

Sujeito a: (8)–(10), (12)–(21), (23)–(58), (60)—(63), (68), (78), (79)

$$(V'_{i,\omega,p})^2 \hat{I}^{sqr}_{ij,\boldsymbol{\omega},\boldsymbol{p}} = \sum_{y=1}^{Y} m_y^S \, \Delta^P_{ij,y,\omega,p} + \sum_{y=1}^{Y} m_y^S \, \Delta^Q_{ij,y,\omega,p} \qquad \forall ij \in \Omega_l, \omega \in \Omega_\omega \tag{92}$$

Um fluxograma do modelo proposto neste capítulo é apresentado na **Figura 8**.

3.2 MODELAGEM DAS INCERTEZAS

Dentro do PSDEE alguns parâmetros são incertos, como o crescimento futuro da carga, demanda de veículos elétricos, preços de mercado, GD renovável (e.g. geração eólica e solar), entre outros. Consequentemente, são necessários modelos adequados de PSDEE e métodos de solução para lidar com essas incertezas, como a Otimização Estocástica e a Programação Robusta (GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2015).

Neste trabalho, a representação da incerteza é realizada utilizando cenários, de modo que a demanda e a geração renovável são consideradas como grandezas estocásticas. Para a geração dos cenários são utilizados dados históricos de demanda, irradiação solar e velocidade do vento para o período de um ano.

Os dados históricos de velocidade do vento e irradiação solar são referentes à região nordeste do Brasil e foram obtidos através da ferramenta online "*Renawable.ninja*". Por outro lado, os dados históricos de demanda foram extraídos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Como são utilizados dados hora a hora para cada um dos parâmetros incertos, há uma quantidade muito grande de informações, desse modo, o método *k-means* é utilizado com o objetivo de realizar um agrupamento desses dados a partir das similaridades encontradas entres os mesmos.

Na literatura especializada, o *k-means* foi aplicado como ferramenta para modelar as incertezas realizando a redução de cenários para tornar os problemas tratáveis (DE QUEVEDO; MUNOZ-DELGADO; CONTRERAS, 2019; HOME-ORTIZ, 2019; TANAKA; YUGE; OHMORI, 2017).

A técnica implementada pode ser descrita nos seguintes passos:

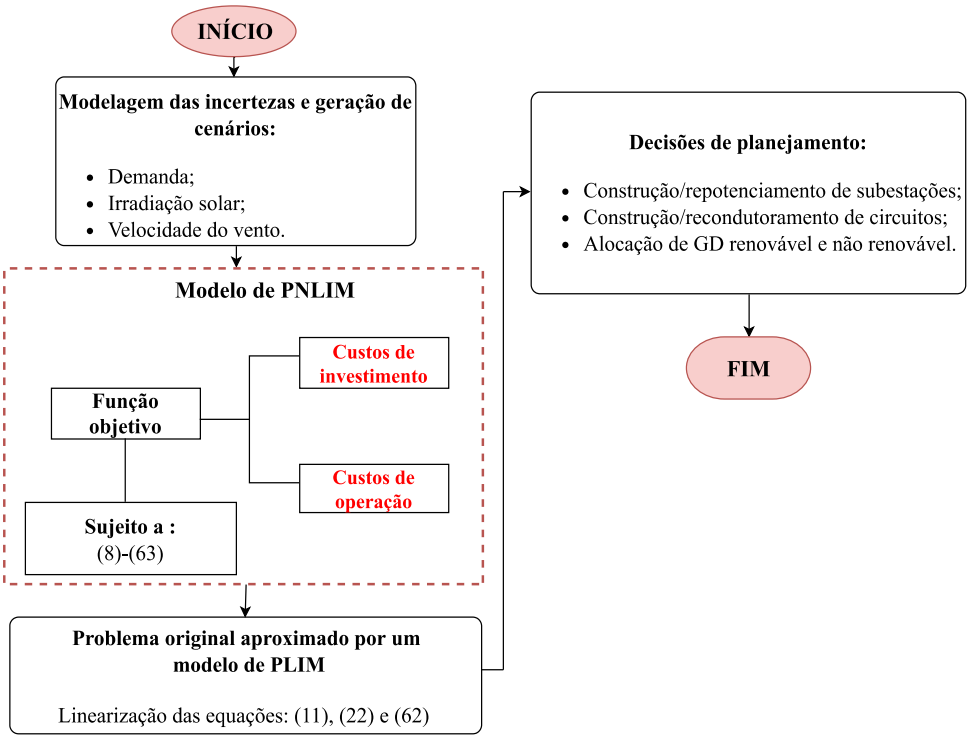
Passo 1) Os dados de demanda, irradiação solar e velocidade do vento são normalizados, dividindo cada parâmetro pelo seu valor máximo;

Passo 2) A curva de duração anual de cada parâmetro estocástico é dividida em duas estações do ano, [inverno (abril-setembro) e verão (outubro-março)]. Os dados contidos nos blocos sazonais são classificados em dois sub-blocos (dia e noite);

Passo 3) Define-se o número de grupos ou clusters necessários. Em seguida o método *k-means* é aplicado em cada sub-bloco. Sendo assim, os dados contidos em cada sub-bloco são categorizados de acordo com o número de clusters estabelecido previamente. Ao final do processo são determinados os centroides de cada cluster, que seriam os valores médios de cada grupo;

Passo 4) Os cenários são formados combinando os centroides obtidos ao modelar as incertezas dos dados (demanda, irradiação solar e velocidade do vento) dentro de cada sub-bloco de tempo.

Figura 8 – Fluxograma do modelo proposto



Fonte: Elaborado pela própria autora.

A informação contida em cada sub-bloco é categorizada em 2 clusters através de *k-means*, e após determinação dos centroides destes grupos os cenários são enfim formados. Um conjunto de 32 cenários é obtido (2 estações do ano x 2 sub-blocos x 2 fatores de demanda x 2 fatores de irradiação solar x 2 fatores de velocidade do vento). Assume-se que todos os cenários possuem a mesma probabilidade de ocorrência. Neste trabalho foi utilizado o algoritmo *k-means* disponível no MATLAB (MATHWORKS, 2017).

4 TESTES E RESULTADOS

O modelo proposto neste trabalho foi avaliado utilizando dois sistemas testes de média tensão, o sistema de 24 nós modificado de Gönen, Ramirez-Rosado (1986) e o sistema de 54 nós adaptado de Miranda, Ranito e Proença (1994). O sistema de 24 nós foi testado no planejamento estático e no multi-período, enquanto o sistema de 54 nós é utilizado para o caso estático. O modelo apresentado foi escrito na linguagem de modelamento matemático AMPL (FOURER; GAY; KERNIGHAN, 2003), e as soluções do problema foram obtidas por meio do *solver* comercial CPLEX 12.9 (INTERNATIONAL BUSINESS MACHINES CORPORATION- IBM, 2019) . As simulações foram realizadas em um servidor DELL PowerEdge T430 com processador Intel Xeon E5-2650, 2.20GHz e 65 GB de RAM.

4.1 INFORMAÇÕES DOS SISTEMAS TESTE, DAS ALTERNATIVAS DE PLANEJAMENTO E DOS CENÁRIOS UTILIZADOS

4.1.1 Dados do sistema de 24 nós

Este sistema é composto de 20 nós de carga, 4 subestações (duas existentes e com possibilidade de expansão, duas que podem ser construídas) e 34 circuitos. O sistema opera com uma tensão nominal de 20 kV e tem uma demanda máxima de 39,1581 MW e 18,9651 MVAr. O horizonte de planejamento considerado é de 15 anos, o custo de operação da subestação é de 0.1 US$/kWh e a taxa de juros é de 10%. Dois tipos de condutores foram considerados. Os limites de tensão máxima e mínima são de 1,05 e 0,95 p.u., respectivamente.

Na **Tabela 2** mostram-se os dados das subestações enquanto a **Tabela 3** exibe os parâmetros dos condutores considerados como alternativas de investimento. O parâmetro ζ_n^s representa o fator de emissão de dióxido de carbono (CO_2) em cada subestação; estes fatores podem ser encontrados no trabalho de Santos *et al.* (2017). A **Figura 9** mostra a topologia inicial do sistema, em que os retângulos contínuos representam as subestações existentes (nós 21 e 22) e os retângulos tracejados se referem às subestações candidatas à construção (nós 23 e 24). As linhas contínuas representam os circuitos existentes e as tracejadas os possíveis circuitos que podem ser instalados. Os dados adicionais dos sistemas teste podem ser encontrados no Anexo B1.

Tabela 2 – Dados das subestações (Sistema de 24 nós)

Ω_s	$Sg_{i,\omega}^{0}$(kVA)	$Sg_{i,\omega}^{\prime}$(kVA)	C_n^s(kUS$)	ζ_n^s (ton/MWh)
21	12000	7000	1050,00	0.5600
22	12000	0	0	0.5600
23	0	15000	2250,00	0.5600
24	0	20000	3000,00	0.5600

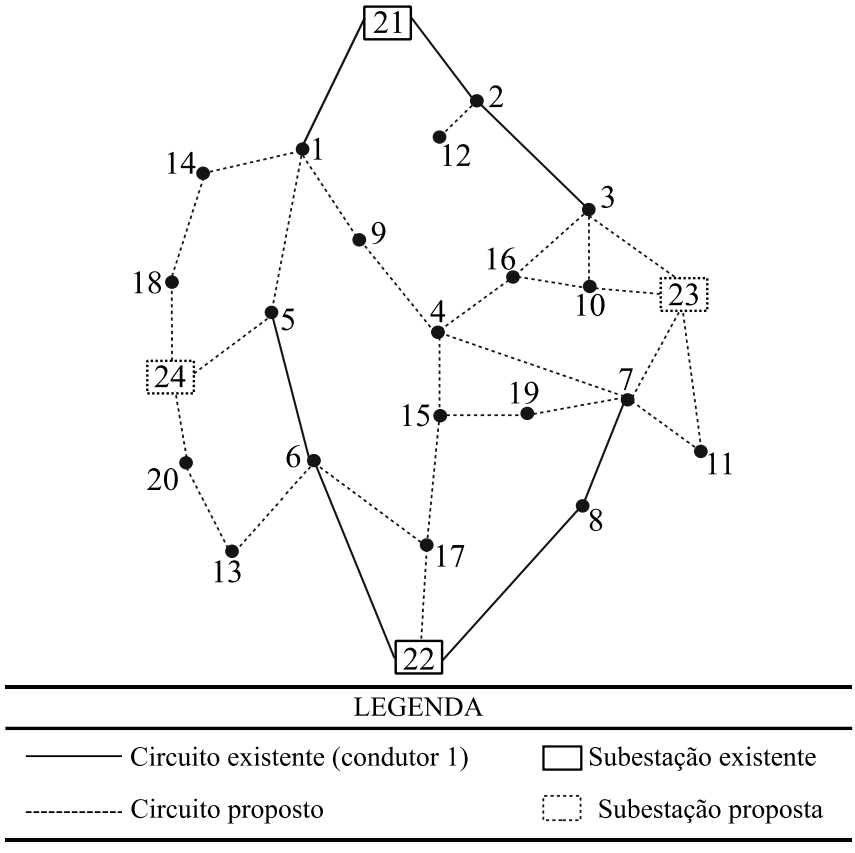
Fonte: Adaptado de Gönen, Ramirez-Rosado (1986).

Tabela 3 – Dados dos condutores (Sistema de 24 nós)

Ω_a	R_a(Ω/km)	X_a(Ω/km)	$\bar{I}_a$(A)	$C_{ij,a}$(kUS$/km)
1	0.614	0.399	197	25
2	0.307	0.380	314	35

Fonte: Adaptado de Gönen, Ramirez-Rosado (1986).

Figura 9 – Topologia inicial do sistema de 24 nós

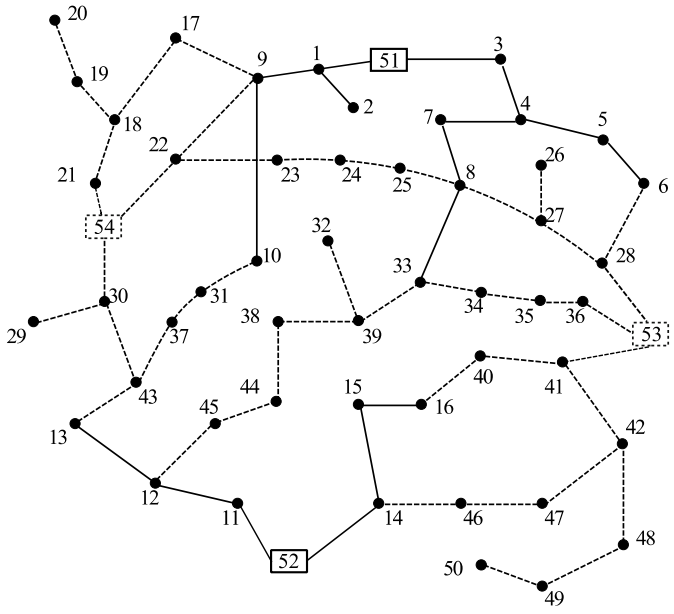


Fonte: Adaptado de Gönen, Ramirez-Rosado (1986).

4.1.2 Dados do sistema de 54 nós

O sistema de média tensão 54 nós é apresentado na **Figura 10**, ele contém de 50 nós de carga e quatro subestações, duas existentes (nós 51e 52) e duas que podem ser construídas (nós 53 e 54). A tensão nominal deste sistema é de 13,5 kV, e os limites máximo e mínimo de tensão são definidos em 1,05 e 0,95 p.u., respectivamente. Este sistema possui uma demanda máxima de 67,110 MW e 33,203 MVAr. Os dados das subestações do sistema são mostrados na **Tabela 4**. Dois tipos de condutores são considerados para a construção e/ou recondutoramento de circuitos, na **Tabela 5** apresentam-se os dados relacionados a cada tipo de condutor. Informações adicionais sobre os dados do sistema encontram-se no Anexo B2.

Figura 10 – Topologia inicial do sistema de 54 nós



Fonte: Adaptado de Miranda, Ranito e Proença (1994).

Tabela 4 – Dados das subestações (Sistema de 54 nós)

Ω_s	$Sg^0_{i,\omega}$(kVA)	$Sg'_{i,\omega}$(kVA)	C^s_n(kUS$)	ζ^s_n (ton/MWh)
21	10000	15000	1500,00	0.5600
22	12700	0	0	0.5600
23	0	20000	3000,00	0.5600
24	0	20000	3000,00	0.5600

Fonte: Adaptado de Miranda, Ranito e Proença (1994).

Tabela 5 – Dados dos condutores (Sistema de 54 nós)

Ω_a	R_a(Ω/km)	X_a(Ω/km)	$\bar{I}_a$(A)	$C_{ij,a}$(kUS$/km)
1	0.1180	0.1201	500	75
2	0.0966	0.1140	600	85

Fonte: Adaptado de Miranda, Ranito e Proença (1994).

4.1.3 Dados da Geração Distribuída

Neste trabalho foram consideradas três tecnologias de geração distribuída: turbinas eólicas, turbinas a gás e módulos fotovoltaicos. A **Tabela 6** mostra os dados de cada uma destas tecnologias. Assume-se que todas as tecnologias de GD são de propriedade das empresas distribuidoras de energia.

Tabela 6 – Dados da GD

Tecnologia de GD	Capacidade (kW)	Custo de instalação(US$/kW)	Fator de emissões de CO_2(ton/MWh)
Gerador eólico	2000	900	0,0276
Gerador a gás	2000	300	0,5600
Gerador fotovoltaico	100	1000	0,0584

Fonte: Adefarati e Bansal (2016)e Santos *et al.* (2017).

As turbinas eólicas consideradas possuem as seguintes características: $v_I = 3$m/s, $v_R =$ 18m/s, $v_O = 20$m/s, segundo dados informados pelo fabricante Vestas (2019). O custo da operação e manutenção da GD é de 0,01 US$/kWh para o gerador eólico, 0,008 US$/kWh para o gerador a gás, e 0,004 US$/kWh para a gerador fotovoltaico.

As unidades de geração fotovoltaica possuem a capacidade de 100 kW; cada unidade é composta de 40 módulos de 2.5 kW. Em todo o sistema podem ser instalados no máximo 20 geradores deste tipo. Considerou-se um limite de fator de potência de 0.95 para as tecnologias de geração fotovoltaica e de 0.90 para a geração eólica e a gás.

As barras candidatas à instalação de GD são as seguintes: 3, 5, 9, 11 e 14 (sistema de 24 nós), 8, 10, 16, 24, 33 e 44 (sistema de 54 nós), são candidatas à instalação de geradores a gás; as barras 4, 8, 9,16 e 19 (sistema de 24 nós), 10, 15, 23, 38, 40, e 48 (sistema de 54 nós) são candidatas a instalação de geradores eólicos; enquanto as barras 7,13, 14, 15 e 19 (sistema de 24 nós), 13, 17, 20, 32, 40 e 50 (sistema de 54 nós) são candidatas à alocação de módulos fotovoltaicos. Informações adicionais da GD são encontradas no Anexo C.

4.1.4 Cenários utilizados

Na **Tabela 7** apresentam-se os fatores dos dados de demanda, irradiação solar e velocidade do vento dentro para cada bloco de tempo. Estes fatores foram utilizados para a geração dos cenários, que foram formados por meio da combinação desses dados dentro de cada sub-bloco. Sendo assim, o número total de cenários é de 32 (2 blocos de tempo x 2 sub-blocos x 2 fatores de demanda x 2 fatores de irradiação solar x 3 fatores de velocidade do vento).

Tabela 7 – Fatores de demanda, irradiação solar e velocidade do vento por bloco de tempo

Bloco	Sub-bloco	d_ω (horas)	f_ω^D	Irradiação solar (W/m^2)	f_ω^{pv}	Velocidade do vento (m/s)	f_ω^{wt}
1	1	2183	0,6860	220,30	0,2186	9,7110	0,4474
			0,8673	795,00	0,7318	7,1712	0,2780
	2	2183	0,8167	0,0000	0,0000	7,2594	0,2839
			0,6763	0,0000	0,0000	9,4122	0,4274
2	1	2197	0,6329	148,30	0,1485	7,1820	0,2788
			0,7975	670,30	0,6275	9,9684	0,4645
	2	2197	0,6063	0,000	0,0000	8,7822	0,3854
			0,7845	0,000	0,0000	7,0164	0,2677

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Legenda da Tabela 7

d_ω Tempo em horas do cenário ω
f_ω^D Fator de demanda no cenário ω
f_ω^{wt} Fator de geração de potência da turbina eólica no cenário ω
f_ω^{pv} Fator de geração de potência do módulo fotovoltaico no cenário ω

4.2 TESTES REALIZADOS PARA O PLANEJAMENTO ESTÁTICO

Nesta seção apresentam-se os testes e resultados considerando o planejamento estático. Para validar o modelo proposto neste documento foram analisados os sistemas teste de 24 e 54 nós. Foram realizadas simulações para os seguintes casos:

Caso I: Neste caso foram considerados investimentos em subestações, circuitos e GD não renovável. Como não há geração renovável neste caso, apenas os cenários de demanda são considerados.

Caso II: Para este caso foram considerados investimentos em subestações, circuitos, geração eólica e fotovoltaica. Neste caso são considerados todos os 32 cenários relacionados a demanda, irradiação solar e velocidade do vento.

Caso III: Neste caso, foram considerados os investimentos em todas as alternativas de expansão disponíveis neste trabalho, subestações, circuitos e geração distribuída renovável/não renovável. Como no caso II os 32 cenários apresentados na seção 4.1.5 são considerados.

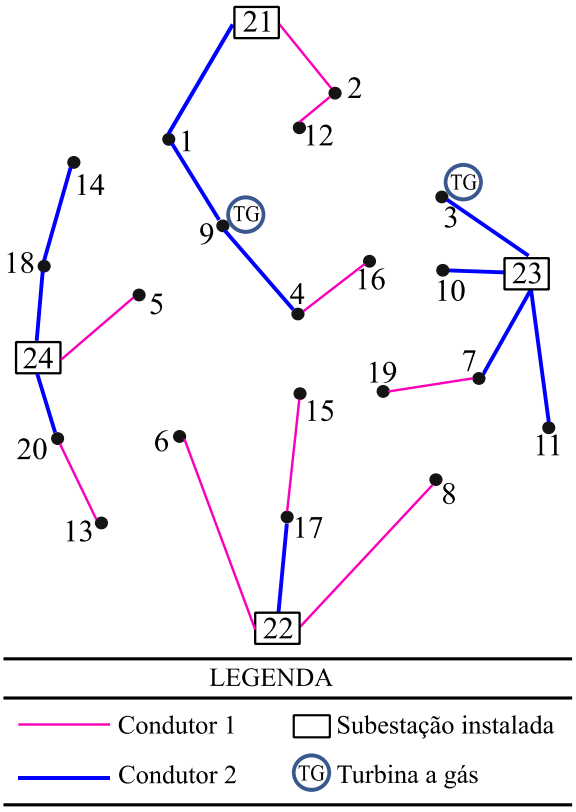
4.2.1 Sistema de 24 nós

Nesta seção são apresentados os resultados numéricos para o planejamento estático. Esta abordagem considera os dados de demanda do último período do planejamento, essas informações constam no Anexo B1. Cada um dos testes realizados serão analisados sob duas perspectivas. Na primeira são consideradas todas as restrições associadas à modelagem da GD que inclui as curvas de capabilidade associadas aos geradores e inversor fotovoltaico. Por outro lado, na segunda a modelagem, a GD é representada de modo simplificado, como frequentemente tem sido adotado na literatura especializada (MONTOYA-BUENO; MUNOZ; CONTRERAS, 2015; MUÑOZ-DELGADO, CONTRERAS , ARROYO 2015);os modelos relacionados à GD, nesses trabalhos, limitam a injeção de potência ativa e reativa segundo o fator de potência.

4.2.1.1 Caso I: Investimento em subestações, circuitos e GD não renovável

Neste caso foram considerados investimentos em subestações, circuitos e geradores não renováveis. Para este teste são consideradas apenas as incertezas relacionadas a demanda (ver **Tabela 7**). Foi estabelecido que em todo o sistema só podem ser instalados no máximo dois geradores a gás. A **Figura 11** ilustra a topologia obtida e a **Tabela 8** mostra os principais resultados do planejamento. Neste teste, a solução encontrada tem um custo de US$ 220.037.340,00, contribuindo com 1080,629 kTon de emissões de CO_2.

Figura 11 – Topologia do sistema de 24 nós para o Caso I estático



Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 8 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós caso I estático

Custos de investimento (kUS$)	
Subestações	5250,00
Circuitos	1198,75
Geração a gás	1900,00
Custos de operação (kUS$)	
Energia na subestação	166332,47
Operação e manutenção da geração a gás	2130,96
Emissões de CO_2	43225,16
Custo total	**220.037,340**

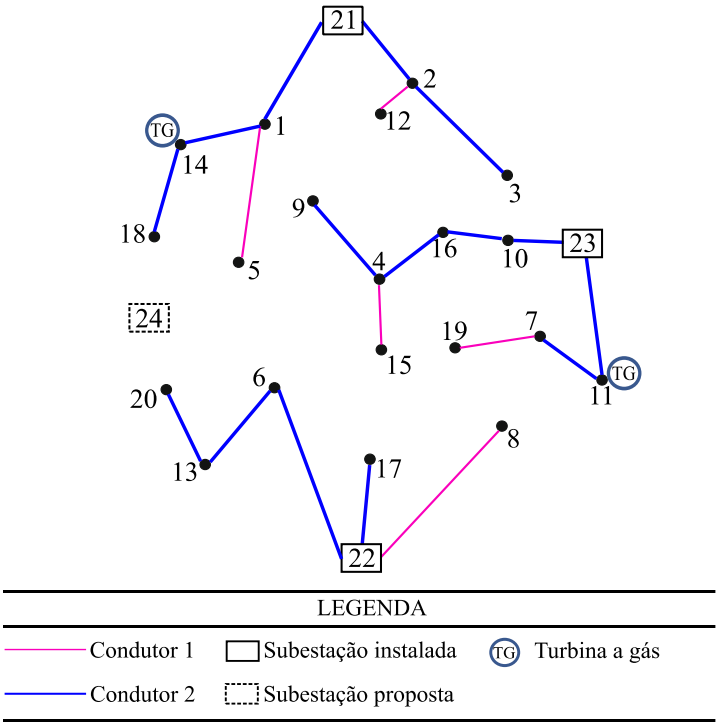
Fonte: Elaborado pela própria autora.

O plano de investimento obtido para este teste determina a construção das subestações nos nós 23 e 24; a instalação de geradores a gás nas barras 3 e 9; a construção dos circuitos 1–9, 2–12, 3–23, 4–9, 4–16, 5–24, 7–19, 7–23, 10–23, 11–23, 13–20, 14–18, 15–17, 17–22, 18-24 e 20–24, o recondutoramento do circuito 1–21, e o desligamento dos circuitos 2–3, 5-6 e 7–8.

4.2.1.2 Caso I modificado: Investimento em subestações, circuitos e GD não renovável sem considerar a curva de capabilidade dos geradores

A modelagem do gerador despachável é realizada de modo simplificado neste teste, considerando apenas as restrições (48) e (49), que limitam a injeção de potência ativa e reativa, respectivamente. Nestas condições, a solução encontrada obteve um custo de US$ 219.965.140,00, emitindo 1090,10 kTon de CO_2. A **Figura 12** ilustra o plano de expansão obtido e a **Tabela 9** mostra os detalhes dos custos de investimento e operação.

Figura 12 – Topologia do sistema de 24 nós para o Caso I modificado estático



Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 9 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós caso I modificado estático

Custos de investimento (kUS$)	
Subestações	3300,00
Circuitos	1626,62
Geração a gás	1900,00
Custos de operação (kUS$)	
Energia na subestação	167402,27
Operação e manutenção da geração a gás	2132,14
Emissões de CO_2	43604,11
Custo total	**219.965,14**

Fonte: Elaborado pela própria autora.

O plano de expansão obtido determina o aumento da capacidade da subestação instalada no nó 21, a construção da subestação na barra 23; a instalação de duas turbinas a gás nas barras 11 e 14; a construção dos circuitos 1–5, 1–14, 2–12, 4–9, 4–15, 4–16, 6–13, 7–11, 7–19, 10-16, 10–23, 11–23, 13–20, 14–18 e 17–22 e o recondutoramento dos circuitos 1–21, 2–3, 2–21 e 6-22, e por fim o desligamento dos circuitos 5–6 e 7–8. Nota-se uma mudança significativa no planejamento da expansão ao não se considerar as restrições associadas à curva de capabilidade. A subestação localizada na barra 24 não foi construída, as turbinas a gás foram instaladas em outras barras; houve mudanças também na topologia da rede como pode ser observado comparando as **Figura 11** e**Figura 12**. Com as alterações apresentadas, este caso obteve um custo menor, em comparação ao teste que considerou a curva de capabilidade, com uma redução de aproximadamente 0.0328% na função objetivo.

4.2.1.3 Caso II: Investimento em subestações, circuitos e GD renovável

Neste caso, as incertezas relacionadas à demanda e geração renovável (eólica e fotovoltaica) são consideradas. Os fatores das grandezas estocásticas utilizadas são apresentados na **Tabela 7**. Para este caso foi estabelecido que em todo o sistema só podem ser instalados no máximo dois geradores eólicos e vinte geradores fotovoltaicos. A **Tabela 10** mostra os principais resultados do planejamento e a **Figura 13** ilustra o plano de expansão proposto. A solução encontrada tem um custo de US$ 235.366.820,00.

Tabela 10 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós caso II estático

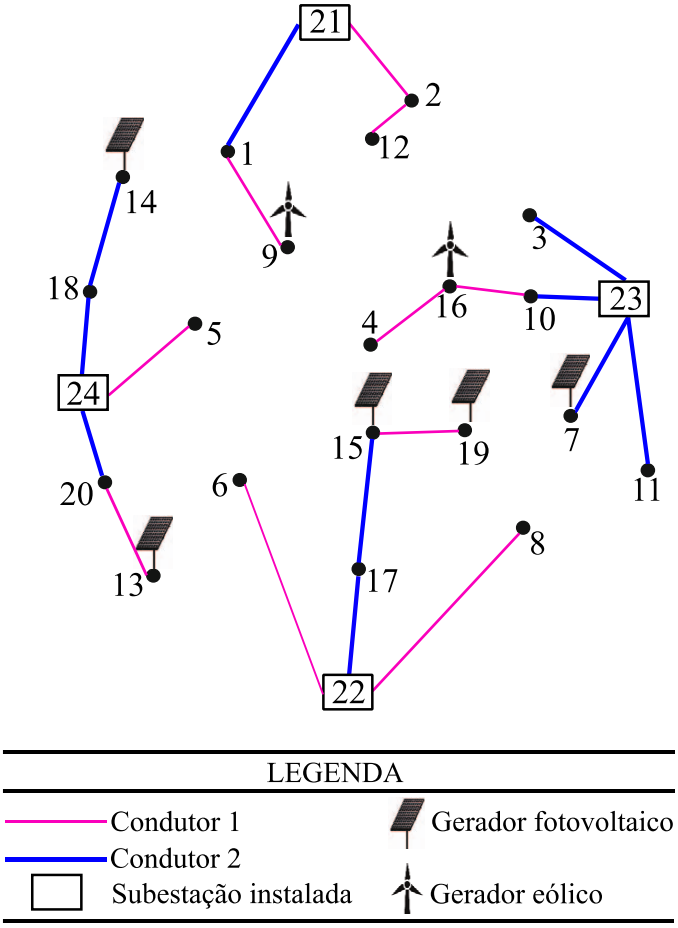
Custos de investimento (kUS$)	
Subestações	5250,00
Circuitos	1160,25
Geração eólica	3600,00
Geração fotovoltaica	1000,00
Custos de operação (kUS$)	
Energia na subestação	182380,40
Operação e manutenção da geração eólica	941,60
Operação e manutenção da geração fotovoltaica	48,87
Emissões de CO_2	40985,70
Custo total	**235366,820**

Fonte: Elaborado pela própria autora.

O plano de expansão proposto determina a construção das subestações nos nós 23 e 24; a instalação de duas turbinas eólicas nas barras 9 e 16; dez módulos fotovoltaicos nas barras 7, 13, 14, 15 e 19, sendo instalados dois módulos em cada barra; a construção dos circuitos 1–9, 2–12, 2–21, 3–23, 4–16, 5–24, 6–22, 7–23, 10–16, 10–23, 11–23, 13–20, 14–18, 15–17, 15-19,

17–22, 18–24 e 20–24, o recondutoramento do circuito (1–21), e o desligamento dos circuitos 2–3, 5–6 e 7–8. Esse plano obteve um total de 1024,643 kTon de emissões de CO_2.

Figura 13 – Topologia do sistema de 24 nós para o Caso II estático

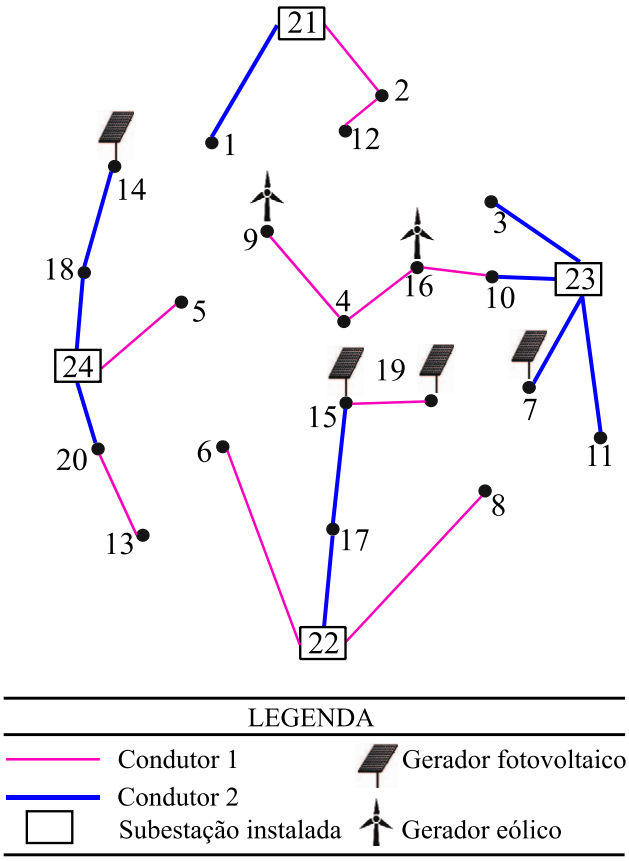


Fonte: Elaborado pela própria autora.

4.2.1.4 Caso II modificado: Investimento em subestações, circuitos e GD renovável sem considerar a curva de capabilidade dos geradores

A modelagem da geração renovável é realizada de modo simplificado considerando apenas as restrições (57) e (58) para o gerador eólico, (60) e (61) para o gerador fotovoltaico, que limitam a injeção de potência ativa e reativa, respectivamente. Sendo assim, a solução encontrada para este caso apresenta um custo de US$ 234.297.330,00 e um total de 1015,65 kTon de emissões de CO_2. A **Figura 14** mostra a topologia proposta para a rede e a **Tabela 11** exibe os detalhes dos custos de investimento e operação.

Figura 14 – Topologia do sistema de 24 nós para o Caso II modificado estático



Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 11 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós caso II modificado estático

Custos de investimento (kUS$)	
Subestações	5250,00
Circuitos	1160,25
Geração eólica	3600,00
Geração fotovoltaica	2000,00
Custos de operação (kUS$)	
Energia na subestação	180602,08
Operação e manutenção da geração eólica	943,79
Operação e manutenção da geração fotovoltaica	114,99
Emissões de CO_2	40626,22
Custo total	**234297,330**

Fonte: Elaborado pela própria autora.

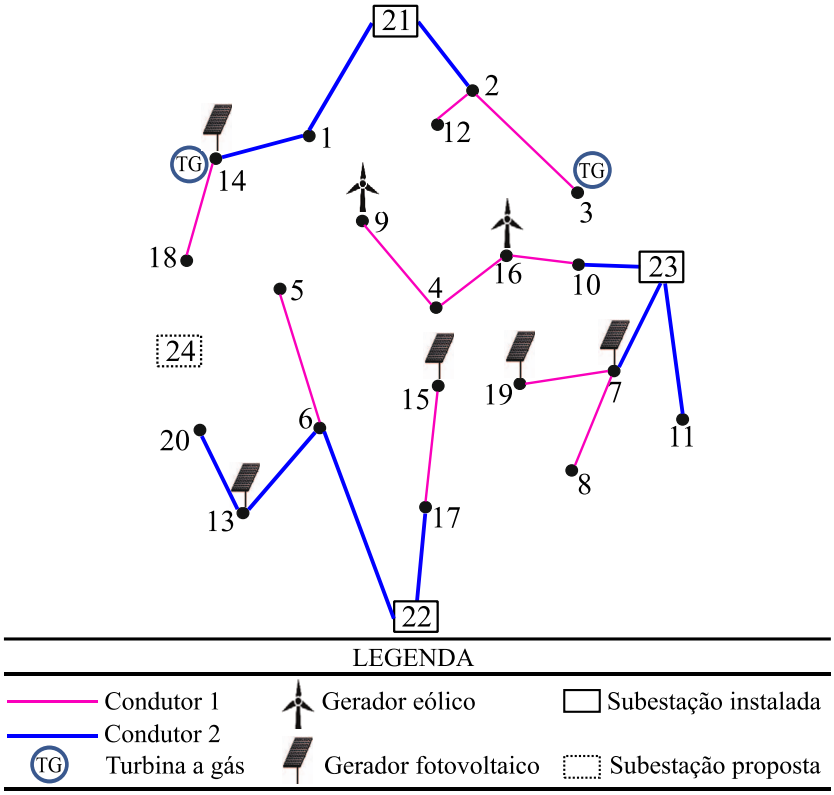
Para este teste obtém-se um plano de expansão semelhante ao caso que considera a curva de capabilidade dos geradores, com a construção das subestações nas barras 23 e 24 e a instalação de dois geradores eólicos nas barras 9 e 16. A maior diferença entre os planos de investimento dos dois casos está na quantidade de módulos fotovoltaicos instalados no sistema.

Enquanto no Caso II houve a alocação de dez módulos fotovoltaicos, neste caso foi previsto a instalação de vinte geradores fotovoltaicos, que é a quantidade máxima permitida de geradores deste tipo. Foram instalados um módulo fotovoltaico na barra 7, seis na barra 14, três na 15, e dez na barra 19. Essa solução obteve um custo inferior ao do Caso II, com uma redução de 0.45% na função objetivo.

4.2.1.5 Caso III: Investimento em subestações, circuitos e GD renovável/não renovável

Para este teste foram consideradas todas as alternativas de expansão previstas no modelo proposto neste trabalho, desse modo, foram considerados investimento em subestações, circuitos, turbinas eólicas/gás e módulos fotovoltaicos. Foi definido que em todo o sistema só podem ser instalados no máximo dois geradores eólicos, dois geradores a gás e vinte geradores fotovoltaicos. A solução encontrada para este caso apresenta um custo de US$ 211.913.700,00 e um total de 1029,10 kTon de emissões de CO_2. A **Figura 18** mostra a topologia obtida para o Caso III e a **Tabela 15** mostra os principais resultados obtido para este caso.

Figura 15 – Topologia do sistema de 24 nós para o Caso III estático



Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 12 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós Caso III estático

Custos de investimento (kUS$)	
Subestações	3300,00
Circuitos	1302,00
Geração eólica	3600,00
Geração fotovoltaica	1000,00
Geração a gás	1900,00
Custos de operação (kUS$)	
Energia na subestação	156522,93
Operação e manutenção da geração eólica	943,79
Operação e manutenção da geração fotovoltaica	48,87
Operação e manutenção da geração a gás	2132,26
Emissões de CO_2	41163,85
Custo total	**211913,700**

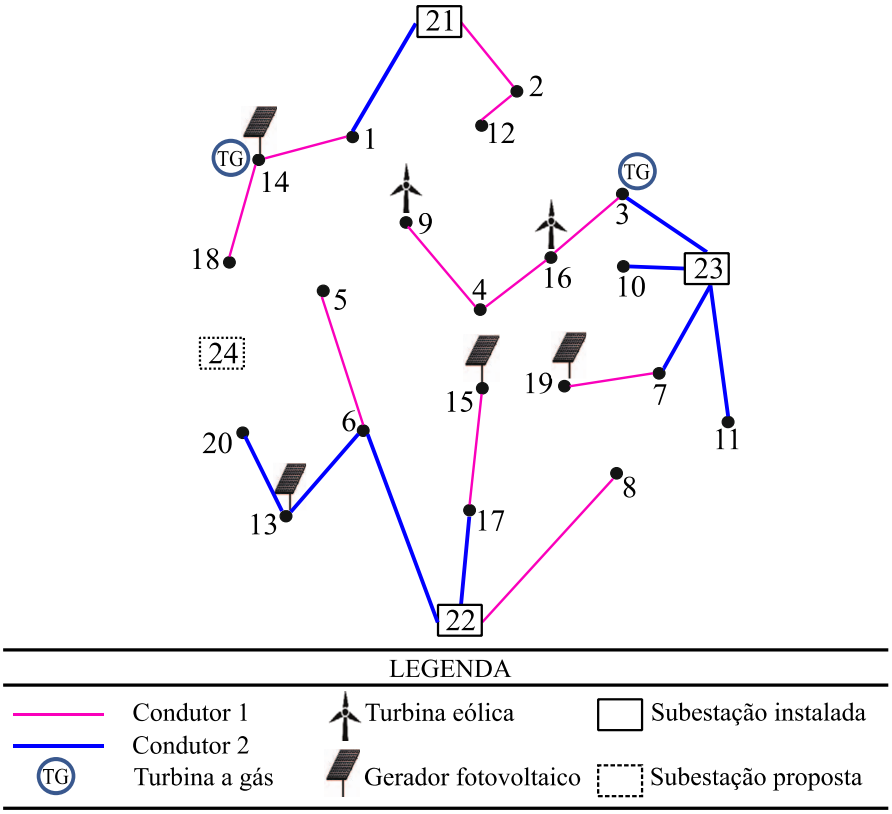
Fonte: Elaborado pela própria autora.

O plano de investimento obtido neste teste determina o aumento da capacidade da subestação instalada no nó 21, e a construção da subestação no nó 23, a subestação no nó 24 não é construída. O plano também prevê a instalação de duas turbinas a gás nas barras 3 e 14; duas turbinas eólicas nas barras 9 e 16; dez módulos fotovoltaicos nas barras 7, 13, 14, 15 e 19, sendo instalados dois módulos em cada barra; a construção dos circuitos 1–14, 2–12, 4–9, 4-16, 6–13, 7–19, 7–23, 10–16, 10–23, 11–23, 13–20, 14–18, 15–17, 17–22, e o recondutoramento dos circuitos 1–21, 2–21 e 6–22; o circuito 8–22 foi desativado. Observa-se que a maior parte da GD está instalada no setor da subestação localizada no nó 23 (esse trecho possui a maior demanda).

4.2.1.6 Caso III modificado: Investimento em subestações, circuitos e GD renovável/não renovável sem considerar a curva de capabilidade dos geradores

A modelagem da GD apresentada na seção 3.1.2 é usada de modo simplificado considerando apenas as restrições (48) e (49) para o gerador despachável, a (57) e (58) para o gerador eólico, e (60) e (61) para o gerador fotovoltaico; essas restrições limitam a injeção de potência ativa e reativa, respectivamente. Nestas condições a solução encontrada apresenta um custo de US$ 209.276.200,00 e um total de 1017,90 kTon de emissões de CO_2. A **Figura 16** mostra a topologia proposta da rede e a **Tabela 13** exibe os detalhes dos custos de investimento e operação.

Figura 16 – Topologia do sistema de 24 nós para o Caso III modificado estático



Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 13 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós Caso III modificado estático

Custos de investimento (kUS$)	
Subestações	2250,00
Circuitos	1267,88
Geração eólica	3600,00
Geração fotovoltaica	2000,00
Geração a gás	1900,00
Custos de operação (kUS$)	
Energia na subestação	154351,25
Operação e manutenção da geração eólica	943,79
Operação e manutenção da geração fotovoltaica	114,99
Operação e manutenção da geração a gás	2132,28
Emissões de CO_2	40716,01
Custo total	**209276,20**

Fonte: Elaborado pela própria autora.

O plano de investimento obtido a construção da subestação na barra 23; a instalação de duas turbinas a gás nas barras 3 e 14; a instalação de duas turbinas eólicas nas barras 9 e 16; a alocação de vinte módulos fotovoltaicos, de modo que dez serão instalados na barra 13, cinco na barra 14, dois na barra 15 e três na barra 19; a construção dos circuitos 1–14, 2–12, 3–23, 4–

9, 4–16, 6–13, 7–19, 7–23, 10–23, 11–23, 13–20, 14–18, 15–17 e 17–22, e o recondutoramento dos circuitos 1–21 e 6–22, e os circuitos 2–3 e 7–8 foram desligados. As simplificações realizadas na modelagem da GD, relaxando as restrições associadas a curva de capabilidade trouxe mudanças no plano de investimento. Enquanto no Caso III foram instalados dez módulos fotovoltaicos, neste caso foram alocados vinte. A topologia da rede também foi modificada como pode ser observado comparando as **Figuras 15** e **16**. A solução deste caso obteve um custo menor, em comparação ao Caso III original com uma redução na função objetivo de aproximadamente 1.24%.

4.2.2.7 Análise dos resultados

Na **Tabela 14** apresentam-se um resumo dos principais resultados obtidos para os Casos (I)-(III) e na **Tabela 15** mostram-se o custo total e a quantidade de emissões de cada um dos casos. Todos os casos apresentados nesta seção propõem investimentos em circuitos e subestações. A diferença entre um teste do outro são os investimentos em GD. O Caso I considerava investimentos em GD não renovável, enquanto o Caso II investiu em GD renovável; finalmente, o Caso III considera investimentos em GD renovável e não renovável.

Tabela 14 – Resumos dos resultados para o sistema de 24 nós caso estático

Custos de investimento (kUS$)			
Caso	**I**	**II**	**III**
Subestação	5250,00	5250,00	3300,00
Circuito	1198,75	1160,25	1302,00
Gerador eólico	—	3600,00	3600,00
Gerador fotovoltaico	—	1000,00	1000,00
Gerador a gás	1900,00	—	1900,00
Custos de operação (kUS$)			
Energia na subestação	166332,47	182380,40	156522,93
Operação e manutenção da GD	2130,96	990,47	3124,92
Emissões de CO_2	43225,16	40985,70	41163,85

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 15 – Custo total, emissões de CO_2 e tempo computacional para o sistema de 24 nós caso estático

Caso	**I**	**II**	**III**
Custo total (kUS$)	220037,34	233366,82	211913,70
Emissões de CO_2 (kton)	1080, 6290	1024,6425	1029,100
Tempo computacional (s)	683,27	2699,86	23477,05

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Comparando os resultados do Caso III com os demais, observa-se que embora o custo de investimento seja maior no Caso III, a instalação de diferentes tecnologias de GD teve um impacto positivo no custo operacional do sistema, contribuindo para uma redução no custo total do sistema de aproximadamente 3,69% em relação ao Caso I e de 9,19% em relação ao Caso II. Essa diferença entre o Caso III com os outros casos se deve principalmente ao custo da energia na subestação (menor no Caso III). Este caso, por possuir a maior capacidade instalada de GD, evitou o investimento na construção da subestação no nó 24.

O custo de operação da subestação representa a maior parcela da função objetivo para os três casos, sendo que para os Casos I, II e III esse custo representa aproximadamente 75,59%, 75,15 % e 73,86% da função objetivo, respectivamente. Esse custo da energia na subestação está diretamente relacionado com a potência fornecida pela mesma. A **Figura 20** apresenta a potência fornecida pela subestação em cada cenário para os três casos. Nota-se que o Caso I possui apenas cenários relacionados à demanda, pois não há geração renovável, contando assim com 8 cenários (2 blocos de tempo x 2 sub-blocos x 2 fatores de demanda). Enquanto os Casos II e III, que consideram geração renovável, contam com 32 cenários (2 blocos de tempo x 2 sub-blocos x 2 fatores de demanda x 2 fatores de velocidade do vento x 2 fatores de irradiação solar). Nesta figura observa-se que a potência fornecida pela subestação é maior para o Caso II, com um valor esperado de potência de 27375,9 kW, seguido pelo Caso I com 24967,46 kW, e por último o Caso III com 23495,16 kW.

Em consequência do maior fornecimento de potência ativa pela subestação, o Caso II apresentou o valor mais alto da função objetivo, isso se deve principalmente a um incremento nos custo de energia nas subestações em relação aos outros casos. Isso ocorreu em consequência ao comportamento intermitente dessas fontes, de modo que as subestações precisaram fornecer mais energia que no Caso I e III, em que o sistema contava com GD despachável. Em contrapartida, o Caso II apresentou a menor quantidade de emissões de CO_2, com uma redução de aproximadamente 5,18% em relação ao Caso I e de 0,4331% em comparação ao Caso III.

Por fim, do ponto de vista econômico, o Caso I teve melhores resultados que o Caso II; porém, o primeiro, que considerou investimentos apenas em GD despachável, apresentou maiores emissões de CO_2 em comparação com os outros casos.

Também foram realizados testes simplificando a modelagem da GD, relaxando as restrições associadas as curvas de capabilidade do GS, GIDA e do inversor fotovoltaico. A **Tabela 16** apresenta as principais diferenças no plano de expansão entre os casos originais que consideram as curvas de capabilidade e os casos modificados que fazem a simplificação no modelo da GD. Conclui-se que a simplificação na modelagem da GD tem um impacto

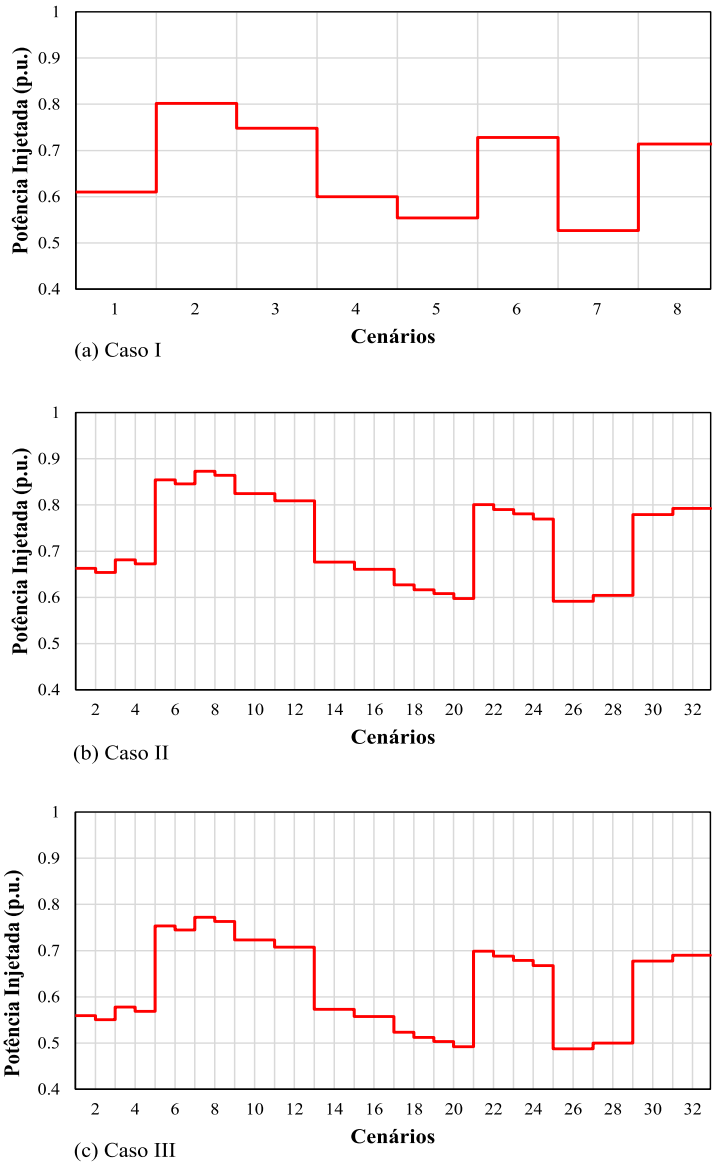
considerável nos planos de investimentos, já que para todos os casos testados houve diferenças entre um plano e outro como destaca a **Tabela 16**. Isto quer dizer que os planos de expansão obtidos desconsiderando as restrições de capacidade obtiveram reduções na função objetivo ao permitir a operação das unidades de GD além desses limites técnicos. Em consequência, essas restrições devem ser incorporadas na formulação para que as condições de operação da GD sejam atendidas e o sistema opere de modo factível.

Tabela 16 – Principais diferenças entre os planos de expansão

Casos	**Principais diferenças no plano de expansão**	
Caso I	Original - Construção das subestações nas barras 23 e 24; - Instalação de duas turbinas a gás nas barras 3 e 9. - Função objetivo de US$ 220.037.340,00.	Modificado - Aumento da capacidade da subestação na barra 21 e construção da subestação 23; - Instalação de duas turbinas a gás nas barras 11 e 14. - Função objetivo de US$ 219.965.140,00.
Caso II	Original - Instalação de dez módulos fotovoltaicos. - Função objetivo de US$ 235.366.820,00.	Modificado - Instalação de vinte módulos fotovoltaicos. - Função objetivo de US$ 234.297.330,00
Caso III	Original - Instalação de dez módulos fotovoltaicos. - Aumento da capacidade da subestação instalada no nó 21 e construção da subestação 23; - Função objetivo de US$ 211.913.700,00.	Modificado - Instalação de vinte módulos fotovoltaicos. - Construção da subestação 23; - Função objetivo de US$ 209.276.200,00.

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Figura 17 – Potência injetada pelas subestações para o sistema de 24 nós



Fonte: Elaborado pela própria autora.

4.2.2 Sistema de 54 nós

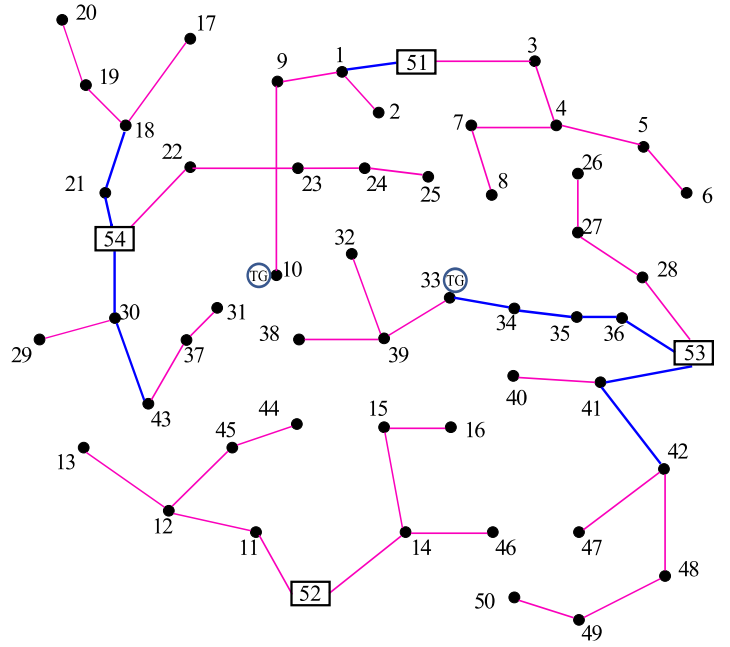
Nesta seção serão apresentados os resultados numéricos fornecidos pelo modelo de planejamento estático nas simulações com o sistema teste de 54 nós. As informações detalhadas deste sistema encontram-se no Anexo B2.

4.2.2.1 Caso I: Investimento em subestações, circuitos e GD não renovável

Neste teste, foi estabelecido que em todo o sistema só podem ser instalados no máximo dois geradores a gás. Este plano de investimento determina a construção das subestações nos nós 53 e 54, além do aumento da capacidade da subestação localizada no nó 51. Além disso, o

plano prevê a instalação de duas turbinas a gás, nas barras 10 e 33. Não foram construídos os circuitos 6–28, 8–25, 8–27, 9–17, 9–22, 10–31, 13–43, 16–40, 38–44 e 46–47, enquanto o circuito 8–33 foi desligado. A **Figura 18** ilustra a topologia obtida e a **Tabela 17** mostra os principais resultados do planejamento. Neste teste, a solução encontrada foi de US$ 440.262.540,00, emitindo 2090,120 kTon de CO_2.

Figura 18 – Topologia do sistema de 54 nós para o Caso I



Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 17 – Custos de investimento e operação para o sistema de 54 nós caso I

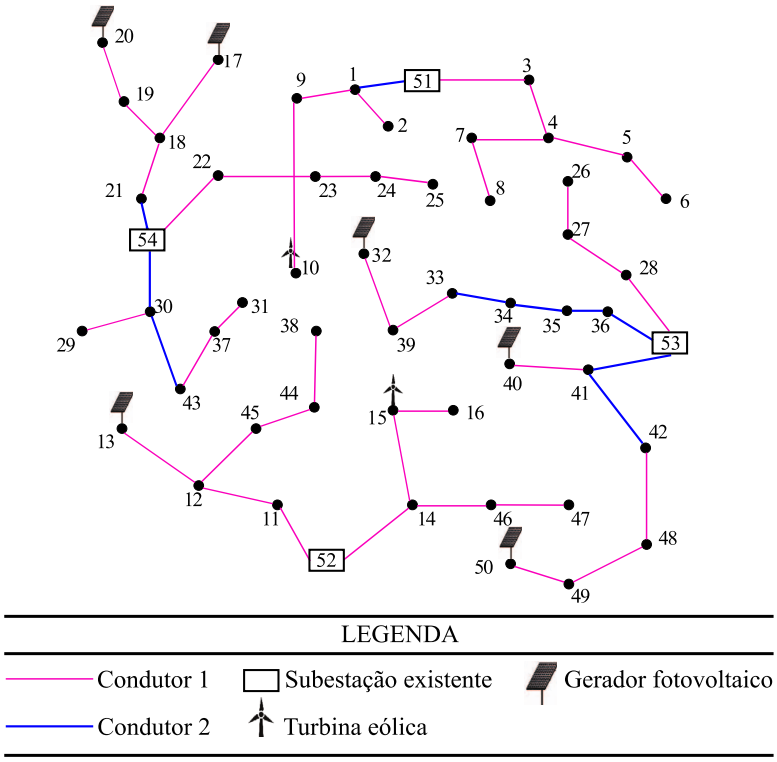
Custos de investimento (kUS$)	
Subestações	7500,00
Circuitos	1616,10
Geração a gás	1900,00
Custos de operação (kUS$)	
Energia na subestação	343242,09
Operação e manutenção da geração a gás	2399,51
Emissões de CO_2	83604,84
Custo total	**440262,54**

Fonte: Elaborado pela própria autora.

4.2.2.2 Caso II: Investimento em subestações, circuitos e GD renovável

Neste caso foi estabelecido que em todo o sistema só podem ser instalados no máximo dois geradores eólicos e vinte geradores fotovoltaicos. Nestas condições a solução encontrada tem um custo de US$ 457.488.650,00 e um total de 2027,450 kTon de emissões de CO_2. A **Figura 22** ilustra o plano de expansão proposto e a **Tabela 18** apresenta cada um dos custos associados a esta proposta.

Figura 19 – Topologia do sistema de 54 nós para o Caso II



Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 18 – Custos de investimento e operação para o sistema de 54 nós caso II

Custos de investimento (kUS$)	
Subestações	7500,00
Circuitos	1605,21
Geração eólica	3600,00
Geração fotovoltaica	1200,00
Custos de operação (kUS$)	
Energia na subestação	361373,68
Operação e manutenção da geração eólica	1052,93
Operação e manutenção da geração fotovoltaica	58,64
Emissões de CO_2	81098,19
Custo total	**457488,65**

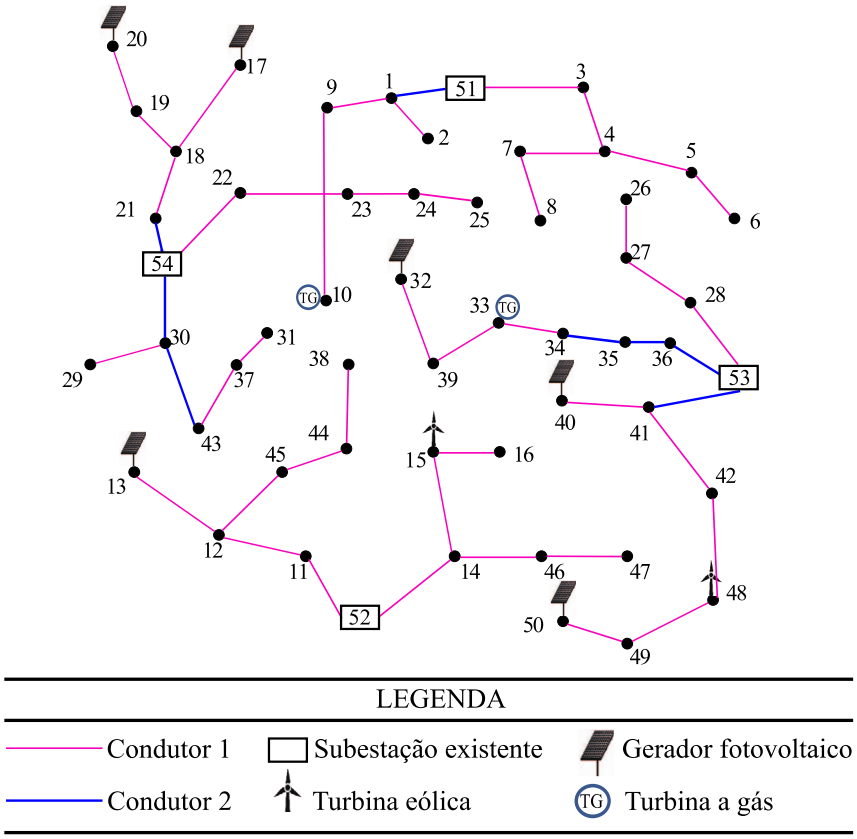
Fonte: Elaborado pela própria autora.

O plano de expansão propõe a construção das subestações nas barras 53 e 54, e o aumento da capacidade da subestação localizada na barra 51. A instalação de doze módulos fotovoltaicos nas barras 13, 17, 20, 32, 40 e 50, sendo instalados dois módulos em cada barra. Além disso, a proposta determina a alocação de duas turbinas eólicas, nas barras 10 e 15. Para este caso não foram construídos os circuitos 6–28, 8–25, 8–27, 9–17, 9–22, 10–31, 13–43, 16–40, 38–39 e 42–47; o circuito 8–33 foi desativado.

4.2.2.3 Caso III: Investimento em subestações, circuitos e GD renovável/não renovável

Neste teste especificou-se que em todo o sistema podem ser instalados no máximo dois geradores eólicos, dois geradores a gás e vinte geradores fotovoltaicos. Nestas condições, o plano de investimento contempla a construção das subestações nos nós 53 e 54, além do repotenciamento da subestação localizada na barra 51. Foram instalados dois geradores eólicos nas barras 15 e 48 e duas turbinas a gás nas barras 10 e 33. Também foram instalados dez geradores fotovoltaicos, nas barras 13, 17, 20, 32, 40 e 50, sendo instalados dois módulos em cada barra. Os circuitos 6–28, 8–25, 8–27, 9–17, 9–22, 10–31, 13–43, 16–40, 38–39 e 42–47 não foram construídos; o circuito 8–33 foi desligado. A **Figura 20** ilustra o plano de expansão proposto e a **Tabela 19** mostra os principais resultados do planejamento. A solução encontrada tem um custo de US$ 431.521.990,00 com 2026,260 kTon de emissões de CO_2.

Figura 20 – Topologia do sistema de 54 nós para o Caso III



Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 19 – Custos de investimento e operação para o sistema de 54 nós caso III

Custos de investimento (KUS$)	
Subestações	7500,00
Circuitos	1593,97
Geração eólica	3600,00
Geração fotovoltaica	1200,00
Geração a gás	1900,00
Custos de operação (kUS$)	
Energia na subestação	331166,53
Operação e manutenção da geração eólica	1052,93
Operação e manutenção da geração fotovoltaica	58,64
Operação e manutenção da geração a gás	2399,51
Emissões de CO_2	81050,41
Custo total	**431521,99**

Fonte: Elaborado pela própria autora.

4.2.2.4 Análise dos resultados

O modelo de planejamento estático foi simulado utilizando o sistema de 54 barras para três casos: Considerando instalação de geração despachável (Caso I), considerando instalação de geradores eólicos e fotovoltaicos (Caso II) e considerando todas as tecnologias de GD citadas (Caso III). Para os três casos foram considerados investimentos em subestações e circuitos. A **Tabela 20** apresenta os custos detalhados de investimento e os custos da operação do sistema e a **Tabela 21** mostra o custo total do sistema e o valor esperado das emissões.

Tabela 20 – Resumos dos resultados para o sistema de 54 nós

Custos de investimento (kUS$)			
Caso	**I**	**II**	**III**
Subestação	7500,00	7500,00	7500,00
Circuito	1616,10	1605,21	1593,97
Gerador eólico	—	3600,00	3600,00
Gerador fotovoltaico	—	1200,00	1200,00
Gerador a gás	1900,00	—	1900,00
Custos de operação (kUS$)			
Energia na subestação	343242,09	361373,68	331166,53
Operação e manutenção da GD	2399,51	1111,57	3511,08
Emissões de CO_2	83604,84	81098,19	81050,41

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 21 – Custo total, emissões de CO_2 e tempo computacional para o sistema de 54 nós

Caso	**I**	**II**	**III**
Custo total (kUS$)	440262,54	457488,65	431521,99
Emissões de CO_2 (kton)	2090,120	2027,450	2026,260
Tempo computacional (s)	446,95	2140,69	6339,35

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Comparando os resultados dos Casos I–III observa-se que o teste que considerou GD renovável e não renovável (Caso III) obteve um custo menor, e ainda contribuiu para um sistema com a menor quantidade de emissões de CO_2. O Caso III apresentou uma redução na função objetivo de aproximadamente 1,99% em comparação ao Caso I, e de 5,68 % em relação ao Caso II. O Caso II possui a função objetivo de maior valor, isso ocorre devido o investimento apenas em GD renovável, e como esse tipo de geração possui um comportamento intermitente, para atender a demanda é necessário que a subestação forneça mais energia que os outros casos que contam com outro tipo de geração além das renováveis. Portanto, o custo de operação da subestação foi mais alto no Caso II, com uma diferença de aproximadamente 5,02% em

comparação ao Caso I, e de 8,36% em relação ao Caso III. Por fim, nota-se que os casos que consideram a GD renovável tiveram melhores resultados em relação as emissões, de modo que o Caso II reduziu as emissões em 3,00% se comparado ao Caso I, e o Caso III reduziu em aproximadamente 3,06% em relação ao Caso I que não considera GD renovável.

4.3 TESTES REALIZADOS PARA O PLANEJAMENTO MULTI-PERÍODO

Nesta seção apresentam-se os testes e resultados considerando o planejamento multi-período. Para comprovar a eficiência do modelo proposto a abordagem multi-período foi testada no sistema de 24 nós. O horizonte de planejamento é dividido em três períodos de cinco anos. Foram realizadas simulações para os seguintes casos:

Caso I: Modelos estocástico com investimentos em subestações, circuitos e GD não renovável. Como não há geração renovável neste caso, apenas os cenários de demanda são considerados.

Caso II: Investimentos em subestações, circuitos, geração eólica e fotovoltaica. Neste caso são considerados todos os 32 cenários relacionados à demanda, irradiação solar e velocidade do vento.

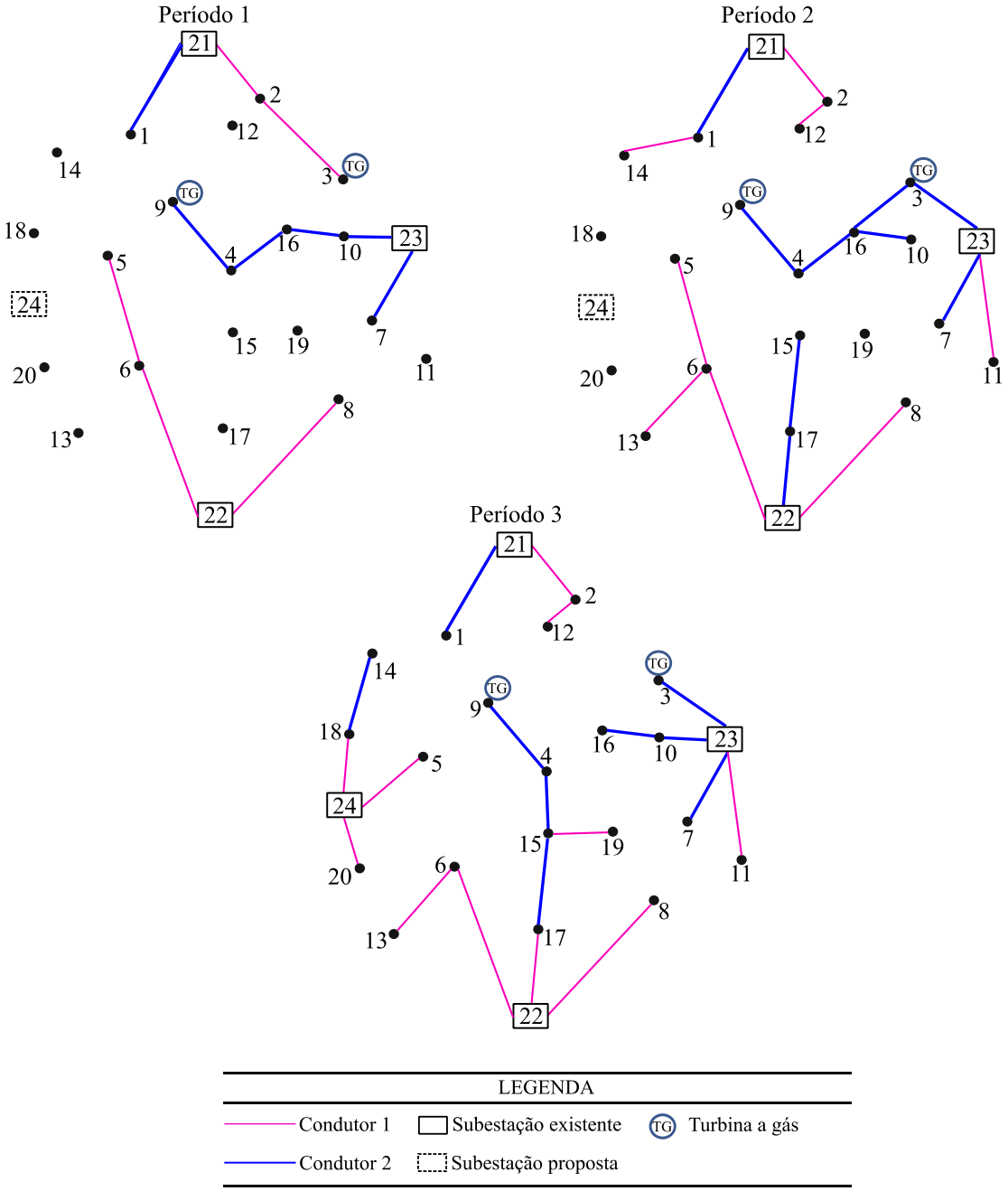
Caso III: Investimentos em todas as alternativas de expansão disponíveis neste trabalho, subestações, circuitos e geração distribuída renovável/não renovável. Como no caso III, os 32 cenários apresentados na seção 4.1.4 são considerados.

4.3.1 Caso I: Investimentos em GD não renovável

Neste caso consideram-se as incertezas relacionadas a demanda; em todo o sistema podem ser instalados no máximo duas turbinas a gás. Nestas condições, a solução encontrada tem um custo de US$ 122.200.330,00 contribuindo com 631,1325 kTon de emissões de CO_2. O plano de expansão determina as seguintes ações: O plano de investimento determina as seguintes ações de expansão para cada período: **(1)** Primeiro período: Na primeira etapa o plano prevê a a instalação de duas turbinas a gás nas barras 3 e 9; a construção dos circuitos 4–9, 4–16, 7–23, 10–16, 10–23 com condutor do tipo 2 e o circuito 7–8 foi desligado. **(2)** Segundo período: Nesta etapa são construídas as linhas 1–14, 2–12, 6–13 e 11–23 com o condutor do tipo 1, e os circuitos 15–17 e 17–22 foram construídos com o condutor do tipo 2; e o circuito 1–21 foi recondutorado. **(3)** Terceiro período: Nesta etapa é proposta a construção da subestação no nó

24, a construção dos circuitos 5–24, 15–19, 18–24 e 20–24 com condutor do tipo 1, e dos ramos 4–15 e 14–18 com o condutor do tipo 2; o circuito 5–6 foi desativado. A **Figura 21** ilustra o plano de expansão proposto e a **Tabela 26** mostra os custos de investimento e operação em valor presente.

Figura 21 – Topologia do sistema de 24 nós para o Caso I multi-período



Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 22 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós Caso I multi-período

Custos de investimento (kUS$)	
Subestações	3406,63
Circuitos	1034,24
Geração a gás	1900,00
Custos de operação (kUS$)	
Energia na subestação	88693,46
Operação e manutenção da geração a gás	1920,70
Emissões de CO_2	25245,30
Custo total	**122200,33**

Fonte: Elaborado pela própria autora.

4.3.2 Caso II: Investimentos em GD renovável

Para este caso são considerados os cenários relacionados à demanda e geração renovável, incorporando o comportamento estocástico da demanda, velocidade do vento e irradiação solar. Neste teste foi estabelecido que em todo o sistema só podem ser instalados no máximo dois geradores eólicos e vinte geradores fotovoltaicos.

O plano de expansão determina as seguintes ações: **(1)** Primeiro período: Prevê a instalação de dois geradores eólicos nas barras 8 e 9; a alocação de quatro módulos fotovoltaicos, dois na barra 7, e dois na barra 15; a construção dos circuitos 4–9, 4–15, 4–16, 10–16, 15–17 com condutor do tipo 1 e o circuito 17–22 com o condutor do tipo 2, e a troca de condutor do ramo 1–21. **(2)** Segundo período: O plano de expansão determina a construção da subestação no nó 23; a instalação de dois módulos fotovoltaicos nos nós 13 e 14; a construção das linhas 1–14, 2–12 e 6–13 com o condutor do tipo 1, das linhas 3–23, 10–23 e 11–23 com o condutor do tipo 2; o circuito 2–3 foi desligado. **(3)** Terceiro período: É proposta a construção da subestação no nó 24, a instalação de quatro módulos fotovoltaicos, um na barra 7 e três na barra 19; a construção dos circuitos 1–9, 5–24, 7–19, 7–23 e 14–18 com o condutor do tipo 1, e dos ramos 18–24 e 20–24 com o condutor do tipo 2; os circuitos 5–6 e 7–8 foram desativados.

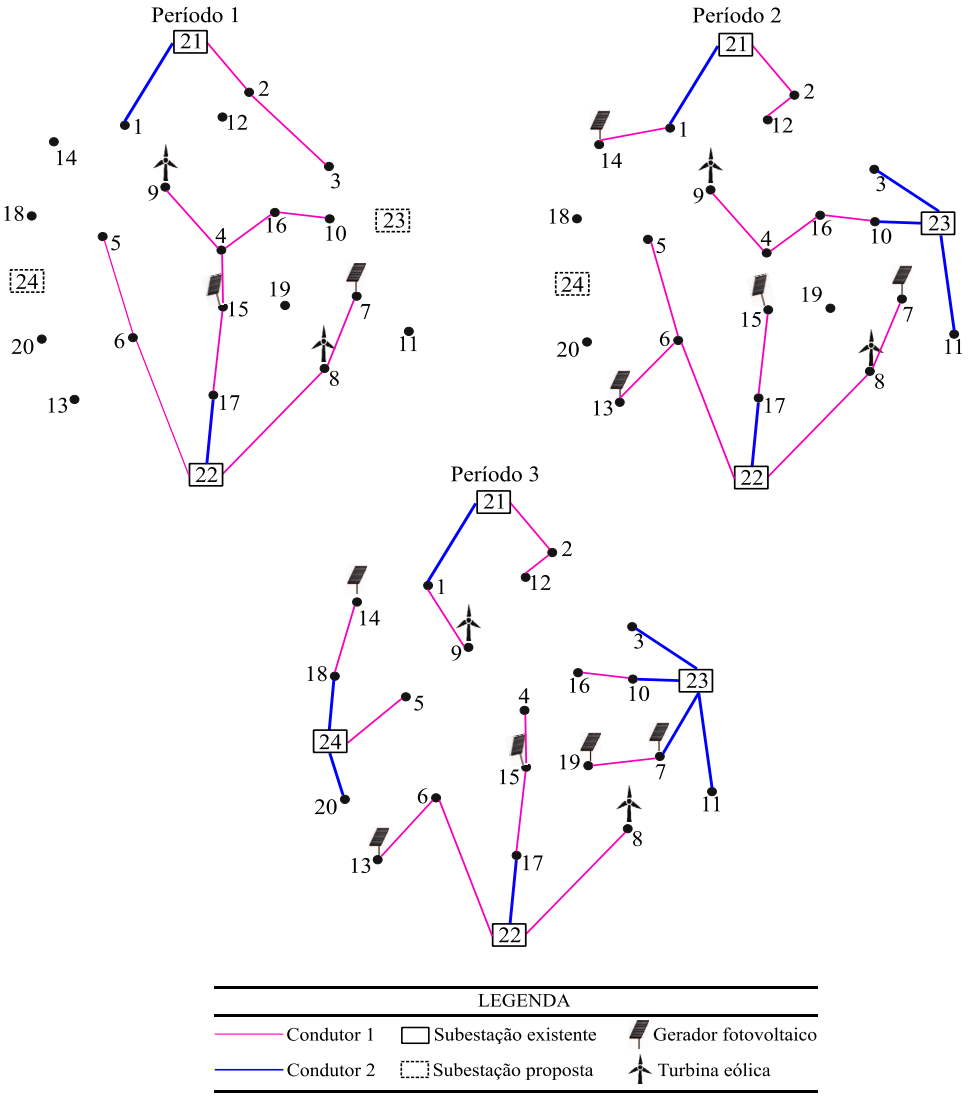
A **Tabela 23** mostra os custos de investimento e operação em valor presente e a **Figura 22** ilustra o plano de expansão proposto. A solução encontrada tem um custo de US$ 135.211.710,00 contribuindo com 581,30 kTon de emissões de CO_2.

Tabela 23 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós Caso II multi-período

Custos de investimento (kUS$)	
Subestações	2553,70
Circuitos	898,34
Geração eólica	3600,00
Geração fotovoltaica	678,40
Custos de operação (kUS$)	
Energia na subestação	103276,66
Operação e manutenção da geração eólica	924,73
Operação e manutenção da geração fotovoltaica	27,66
Emissões de CO_2	23252,22
Custo total	**135211,71**

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Figura 22 – Topologia do sistema de 24 nós para o Caso II multi-período



Fonte: Elaborado pela própria autora.

4.3.3 Caso III: Investimentos em GD renovável e não renovável

Este é o caso mais complexo já que além de contar com os cenários relacionados à demanda e geração renovável, também é o caso que possui o maior número de variáveis de decisão. A **Tabela 24** mostra um resumo dos resultados do planejamento e a **Figura 23** ilustra o plano de expansão proposto. Por fim, a solução encontrada para este caso apresenta um custo de US$ 118.146.550,00 e um total de 588,112 kTon de emissões de CO_2.

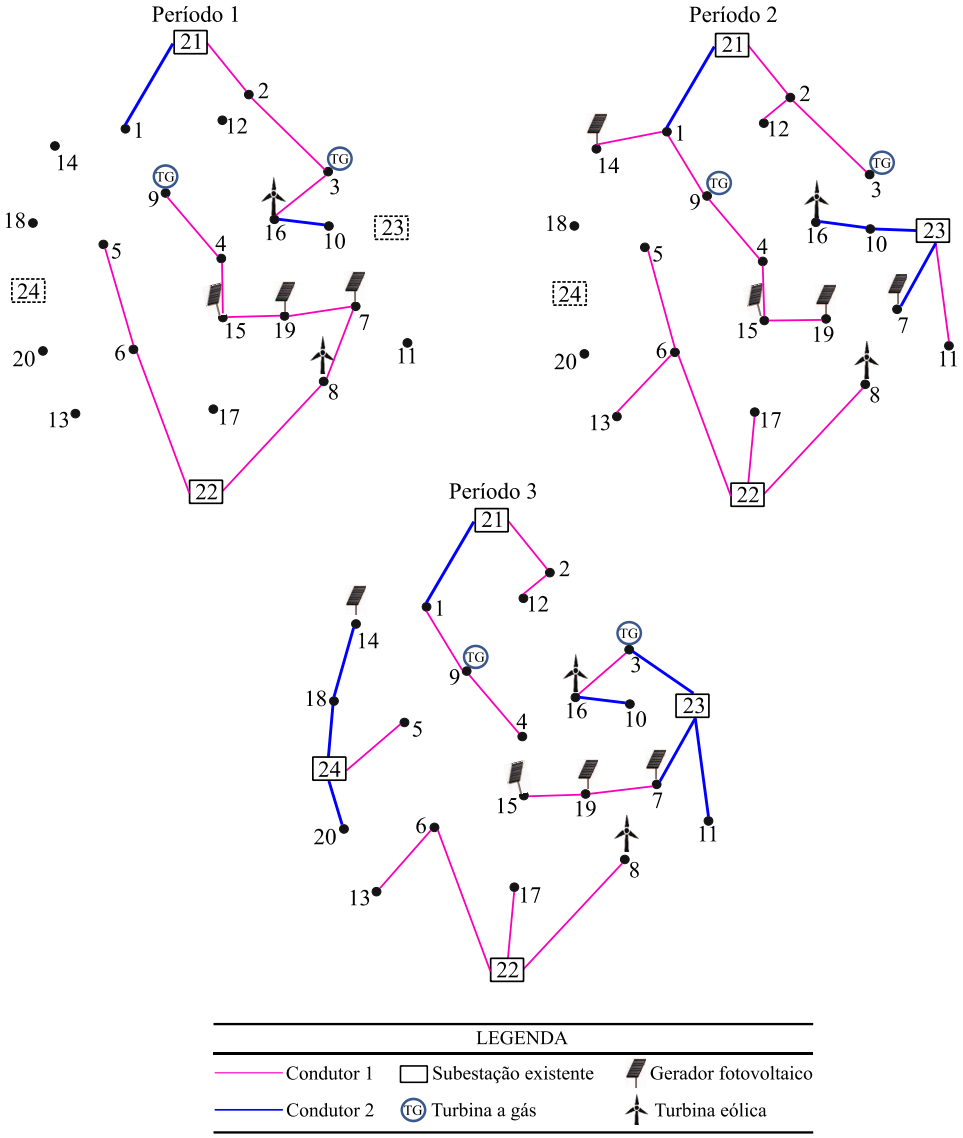
Tabela 24 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós Caso III multi-período

Custos de investimento (kUS$)	
Subestações	2553,70
Circuitos	914,74
Geração eólica	3600,00
Geração fotovoltaica	624,18
Geração a gás	1900,00
Custos de operação (kUS$)	
Energia na subestação	82473,25
Operação e manutenção da geração eólica	759,21
Operação e manutenção da geração fotovoltaica	29,29
Operação e manutenção da geração a gás	1767,70
Emissões de CO_2	23524,48
Custo total	**118146,55**

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Neste teste o plano de expansão determina os seguintes investimentos para cada período: **(1)** Primeiro período: Instalação de dois geradores eólicos nas barras 8 e 16; alocação de dois geradores a gás nas barras 3 e 9; instalação de cinco módulos fotovoltaicos, dois na barra 7, dois na barra 15 e um na barra 19; a construção dos circuitos 3–16, 4–9, 4–15, 7–19 e 15–19 com condutor do tipo 1 e o circuito 10–16 com o condutor do tipo 2, e o recondutoramento do circuito 1–21. **(2)** Segundo período: Construção da subestação no nó 23; a instalação de dois módulos fotovoltaicos nas barra 14 e 19; a construção dos circuitos 1–9, 1–14, 2–12, 6–13, 11–23 e 17–22 com o condutor do tipo 1, das linhas 7–23, e 10–23 com o condutor do tipo 2; o circuito 7–8 foi desligado. **(3)** Terceiro período: Construção da subestação no nó 24; a construção do circuito 5–24 com o condutor do tipo 1, e dos ramos 3–23, 14–18, e 20–24 com o condutor do tipo 2; os circuitos 5–6 e 7–8 foram desativados.

Figura 23 – Topologia do sistema de 24 nós para o Caso III multi-período



Fonte: Elaborado pela própria autora

4.3.4 Análise dos resultados

O sistema teste de 24 nós foi aplicado na avaliação de três planos de investimento: **(1)** Investimento em GD não renovável; **(2)** Investimento em GD renovável e **(3)** Investimento em GD renovável/não renovável. Esses casos foram avaliados considerando a otimização de subestações e circuitos. A **Tabela 25** apresenta os custos de investimento e operação em valor presente e a **Tabela 26** mostra o custo total e o valor esperado das emissões para cada caso.

Tabela 25 – Resumos dos resultados para o sistema de 24 nós planejamento multi-período

Custos de investimento (kUS$)			
Caso	**I**	**II**	**III**
Subestação	3406,63	2553,70	2553,70
Circuito	1034,24	898,34	914,74
Gerador eólico	—	3600,00	3600,00
Gerador fotovoltaico	—	678,40	624,18
Gerador a gás	1900,00	—	1900,00
Custos de operação (kUS$)			
Energia na subestação	88693,46	103276,66	82473,25
Operação e manutenção da GD	1920,70	952,39	2556,20
Emissões de CO_2	25245,30	23252,22	23524,48

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 26 – Custo total, emissões de CO_2 e tempo computacional para o sistema de 24 nós caso multi-período

Caso	**I**	**II**	**III**
Custo total (kUS$)	122200,33	135211,71	118146,55
Emissões de CO_2 (kton)	631,13	581,30	588,11
Tempo computacional (s)	465018.23	600014.52	600032.91

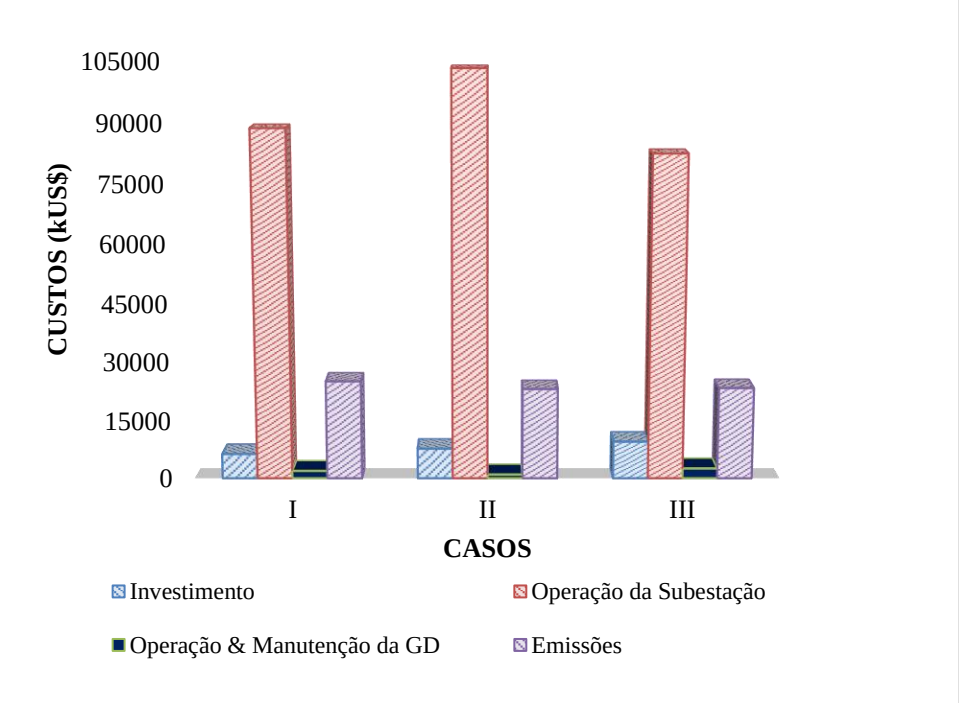
Fonte: Elaborado pela própria autora.

Comparando os casos apresentados, observa-se que o Caso III apresentou a menor função objetivo. Este caso, apesar de possuir o maior custo de investimento, obteve o menor custo de energia na subestação, sendo que esse custo tem o maior impacto na função objetivo nos três casos. A função objetivo do Caso III é aproximadamente 3,31% menor que aquela no Caso II e 12,62% menor que aquela no Caso II.

O Caso II, que investiu em GD renovável, apresentou o maior custo em relação aos demais casos. Por outro lado, foi neste caso que houve a maior contribuição na redução das emissões de CO_2, sendo que neste teste as emissões apresentaram uma redução de 7,89% em comparação com o Caso I e de 1,15% em relação ao Caso III.

O Caso I que realiza investimentos em GD não renovável apresentou o menor custo de investimento com uma diferença considerável em relação aos outros casos que consideram investimentos em GD renovável. Este caso apresenta uma redução nos custos de investimento e aproximadamente 42,55 % em relação ao Caso II, e de 53,70% em comparação ao Caso III. Por outro lado, este caso obteve a maior quantidade de emissões de CO_2. A **Figura 24** mostra a participação de cada um dos custos no valor final da função objetivo, evidenciando o impacto do custo de energia na subestação no custo total do sistema.

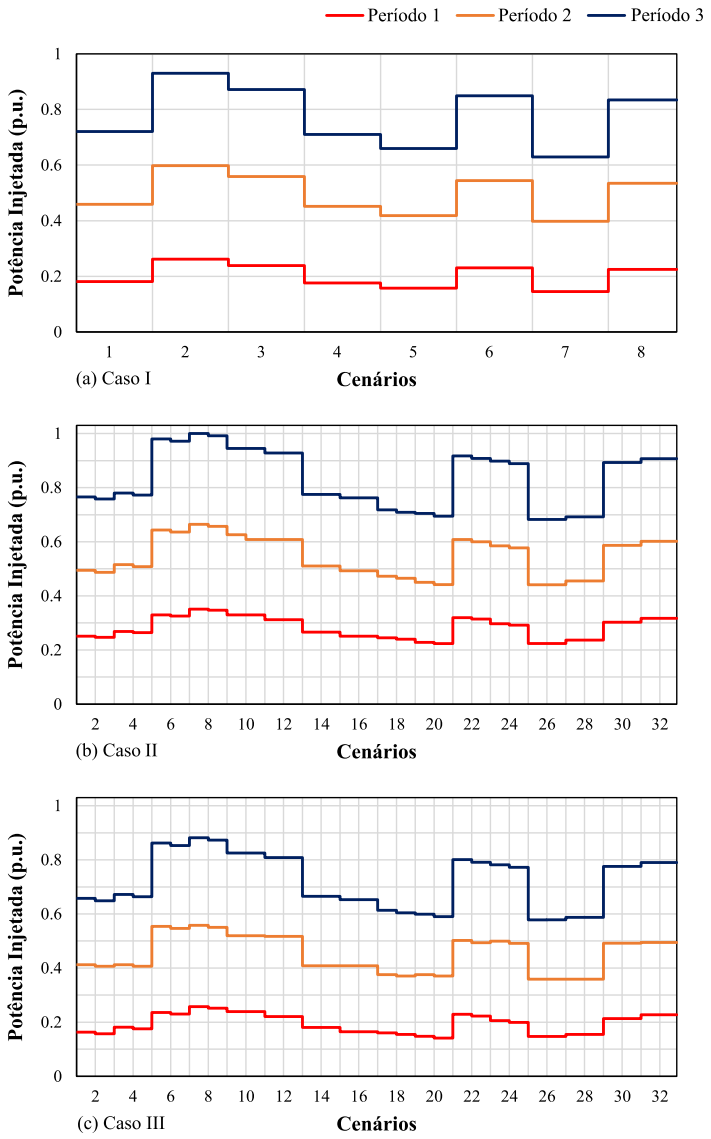
Figura 24 –Custos de investimento e operação na composição função objetivo



Fonte: Elaborado pela própria autora.

A **Figura 25** mostra o perfil de potência ativa injetada pelas subestações em cada cenário, para os três casos. Observa-se que o Caso II que obteve o maior custo, é o caso que houve a maior potência fornecida pela subestação, esse incremento de potência fornecida pela subestação se deve ao fato de que a demanda neste caso além da subestação é suprida por geradores renováveis que possuem um comportamento intermitente, como por exemplo os geradores fotovoltaicos que no período noturno não fornecem energia, desse modo para atender a demanda é necessário contar ainda mais com o suprimento da subestação do que em comparação com os outros casos que possuem geradores despacháveis. Na **Tabela 32** mostra-se o valor esperado da potência injetada pela subestação para cada um dos casos.

Figura 25 – Potência ativa injetada pelas subestações para o sistema de 24 nós multi-período



Fonte: Elaborado pela própria autora.

Por fim, conclui-se que o investimento em tecnologias renováveis em conjunto com as despacháveis (Caso III) apresentou melhores resultados do ponto de vista econômico mesmo com o alto investimento na geração renovável. Além da vantagem econômica a instalação de geradores renováveis trouxe benefícios ambientais promovendo um sistema com menores emissões de CO_2 que o teste que não realizou investimento nestas tecnologias (Caso I).

Estes mesmos testes foram realizados na seção 4.2.2.4, mas para um planejamento estático que considera os dados de demanda do último período de planejamento. Pode-se dizer que a conclusão das duas analises são similares, porém, a abordagem multi-período apresentou custos bem inferiores ao do planejamento estático como se pode observar na **Figura 26**, isso

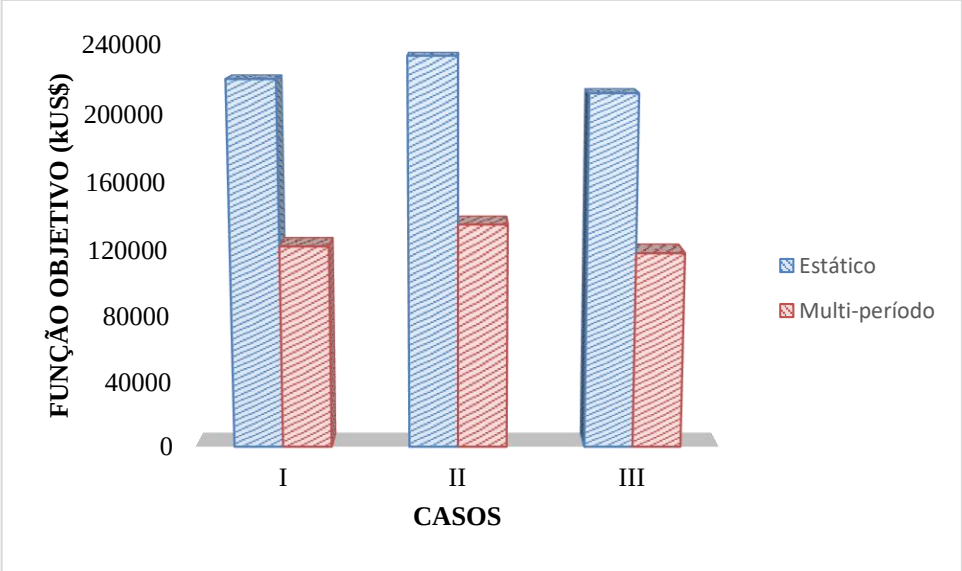
ocorre pois o planejamento estático propõe as ações de expansão com base nos dados de demanda do último período, enquanto a abordagem multi-período realiza os investimentos de forma gradual, de acordo com a necessidade do período.

Tabela 27 – Valor esperado da potência injetada pelas subestações

Caso I	
Período	Valor esperado da potência injetada (kW)
1	6673,63
2	16362,30
3	25625,54
Caso II	
Período	Valor esperado da potência injetada (kW
1	9317,90
2	18000,47
3	27489,51
Caso III	
Período	Valor esperado da potência injetada (kW
1	6416,31
2	15389,41
3	23774,89

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Figura 26 – Função objetivo do sistema de 24 para abordagens estático/multi-período



Fonte: Elaborado pela própria autora

5 CONCLUSÕES E TRABALHO FUTUROS

Nesta Dissertação foi apresentado um modelo de PLIM para resolver o problema de PSDEE multi-período considerando a alocação de unidades de GD baseadas em recursos renováveis (eólica e fotovoltaica) e não renováveis (turbina a gás). As incertezas da geração renovável (associadas à irradiação solar e velocidade do vento) e demanda foram consideradas no modelo, sendo representadas por meio de cenários.

Para o tratamento das incertezas foi utilizada a Programação Estocástica de dois estágios, de modo que no primeiro estágio foram definidas as ações de investimento, enquanto no segundo estágio foi calculado o custo esperado operacional do sistema. Para geração dos cenários foram utilizados dados hora a hora de demanda, irradiação solar e velocidade do vento. Para tornar o problema passível de solução foi utilizado o método *k-means* que realizou a redução de cenários. Aspectos ambientais também foram considerados, adicionando na função objetivo do modelo um custo associado às emissões de CO_2 relacionadas a geração.

O modelo foi analisado sob a perspectiva de um planejamento estático e multi-período. A operação das unidades de geração distribuída foi representada limitando a potência ativa/reativa que pode ser injetada segundo as curvas de capabilidade e restrições de fator de potência. Na literatura especializada, frequentemente a modelagem da GD é realizada de modo simplificado, em que os modelos relacionados à GD se limitam às restrições baseadas no fator de potência. Desse modo, foram realizadas simulações para o planejamento estático tendo em vista duas abordagens. Na primeira, o modelo da GD inclui restrições associadas as curvas de capabilidade dos geradores (GS e GIDA) e inversor fotovoltaico. Já na segunda abordagem são realizadas simplificações considerando apenas restrições baseadas no fator de potência e em limites de injeção de potência ativa. Os resultados demonstram que simplificar a modelagem da GD pode não ser adequado visto que a inclusão de restrições relacionadas à curva de capabilidade podem influenciar significativamente o plano de expansão previsto.

Para todas as simulações realizadas, foram considerados investimentos relacionados às subestações e circuitos, o que difere um teste do outro, é quanto ao tipo de tecnologia de GD utilizado na otimização do problema. Sendo assim, foram realizados três testes, no primeiro há investimento em geradores despacháveis, no segundo se investe em dois tipos de tecnologia de geração renovável, a eólica e a fotovoltaica, e finalmente na terceira simulação são realizados investimentos simultâneos nos três tipos de geradores. Os resultados demonstraram que quando se consideram apenas geradores renováveis para suprir a demanda em conjunto com as

subestações, há um incremento na potência fornecida pelas subestações em comparação aos outros casos, que contam com GD despachável, isso ocorre devido ao comportamento intermitente da geração renovável. Este problema poderia ser amenizado se houvesse a instalação de sistemas de armazenamento de energia. Entre os casos analisados, os melhores resultados do ponto de vista econômico foram obtidos com investimentos simultâneos em GD renovável e despachável. Os resultados obtidos demonstram que os investimentos em fontes de geração de energia renováveis também proporcionam benefícios ambientais, pois elas reduziram as emissões de CO_2.

Neste trabalho realizou-se um planejamento de longo prazo que faz uma previsão da expansão da rede, trata-se de uma proposta que deve ser revista na execução do planejamento de curto prazo e desenvolvimento do projeto da rede.

Com a preocupação em relação as mudanças climáticas e acordos firmados entre os países para redução dos gases de efeito estufa, espera-se o desenvolvimento de propostas para o problema de PSDEE que aborde cada vez mais as questões ambientais em conjunto com a otimização da geração renovável, que contribui para a redução das emissões de gases poluentes. Nesta perspectiva, os seguintes aspectos podem ser considerados como futuras melhorias:

- Com o crescimento progressivo da geração renovável devido a seus benefícios econômicos e ambientais se faz necessário incorporar a alta penetração de geração renovável ao problema de PSDEE e as incertezas relacionadas ao crescimento dessa geração;
- Uma grande desvantagem das fontes de energia renováveis é sua natureza intermitente, problema que pode ser minimizado realizando a alocação de sistemas de armazenamento de energia no SDEE. Os modelos matemáticos para o planejamento podem ser adaptados consequentemente;
- Desenvolver um modelo multi-objetivo que minimize as emissões de CO_2 e os custos de investimento e operação do sistema.

REFERÊNCIAS

ADAMS, R. N.; LAUGHTON, M. A. Optimal planning of power networks using mixed-integer programming. Part 1: Static and time-phased network synthesis. **Proceedings of the Institution of Electrical Engineers**, Birmingham, v. 121, n. 2, p. 139, 1974.

ADEFARATI, T.; BANSAL, R. C. Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review. **IET Renewable Power Generation**, Stevenage, v. 10, n. 7, p. 873–884, 2016.

ALOTAIBI, M. A.; SALAMA, M. M. A. An Incentive-based multistage expansion planning model for smart distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 33, n. 5, p. 5469–5485, 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA- ANEEL. **Relatório 10 anos ANEEL**. Brasília, DF: ANEEL, 2008. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/aneel_10_anos.pdf. Acesso em: 20 jul. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA- ANEEL. Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf. Acesso em: 10 jun. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA- ANEEL. **Banco de informações da geração**. Brasília, DF: ANEEL, 2019. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKIi7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzidap_col_count%3D2. Acesso em: 29 jul. 2019.

AOKI, K. *et al.* New approximate optimization method for distribution system planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 5, n. 1, p. 126–132, 1990.

BANOL ARIAS, N. et al. Robust joint expansion planning of electrical distribution systems and EV charging stations. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 3029, n. c, p. 1–1, 2017.

BARRETO, L. S. **Modelo de otimização para o planejamento da expansão de sistemas de distribuição considerando geração distribuida**. 2007. 167 f. Dissertação (Mestrado)- Faculdade Engenharia, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul- PUCRS, Porto Alegre, 2007.

BERNAL-AGUSTÍN, J. L. **Aplicación de algoritmos genéticos al diseño optimo de sistemas de distrubuición de energía eléctrica**. 1998. 355 f. Tese (Doctoral Ingeniero Industrial) — Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Zaragoza, Zaragoza, 1998.

BORGES, C. L. T.; MARTINS, V. F. Multistage expansion planning for active distribution networks under demand and Distributed Generation uncertainties. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, London, v. 36, n. 1, p. 107–116, 2012.

BORGES, M. C. O.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J. Optimal reconfiguration of electrical distribution systems using mathematical programming. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, New York, v. 25, n. 1, p. 103–111, 2014.

CAMARGO, V. L. V. DE. **Algoritmo genético especializado aplicado ao planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2014. 179 f. Tese (Doutorado)- Faculdade Engenharia, Universidade Estadual Paulista 'Júlio de Mesquita Filho'UNESP, Ilha Solteira, 2014.

CAMARGO, V.; LAVORATO, M.; ROMERO, R. Specialized Genetic Algorithm to Solve the Electrical Distribution System Expansion Planning. **Power and Energy Society General Meeting (PES)**, Vancouver, v. 2, n. 1, p. 1–5, 2013.

CARRANO, E. G. *et al.* Electric distribution network multiobjective design using a problem-specific genetic algorithm**. IEEE Transactions on Power Delivery,** London, v. 21, n. 2, p. 995–1005, 2006.

CHOWDHURY, A. A.; AGARWAL, S. K.; KOVAL, D. O. Reliability modeling of distributed generation in conventional distribution systems planning and analysis. **IEEE Transactions on Industry Applications**, New York, v. 37, p. 1089–1094, 2002.

COSSI, A. M. **Planejamento de redes de distribuição de energia elétrica de média e baixa tensão**. 2008. 232 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2008.

COSTA, A. M. **Otimização do planejamento da rede secundária de distribuição de energia elétrica**. 2002. 73 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)– Faculdade de Engenharia e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

CRAWFORD, D. M.; HOLT, S. B. A mathematical optimization technique for locating and sizing distribution substations, and deriving their optimal service areas. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, v. 94, n. 2, p. 230–235, 1975.

DE QUEVEDO, P. M.; MUNOZ-DELGADO, G.; CONTRERAS, J. Impact of electric vehicles on the expansion planning of distribution systems considering renewable energy, storage, and charging stations. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 10, n. 1, p. 794–804, 2019.

EL-SAMAHY, I.; EL-SAADANY, E. The effect of DG on power quality in a deregulated environment. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 8704722, 2005, San Francisco. **Meeting** […] San Francisco: IEEE, 2005. p. 1–8.

FAVUZZA, S. *et al.* Optimal electrical distribution systems reinforcement planning using gas micro turbines by dynamic ant colony search algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 22, n. 2, p. 580–587, 2007.

FOURER, R.; GAY, D. M.; KERNIGHAN, B. W. A **Modeling language for mathematical programming.** 2. ed. Illinois: Duxbury, 2002.

FRANCO, J. F. **Estratégia de decomposição aplicada ao problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição.** 2012. 170 f. Tese (doutorado) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2012.

FRANCO, J. F. et al. A mixed-integer LP model for the optimal allocation of voltage regulators and capacitors in radial distribution systems. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, London, v. 48, n. 1, p. 123–130, 2013.

FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. A mixed-integer quadratically-constrained programming model for the distribution system expansion planning. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, London, v. 62, n. 2, p. 265–272, 2014.

FRÍAS, P. *et al.* Improvements in current European network regulation to facilitate the integration of distributed generation. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, London, v. 31, n. 9, p. 445–451, 2009.

GANGULY, S.; SAMAJPATI, D. Distributed generation allocation on radial distribution networks under uncertainties of load and generation using genetic algorithm. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 6, n. 3, p. 688–697, 2015.

GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 121, p. 89–100, 2015.

GEORGILAKIS, P. S.; MEMBER, S.; HATZIARGYRIOU, N. D. Power distribution networks: models , methods , and future research. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 28, n. 3, p. 3420–3428, 2013.

GIL, H. A.; JOOS, G. Models for quantifying the economic benefits of distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 23, n. 2, p. 327–335, 2008.

GITIZADEH, M.; VAHED, A. A.; AGHAEI, J. Multistage distribution system expansion planning considering distributed generation using hybrid evolutionary algorithms. **Applied Energy**, Kidlington, v. 101, p. 655–666, 2013.

GÓMEZ, J. F. et al. Ant colony system algorithm for the planning of primary distribution circuits. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 19, n. 2, p. 996–1004, 2004.

GONEN, T.; FOOTE, B. L. Distribution-system planning using mixed-integer programming. **IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution,** Stevenage, v. 128, n. 2, p. 70–79, 1981.

GÖNEN, T.; RAMIREZ-ROSADO, I. J. Review of distribution system planning models: a model for optimal multistage planning. **IEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution**, Stevenage, v. 136, n. 6, p. 413, 1986.

GOSWAMI, S. K. Distribution system planning using branch exchange technique. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York , v. 12, n. 2, p. 718–723, 1997.

HAFFNER, S. *et al*. Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation - Part I: Problem formulation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 23, n. 2, p. 915–923, 2008.

HOME-ORTIZ, J M. **Análise comparativa de um modelo de programação convexa e metaheurística para o planejamento de redes de distribuição de energia elétrica com fontes de geração distribuída renováveis e não renováveis**. 2019. 173 f. Tese (Doutorado)- Faculdade Engenharia, Universidade Estadual Paulista 'Júlio de Mesquita Filho'- UNESP, Ilha Solteira, 2019.

HOME-ORTIZ, J. M. *et al.* A stochastic mixed-integer conic programming model for

distribution system expansion planning considering wind generation. **Energy Systems**, London, v. 9, n. 3, p. 551–571, 2018.

INTERNATIONAL BUSINESS MACHINES - IBM. IBM ILOG CPLEX. [*S.l.:s.n.*], 2018. Disponível em: http://www-01.ibm.com/software/commerce/optimization/cplex-optimizer. Acesso em: 20 jul. 2019.

THE INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE- IPCC. Genebra: IPCC, 2019. Disponível em: https://www.ipcc.ch/. Acesso em: 5 ago. 2019.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY- IRENA. Abu Dhab: Irena, 2019.Disponível em: https://www.irena.org/. Acesso em: 21 jan. 2019.

JANNAT, M. B.; SAVIĆ, A. S. Optimal capacitor placement in distribution networks regarding uncertainty in active power load and distributed generation units production. **IET Generation, Transmission & Distribution,** Stevenage, v. 10, n. 12, p. 3060–3067, 2016.

KAPLAN, M.; BRAUNSTEIN, A. Contribution to the determination of the optimum site for substations. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, v. PAS-100, n. 5, p. 2263–2270, 1981.

KNIGHT, U. The logical design of electrical networks using linear programming methods. **Proceedings of the IEE-Part A: Power Engineering**, Stevenage, v. 107, n. 33, p. 306–314, 1960.

LIU, Z.; WEN, F.; LEDWICH, G. Optimal siting and sizing of distributed generators in distribution systems considering uncertainties. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 26, n. 4, p. 2541–2551, 2011.

LOTERO, R. C.; CONTRERAS, J. Distribution system planning with reliability. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 26, n. 4, p. 2552–2562, 2011.

MARTINS, V. F.; BORGES, C. L. T. Active Distribution Network Integrated Planning Incorporating Distributed Generation and Load Response Uncertainties. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 26, n. 4, p. 2164–2172, 2011.

MASUD, E. An interactive procedure for sizing and timing distribution substations using optimization techniques. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, v. PAS-93, n. 5, p. 1281–1286, 1974.

THE MATHWORKS, I. MATLAB. [*S.l.: s.n.*], 2018. Disponível em: http://www.matlab.com. Acesso em: 3 jun. 2019.

MELGAR DOMINGUEZ, O. D.; POURAKBARI KASMAEI, M.; MANTOVANI, J. R. S. Adaptive Robust Short-Term Planning of Electrical Distribution Systems Considering Siting and Sizing of Renewable Energy-based DG Units. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 3029, n. c, p. 1–1, 2018.

MIGUEZ, E. *et al.* An improved branch-exchange algorithm for large-scale distribution network planning. **IEEE Transactions on Power Systems,** v. 22, n. 9, p. 58–58, 2002.

MIRANDA, V.; RANITO, J. V.; PROENCA, L. M. Genetic algorithms in optimal multistage

distribution network planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York v. 9, n. 4, p. 1927–1933, 1994.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE- MMA. Brasília, DF: MMA, 2018. Disponível em: https://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris. Acesso em: 2 ago. 2019.

MONTOYA-BUENO, S.; MUNOZ, J. I.; CONTRERAS, J. A Stochastic Investment Model for Renewable Generation in Distribution Systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway,v. 6, n. 4, p. 1466–1474, 2015.

MUNOZ-DELGADO, G.; CONTRERAS, J.; ARROYO, J. M. Joint Expansion Planning of Distributed Generation and Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 30, n. 5, p. 2579–2590, 2015.

MUNOZ-DELGADO, G.; CONTRERAS, J.; ARROYO, J. M. Multistage generation and network expansion planning in distribution systems considering uncertainty and reliability. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 31, n. 5, p. 3715–3728, 2016.

NARA, K. *et al.* Multi-year expansion planning for distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 6, n. 3, p. 952–958, 1991.

OLIVEIRA, M. L. DE. **Planejamento integrado da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2010. 216 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

PÁDUA, S. G. B. DE. **Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica de média tensão através de um algoritmo de busca dispersa**. 2014. 190 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho- UNESP, Ilha Solteira, 2014.

PEREIRA-JUNIOR, B. R. **Planejamento de médio e longo prazo de sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos (GDs) considerando custos de confiabilidade, operação e expansão**. 2014. 194 f. Tese (Doutorado)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho- UNESP, Ilha Solteira, 2014.

PEREIRA, B. R. et al. Optimal Distributed Generation and Reactive Power Allocation in Electrical Distribution Systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 7, n. 3, p. 975–984, 2016.

POZOS, A. T. **Planejamento dinâmico a longo prazo de ativos de sistemas de distribuição de energia elétrica considerando a incorporação de diferentes tipos de elementos adicionais de expansão**. 2015. 117 f. Dissertação (Mestrado)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho- UNESP, Ilha Solteira, 2015.

RAMIREZ-ROSADO, I. J.; BERNAL-AGUSTIN, J. L. Genetic algorithms applied to the design of large power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 13, n. 2, p. 696–703, 1998.

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, Amsterdam, v. 97, p. 133–143, 2013.

RUPOLO, D. **Planejamento integrado de redes de distribuição de energia elétrica com fontes renováveis de geração distribuída na média e baixa tensão**. 2017. 177 f. Tese (Doutorado)- Faculdade Engenharia, Universidade Estadual Paulista 'Júlio de Mesquita Filho'- UNESP, Ilha Solteira, 2017.

SANTOS, F. **Planning of power distribution systems with high penetration of renewable energy sources using stochastic optimization planning of power distribution systems with high penetration of renewable energy sources using stochastic optimization**. 2017. 206 f. Thesis (Doctorate)- University of Beira Interior, Covilhã, 2017.

SANTOS, S. F. *et al.* Novel Multi-Stage Stochastic DG Investment Planning with Recourse. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway,v. 8, n. 1, p. 164–178, 2017.

SISTEMA DE ESTIMATIVA DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA- SEEG. São Paulo: SEEG, 2018. Disponível em: http://plataforma.seeg.eco.br/sectors/energia. Acesso em: 10 jun. 2019.

TABARES, A. **Planejamento dinâmico a longo prazo de ativos de sistemas de distribuição de energia elétrica considerando a incorporação de diferentes tipos de elementos adicionais de expansão**. 2015. 117 F. Dissertação (Mestrado)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho- UNESP, Ilha Solteira, 2015.

TABARES, A. *et al.* Multistage long-term expansion planning of electrical distribution systems considering multiple alternatives. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 31, n. 3, p. 1900–1914, 2016.

TANAKA, I.; YUGE, H.; OHMORI, H. Formulation and evaluation of long-term allocation problem for renewable distributed generations. **IET Renewable Power Generation**, Stevenage, v. 11, n. 12, p. 1584–1596, 2017.

VESTAS. **Vestas V110-2.0**. Aarhus: VESTAS, 2016. Disponível em: https://www.vestas.com/en/products/2-mw-platform/v110-2_0_mw#!technical-specifications. Acesso em: 21 jan. 2019.

ZARE, A. *et al.* A distributionally robust chance-constrained MILP model for multistage distribution system planning with uncertain renewables and loads. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 8950, n. c, p. 1–11, 2018.

ANEXO A – EXEMPLO DE LINEARIZAÇÃO

Exemplo da linearização por blocos de P_{ij}^2

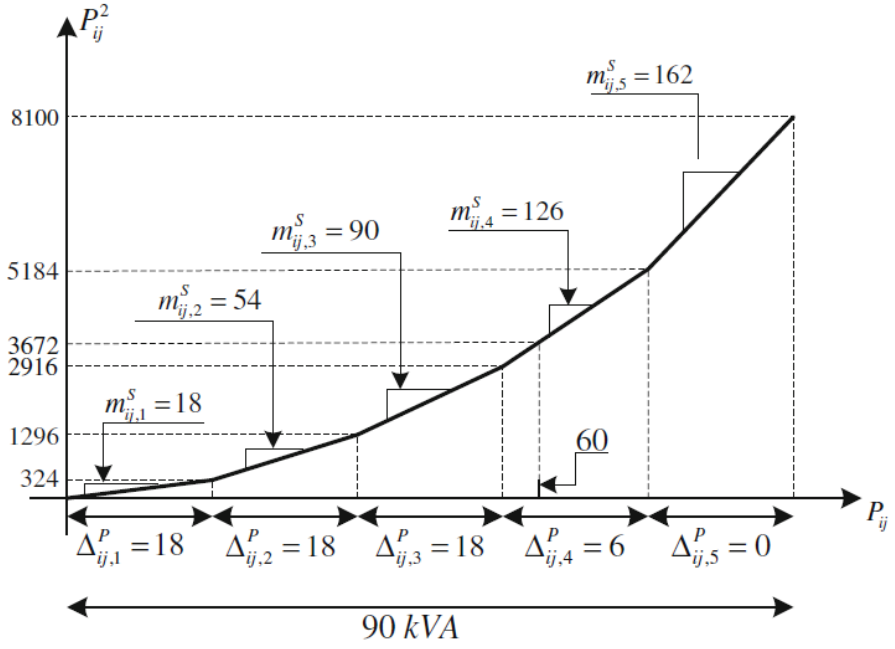
Nesta seção será apresentado um breve exemplo ilustrativo da linearização por blocos de P_{ij}^2 retirada de Borges, Franco e Rider (2014). Este exemplo mostra o desempenho desta técnica de linearização.

Na **Figura 27** mostra-se um exemplo ilustrativo da linearização por partes de P_{ij}^2, considerando os seguintes parâmetros: $P_{ij} = 60$ kVA, $\overline{Vl_{\iota J}} = 90$ kVA e $Y = 5$.

Por meio da equação (63) se obtém $\bar{\Delta}^G$=18. O valor de m_y^G é determinado pela equação (62).

$$m_1^G = 18, m_2^G = 54, m_3^G = 90, m_4^G = 126, m_5^G = 162$$

Figura 27– Linearização por partes de P_{ij}^2



Fonte: Borges, Franco e Rider (2014).

Dessa forma, a variável $\Delta_{ij,y}^{Pg}$ assume os seguintes valores: $\Delta_{ij,1}^{Pg} = \Delta_{ij,2}^{Pg} = \Delta_{ij,3}^{Pg} = 18, \Delta_{ij,4}^{Pg} =$ 6 e $\Delta_{ij,5}^{Pg} = 0$.

Portanto,

$$\sum_{y=1}^{Y} m_y^G \Delta_{ij,y}^{Pg} = (18.18) + (54.18) + (90.18) + (126.6) + (162.0) = 3672 \text{ kW}^2$$

O valor exato de $P_{ij}^2 = 3600$ kW^2, portanto o erro relativo obtido pela linearização é aproximadamente igual a 2%.

ANEXO B – DADOS DOS SISTEMAS TESTADOS

B1. SISTEMA DE 24 BARRAS

Tabela 28 – Dados das barras do sistema de 24 nós

Barra	Período 1		Período 2		Período 3	
	P (kW)	Q(kVAr)	P (kW)	Q(kVAr)	P (kW)	Q(kVAr)
1	3482,1	1686,46	4608,9	2232,192	5761,8	2790,567
2	776,7	376,17	1028,7	498,222	1286,1	622,887
3	2556,9	1238,36	3384,9	1639,82	4230,9	2049,118
4	314,1	152,12	416,7	201,817	520,2	251,944
5	301,5	146,02	399,6	193,535	499,5	241,919
6	925,2	448,09	1224	592,8103	1530,9	741,449
7	2801,7	1356,92	3708	1795,866	4635	2244,833
8	603,9	292,48	799,2	387,0702	999	483,838
9	1136,7	550,53	1504,8	728,808	1881	911,009
10	1541,7	746,68	2041,2	988,598	2551,5	1235,748
11	0	0	1587,6	768,91	1984,5	961,137
12	0	0	730,8	353,943	913,5	442,428
13	0	0	765	370,506	956,7	463,351
14	0	0	1791	867,421	2239,2	1084,494
15	0	0	918	444.6077	1147,5	555,76
16	0	0	0	0	864	418,454
17	0	0	1360,8	659,065	1701	823,832
18	0	0	0	0	1487,7	720,526
19	0	0	0	0	1282,5	621,143
20	0	0	0	0	2685,6	1300,695
21	0	0	0	0	0	0

Tabela 28 – Continua

Tabela 28 – Conclusão

Barra	Período 1		Período 2		Período 3	
	P (kW)	Q(kVAr)	P (kW)	Q(kVAr)	P (kW)	Q(kVAr)
22	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0

Tabela 29 – Dados das linhas do sistema de 24 nós

Linha	Barra i	Barra j	l_{ij} (km)	Tipo do condutor	Linha	Barra i	Barra j	l_{ij} (km)	Tipo do condutor
1	1	5	3.885	0	18	6	17	3.850	0
2	1	9	2.100	0	19	6	22	4.550	1
3	1	14	2.100	0	20	7	8	3.500	1
4	1	21	3.850	1	21	7	11	1.925	0
5	2	3	3.500	1	22	7	19	2.800	0
6	2	12	1.925	0	23	7	23	1.575	0
7	2	21	2.975	1	24	8	22	3.500	1
8	3	10	1.925	0	25	10	16	1.400	0
9	3	16	2.100	0	26	10	23	2.275	0
10	3	23	2.100	0	27	11	23	2.800	0
11	4	7	4.550	0	28	13	20	2.100	0
12	4	9	2.100	0	29	14	18	1.750	0
13	4	15	2.800	0	30	15	17	2.100	0
14	4	16	2.275	0	31	15	19	2.800	0
15	5	6	4.200	1	32	17	22	2.625	0
16	5	24	1.225	0	33	18	24	2.625	0
17	6	13	2.100	0	34	20	24	1.575	0

B2. SISTEMA DE 54 BARRAS

Tabela 30 – Dados das barras do sistema de 54 nós

Barra	P (kW)	Q(kVAr)	Barra	P (kW)	Q(kVAr)	Barra	P (kW)	Q(kVAr)
1	5780	2830	19	1260	610	37	1890	915
2	2350	753	20	720	348	38	990	479
3	630	305	21	1620	784	39	900	435
4	990	479	22	990	479	40	1260	610
5	2340	1133	23	900	435	41	910	492
6	630	305	24	450	217	42	1380	823
7	900	435	25	810	392	43	1170	566
8	1710	828	26	1080	523	44	1260	610
9	1080	523	27	1350	653	45	920	548
10	3610	2264	28	630	305	46	1620	784
11	270	130	29	1260	610	47	900	435
12	1620	784	30	4340	2133	48	920	348
13	990	479	31	630	305	49	950	717
14	900	435	32	1530	741	50	720	348
15	1260	610	33	2610	1264	51	0.00	0.00
16	1710	828	34	1080	523	52	0.00	0.00
17	630	305	35	810	392	53	0.00	0.00
18	1080	523	36	770	430	54	0.00	0.00

Tabela 31 – Dados das linhas do sistema de 54 nós

Linha	Barra i	Barra j	l_{ij} (km)	Tipo do condutor	Linha	Barra i	Barra j	l_{ij} (km)	Tipo do condutor
1	1	51	0.562	1	13	16	15	0.562	1
2	3	51	0.436	1	14	11	52	0.562	1
3	4	3	0.624	1	15	12	11	0.624	1
4	7	4	0.500	1	16	13	12	0.874	1
5	5	4	0.624	1	17	20	19	0.624	0
6	8	7	0.624	1	18	19	18	0.500	0
7	6	5	0.500	1	19	18	17	0.812	0
8	9	1	0.686	1	20	17	9	0.860	0
9	2	1	0.624	1	21	21	18	0.624	0
10	10	9	1.436	1	22	21	54	0.500	0
11	14	52	0.750	1	23	22	54	0.750	0
12	15	14	0.750	1	24	22	9	0.936	0

Tabela 31 – Continua

Tabela 31 – Conclusão

Linha	Barra i	Barra j	l_{ij} (km)	Tipo do condutor	Linha	Barra i	Barra j	l_{ij} (km)	Tipo do condutor
25	23	22	0.686	0	44	32	39	0.812	0
26	24	23	0.562	0	45	33	39	0.562	0
27	25	24	0.436	0	46	8	33	0.936	1
28	8	25	0.562	0	47	34	33	0.374	0
29	27	8	0.750	0	48	35	34	0.436	0
30	26	27	0.686	0	49	36	35	0.436	0
31	28	27	0.624	0	50	36	53	0.500	0
32	28	6	1.000	0	51	28	53	0.624	0
33	30	54	0.562	0	52	41	53	0.624	0
34	29	30	0.624	0	53	40	41	0.750	0
35	43	30	0.812	0	54	16	40	0.500	0
36	37	43	0.500	0	55	42	41	0.750	0
37	31	37	0.374	0	56	48	42	0.500	0
38	10	31	0.624	0	57	49	48	0.750	0
39	43	13	0.750	0	58	50	49	0.436	0
40	45	12	0.500	0	59	47	42	0.624	0
41	44	45	0.436	0	60	46	47	0.624	0
42	38	44	0.624	0	61	14	46	0.686	0
43	39	38	0.686	0	-	-	-	-	-

ANEXO C – DADOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Tabela 32 – Dados do gerador sincrono

$\overline{P}_f^{gt}$ (kW)	2000	$\overline{Q}_f^{gt}$ (kVAr)	1781
$P_{f,1}^{gt}$(kW)	1807	$Q_{f,1}^{gt}$(kVAr)	-857
$P_{f,2}^{gt}$(kW)	2000	$Q_{f,2}^{gt}$(kVAr)	0
$P_{f,3}^{gt}$(kW)	1807	$Q_{f,3}^{gt}$(kVAr)	857
$P_{f,4}^{gt}$(kW)	1400	$Q_{f,4}^{gt}$(kVAr)	1428
$\underline{Q}_f^{gt}$(kVA)	-1176	ζ^{gt}(ton/MWh)	0,5600

Tabela 33 – Dados do gerador eólico

$\overline{P}_k^{wt}$ (kW)	2000	$\overline{Q}_k^{wt}$ (kVAr)	1510
$P_{k,1}^{wt}$ (kW)	1194	$Q_{k,1}^{wt}$ (kVAr)	-1605
$P_{k,2}^{wt}$ (kW)	1915	$Q_{k,2}^{wt}$ (kVAr)	-575
$P_{k,3}^{wt}$ (kW)	1877	$Q_{k,3}^{wt}$ (kVAr)	0
$P_{k,4}^{wt}$ (kW)	1205	$Q_{k,4}^{wt}$ (kVAr)	1085
$\underline{Q}_k^{wt}$(kVA)	-2000	ζ^{wt}(ton/MWh)	0,0276

Tabela 34 – Dados do gerador fotovoltaico

$\overline{P}_u^{pv}$(kW)	100	NOCT (°C)	45
$\overline{S}_u^{pv}$(kVA)	110	δ	-0,004