

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA – CÂMPUS DE ILHA SOLTEIRA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JOSÉ EDUARDO CHILLOGALLI ASTUDILLO

PLANEJAMENTO INTEGRADO DA EXPANSÃO
DA GERAÇÃO E DO SISTEMA ELÉTRICO DE
TRANSMISSÃO UTILIZANDO O MODELO CA

Ilha Solteira
2024



JOSÉ EDUARDO CHILLOGALLI ASTUDILLO

PLANEJAMENTO INTEGRADO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO E DO SISTEMA ELÉTRICO DE TRANSMISSÃO UTILIZANDO O MODELO CA

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia
do Câmpus de Ilha Solteira - UNESP como
parte dos requisitos para a obtenção do título
de Doutor em Engenharia Elétrica.
Especialidade: Automação.

Prof. Dr. Rubén Augusto Romero Lázaro
Orientador

Ilha Solteira

2024



FICHA CATALOGRÁFICA
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

C538p Chillogalli Astudillo, José Eduardo.
Planejamento integrado da expansão da geração e do sistema elétrico de transmissão utilizando o modelo CA / José Eduardo Chillogalli Astudillo. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2024
172 f. : il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2024

Orientador: Rubén Augusto Romero Lázaro
Co-orientador: Santiago Patricio Torres Contreras
Inclui bibliografia

1. Planejamento da expansão da capacidade de geração. 2. Planejamento da expansão de sistemas de transmissão. 3. Planejamento integrado. 4. Modelo CA.


Amanda Sertori dos Santos

Bibliotecária - CRB/8-9061
Seção Técnica de Referência, Atendimento ao
Usuário e Documentação
Diretoria Técnica de Biblioteca e Documentação

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA TESE: PLANEJAMENTO INTEGRADO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO E DO SISTEMA ELÉTRICO DE TRANSMISSÃO UTILIZANDO O MODELO CA

AUTOR: JOSÉ EDUARDO CHILLOGALLI ASTUDILLO

ORIENTADOR: RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO

COORIENTADOR: SANTIAGO PATRICIO TORRES CONTRERAS

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica, área: Automação pela Comissão Examinadora:

Documento assinado digitalmente
 **RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO**
Data: 21/03/2024 15:58:06-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO (Participação Presencial)
Departamento de Engenharia Eletrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP

Prof. Dr. JONATAS BOAS LEITE (Participação Presencial)
Departamento de Engenharia Eletrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP

Prof. Dr. LEONARDO HENRIQUE FARIA MACEDO POSSAGNOLO (Participação Presencial)
Departamento de Engenharia de Energia / Faculdade de Engenharia e Ciencias - UNESP

Dr. JUAN MANUEL HOME ORTIZ (Participação Virtual)
Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Prof. Dr. CARLOS ROBERTO MENDONÇA DA ROCHA (Participação Virtual)
Centro de Engenharias e Ciências Exatas / Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE

Ilha Solteira, 09 de março de 2024

Documento assinado digitalmente
 **CARLOS ROBERTO MENDONÇA DA ROCHA**
Data: 09/03/2024 11:47:51-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Documento assinado digitalmente
 **JUAN MANUEL HOME ORTIZ**
Data: 09/03/2024 13:01:42-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Documento assinado digitalmente
 **JONATAS BOAS LEITE**
Data: 21/03/2024 08:57:14-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Documento assinado digitalmente
 **Leonardo Henrique Faria Macedo Possagnolo**
Data: 20/03/2024 16:07:38-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Aos meus pais, cujo apoio e sacrifícios tornaram possível esta conquista, agradeço por todo o incentivo, paciência e confiança que depositaram em mim ao longo desta jornada.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar minha sincera gratidão a todas as pessoas e instituições que tornaram possível a realização deste trabalho. Em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao Prof. Rubén Romero, e ao Prof. Santiago Torres pela orientação, apoio e valiosas contribuições ao longo deste processo. Agradeço também aos membros da banca examinadora, pelas sugestões e *feedbacks* construtivos durante a defesa da tese. Sou grato aos meus colegas de laboratório, pela colaboração e troca de experiências ao longo destes anos. Além disso, gostaria de expressar minha gratidão à minha família e amigos, pelo apoio incondicional e incentivo durante toda a jornada acadêmica. Por último, mas não menos importante, agradeço à agência de fomento CNPq, pelo suporte financeiro para a realização desta pesquisa. Obrigado a todos que contribuíram de alguma forma para o sucesso deste trabalho.

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

RESUMO

Os modelos integrados de Planejamento da Expansão da Geração e do sistema de Transmissão (PEGT) foram desenvolvidos para possibilitar decisões de investimento simultâneas que considerem tanto os componentes de investimento quanto os operacionais. Neste estudo, propõe-se uma nova metodologia para avaliar o PEGT, abrangendo o planejamento integrado de novas usinas de geração, linhas de transmissão, alocação de fontes potência reativa e avaliação das perdas de potência na rede. Para abordar o PEGT, o problema operacional é formulado usando as relações matemáticas do fluxo de carga em corrente alternada (CA). Desta forma, busca-se abordar o problema integrado de PEGT por meio de técnicas de otimização meta-heurísticas. A abordagem proposta foi implementada na linguagem de programação Julia, e avaliada usando o sistema teste Garver de 6 barras, o sistema teste IEEE de 24 barras, e o sistema teste IEEE de 118 barras. Os resultados evidenciam que a abordagem de planejamento integrado conduz a planos de expansão mais econômicos quando comparada ao planejamento sequencial de primeiro resolver o Planejamento da Expansão da Geração (GEP) e, em seguida, o Planejamento da Expansão do sistema de Transmissão (PET). No sistema teste Garver a maior economia obtida foi de 11,07% (164,14 MUSD), no sistema IEEE de 24-barras de 8,8% (173,16 MUSD) e no sistema IEEE de 118 barras de 2,5% (635,01 MUSD) com o planejamento integrado.

Palavras-chave: planejamento da expansão da capacidade de geração; planejamento da expansão de sistemas de transmissão; planejamento integrado; modelo CA.

ABSTRACT

The integrated models of Generation and Transmission Network Expansion Planning (GTNEP) have been developed to enable simultaneous investment decisions that consider both investment and operational components. In this study, a new methodology is proposed to assess GTNEP, encompassing the integrated planning of new generation power plants, transmission lines, allocation of reactive power sources, and the evaluation of network power losses. To address GTNEP, the operational problem is formulated using the mathematical relationships of alternating current (AC) power flow. In this way, the integrated GTNEP problem is tackled using meta-heuristic optimization techniques. The proposed approach was implemented in the Julia programming language and evaluated using the 6-bus Garver test system, the IEEE 24-bus test system, and the IEEE 118-bus test system. The results demonstrate that the integrated planning approach leads to more cost-effective expansion plans when compared to the sequential planning of first solving Generation Expansion Planning (GEP) and then Transmission Network Expansion Planning (TNEP), with total savings of approximately 11.07%, 8.8%, and 2.5% when applied in each test system respectively.

Keywords: generation expansion planning; transmission network expansion planning; integrated planning; AC model.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Modelo de representação da linha em CC.	53
Figura 2 – Modelo de estação de conversão.	53
Figura 3 – Diagrama de blocos algoritmo DE-TS.	84
Figura 4 – Diagrama de blocos algoritmo AOA-TS.	85
Figura 5 – Diagrama de blocos algoritmo HBA-TS.	86
Figura 6 – Diagrama de fluxo algoritmo de busca gulosa aplicado ao PET.	87
Figura 7 – Representação das soluções no problema mestre.	88
Figura 8 – Representação das soluções no sub-problema.	88
Figura 9 – Algoritmo DE-TS aplicado ao PEGT.	90
Figura 10 – Algoritmo de otimização do texugo de mel aplicado ao PEGT.	91
Figura 11 – Percentual de participação de diferentes tecnologias na produção global de energia.	94
Figura 12 – Curva de duração de carga.	96
Figura 13 – Curva de duração de carga modificada.	96
Figura 14 – Sistema Garver	97
Figura 15 – Processo de convergência das meta-heurísticas HBA-TS-LF, HBA-TS, AOA-TS, e DE-TS aplicados ao PEGT. Sistema Garver, cenário A1.1 com 50 indivíduos.	100
Figura 16 – Processo de convergência das meta-heurísticas HBA-TS-LF, HBA-TS, AOA-TS, e DE-TS aplicados ao PEGT. Sistema Garver, cenário A1.2 com 50 indivíduos.	100
Figura 17 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema Garver cenário A1.1.	101
Figura 18 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema Garver cenário A1.2.	101
Figura 19 – Processo de convergência das meta-heurísticas HBA-TS-LF, HBA-TS, AOA-TS, e DE-TS aplicados ao PEGT. Sistema Garver, cenário A2.1 com 50 indivíduos.	103
Figura 20 – Processo de convergência das meta-heurísticas HBA-TS-LF, HBA-TS, AOA-TS, e DE-TS aplicados ao PEGT. Sistema Garver, cenário A2.2 com 50 indivíduos.	104
Figura 21 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema Garver cenário A2.1.	104
Figura 22 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema Garver cenário A2.2.	105

Figura 23 – Processo de convergência das meta-heurísticas HBA-TS-LF, HBA-TS, AOA-TS, e DE-TS aplicados ao PEGT. Sistema Garver, cenário A3.1 com 50 indivíduos.	107
Figura 24 – Processo de convergência das meta-heurísticas HBA-TS-LF, HBA-TS, AOA-TS, e DE-TS aplicados ao PEGT. Sistema Garver, cenário A3.2 com 50 indivíduos.	108
Figura 25 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema Garver cenário A3.1.	108
Figura 26 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema Garver cenário A3.2.	109
Figura 27 – Sistema IEEE de 24 barras em CA	110
Figura 28 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema IEEE de 24 barras, cenário B1.1.	112
Figura 29 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema IEEE de 24 barras, cenário B1.2.	113
Figura 30 – Processo de convergência das meta-heurísticas HBA-TS-LF, HBA-TS, AOA-TS, e DE-TS aplicados ao PEGT. Sistema IEEE de 24 barras, cenário B2.1 com 50 indivíduos.	115
Figura 31 – Processo de convergência das meta-heurísticas HBA-TS-LF, HBA-TS, AOA-TS, e DE-TS aplicados ao PEGT. Sistema IEEE de 24 barras, cenário B2.2 com 50 indivíduos.	115
Figura 32 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema IEEE de 24 barras, cenário B2.1.	116
Figura 33 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema IEEE de 24 barras, cenário B2.2.	116
Figura 34 – Sistema teste IEEE de 118 barras CA.	117
Figura 35 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema IEEE de 118 barras, cenário C1.1.	119
Figura 36 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema IEEE de 118 barras, cenário C1.2.	120
Figura 37 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema IEEE de 118 barras, cenário C2.1.	122
Figura 38 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema IEEE de 118 barras, cenário C2.2.	122
Figura 39 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema Garver em CA/CC, cenário D1	124
Figura 40 – Processo de convergência da meta-heurística HBA-TS aplicado ao PEGT. Sistema Garver CA/CC, cenário D2 com 50 indivíduos.	126

Figura 41 – Processo de convergência da meta-heurística HBA-TS aplicado ao PEGT. Sistema Garver CA/CC, cenário D3 com 50 indivíduos	126
Figura 42 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema Garver em CA/CC, cenário D2	127
Figura 43 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema Garver em CA/CC, cenário D3	127
Figura 44 – Sistema IEEE de 39 barras CA/CC	128
Figura 45 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema IEEE de 39 barras em CA/CC, cenário E1	130
Figura 46 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema IEEE de 39 barras em CA/CC, cenário E2	132

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classificação da literatura com base na representação da rede de transmissão.	35
Tabela 2 – Classificação da literatura com base no método de solução.	37
Tabela 3 – Classificação da literatura com base na característica dos modelos. . . .	40
Tabela 4 – Classificação da literatura com base na representação da rede de transmissão.	41
Tabela 5 – Classificação da literatura com base no método de solução.	42
Tabela 6 – Classificação da literatura com base na característica dos modelos. . . .	43
Tabela 7 – Configurações de parâmetros dos algoritmos selecionados.	93
Tabela 8 – Características técnicas e econômicas da geração convencional.	95
Tabela 9 – Características técnicas e econômicas da geração renovável.	95
Tabela 10 – Estudos de caso com o sistema teste Garver.	98
Tabela 11 – Planos de expansão para o sistema Garver, cenário A1.	99
Tabela 12 – Desempenho das meta-heurísticas HBA-TS-LF, HBA-TS, AOA-TS, e DE-TS aplicadas ao PEGT. Sistema Garver, cenário A1 com 50 indivíduos e 10 Iterações.	99
Tabela 13 – Planos de expansão para o sistema Garver, cenário A2.	102
Tabela 14 – Desempenho das meta-heurísticas HBA-TS-LF, HBA-TS, AOA-TS, e DE-TS aplicadas ao PEGT. Sistema Garver, cenário A2 com 50 indivíduos e 10 Iterações.	103
Tabela 15 – Planos de expansão para o sistema Garver, cenário A3.	106
Tabela 16 – Desempenho das meta-heurísticas HBA-TS-LF, HBA-TS, AOA-TS, e DE-TS aplicadas ao PEGT. Sistema Garver, cenário A3 com 50 indivíduos e 10 Iterações.	107
Tabela 17 – Estudos de caso para o sistema IEEE de 24 barras.	111
Tabela 18 – Planos de expansão para o sistema IEEE de 24 barras, cenário B1 . . .	112
Tabela 19 – Planos de expansão para o sistema IEEE de 24 barras, cenário B2 . . .	114
Tabela 20 – Desempenho das meta-heurísticas HBA-TS-LF, HBA-TS, AOA-TS, e DE-TS aplicadas ao PEGT. Sistema IEEE de 24 barras, cenário B2 com 50 indivíduos e 10 Iterações.	114
Tabela 21 – Estudos de caso para o sistema IEEE de 118 barras.	118
Tabela 22 – Planos de expansão para o sistema IEEE de 118 barras, cenário C1.1 .	118
Tabela 23 – Planos de expansão para o sistema IEEE de 118 barras, cenário C1.2 .	119
Tabela 24 – Planos de expansão para o sistema IEEE de 118 barras, cenário C2.1 .	121
Tabela 25 – Planos de expansão para o sistema IEEE de 118 barras, cenário C2.2 .	121
Tabela 26 – Estudos de caso para o sistema Garver CA/CC	123

Tabela 27 – Planos de expansão para o sistema Garver CA/CC, cenário D1	124
Tabela 28 – Planos de expansão para o sistema Garver CA/CC, cenário D2	125
Tabela 29 – Estudos de caso para o sistema IEEE de 39 barras CA/CC	129
Tabela 30 – Planos de expansão para o sistema IEEE de 39 barras, cenário E1 . . .	130
Tabela 31 – Planos de expansão para o sistema IEEE de 39 barras, cenário E2 . . .	131
Tabela 32 – Dados das barras do Sistema Garver CA.	146
Tabela 33 – Dados das linhas do Sistema Garver CA.	146
Tabela 34 – Dados das barras CA do Sistema Garver CA/CC.	147
Tabela 35 – Dados das linhas CA existentes do Sistema Garver CA/CC.	147
Tabela 36 – Dados das linhas CA candidatas do Sistema Garver CA/CC.	147
Tabela 37 – Dados das barras CC candidatas do Sistema Garver CA/CC	148
Tabela 38 – Dados das linhas CC candidatas do Sistema Garver de 6 barras CA/CC.	148
Tabela 39 – Dados dos conversores candidatos do Sistema Garver CA/CC.	149
Tabela 40 – Dados das barras do Sistema teste IEEE de 24 barras.	150
Tabela 41 – Dados das linhas do Sistema teste IEEE de 24 barras.	151
Tabela 41 – Dados das linhas do Sistema teste IEEE de 24 barras. (continua) . . .	151
Tabela 42 – Dados das barras CA do Sistema IEEE de 39 barras CA/CC.	153
Tabela 42 – Dados das barras CA do Sistema IEEE de 39 barras CA/CC. (continua)	153
Tabela 43 – Dados das linhas CA existentes do Sistema IEEE de 39 barras CA/CC.	154
Tabela 43 – Dados das linhas CA existentes do Sistema IEEE de 39 barras CA/CC. (continua)	154
Tabela 44 – Dados das linhas CA candidatas do Sistema IEEE de 39 barras CA/CC.	156
Tabela 45 – Dados das barras CC candidatas do Sistema IEEE de 39 barras CA/CC	157
Tabela 46 – Dados das linhas CC candidatas do Sistema IEEE de 39 barras CA/CC.	157
Tabela 46 – Dados das linhas CC candidatas do Sistema IEEE de 39 barras CA/CC. (continua)	157
Tabela 47 – Dados dos conversores candidatos do Sistema IEEE de 39 barras CA/CC.	160
Tabela 48 – Dados das barras do Sistema IEEE de 118 BARRAS CA.	161
Tabela 48 – Dados das barras do Sistema IEEE de 118 BARRAS CA. (continua) .	161
Tabela 49 – Dados das linhas do Sistema IEEE de 118 barras CA.	165
Tabela 49 – Dados das linhas do Sistema IEEE de 118 barras CA. (continua) . . .	165

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AOA	Meta-heurística algoritmo de otimização de Arquimedes
CA	Corrente alternada
CCS	<i>Carbon capture and sequestration</i>
CC	Corrente contínua
DE	Meta-heurística evolução diferencial
DSM	<i>Demand side management</i>
GBD	<i>Generalized Benders' decomposition</i>
GenCo	Companhia geradora
HBA	Meta-heurística algoritmo de otimização do texugo de mel
HVDC	<i>High voltage direct current</i>
IGA	Meta-heurística algoritmo de busca gulosa
LCOE	<i>Levelized cost of electricity</i>
LCK	Lei das correntes de Kirchhoff
LVK	Lei de voltagens de Kirchhoff
NE	Não especificado no artigo
PEG	Planejamento de expansão da geração
PET	Planejamento de expansão do sistema de transmissão
PED	Planejamento de expansão do sistema de distribuição
PEGT	Planejamento de expansão da geração e do sistema de transmissão
PL	Programação linear
PLIM	Programação linear inteira mista
PNLIM	Programação não linear inteira mista
TSO	<i>Transmission system operator</i>
TS	Meta-heurística algoritmo de busca tabu
TransCo	Companhia transmissora

LISTA DE SÍMBOLOS

CONJUNTOS

Ω_b	Conjunto de todas as barras do sistema.
Ω_g	Conjunto das unidades de geração candidatas.
Ω_l	Conjunto de corredores ou ramos CA.
Ω_d	Conjunto de corredores ou ramos CC.
Ω_{cv}	Conjunto de conversores.
Λ	Conjunto de casos em que a queda na geração é maior do que a reserva disponível.
Ω_f	Conjunto dos tipos de combustível.
Ω_p	Conjunto dos tipos de poluição.
T	Conjunto de estágios.

FUNÇÕES

C_{inv}	Custo de investimento de novas unidades de geração.
$IDC_{(m)}$	Juros durante o período de construção da unidade de geração tipo m (USD/kW).
C_{comb}	Custo de combustível.
$C_{O\&MF}$	Custo fixo de operação e manutenção.
$C_{O\&MV}$	Custo variável de operação e manutenção.
C_{ENS}	Custo de energia não fornecida.
C_{CO2}	Custo de emissões de dióxido de carbono.
CET	Custo de expansão do sistema de transmissão.
COT	Custo de operação.
CPT	Custo de perdas.

$E_{(*)}$ Energia produzida.

SUBSCRITOS

c Subscrito que representa o conversor CA/CC.

d Subscrito que representa o número de circuito CC do sistema.

e, f Subscritos que representam as barras CC do sistema.

i, j Subscritos que representam as barras CA do sistema.

k Subscrito que representa o número do circuito CA do sistema.

m Subscrito que representa o tipo de unidade de geração.

p Subscrito que representa o tipo de poluição das unidades de geração.

κ Subscrito que representa a interrupção na geração.

t Subscrito que representa o número de iterações.

VARIÁVEIS

$n_{(*)}$ Número de linhas de transmissão adicionadas.

$u_{(m,i)}$ Variável que indica se a unidade de geração tipo m , alocada na barra i será construída.

$\xi_{(c)}$ Variável que indica a possibilidade de construção do conversor.

$P_{(*)}^g, Q_{(*)}^g$ Geração de potência ativa e reativa.

$P_{(*)}^{from}, P_{(*)}^{to}$ Fluxo de potência ativa através das linhas.

$Q_{(*)}^{from}, Q_{(*)}^{to}$ Fluxo de potência reativa através das linhas.

$P_{(*)}^c, Q_{(*)}^c$ Corte de carga de potência ativa e reativa.

$E_{(*)}$ Energia produzida pelas unidades de geração candidatas.

$E_{(\kappa)}$ Energia não fornecida.

$V_{(*)}, \theta_{(*)}$ Magnitude e ângulo da tensão.

$p_{(\kappa)}$ Probabilidade de ocorrer a interrupção da geração κ .

$P_{(\kappa)}$	Probabilidade cumulativa de ocorrer a interrupção da geração κ .
$t_{(\kappa)}$	Período de perda de carga na interrupção da geração κ .
$P_{(*)}^{cv,ac}$	Injeção de potência ativa no lado CA do conversor.
$Q_{(*)}^{cv,ac}$	Injeção de potência reativa no lado CA do conversor.
$P_{(*)}^{cv,dc}$	Consumo (ou injeção) de potência ativa pelo conversor da rede CC.
$P_{(*)}^{cv,loss}$	Perdas de potência ativa no conversor.
$P_{(*)}^{rf}$	Fluxo de potência ativa pelo reator de fase.
$Q_{(*)}^{rf}$	Fluxo de potência reativa pelo reator de fase.
$Q_{(*)}^f$	Potência reativa do capacitor do filtro.
$P_{(*)}^{dc}$	Fluxo de potência ativa através das linhas CC.
$P_{(e)}^d$	Demanda CC na barra e.
$P_{(*)}^{tf}$	Fluxo de potência ativa pelos transformadores CA/CC.
$Q_{(*)}^{tf}$	Fluxo de potência reativa pelos transformadores CA/CC.
$V_{(*)}^{dc}$	Magnitude da tensão em uma barra CC.
$V_{(*)}^f, \theta_{(*)}^f$	Magnitude e ângulo da tensão do filtro.
$V_{(*)}^{cv}, \theta_{(*)}^{cv}$	Magnitude e ângulo da tensão do conversor CC.
$I_{(*)}^{cv,dc}$	Corrente CC do conversor.

PARÂMETROS

$CG_{(m)}$	Capacidade de geração da unidade tipo m (kW).
$CG'_{(m)}$	Capacidade de geração existente.
$CCD_{(m)}$	Custo direto de construção da unidade de geração tipo m (USD/kW).
$CF_{(m)}$	Custo de combustível da unidade de geração tipo m (USD/t ou USD/MBtu).
$CF'_{(*)}$	Custo de combustível das unidades de geração existentes.
$TF_{(*)}$	Taxa de consumo de combustível por unidade de energia gerada (t/MWh ou MBtu/MWh).

$TE_{(*)}$	Taxa de emissões de CO ₂ por unidade de energia produzida (kg/TJ).
$C_{OMF(m)}$	Custo fixo de operação e manutenção da unidade de geração tipo m (USD/KW mês).
$C_{OMV(m)}$	Custo variável de operação e manutenção da unidade de geração tipo m (USD/MWh).
P_{ENS}	Custo associado à energia não fornecida (USD/MWh).
P_{CO2}	Preço unitário de emissões de CO ₂ (USD/t).
P_e^d	Demanda de potência ativa na barra e.
P_i^d	Demanda de potência ativa na barra i.
Q_i^d	Demanda de potência reativa na barra i.
P_i^c	Corte de carga de potência ativa na barra i.
Q_i^c	Corte de carga de potência reativa na barra i.
$c_{(*)}^L$	Custo de construção de uma linha de transmissão.
$f_{(loss)}$	Fator das perdas de potência ativa.
$\varphi_{(*)}^{loss}$	Custo das perdas de potência ativa.
$\varphi_{(*)}^p$	Custo de corte de carga de potência ativa.
$\varphi_{(*)}^q$	Custo de compensação de potência reativa.
$g_{(*)}$	Condutância da linha.
$b_{(*)}$	Susceptância da linha.
$b_{(*)}^{sh}$	Susceptância <i>shunt</i> da linha.
$F'_{(*)}$	Consumo de combustível das unidades de geração existentes.
$Y'_{(*)}$	Poluição gerada pelas unidades de geração existentes.
$F_{(f)}^{max}$	Quantidade máxima de combustível do tipo f disponível.
$Y_{(p)}^{max}$	limite máximo de poluição do tipo p permitida.
$V_{(*)}^{max}$	Limite máximo da magnitude de tensão.
$V_{(*)}^{min}$	Limite mínimo da magnitude de tensão.
$S_{(*)}^{max}$	Fluxo de potência aparente máximo em cada circuito do sistema.

$P_{(*)}^{max}$	Limite máximo de geração de potencia ativa nas barras do sistemas.
$P_{(*)}^{min}$	Limite mínimo de geração de potencia ativa nas barras do sistemas.
$P_{(*)}^{c,max}$	Limite máximo de corte de carga de potência ativa.
$P_{(*)}^{c,min}$	Limite mínimo de corte de carga de potência ativa.
$Q_{(*)}^{max}$	Limite máximo de geração de potencia reativa nas barras do sistemas.
$Q_{(*)}^{min}$	Limite mínimo de geração de potencia reativa nas barras do sistemas.
$Q_{(*)}^{c,max}$	Limite máximo de geração de potencia ativa pelos geradores fictícios.
$Q_{(*)}^{c,min}$	Limite mínimo de geração de potencia reativa pelos geradores fictícios.
$P_{(*)}^{cv,ac,max}$	Limite máximo de potência ativa no conversor.
$Q_{(*)}^{cv,ac,min}$	Limite mínimo de potência reativa no conversor.
$n_{(*)}^{max}$	Número máximo de linhas que podem ser adicionadas em cada corredor.
$n_{(*)}^0$	Número de linhas existentes na configuração inicial.
α	Taxa de desconto anual.
$\psi_{(m)}$	Fator de carga.
$\eta_{(m)}$	Eficiência elétrica.
$LOLP$	Probabilidade de perda de carga.
$\Upsilon_{(m)}$	Vida útil da unidade de geração tipo m.
g_c^{tf}	Condutância do transformador do conversor.
b_c^{tf}	Susceptância do transformador do conversor.
g_c^{rf}	Condutância do reator de fase do conversor.
b_c^{rf}	Susceptância do reator de fase do conversor.
b_c^f	Susceptância do filtro do conversor.
t_c	Fator de transformação da magnitude de tensão (tap).
a_c^{cv}	Representa as perdas em vazio dos transformadores e as perdas médias dos equipamentos auxiliares.
b_c^{cv}	Representa as perdas de comutação das válvulas e dos diodos de recuperação.

c_c^{cv}	Representa as perdas de condução das válvulas.
h	Número de horas em um ano.
$\% \text{ Res}^{min}$	Margem de reserva mínima.
$\% \text{ Res}^{max}$	Margem de reserva máxima.
$I_c^{cv,max}$	Corrente CC máxima do conversor.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	Motivação	23
1.2	Relevância do tema	24
1.3	Objetivos	24
1.4	Estrutura do trabalho	24
2	PLANEJAMENTO INTEGRADO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO E DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	25
2.1	Introdução	25
2.2	Metodologia	26
2.3	Estado da arte	26
2.4	Classificação da literatura considerando mercados elétricos centralizados	33
2.4.1	Representação da rede de transmissão	33
2.4.2	Métodos de solução	36
2.4.2.1	Métodos clássicos de otimização matemática	36
2.4.2.2	Métodos de otimização heurísticos	38
2.4.2.3	Métodos de otimização Meta-heurísticos	38
2.4.3	Aspectos relevantes	39
2.5	Classificação da literatura considerando mercados elétricos liberalizados	41
2.6	Conclusões do capítulo	43
3	MODELO MATEMÁTICO	45
3.1	Modelo matemático para o PEG	45
3.1.1	Função objetivo para o PEG	45
3.1.2	Restrições para o PEG	48
3.2	Modelo CA para o PET	49
3.2.1	Corte de carga de potência ativa e reativa	52
3.3	Modelo híbrido CA/CC para o PET	52
3.3.1	Problema de expansão para o PET CA/CC	53
3.3.2	Problema de operação para o PET CA/CC	54
3.4	Modelo matemático para o problema de PEGT	58
3.4.1	Problema mestre para o PEGT	58
3.4.2	Sub-problema para o PEGT	59
3.4.2.1	Problema de expansão	59
3.4.2.2	Problema de operação	59

3.5	Conclusões do capítulo	62
4	MÉTODO DE SOLUÇÃO	63
4.1	Introdução	63
4.2	Evolução diferencial (DE)	65
4.2.1	Inicialização	65
4.2.2	Mutação	66
4.2.3	Recombinação	67
4.2.4	Seleção	68
4.3	Algoritmo de otimização de Arquimedes (AOA)	69
4.3.1	Inicialização	70
4.3.2	Atualização	71
4.3.3	Fase de exploração	72
4.3.4	Fase de exploração	72
4.3.5	Avaliação	73
4.3.6	Pseudocódigo AOA	73
4.4	Algoritmo de otimização do texugo de mel (HBA)	74
4.4.1	Inicialização	75
4.4.2	Modo de escavação	75
4.4.3	Modo de mel	76
4.4.4	Avaliação	76
4.4.5	Algoritmo do Texugo-do-Mel modificado com Voos de Lévy .	77
4.4.6	Pseudocódigo HBA	77
4.5	Busca tabu	78
4.6	Algoritmo de busca gulosa (IGA)	80
4.6.1	Inicialização algoritmo heurístico construtivo guloso	81
4.6.2	Fase de destruição	81
4.6.3	Fase de Re-construção	82
4.6.4	Critério de aceitação	83
4.6.5	Critério de parada	83
4.7	Diagramas de blocos	83
4.8	Solução do PEGT	87
4.9	Conclusões do capítulo	92
5	TESTES E RESULTADOS	93
5.1	INTRODUÇÃO	93
5.2	PARÂMETROS GERAIS	93
5.2.1	Parâmetros das meta-heurísticas	93
5.2.2	Parâmetros das unidades de geração candidatas	94
5.2.3	Parâmetros do subproblema	96

5.3	RESULTADOS	97
5.3.1	Sistema Garver CA	97
5.3.1.1	Sistema Garver CA. Estudo de caso A1.	98
5.3.1.2	Sistema Garver CA. Estudo de caso A2.	102
5.3.1.3	Sistema Garver CA. Estudo de caso A3.	105
5.3.2	Sistema IEEE de 24 barras CA	110
5.3.2.1	Sistema IEEE de 24 barras CA. Estudo de Caso B1	111
5.3.2.2	Sistema IEEE de 24 barras CA. Estudo de Caso B2	113
5.3.3	SISTEMA IEEE DE 118 BARRAS CA	116
5.3.3.1	Sistema IEEE de 118 barras. Estudo de caso C1	118
5.3.3.2	Sistema IEEE de 118 barras. Estudo de caso C2	120
5.3.4	Sistema Garver CA/CC	123
5.3.4.1	Sistema Garver CA/CC. Estudo de Caso D1	123
5.3.4.2	Sistema Garver CA/CC. Estudo de Caso D2	124
5.3.5	Sistema IEEE de 39 barras CA/CC	127
5.3.5.1	Sistema IEEE de 39 barras CA/CC. Estudo de Caso E1	129
5.3.5.2	Sistema IEEE de 39 barras CA/CC. Estudo de Caso E2	130
5.4	CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	132
6	CONCLUSÃO DO TRABALHO	134
6.1	TRABALHOS FUTUROS	135
	REFERÊNCIAS	136
	APÊNDICE A – DADOS DOS SISTEMAS TESTES	146
A.1	SISTEMA GARVER DE 6 BARRAS CA	146
A.2	SISTEMA GARVER DE 6 BARRAS CA/CC	147
A.3	SISTEMA IEEE DE 24 BARRAS CA	150
A.4	SISTEMA IEEE de 39 barras CA/CC	153
A.5	SISTEMA IEEE de 118 BARRAS CA	161

1 INTRODUÇÃO

O objetivo de todo sistema de fornecimento de energia elétrica é suprir energia aos usuários, atendendo os critérios de qualidade, confiabilidade e segurança a um mínimo custo. Para atender esses objetivos, o planejamento da operação e expansão do sistema elétrico, em toda a cadeia de suprimentos, é fundamental. Nesse contexto, o problema de planejamento tem sido dividido em: projeção da demanda, planejamento da expansão da capacidade de geração (PEG), planejamento da expansão da rede de transmissão (PET) e planejamento da expansão do sistema de distribuição (PED).

Deste modo, o objetivo principal do planejamento da expansão da capacidade de geração é encontrar a capacidade ótima das unidades de geração, a combinação ótima dos recursos disponíveis, o local onde as novas unidades de geração serão alocadas, e quando essas novas unidades entrarão em funcionamento, minimizando ao mesmo tempo o custo total de investimento e operação considerando diferentes tipos de restrições durante o horizonte de planejamento. A pesquisa realizada por Koltsaklis e Dagoumas (2018) proporciona uma revisão dos trabalhos recentemente desenvolvidos sobre PEG desde diferentes perspectivas, considerando por exemplo a relação do PEG com: o planejamento da expansão da rede de transmissão, a operação de curto prazo de mercados de energia, veículos elétricos, gerenciamento da demanda, armazenamento de energia, entre outras.

Por outro lado, o planejamento da expansão da rede de transmissão (PET) visa determinar: *que* tipos de equipamentos devem ser instalados na rede de transmissão, *onde* devem ser adicionados os novos elementos, e *quando* é o melhor momento para adicioná-los. De acordo com o horizonte de planejamento, o PET pode ser classificado em dois tipos: (i) planejamento estático e (ii) planejamento dinâmico ou multiestágio. No planejamento estático o horizonte de planejamento é de um estágio e tem como objetivo determinar **onde**, e **que** tipos de equipamentos devem ser instalados, enquanto que no planejamento dinâmico o horizonte de planejamento é separado em vários estágios e permite determinar adicionalmente **quando** devem ser adicionados os novos equipamentos. Mahdavi *et al.* (2019) realiza uma classificação da literatura existente sobre o PET considerando fontes de energia renovável, confiabilidade, manutenção, incertezas na geração e demanda, mercados elétricos, armazenamento de energia, gerenciamento do risco, etc.

Finalmente, o planejamento da expansão do sistema de distribuição (PED) consiste geralmente em determinar a localização, dimensionamento, e cronograma de investimentos, de novas alternativas de planejamento para atender as necessidades de energia dos consumidores satisfazendo restrições técnicas e econômicas. Entre as alternativas de planejamento encontram-se a instalação, remoção ou re-potenciação de alimentadores primários, subestações de distribuição, geração distribuída, transformadores, etc. A revisão do estado da arte

realizado por Vahidinasab *et al.* (2020) mostra de forma detalhada como o planejamento da expansão do sistema de distribuição (desde 1990 até 2019) tem sido resolvido, fazendo uma análise detalhada da modelagem matemática, os métodos de solução, e a integração de geração distribuída no PED.

Devido a limitações computacionais no passado o problema de PEG e o problema de PET eram resolvidos de forma independente. No entanto, com a evolução do sistema elétrico nas últimas décadas e o avanço tecnológico, resulta importante considerar a interação do PEG/PET com outro tipo de componentes do sistema de potência. Na prática, o plano ótimo do problema de planejamento da expansão da capacidade de geração era obtido e posteriormente usado como dado de entrada no problema de planejamento da expansão da rede de transmissão, ignorando desta forma a interdependência destes dois problemas. Consequentemente, modelos de co-otimização do PET e PEG têm sido desenvolvidos para identificar soluções simultâneas de decisões de investimento dentro uma única estratégia de otimização.

Estes modelos de planejamento da expansão da capacidade de geração e transmissão (PEGT) são relevantes devido a que consideram dois aspectos importantes: (i) que as soluções de transmissão e geração são frequentemente substitutas, devido a que a carga elétrica pode ser atendida por geração local próxima dos centros de carga através de micro redes com geradores pequenos, ou através de estações de geração remotas de grande escala usando redes adicionais de transmissão de longa distância, e (ii) que a alocação de novas unidades de geração está influenciada pela disponibilidade da rede de transmissão, portanto, adições no sistema de transmissão poderiam ocasionar modificações no plano de expansão da geração.

Outro ponto a favor dos modelos de co-otimização do problema de PEGT é que podem beneficiar os processos de planejamento independentemente da estrutura do mercado elétrico ou do regime regulatório em que são aplicados (Krishnan *et al.*, 2016). Assim, em indústrias onde o setor elétrico está verticalmente integrado planos de expansão mais econômicos são obtidos com os modelos de co-otimização em relação a modelos desacoplados, onde o PET e o PEG são resolvidos de forma separada. Da mesma forma, em mercados elétricos liberalizados, onde o PET e o PEG são realizados por entidades diferentes, os modelos de co-otimização permitem identificar como as variações na rede de transmissão podem influenciar nas decisões de alocação de unidades de geração, obtendo assim soluções que permitem reduzir os custos totais de produção e envio de energia.

Além disso, estudos realizados mostram que os planos de expansão obtidos com os modelos de co-otimização são melhores em termos de custos que modelos sequencias. Na pesquisa realizada por Sharan e Balasubramanian (2012) em um sistema real da Índia na qual considera o PEGT, indica 27% de economia anualizada devido à construção de menos linhas de transmissão em relação ao planejamento sequencial de realizar numa

primeira etapa o PEG e logo depois o PET. Outra pesquisa realizada por Krishnan *et al.* (2013) mostra que a co-otimização pode economizar mais de 10% dos custos totais de geração e transmissão, em relação ao planejamento da expansão da capacidade de geração, e mais de 5% comparado com o planejamento da expansão da rede de transmissão, com isso conclui que a alocação mais adequada para unidades de geração depende de onde os investimentos na rede de transmissão são feitos.

Mediante o exposto, os benefícios da co-otimização da geração e transmissão são os seguintes:

- i.* Permite avaliar a interdependência que existe entre a rede de transmissão e a qualidade de recursos não renováveis.
- ii.* Possibilita a integração da geração e transmissão com outras tecnologias emergentes.
- iii.* Enlaça o sistema de potência com os mercados elétricos.
- iv.* Melhores planos de expansão em termos de custos são obtidos.

Embora as vantagens dos modelos de co-otimização sejam amplas, a avaliação simultânea (Planejamento Integrado) dos problemas de PET e PEG que existe em um sistema regulado e verticalmente integrado, não existe em um sistema elétrico reestruturado, onde a maioria de sistemas de potência estão estruturados em um ambiente de mercado.

Em um ambiente de mercado, as decisões relacionadas com os investimentos e operação da capacidade da geração são decididos de forma competitiva, onde cada companhia de geração (GenCo) toma suas próprias decisões com o objetivo de maximizar seu lucro, enquanto, que as companhias de transmissão (TransCo) permanecem em um ambiente centralizado. Portanto, para compreender como as companhias de geração e transmissão executam suas decisões de forma estratégica e sequencial, são aplicados modelos de equilíbrio hierárquico, onde modelos bi-nível e multi-nível jogam um papel importante.

Desta forma, desde o ponto de vista regulatório os modelos de co-otimização podem ser classificados considerando quais decisões de investimento são tomadas em primeiro lugar. Estes modelos são: (i) Planejamento Proativo, e (ii) Planejamento Reativo, estes modelos permitem determinar como os diferentes agentes envolvidos no PEGT se comportam em um ambiente de mercado. O conceito de planejamento proativo foi introduzido por primeira vez na pesquisa realizada pela Sauma e Oren (2006), onde é demonstrado através de exemplos numéricos que o planejamento proativo apresenta melhores soluções comparado com o planejamento reativo, no entanto, deixa soluções inferiores em relação ao planejamento integrado.

- i.* Desta maneira o planejamento reativo pode ser definido como aquele no qual

o planejamento da expansão da capacidade de geração é realizada em primeiro lugar, e o plano resultante é usado como dado de entrada para realizar o planejamento da expansão da rede de transmissão, portanto, não considera a inter-relação que existe entre os investimentos de geração e transmissão, e realiza a otimização da expansão da rede de transmissão considerando somente o equilíbrio do mercado spot.

- ii. Assim sendo, o planejamento proativo é definido como aquele no qual o PET pode influenciar o comportamento do PEG e do mercado spot. Em outras palavras, o planejamento proativo é o uso da co-otimização para avaliar investimentos na rede de transmissão considerando como decisões no despacho e investimentos da geração poderiam responder às mudanças na capacidade, acesso, e congestão na rede de transmissão (Krishnan *et al.*, 2013).

É importante mencionar, que o planejamento proativo sob algumas hipóteses é equivalente ao planejamento integrado que tem lugar em um modelo de planejamento centralizado. Estas hipóteses são as seguintes (Lumbreras *et al.*, 2021): (i) concorrência perfeita no mercado elétrico, (ii) informações perfeitas sobre todos os dados, incluindo custos variáveis, (iii) demanda inelástica, e (iv) decisões simultâneas de operação e investimento no PEG, PET, e nas operações de mercado.

Em resumo, os problemas de PEG e PET têm sido estudados na literatura de forma separada, resultando em soluções sub-ótimas e planos de expansão custosos. Portanto, para encontrar soluções realistas, esses dois tipos de planejamento devem ser realizados de forma integrada. Como visto, o planejamento integrado pode ser usado independentemente da estrutura do mercado elétrico ou do regime regulatório, além disso, como mostrado em (Sharan; Balasubramanian, 2012) e (Krishnan *et al.*, 2013) as soluções obtidas com os modelos integrados são melhores (mais econômicas) quando comparadas com o planejamento individual ou sequencial do PEG e PET. Por outro lado, em um mercado elétrico liberalizado onde as decisões de investimento e operação da geração e transmissão são levadas a cabo por entidades diferentes, os planejamentos proativo e reativo permitem analisar como as decisões são realizadas de forma estratégica pelas companhias de geração e transmissão com o objetivo de maximizar seu lucro.

Para abordar o PEGT dois aspectos têm que ser considerados, (i) a modelagem matemática e (ii) o método de solução. Nesse sentido, a forma como a rede de transmissão é representada é uma questão fundamental para o PET e, conseqüentemente, para os problemas do PEGT. Nos primeiros trabalhos de pesquisa propostos para solucionar o problema do PEGT, foram utilizados modelos linearizados, resolvidos por métodos baseados em otimização matemática. Esses modelos não levam em consideração características importantes, como a avaliação adequada de perdas de potência, restrições de potência reativa ou variáveis de tensão, fornecendo soluções sub-ótimas, e planos de expansão com

investimentos subestimados, que não refletem as características atuais e futuras dos sistemas elétricos de potência. Portanto, é essencial adotar abordagens mais completas como o modelo em CA, para garantir resultados mais precisos e confiáveis.

Consequentemente, este estudo utiliza o modelo CA para abordar os desafios operacionais do PEGT, proporcionando uma representação mais abrangente e realista do sistema elétrico. Quando o modelo em CA é aplicado ao PET, técnicas de otimização meta-heurísticas têm demonstrado superioridade em relação a abordagens baseadas em técnicas de otimização matemática, como destacado no estudo comparativo apresentado em (Morquecho *et al.*, 2023). No estudo mencionado técnicas meta-heurísticas foram aplicadas ao problema de planejamento da expansão do sistema de transmissão usando o modelo em CA e comparadas com modelos de programação linear inteira mista (PLIM), não linear inteira mista (PNLIM), cônico de segunda ordem, e CA linearizado. Obtendo resultados que ressaltam a eficácia das técnicas meta-heurísticas em cenários mais realistas e complexos de planejamento.

Com estas considerações, neste estudo, a rede de transmissão de energia elétrica será modelada usando o modelo de corrente alternada, e como método de solução, técnicas meta-heurísticas serão empregadas.

1.1 MOTIVAÇÃO

Tradicionalmente o PEGT tem sido resolvido de forma sequencial (planejamento reativo) onde o PET é realizado assumindo que a geração já tem sido planejada. A principal desvantagem desta aproximação é que não considera a interdependência que existe entre o PEG e o PET. Foi esse motivo, que levou à implementação de modelos de co-otimização visando considerar na modelagem matemática como as decisões do planejamento da expansão da rede de transmissão afetam as decisões do planejamento da expansão da geração e vice-versa.

Além disso, a literatura mostra que a abordagem integrada e proativa do problema de PEGT promete obter soluções que são menos custosas em relação ao planejamento reativo. Por outro lado, os modelos de co-otimização podem ser usados por entidades governamentais ou coordenadores de planejamento como uma ferramenta computacional para alocar recursos de forma mais eficiente.

Por estes motivos, neste trabalho de pesquisa pretende-se resolver o problema de PEGT considerando um mercado elétrico centralizado e desta forma contribuir com o estado da arte realizando uma análise comparativa com o planejamento reativo, em todos os casos é usado o modelo CA da rede de transmissão e como método de solução são usadas técnicas de otimização meta-heurísticas.

1.2 RELEVÂNCIA DO TEMA

Este estudo procura resolver o problema de planejamento integrado da geração e do sistema elétrico de transmissão considerando um mercado elétrico centralizado. Este tema tem relevância no contexto do planejamento de sistemas elétricos de potência, pois permite avaliar a interdependência entre o sistema de geração e a rede de transmissão, possibilita a integração da geração e transmissão com outras tecnologias emergentes, conecta o sistema de energia com os mercados elétricos, e resulta em planos de expansão aprimorados em termos de eficiência econômica. Dessa forma, a aplicação desses modelos pode conduzir à identificação de planos de expansão mais econômicos, confiáveis e ambientalmente sustentáveis, capazes de atender à demanda projetada de energia elétrica.

1.3 OBJETIVOS

O presente estudo tem os seguintes objetivos:

- a) Resolver o problema de planejamento integrado da geração e do sistema elétrico de transmissão considerando um mercado elétrico centralizado.
- b) Integrar não apenas as tecnologias de geração, mas também suas características técnicas e econômicas, possibilitando uma tomada de decisão mais precisa ao avaliar custos operacionais, eficiência e confiabilidade de cada tecnologia.
- c) Trabalhar com as equações não lineares do modelo em CA para representar a rede de transmissão.
- d) Realizar o planejamento integrado com sistemas de transmissão de Energia Elétrica em Corrente Contínua HVDC.
- e) Realizar uma análise comparativa entre o planejamento sequencial e o planejamento integrado da geração e do sistema elétrico de transmissão.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

A sequência do documento foi elaborado da seguinte forma: no Capítulo 2 é apresentada a revisão e classificação da literatura existente sobre o problema de planejamento integrado da geração e do sistema de transmissão considerando um mercado elétrico centralizado, e um mercado elétrico liberalizado. No Capítulo 3, apresenta-se o modelo matemático usado para resolver o problema do PEGT, enquanto que no Capítulo 4 são apresentadas as técnicas meta-heurísticas empregadas para resolver o problema proposto. Já no Capítulo 5 a metodologia foi testada com os sistemas testes Garver de 6 barras, sistema IEEE de 24 barras, e o sistema teste IEEE de 118 barras. Finalmente, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões deste estudo.

2 PLANEJAMENTO INTEGRADO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO E DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 INTRODUÇÃO

A alta complexidade do planejamento dos sistema de potência e a liberalização dos mercados elétricos, têm contribuído para que o PEG e PET sejam realizados de forma sequencial, no entanto, nos modelos de co-otimização esses dois problemas são resolvidos de forma simultânea com o objetivo de identificar soluções integradas que não poderiam ser encontradas com outro tipo de aproximações. Dado o crescente reconhecimento dos benefícios da co-otimização e a quantidade de literatura que tem sido desenvolvida nesta área, é necessário realizar uma revisão e classificação das propostas existentes sobre o PEGT e desta forma contribuir com a identificação de possíveis trabalhos futuros relacionados com esta área de pesquisa.

Existem vários trabalhos associados unicamente com o PET em relação a modelos matemáticos (Taylor; Hover, 2012; Jabr, 2013; Macedo *et al.*, 2016) e métodos de solução (Torres; Castro, 2015; Lumbreras; Ramos; Banez-Chicharro, 2017; Ghaddar; Jabr, 2019), da mesma forma trabalhos relacionados com o modelo matemático (Koltsaklis; Georgiadis, 2015; Ko; Kim, 2019; Wang *et al.*, 2020) e métodos de solução (Kannan *et al.*, 2009; Kim; Sohn; Bricker, 2011; Silva *et al.*, 2020) do PEG têm sido estudados. No entanto, a presença de diversos modelos matemáticos e métodos de resolução que abordam esses dois problemas de forma sequencial, resulta em soluções economicamente ineficientes.

Devido à ampla quantidade de trabalhos desenvolvidos, é importante que se tenha evidência das publicações relacionadas com os modelos de co-otimização do problema de planejamento da expansão da capacidade de geração e do sistema de transmissão, já que uma compreensão mais precisa a respeito dos estudos feitos e características dos modelos já implementados permite fornecer fundamentos e modelos teóricos para posicionar apropriadamente novos temas e oportunidades de pesquisa.

Por outro lado, embora os modelos de co-otimização obtenham melhores resultados em relação a modelos sequenciais, na prática nenhum planejador do sistema de transmissão incorporou uma estrutura de planejamento proativo, portanto, casos convincentes para mudar as políticas de transmissão devem ser proporcionados. Assim, a presente revisão bibliográfica foi realizada com o objetivo de conhecer quais pesquisas têm sido desenvolvidas para o PEGT, quais são as características desses modelos, e quais são as lacunas nesta área de pesquisa.

2.2 METODOLOGIA

Com este intuito, foi realizada a presente revisão bibliográfica sobre a co-otimização do planejamento da expansão da capacidade de geração e do sistema de transmissão, a revisão foi realizada com o objetivo de:

- i.* Estabelecer a base existente para a pesquisa que vai ser desenvolvida neste trabalho, e definir onde a pesquisa proposta se enquadra no atual corpo de conhecimento.
- ii.* Determinar que tipo de modelos matemáticos e métodos de solução têm sido desenvolvidos para o problema de co-planejamento da expansão da capacidade de geração e do sistema de transmissão.
- iii.* Avaliar a interdependência do planejamento da expansão da geração e do sistema de transmissão.
- iv.* Classificar trabalhos relevantes, e fornecer fundamentos para posicionar apropriadamente novos temas e oportunidades de pesquisa.

A seguir, é apresentado o estado da arte, assim como a classificação da literatura das pesquisas desenvolvidas, de acordo com os seguintes itens: representação da rede de transmissão, sistemas testes, métodos de solução, novas tecnologias e aspectos relevantes.

2.3 ESTADO DA ARTE

Nas primeiras propostas para resolver o problema de PEGT foram usados modelos simplificados e portanto, não adequados para o planejamento atual da geração e transmissão. Versões desses modelos foram documentados no livro de Turvey e Anderson (1977) sobre economia de energia elétrica. Essas propostas consideram o modelo de transportes da rede de transmissão e conseqüentemente não levam em conta a Lei de Tensões de Kirchhoff (LTK) que relaciona o fluxo de potência nas linhas de transmissão com a reatância das mesmas, também assumem implicitamente mais capacidade de redirecionar fluxos para evitar congestionamento na rede de transmissão. Deve-se mencionar que modelos que desconsideram a LTK geralmente superestimam a capacidade existente da rede de transmissão, e subestimam a capacidade de transmissão adicional que seria necessária para transferir a energia desde as unidades de geração para a carga.

A pesquisa desenvolvida por Sawey e Zinn (1977) compartilha as características mencionadas anteriormente, isto é, o fluxo de potência nas linhas de transmissão foi modelado considerando somente a conservação do fluxo em cada nó do sistema que é a Lei das correntes de Kirchhoff (LCK), e formula o PEGT como um problema de programação linear inteiro misto (PLIM), cuja função objetivo visa minimizar o valor presente do custo de investimento associado com a construção de centrais de geração e linhas de transmissão

e os custos operativos do sistema. Nos testes foram empregados sistemas pequenos de 5 e 11 barras.

As seguintes propostas como a elaborada por Pereira *et al.* (1987) usavam técnicas de decomposição matemática que permitem que os subproblemas de investimento e operação sejam modelados de forma separada, possibilitando o uso de algoritmos de solução diferentes. Na pesquisa mencionada o método de decomposição de Benders foi usado para solucionar o problema de PEGT no sistema sul brasileiro de 46 barras, usando o modelo CC (que considera a LCK e a LVK) para representar a rede de transmissão.

Na mesma linha de pesquisa Wenyan e Billinton (1993) resolvem de forma simultânea o problema de PEGT, onde o problema de co-otimização é formulado como um modelo de programação linear (PL), e consideram na função objetivo além dos custos de investimento e operação, custos de danos ao consumidor e contingências, obtendo como resultado que desconsiderar as duas características mencionadas pode ocasionar a adição irracional de instalações no sistema.

Um dos primeiros trabalhos em considerar o planejamento do sistema de transmissão simultaneamente com o planejamento da geração e o gerenciamento pelo lado da demanda (demand side management, DSM) foi a pesquisa desenvolvida em 1995 e publicada em duas partes, onde a primeira parte (Baughman; Siddiqi; Zarnikau, 1995a) apresenta o modelo matemático e a segunda parte (Baughman; Siddiqi; Zarnikau, 1995b) os resultados obtidos aplicando o modelo no sistema teste IEEE de 24 barras. O modelo desenvolvido representa a rede de transmissão através do modelo CA e portanto o modelo é formulado como um problema de programação não linear inteiro misto (PNLIM) e resolvido através do método de decomposição de Benders generalizado (GBD). Deve-se mencionar que é a primeira pesquisa que faz uma análise comparativa dos resultados obtidos entre o planejamento reativo e o planejamento simultâneo, obtendo deste modo que a aproximação reativa deixa soluções que resultam em maiores custos, mais linhas de transmissão, e geração menos dispersa, em relação ao planejamento integrado.

Nas últimas décadas, esforços adicionais têm sido feitos para dirigir o problema de co-otimização em mercados elétricos, considerando ao mesmo tempo mais detalhes operacionais. Uma aproximação comum para adicionar mais detalhes operacionais é formular a co-otimização como um problema de otimização multi-nível. Deste modo, Sauma e Oren (2006) introduziram o conceito de planejamento proativo da rede de transmissão como um novo paradigma de planejamento em mercados elétricos desregulamentados, onde o planejamento e o investimento no setor de geração (de propriedade privada) são impulsionados por considerações econômicas em resposta aos preços e incentivos do mercado, enquanto que o sistema de transmissão é operado por organizações de transmissão independentes que podem ou não ser proprietários dos ativos do sistema de transmissão.

Nessa pesquisa, um modelo tri-nível é proposto no qual o sistema de transmissão

é planejado no primeiro nível, no segundo nível cada companhia de geração realiza os investimentos necessários em nova capacidade de geração, e finalmente no terceiro nível as operações do mercado elétrico são levadas em conta. Desse modo, o planejamento proativo obteve planos de expansão mais eficientes em relação ao planejamento reativo, e inferiores em relação ao planejamento integrado. Os modelos foram testados em um sistema de 30 barras e 3 zonas desenvolvido para estudos econômicos experimentais dos mercados elétricos.

No trabalho anterior a função objetivo considerada no planejamento do sistema de transmissão foi a de maximizar o bem-estar social, posteriormente esse trabalho foi estendido por Sauma e Oren (2007) com a finalidade de avaliar o planejamento proativo da rede de transmissão considerando objetivos de otimização alternativos, entres esses objetivos estão: *i.* maximizar o bem-estar social, *ii.* minimizar a potência do mercado local, *iii.* maximizar o excedente do consumidor, e *iv.* maximizar o excedente das companhias de geração. Deve-se mencionar que nas duas propostas mencionadas, o modelo usado para representar a rede de transmissão foi o modelo CC. A pesquisa mostra, que o plano ótimo da rede de transmissão é sensível aos parâmetros de geração e demanda, concluindo assim que a interdependência entre os investimentos em geração e transmissão deveriam ser considerados para avaliar qualquer projeto de expansão do sistema de transmissão.

Pesquisas posteriores poderiam ser divididas naquelas relacionadas com a co-otimização em um setor elétrico verticalmente integrado e aqueles trabalhos que consideram a co-otimização em mercados elétricos liberalizados. Dentro do primeiro grupo onde o problema de co-otimização é tratado de forma integrada, isto é considerando o planejamento da geração e transmissão em um único nível, a pesquisa realizada por Sepasian *et al.* (2009) propõe um algoritmo heurístico construtivo para solucionar o problema de PEGT que é formulado como um problema de PNLIM. Sharan e Balasubramanian (2012) considera além dos custos de investimento em novas unidades de geração e linhas de transmissão os custos relacionados com o combustível e o transporte do combustível na função objetivo do PEGT. Moon, Lee e Joo (2013) apresenta um método de planejamento com restrição de corrente de falta para a expansão integrada da geração e transmissão incorporando supercondutores limitadores de corrente de falta, o problema de otimização é dividido em um problema mestre que visa minimizar o custo de investimento relacionado com o PEGT e um problema escravo que está dirigido a determinar a corrente de falta. Aghaei *et al.* (2014) descreve um modelo probabilístico para o PEGT considerando critérios de confiabilidade. Kim *et al.* (2015) soluciona o problema de PEGT através do método de decomposição de Benders generalizado, nessa pesquisa a rede de transmissão é modelada através de relações matemáticas do fluxo de carga AC linearizado e o método proposto é aplicado no sistema teste Garver de 6 barras.

Na mesma linha de pesquisa modelos mais complexos foram implementados

incorporando tecnologias emergentes, e novas características na função objetivo no problema de co-otimização. Nesse sentido, Guerra, Tejada e Reklaitis (2016) apresenta um modelo de co-otimização para o desenho e planejamento de sistemas de energia interconectados, considerando a mitigação de emissões de CO₂, energias renováveis, tecnologias de captura e sequestro de carbono (CCS), e estratégias de gerenciamento pelo lado da demanda, o modelo foi aplicado no sistema elétrico Colombiano interconectado e resolvido através de *solvers* comerciais. Por outro lado, Sun *et al.* (2017) propõem um modelo integrado de PEGT para abordar o planejamento de sistemas de energia em campos petrolíferos offshore, e usam o algoritmo híbrido genético-busca tabu como método de solução.

Enquanto a energias renováveis que estão sendo consideradas como parte das políticas de descarbonização e como uma opção para deixar de lado centrais mais custosas de geração térmica, fontes de geração de energia eólica têm sido incorporadas nos trabalhos realizados por Mansouri e Javadi (2017), Najjar e Falaghi (2018), Zhang *et al.* (2019), Gbadamosi e Nwulu (2020), Moreira *et al.* (2021), Hu *et al.* (2021). Em relação à energia solar, na pesquisa realizada por Alanazi, Mahoor e Khodaei (2020) é proposto um modelo de co-otimização para o problema PEGT com o objetivo de maximizar a capacidade de hospedagem fotovoltaica em grande escala; no trabalho realizado por Ma *et al.* (2020) são avaliados os impactos das fontes de geração de energia eólica e solar, assim como as conexões híbridas de redes CA/CC no sistema de potência, nessa pesquisa a rede de transmissão foi representada através do modelo de transportes. Acevedo *et al.* (2021) formula o PEGT como um problema de programação linear onde a rede de transmissão é representada através de relações matemáticas do fluxo de carga CC, o modelo é usado para avaliar a capacidade da transmissão inter-regional nos EUA e facilitar um alto nível de penetração de energia renovável (solar e eólica).

Além disso, vários desafios trazidos pelas incertezas inerentes da geração de energia elétrica, demanda e linhas de transmissão podem ser abordadas através de programação estocástica ou programação robusta que têm sido adotadas como as duas técnicas principais para lidar com ditas incertezas. Nessa perspectiva, Soares, Perez e Thome (2019) propõe um modelo de PLIM do planejamento da expansão da capacidade de geração e do sistema de transmissão que permite representar a operação das unidades de geração de forma horária possibilitando capturar a variabilidade da produção de fontes renováveis intermitentes e rampas de geração. O modelo resolve o problema de investimento e operação de forma simultânea, e considera as incertezas relacionadas com crescimento da demanda, aflúências hidrológicas, disponibilidade da geração, e fontes de armazenamento. No entanto, não foram realizados testes que permitissem avaliar a eficácia ou o desempenho do modelo em condições do mundo real, ou sua aplicabilidade em situações específicas de planejamento de expansão de geração e transmissão.

Ahmadi *et al.* (2020) aplica a teoria de decisão com lacunas de informação para

lidar com as incertezas associadas à projeção da demanda de energia elétrica, no modelo proposto os custos de transporte de combustível e restrições de combustível têm sido considerados para tornar o modelo mais realístico. Nesta pesquisa a rede de transmissão é representada através do modelo CC e o problema de PEGT é formulado como um problema de PLIM robusto e resolvido mediante *solvers* comerciais.

Hinojosa e Sepulveda (2020) introduzem uma metodologia de planejamento para formular o problema de PEGT estocástico baseado em fatores de deslocamento generalizados que produzem um espaço de busca reduzido onde as soluções não precisam do ângulo da tensão das barras para modelar novos investimentos no sistema de transmissão. Nesse modelo, a formulação foi testada no sistema IEEE de 300 barras e no sistema PEGASE de 1354 barras, além disso o modelo DC foi usado para representar a rede de transmissão e o problema de otimização foi resolvido mediante o *solver* GUROBI.

Zhou *et al.* (2020) apresentam um modelo estocástico do problema de PEGT e considera na formulação incertezas relacionadas com as fontes de geração de energia renovável e a demanda elétrica. Além dos investimentos em unidades de geração e linhas de transmissão, bancos de capacitores e compensadores estáticos de reativos tem sido incorporados no modelo. A rede de transmissão é representada através de um modelo AC linearizado e o problema é formulado como um problema de programação cônica de segunda ordem inteiro misto (MPCSOIM).

Por outro lado, os trabalhos que consideram a co-otimização em mercados elétricos liberalizados têm incluído várias características operacionais. Dessa maneira, Ng, Zhong e Lee (2009) apresentam um modelo determinístico que usa teoria de jogos (Xiaotong *et al.*, 2012) para estudar a interação estratégica entre as companhias de geração (GenCo) e companhias de transmissão (TransCo). A teoria dos jogos é uma teoria de decisão multi pessoal e é usada como uma ferramenta para encontrar as estratégias de decisão para todos os jogadores e analisar o equilíbrio do mercado em um ambiente não cooperativo. O modelo proposto foi aplicado no sistema teste IEEE de 14 barras, formulado como um problema de programação quadrático (PPQ) e resolvido usando o solver de programação não linear com restrições de equilíbrio (NLPEC).

Motamedi *et al.* (2010) propõem um modelo de co-otimização que consiste em modelar o comportamento estratégico das companhias de geração e antecipar os seus padrões de expansão desde o ponto de vista do planejador do sistema de transmissão. Nessa pesquisa, o PEGT é modelado como um problema de otimização tetra-nível onde cada nível modela os seguintes problemas: i) estratégias de licitação das companhias de geração, ii) equilíbrio de mercado, iii) expansão da geração e iv) expansão da transmissão. Esse problema foi aplicado num sistema teste de 5 barras e solucionado através de um algoritmo de solução iterativo que considera sistemas baseados em agentes e otimização baseada em busca.

Pisciella, Bertocchi e Vespucci (2016) introduzem um modelo bi-nível de PLIM para analisar a infraestrutura da rede de transmissão levando em consideração os planos de expansão do sistema de geração. Nessa pesquisa, no nível superior o operador do sistema de transmissão (TSO) centralizado toma as decisões relacionadas com os investimentos no sistema de transmissão, e no nível inferior companhias de geração decidem sobre os níveis de produção de energia e investimentos potenciais considerando as decisões realizadas pela companhia de transmissão, no mesmo nível inferior as ofertas fornecidas por cada companhia de geração são coletadas e classificadas por um operador do mercado (MO) que determina o preço marginal nodal do mercado elétrico. O modelo proposto foi testado no sistema Garver de 6 barras e solucionado com uma versão modificada do k-ésimo melhor algoritmo. Os resultados mostram como as atualizações de rede de transmissão podem ajudar a manter os preços de energia baixos ou permitir que companhias de geração melhorem sua eficiência conseguindo aumentar os lucros.

Akbari *et al.* (2017) propõem também um modelo bi-nível de PLIM para a coordenação descentralizada do planejamento da expansão da capacidade de geração e da rede de transmissão no qual os dois setores do sistema de potência geração e transmissão estão desregulamentados. Neste modelo hierárquico as companhias de geração tomam as decisões de forma estratégica no nível superior para maximizar seu lucro, e no nível inferior o comportamento estratégico das companhias de transmissão são modelados. O modelo foi avaliado no sistema teste IEEE de 24 barras e solucionado através do método de diagonalização. Observa-se pelos resultados que, à medida que o número de jogadores (companhias de geração e transmissão) no modelo de competição proposto aumenta o lucro de todos os jogadores diminui.

Fontes de geração de energia eólica têm sido consideradas nas pesquisas desenvolvidas por Maurovich-Horvat *et al.* (2013), Moreira *et al.* (2017), Spyrou *et al.* (2017). Maurovich-Horvat *et al.* (2013) propõem um problema bi-nível onde no nível superior um investidor mercantil toma as decisões relacionadas com os investimentos na capacidade da rede de transmissão a partir do qual obtém rendas de congestionamento, enquanto que geradores determinam a nova capacidade de geração no nível inferior. O modelo proposto foi testado num sistema de 3 barras e deve-se mencionar que nessa pesquisa a rede de transmissão é representada através do modelo de transportes.

Na pesquisa realizada por Moreira *et al.* (2017), estuda-se a interação que existe entre a seleção de novos locais para a alocação de geração renovável e novas linhas de transmissão. O objetivo principal do modelo de co-otimização é cumprir com as metas de energia renovável considerando o mínimo custo de reserva operativa do sistema de geração, para garantir a entrega dessa reserva sob interrupções de geração e transmissão e variabilidade da energia renovável. O modelo proposto é um problema de otimização tri-nível, que considera energia eólica, interrupções de serviço na geração e linhas de

transmissão, e critérios de segurança. Para avaliar o modelo foram usados dois sistemas testes, o sistema IEEE de 118 barras e um sistema de potência do Chile.

Spyrou *et al.* (2017) analisou a interação entre a alocação de geração e o planejamento da rede transmissão no planejamento econômico de longo prazo, obtendo resultados que mostram uma redução de custos com o modelo de co-otimização (Planejamento proativo) comparado com o planejamento reativo e com o planejamento iterativo. Como conclusão obteve que o modelo de co-otimização proativo (mono-nível) investe mais em geração eólica e linhas de transmissão deixando um alto custo de investimento com o objetivo de reduzir custos operacionais no longo prazo. O modelo foi testado num sistema de 24 barras, e formulado como um problema de programação linear inteira mista (PLIM) onde a rede de transmissão foi representada pelo modelo de transportes.

Incertezas são incorporadas nos trabalhos realizados por: Tohidi, Hesamzadeh e Regairaz (2017), Gonzalez-Romero, Wogrin e Gomez (2019), Gonzalez-Romero, Wogrin e Gomez (2021). Tohidi, Hesamzadeh e Regairaz (2017) propõem um modelo bi-nível de PLIM para o planejamento proativo da capacidade de geração e do sistema de transmissão, onde a rede de transmissão é representada pelo modelo DC e o problema solucionado através do algoritmo de Moore-Bard paralelizado quando é aplicado nos sistemas testes IEEE de 96 e 118 barras. Os resultados mostram que para o sistema teste IEEE de 96 barras o planejamento proativo obteve melhores planos de expansão (em termos de custos) em relação ao planejamento reativo, enquanto que para o sistema teste IEEE de 118 barras o planejamento reativo superou ao planejamento proativo obtendo planos de expansão mais econômicos. As incertezas consideradas nesse trabalho estão relacionadas com a geração eólica e fontes hídricas na geração de energia.

Gonzalez-Romero, Wogrin e Gómez (2019) apresentam uma formulação bi-nível para o planejamento proativo da geração e transmissão, onde no nível superior são tomadas as decisões relacionadas com os investimentos no sistema de transmissão de forma centralizada, enquanto que no nível inferior companhias de geração descentralizadas comercializam a produção de energia no mercado elétrico. O objetivo da pesquisa é avaliar como as decisões de operação e investimento sob competição perfeita e imperfeita, podem afetar as decisões no planejamento do sistema de transmissão e o benefício social que o operador do sistema de transmissão procura maximizar. Como resultado obteve-se que as companhias de geração poderiam preferir baixos investimentos em capacidade de transmissão e altos investimentos em capacidade de geração para se beneficiar no curto prazo de incrementos nos preços de geração como resultado da congestão da rede de transmissão. Os mesmos autores em (Gonzalez-Romero; Wogrin; Gomez, 2019) além de considerar as companhias de geração no nível inferior consideraram também as operações no mercado elétrico. Nessas pesquisas os sistemas teste usados foram sistema, de 6 e 4 barras respectivamente.

No trabalho posterior realizado por Gonzalez-Romero, Wogrin e Gomez (2021) é apresentado um modelo de co-otimização proativo bi-nível no qual um operador centralizado do sistema de transmissão toma decisões relacionadas com os investimentos na rede de transmissão antecipando as reações das companhias descentralizadas de geração, além disso, analisa as decisões de um investidor mercantil que maximiza as rendas produto do congestionamento da rede de transmissão. Nessa pesquisa, são consideradas incertezas relacionadas com sistemas de armazenamento de energia (baterias), energia eólica, e incertezas de fontes hídricas na geração de energia. Os modelos foram avaliados em sistemas testes de 3 e 24 barras, e cabe mencionar, que em todos as pesquisas citadas dos mesmos autores o modelo usado para representar a rede de transmissão foi o modelo CC. Os resultados obtidos mostram que se os planejadores de transmissão desconsiderarem o *feedback* estratégico do mercado elétrico eles poderiam incorrer em uma perda de benefício social não negligenciável. Além disso, comparando os resultados obtidos considerando um operador centralizado do sistema de transmissão (TSO) e um investidor mercantil, foi determinado que em alguns casos o investidor mercantil deixa perdas de benefício social semelhantes àquelas onde não é considerado o *feedback* estratégico do mercado elétrico.

2.4 CLASSIFICAÇÃO DA LITERATURA CONSIDERANDO MERCADOS ELÉTRICOS CENTRALIZADOS

2.4.1 Representação da rede de transmissão

Em relação à representação matemática da rede de transmissão, a característica comum da maioria dos trabalhos desenvolvidos é que estão baseados na modelagem da rede de transmissão de energia elétrica usando o modelo de corrente contínua (modelo CC). O problema de co-otimização da geração e transmissão baseado no fluxo de potência CC é um problema de programação não linear inteiro misto (PNLIM), não linear e não convexo devido à introdução de variáveis inteiras relacionadas com os investimentos em linhas de transmissão. Com o uso de variáveis de decisão binárias para os investimentos em linhas de transmissão e uma formulação disjuntiva, o modelo de PNLIM pode ser transformado em um modelo de PLIM, e se as variáveis de investimentos em linhas de transmissão fossem consideradas como contínuas o problema de PLIM poderia ser relaxado em um modelo de PL, de fácil solução.

Embora o modelo CC seja o modelo escolhido para representar a rede de transmissão ele apresenta as seguintes desvantagens (Macedo *et al.*, 2016): (i) o planejamento da expansão da rede de transmissão tem que ser separado do problema de alocação de fontes de potência reativa, (ii) frequentemente é necessário realizar um ajuste posterior ao plano de expansão obtido com o modelo CC, para encontrar soluções factíveis quando é levada em conta a operação com o modelo CA, (iii) a dificuldade de considerar as perdas de potência na fase inicial do planejamento, (iv) dificuldades para realizar uma análise de

estabilidade de tensão, análise nodal e análise de estabilidade transitória.

Outro modelo que têm sido utilizado para representar a rede de transmissão é o modelo de transportes, a principal característica desse modelo é que não considera a Lei de Tensões de Kirchhoff (LTK). Tal modelo respeita a restrição de equilíbrio nodal, e os limites de fluxo de potência na rede de transmissão, isto é, não são incorporados na formulação as variáveis relacionadas com as tensões de cada barra, e não são consideradas as relações existentes entre a potência ativa transferida com a diferença do ângulo das barras e a impedância da linha. Com o incremento na perda de fidelidade devido às relaxações do modelo, o plano de expansão resultante deve ser validado usando o modelo CA para conferir a factibilidade com respeito a restrições de segurança da rede.

Para enfrentar as desvantagens do uso de modelos simplificados como o modelo CC e o modelo de transportes, nos últimos anos as pesquisas de ponta estão usando o modelo CA, que é a mesma modelagem usada na análise da operação de sistemas elétricos de potência. O modelo CA consiste na representação completa do fluxo de potência ativa e do fluxo de potência reativa governados por leis elétricas. Juntamente com as relações de fluxo de potência não lineares no modelo CA, as variáveis contínuas de expansão da geração e variáveis inteiras de expansão da transmissão, tornam a co-otimização um problema de Programação Não Linear Inteira Mista (MINLP), um problema de otimização muito complexo para resolver.

O uso do modelo CA apresenta as seguintes vantagens Rider, Garcia e Romero (2007): (1) permite realizar o planejamento conjunto de linhas de transmissão e alocação de fontes de potência reativa, em uma única etapa, (2) incorpora a determinação das perdas na rede de transmissão, (3) o modelo CA permite a incorporação de dispositivos de operação de características não lineares, tais como, dispositivos para controlar os fluxos de potência na rede (FACTS), ou conexão de corrente contínua (HVDC). Por outro lado, as dificuldades que se apresentam quando o modelo CA é aplicado são: (1) lidar com problemas não convexos, (2) desenvolver métodos de solução eficientes, (3) trabalhar com problema de programação não linear inteira mista.

Por outro lado, para satisfazer condições de convergência e para aplicar métodos de solução específicos como o método de decomposição de Benders generalizado (considerando potência ativa e reativa na formulação matemática), na literatura têm sido implementados modelos CA linearizados (ACL), como pode-se observar na Tabela 1. Dessa Tabela, pode-se concluir que o modelo CC predomina entre os trabalhos analisados, enquanto que, o modelo completo CA foi documentado na pesquisa de Baughman, Siddiqi e Zarnikau (1995a) e solucionado pelos mesmos autores em Baughman, Siddiqi e Zarnikau (1995b) usando o sistema teste IEEE de 24 barras.

Tabela 1 – Classificação da literatura com base na representação da rede de transmissão.

Modelo	Referência	Sistema teste	No. linhas candidatas
CC	(Pereira <i>et al.</i> , 1987)	46 barras	NE
	(Wenyuan; Billinton, 1993)	24 barras	NE
	(Ng; Zhong; Lee, 2009)	14 barras	NE
	(Sharan; Balasubramanian, 2012)	78 barras	6
	(Aghaei <i>et al.</i> , 2014)	6, 24, 118 barras	6, 10, 186
	(Guerra; Tejada; Reklaitis, 2016)	S. Colombiano Interconectado	NE
	(Mansouri; Javadi, 2017)	6, 118 barras	4
	(Sun <i>et al.</i> , 2017)	50 barras	NE
	(Nemati; Latify; Yousefi, 2018)	24 barras	10
	(Najjar; Falaghi, 2018)	24, 118 barras	6, 24
	(Ahmadi <i>et al.</i> , 2020)	6, 30, 118 barras	NE
	(Alanazi; Mahoor; Khodaei, 2020)	6, 118 barras	11, NE
	(Hinojosa; Sepulveda, 2020)	300, 1354 barras	30, 107
	(Gbadamosi; Nwulu, 2020)	24, 48 barras	NE, 81
	(Acevedo <i>et al.</i> , 2021)	169 barras	NE
	(Soares; Perez; Thome, 2019)	NE	NE
	(Moreira <i>et al.</i> , 2021)	160 barras	194
	(Hu <i>et al.</i> , 2021)	6, 118 barras	8, 30
CA	(Baughman; Siddiqi; Zarnikau, 1995a)	24 barras	8
Transportes	(Sawey; Zinn, 1977)	5 barras	NE
	(Ma <i>et al.</i> , 2020)	38 barras	97
CA linearizado	(Kim <i>et al.</i> , 2015)	6 barras	8
	(Zhang <i>et al.</i> , 2019)	6, 24 barras	15, 38
	(Zhou <i>et al.</i> , 2020)	24 barras	16
	(Moon; Lee; Joo, 2013)	26 barras	2

Elaboração do autor.

Pode-se concluir também que modelos matemáticos baseados na representação da rede de transmissão através do modelo CA ou CA linearizado, geralmente usam sistemas testes de pequeno porte para obter resultados, enquanto que, com o modelo CC sistemas testes de grande porte têm sido usados para validar os modelos propostos, devido principalmente à quantidade de *solvers* comerciais e não comerciais disponíveis para solucionar problemas de programação linear inteira mista (PLIM) ou problemas de programação linear (PL).

Na Tabela 1, apresenta-se também o número de linhas candidatas para os sistemas testes com número de barras maiores o iguais a 118. Nesse sentido, deve-se mencionar que as pesquisas que avaliam os modelos matemáticos em sistemas de grande porte consideram um número reduzido de linhas de transmissão candidatas, como em (Hinojosa; Sepulveda, 2020) que utiliza dois sistemas testes um de 300 e outro de 1354 barras, porém o número

de linhas candidatas considerado é de 30 e 107 respectivamente.

2.4.2 Métodos de solução

O problema de PEGT é um problema de otimização que envolve variáveis de decisão, uma função objetivo, e restrições, relacionadas com quantidades elétricas, assim como com a geração e transmissão de energia. Este tipo de problemas podem ser resolvidos usando métodos clássicos de otimização matemática, técnicas heurísticas, e meta-heurísticas. Nesta seção vários métodos que têm sido usados para solucionar o problema de PEGT são classificados e apresentados na Tabela 2.

2.4.2.1 Métodos clássicos de otimização matemática

Como pode-se observar na Tabela 2 vários trabalhos desenvolvidos utilizam a otimização matemática como o método de solução, devido a que esses métodos têm demonstrado ser eficientes para solucionar problemas de otimização linear garantindo convergência à melhor solução. Porém, a desvantagem dos métodos clássicos de otimização matemática é que tendem a demandar altos esforços computacionais, e não garantem a convergência a um ótimo global se o problema for não convexo.

Os métodos de otimização matemática são classificados usando as características do problema de otimização que são capazes de resolver. Entre os métodos clássicos de otimização matemática usados para solucionar o problema de PEGT encontram-se a decomposição de Benders (BD) que permite a solução de problemas de programação linear inteira de grande porte. Pereira *et al.* (1987) aplicou o método de decomposição de Benders para solucionar o problema de PEGT que foi modelado como um problema de programação linear, enquanto que, Moon, Lee e Joo (2013) e Najjar e Falaghi (2018) fizeram uso da decomposição de Benders para solucionar o problema de PEGT que foi formulado como um modelo de programação linear inteira mista. O problema de PEGT formulado como um problema de PLIM foi solucionado através do método de decomposição de Benders generalizado (GBD) na pesquisa realizada por Kim *et al.* (2015), o método de GBD está baseado no método de decomposição de Benders e na teoria da dualidade convexa não linear, e geralmente é usado para lidar com problemas de PNLIM.

Tabela 2 – Classificação da literatura com base no método de solução.

Método	Referência	Linguagem	Método de Solução (<i>solver</i>)
Otimização Matemática	(Sawey; Zinn, 1977)	NE	Ophelie Mixed Code
	(Pereira <i>et al.</i> , 1987)	NE	BD
	(Baughman; Siddiqi; Zarnikau, 1995a)	GAMS	MINOS, OSL
	(Ng; Zhong; Lee, 2009)	GAMS	NLPEC
	(Sharan; Balasubramanian, 2012)	GAMS	CPLEX
	(Moon; Lee; Joo, 2013)	NE	BD
	(Aghaei <i>et al.</i> , 2014)	GAMS	CPLEX
	(Kim <i>et al.</i> , 2015)	NE	GBD
	(Guerra; Tejada; Reklaitis, 2016)	GAMS	CPLEX
	(Mansouri; Javadi, 2017)	GAMS	DICOPT
	(Nemati; Latify; Yousefi, 2018)	GAMS	CPLEX
	(Najjar; Falaghi, 2018)	MATLAB	BD
	(Zhang <i>et al.</i> , 2019)	MATLAB	GUROBI
	(Ahmadi <i>et al.</i> , 2020)	GAMS	CPLEX
	(Alanazi; Mahoor; Khodaei, 2020)	NE	CPLEX
	(Hinojosa; Sepulveda, 2020)	MATLAB	GUROBI
	(Gbadamosi; Nwulu, 2020)	AIMMS	CPLEX
	(Acevedo <i>et al.</i> , 2021)	GAMS	CPLEX
	(Hu <i>et al.</i> , 2021)	MATLAB	GUROBI
Otimização Heurística	(Wenyuan; Billinton, 1993)	NE	MICOAS
Otimização Meta-heurística	(Sun <i>et al.</i> , 2017)	MATLAB	Algoritmo híbrido tabu - genético
	(Ma <i>et al.</i> , 2020)	NE	Algoritmo híbrido gradiente - genético
	(Moreira <i>et al.</i> , 2021)	MOSEL	Algoritmo de geração de colunas e restrições

Elaboração do autor.

Na Tabela 2, verifica-se também que vários trabalhos desenvolvidos usam *solvers* comerciais para solucionar o problema de PEGT, entre os mais usados encontram-se o otimizador CPLEX usado para solucionar problemas de programação inteira, problemas de programação linear, problemas de programação quadrática convexa e não convexa, e problemas convexos quadraticamente restritos. Dentro dos algoritmos disponíveis no *solver* estão o método simplex, o método de ponto interior, o algoritmo branch-and-bound, heurísticas de factibilidade e geradores de corte (IBM Corporation, 2020). Outro *solver* usado para solucionar o problema de PEGT é o *solver* GUROBI (Gurobi Optimization, LLC, 2022). Este *solver* têm sido usado nos trabalhos publicados por Zhang *et al.* (2019) para solucionar um problema de programação cônica de segunda ordem inteira mista (MISOCP), em Hinojosa e Sepulveda (2020) é solucionado um problema de PLIM, e em

Hu *et al.* (2021) GUROBI é usado para solucionar o PEGT que é formulado como um problema de MISOCP.

Entre outros *solvers* listados na Tabela 2 têm-se: MINOS que é usado para problemas de programação linear e não linear, OSL que é usado para problemas de programação linear (PL), programação inteira mista (MIP), e programação quadrática (QP). NLPEC que soluciona problemas de programação matemática com restrições de equilíbrio (MPEC). DICOPT é um *solver* usado principalmente para solucionar problemas de PNLIM. Todos os *solvers* mencionados têm a característica comum em estar disponíveis na linguagem de modelamento GAMS que é um sistema de modelagem de alto nível para programação matemática e otimização (GAMS Development Corporation, 2017).

2.4.2.2 Métodos de otimização heurísticos

Uma desvantagem dos métodos clássicos de otimização matemática é que têm limitações de processamento, por esse motivo, os métodos heurísticos podem ser usados como uma alternativa de solução para problemas de otimização que excedem as limitações computacionais. Estes métodos estão baseados em analisar diferentes opções e escolher de forma lógica soluções de boa qualidade usando processos de busca passo a passo. Embora, os métodos heurísticos sejam capazes de encontrar soluções de boa qualidade com baixos esforços computacionais estes métodos não garantem que as soluções sejam ótimas. Os métodos de solução heurísticos que se utilizam para a obtenção de soluções de boa qualidade têm como objetivo que as soluções sejam encontradas num tempo razoável, e que a sua qualidade seja o melhor possível tendo em conta as limitações de tempo.

Como mostrado na Tabela 2 a pesquisa realizada por Wenyuan e Billinton (1993) soluciona o problema de co-otimização do PEGT através de um programa computacional conhecido como MICOAS que está baseado na combinação do método de Monte Carlo e de métodos de enumeração, e foi implementado com a finalidade de calcular um conjunto de índices econômicos e de adequação para o planejamento simultâneo da capacidade de geração e do sistema de transmissão. Entre esses índices encontram-se os índices de linha, barra de demanda e barra geração que fornecem informações sobre quais instalações adicionar e onde localizá-las para selecionar possíveis planos alternativos de expansão iniciais.

2.4.2.3 Métodos de otimização Meta-heurísticos

De acordo com a definição original de meta-heurística (Glover; Kochenberger, 2006), as meta-heurísticas são métodos de solução que dirigem a interação entre procedimentos de melhoria de busca locais e estratégias de alto nível, com o objetivo de criar um processo capaz de escapar de ótimos locais e realizar uma busca robusta no espaço de soluções de um problema. Em outras palavras as técnicas meta-heurísticas envolvem a aplicação de

técnicas heurísticas de forma iterativa para encontrar soluções de boa qualidade, usando critérios inteligentes no processo de otimização.

Das referências analisadas, na pesquisa realizada por Sun *et al.* (2017) é usada uma meta-heurística híbrida entre o algoritmo genético e o algoritmo busca tabu, para o planejamento integrado da geração e transmissão em sistemas de energia de campos petrolíferos offshore. Deve-se mencionar que os algoritmos genéticos (AG) são uma classe particular de algoritmos evolutivos que usam técnicas inspiradas pela biologia evolutiva como hereditariedade, mutação, seleção natural e recombinação. Neste sentido, o algoritmo híbrido genético-tabu pode ser considerado com um algoritmo genético melhorado onde o processo de mutação é substituído pelo algoritmo de busca tabu para compensar a deficiência do AG na otimização local. Como resultado, obteve-se nessa pesquisa que o algoritmo híbrido converge muito mais rápido em relação ao algoritmo genético e à busca tabu.

Com o mesmo intuito da meta-heurística anterior, na pesquisa realizada por Ma *et al.* (2020) é proposto um algoritmo híbrido Genético-Gradiente com a finalidade de combinar a otimização global e o paralelismo implícito do algoritmo genético com a habilidade da busca local do algoritmo de gradiente. Finalmente, a meta-heurística aninhada de geração de colunas e restrições é aplicada por Moreira *et al.* (2021) para solucionar o problema de PEGT formulado com um problema de otimização robusta de três etapas, de acordo com os autores a meta-heurística proposta pode obter o valor ótimo global do problema de otimização em um número finito de iterações.

2.4.3 Aspectos relevantes

Ultimamente têm sido incluído no problema de PEGT áreas relacionadas como por exemplo confiabilidade, incorporação de geração renovável, incertezas na geração e demanda, custos de combustível, sistemas de armazenamento de energia, vínculos de corrente contínua HVDC, compensação de reativos, controle e mitigação de emissões, etc. Na Tabela 3, apresentam-se as características dos modelos matemáticos acima listados. Como evidenciado na Tabela 3, esforços significativos foram direcionados à integração da geração renovável no problema de PEGT. No entanto, o desenvolvimento de soluções eficazes de armazenamento de energia para assegurar um fornecimento estável e confiável, lidando com a natureza intermitente das fontes renováveis e as flutuações na produção de energia, especialmente de fontes como eólica e solar, ainda é uma área com avanços limitados.

Tabela 3 – Classificação da literatura com base na característica dos modelos.

Referência	Confiabilidade	Geração renovável	Incertezas na demanda	Incertezas na geração	Custo de combustível	Armazenamento de energia	Resposta à demanda	HVDC	Compensação de reativos	Controle de poluição
(Wenyuan; Billinton, 1993)	✓									
(Baughman; Siddiqi; Zarnikau, 1995a)						✓	✓			✓
(Sharan; Balasubramanian, 2012)					✓					
(Aghaei <i>et al.</i> , 2014)	✓									
(Guerra; Tejada; Reklaitis, 2016)		✓					✓			✓
(Mansouri; Javadi, 2017)		✓	✓		✓					
(Sun <i>et al.</i> , 2017)	✓									
(Nemati; Latify; Yousefi, 2018)	✓									
(Najjar; Falaghi, 2018)		✓		✓						
(Zhang <i>et al.</i> , 2019)		✓		✓						
(Ahmadi <i>et al.</i> , 2020)			✓							
(Alanazi; Mahoor; Khodaei, 2020)		✓		✓						
(Hinojosa; Sepulveda, 2020)			✓							
(Zhou <i>et al.</i> , 2020)			✓						✓	
(Gbadamosi; Nwulu, 2020)		✓					✓			
(Ma <i>et al.</i> , 2020)		✓		✓				✓		
(Acevedo <i>et al.</i> , 2021)		✓		✓				✓		
(Soares; Perez; Thome, 2019)			✓			✓				
(Moreira <i>et al.</i> , 2021)	✓	✓		✓						
(Hu <i>et al.</i> , 2021)		✓		✓						

Elaboração do autor.

2.5 CLASSIFICAÇÃO DA LITERATURA CONSIDERANDO MERCADOS ELÉTRICOS LIBERALIZADOS

Os trabalhos de investigação até agora analisados foram desenvolvidos em um ambiente de mercado centralizado, no entanto, o problema de planejamento da expansão da capacidade de geração e do sistema de transmissão têm sido estudado também considerando mercados elétricos liberalizados. Nesta seção é apresentada a classificação atualizada da literatura do problema de PEGT mostrada em Romero, Wogrin e Román (2020), assim sendo, na Tabela 4 é apresentada a classificação da literatura com base na representação matemática da rede de transmissão, e com base no tipo de planejamento (proativo ou reativo). Nessa tabela, pode-se observar que nenhum modelo representa a rede de transmissão através das relações matemáticas do fluxo de carga CA, além disso, no planejamento proativo os sistemas testes usados são de pequeno porte, enquanto que, o maior sistema teste usado no planejamento reativo é o sistema IEEE de 118 barras.

Tabela 4 – Classificação da literatura com base na representação da rede de transmissão.

Marco Regulatório	Referência	CC	Transportes	Sistema teste
Planejamento proativo	(Sauma; Oren, 2006)	✓		30 barras
	(Sauma; Oren, 2007)	✓		32 barras
	(Motamedi <i>et al.</i> , 2010)			5 barras
	(Maurovich-Horvat <i>et al.</i> , 2013)		✓	3 barras
	(Pisciella; Bertocchi; Vespucci, 2016)	✓		3 barras
	(Akbari <i>et al.</i> , 2017)	✓		24 barras
	(Moreira <i>et al.</i> , 2017)	✓		24 barras
	(Spyrou <i>et al.</i> , 2017)		✓	24 barras
	(Gonzalez-Romero; Wogrin; Gómez, 2019)	✓		6 barras
	(Gonzalez-Romero; Wogrin; Gomez, 2019)	✓		4 barras
	(Gonzalez-Romero; Wogrin; Gomez, 2021)	✓		24 barras
Planejamento reativo	(Tohidi; Hesamzadeh; Regairaz, 2017)	✓		96, 118 barras
	(Gu; McCalley; Ni, 2012)	✓		24 barras

Elaboração do autor.

Já na Tabela 5 são classificadas as pesquisas de acordo com o método de solução utilizado. Verifica-se que das pesquisas tabeladas nenhuma aplicou as técnicas heurísticas, e que a maioria dos trabalhos empregam *solvers* comerciais para solucionar o problema de PEGT considerando o mercado elétrico liberalizado.

Finalmente, na Tabela 6 são mostradas as características e a estrutura hierárquica das pesquisas desenvolvidas. Em relação a característica dos modelos, tem sido incorporado fontes de energia renovável, incertezas na geração, e sistemas de armazenamento de energia. Enquanto que para classificar e compreender adequadamente a estrutura hierárquica dos problemas de PEGT, deve-se apontar a diferença entre decisões e tomadores de decisão.

Tabela 5 – Classificação da literatura com base no método de solução.

Método	Referência	Linguagem	Método de solução (<i>solver</i>)
Otimização matemática	(Gu; McCalley; Ni, 2012)	MATLAB	BD
	(Sauma; Oren, 2006)	MATLAB	SQPA
	(Sauma; Oren, 2007)	MATLAB	SQPA
	(Maurovich-Horvat <i>et al.</i> , 2013)	GAMS	CONOPT3
	(Akbari <i>et al.</i> , 2017)	GAMS	NLPEC
	(Spyrou <i>et al.</i> , 2017)	AIMMS	CPLEX
	(Tohidi; Hesamzadeh; Regairaz, 2017)	GAMS	CPLEX
	(Gonzalez-Romero; Wogrin; Gómez, 2019)	GAMS	GUROBI
	(Gonzalez-Romero; Wogrin; Gomez, 2019)	GAMS	GUROBI
	(Gonzalez-Romero; Wogrin; Gomez, 2021)	GAMS	GUROBI
Otimização meta-heurística	(Motamedi <i>et al.</i> , 2010)	NE	Sistema baseado em agentes e otimização baseada em busca
	(Pisciella; Bertocchi; Vespucci, 2016)	NE	k-th melhor algoritmo
	(Moreira <i>et al.</i> , 2017)	MOSEL	Algoritmo de geração de colunas

Elaboração do autor.

Como foi mencionado inicialmente, os tomadores de decisão são classificados geralmente em companhias de geração (GenCos), companhias de transmissão (TransCos), e operadores de mercado, por outro lado, as decisões podem ser classificadas em PET, PEG, e operações de mercado (MO). Nesse sentido, nas pesquisas que tem uma estrutura mono-nível as decisões são tomadas em uma única etapa, como por exemplo em (Gu; McCalley; Ni, 2012) o objetivo do PEGT é encontrar planos de expansão para minimizar os custos de investimento em geração para as GenCos, e minimizar os custos de investimento e operação para as TransCos de forma simultânea.

Por outro lado, os modelos bi-nível podem representar a sequência entre as decisões de investimento e operação, e matematicamente falando pode-se dizer que existem dois níveis onde duas das três decisões (PET, PEG, MO) são tomadas de forma simultânea em um único nível. Dessa forma, Gonzalez-Romero, Wogrin e Gomez (2021) propõe um modelo bi-nível proativo onde um operador centralizado do sistema de transmissão toma decisões de investimento (no nível superior) antecipando as decisões de investimento em geração e decisões de operação das companhias de geração (no nível inferior).

Modelos desenvolvidos também formulam o problema de PEGT como um modelo tri-nível. Sauma e Oren (2007) propõe um modelo tri-nível onde no nível superior são obtidos os planos de expansão da rede de transmissão, no nível médio é modelado o comportamento estratégico das companhias de geração, e finalmente no nível inferior

são consideradas as operações de mercado. Outra pesquisa que formula o problema de PEGT como um modelo tri-nível é a pesquisa realizada por Moreira *et al.* (2017) onde no nível superior são tomadas as decisões relacionadas com os investimentos em linhas de transmissão e geração renovável, enquanto que no nível médio são determinados os piores cenários de contingências e o pior caso de geração de energia renovável, e no nível inferior determina-se as ações corretivas pós-contingência.

Finalmente, Motamedi *et al.* (2010) formula o problema de PEGT como um problema tetra-nível, onde quatro problemas independentes são resolvidos, o problema de planejamento da expansão do sistema de transmissão e da capacidade de geração, problema de licitação estratégica das companhias de geração, e o problema de maximização do bem-estar social.

Tabela 6 – Classificação da literatura com base na característica dos modelos.

Referência	Geração renovável	Incertezas na geração	Armazenamento de energia	Estrutura hierárquica
(Gu; McCalley; Ni, 2012)	✓	✓		mono-nível
(Tohidi; Hesamzadeh; Regairaz, 2017)	✓	✓		mono-nível
(Sauma; Oren, 2006)				tri-nível
(Sauma; Oren, 2007)				tri-nível
(Motamedi <i>et al.</i> , 2010)				tetra-nível
(Maurovich-Horvat <i>et al.</i> , 2013)	✓			bi-nível
(Pisciella; Bertocchi; Vespucci, 2016)				bi-nível
(Akbari <i>et al.</i> , 2017)				bi-nível
(Moreira <i>et al.</i> , 2017)	✓			tri-nível
(Spyrou <i>et al.</i> , 2017)	✓			mono-nível
(Gonzalez-Romero; Wogrin; Gómez, 2019)			✓	bi-nível
(Gonzalez-Romero; Wogrin; Gomez, 2019)			✓	bi-nível
(Gonzalez-Romero; Wogrin; Gomez, 2021)	✓		✓	bi-nível

Elaboração do autor.

2.6 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Neste estudo foi apresentada a revisão e classificação da literatura do problema de planejamento da expansão da capacidade de geração e do sistema de transmissão, considerando em primeiro lugar um ambiente centralizado em que uma empresa de serviços públicos verticalmente integrada toma decisões de operação e investimento, e por outro lado foi classificada a literatura considerando o problema de PEGT em um ambiente de mercado onde o comportamento estratégico e decisões sequenciais de empresas descentralizadas de geração/transmissão são levadas em conta.

No caso do problema de PEGT em um ambiente centralizado pode-se concluir que das referências analisadas somente uma pesquisa representou a rede de transmissão

através das relações matemáticas do fluxo de carga CA, e pesquisas recentes têm escolhido modelos linearizados para representar a rede de transmissão motivo pelo qual a maioria de modelos são resolvidos usando *solvers* comerciais que usam métodos clássicos de otimização matemática. Entretanto, modelos linearizados oferecem soluções de investimento subestimadas, o que pode não ser prático para aplicações do mundo real. Portanto, trabalhos futuros devem concentrar-se em utilizar o modelo CA para abordar essa questão e fornecer resultados mais precisos e confiáveis.

Por outro lado, ao empregar o modelo em CA no problema de planejamento de expansão do sistema elétrico de transmissão, métodos baseados em otimização matemática têm demonstrado menor eficácia em comparação com técnicas meta-heurísticas, conforme evidenciado em (Morquecho *et al.*, 2023). Consequentemente, é aconselhável que pesquisas futuras explorem a aplicação do modelo CA utilizando técnicas meta-heurísticas, dada sua eficácia comprovada.

Em relação ao problema de PEGT considerando um ambiente de mercado liberalizado, nenhum modelo matemático representou a rede de transmissão através do modelo AC, além disso, os modelos foram avaliados em sistemas testes pequenos nos quais os métodos clássicos de otimização matemática demonstraram ter um bom desempenho. Enquanto às características dos modelos desenvolvidos tanto em mercados elétricos centralizados e liberalizados, aspectos relevantes tais como incertezas na geração de energia renovável, operação de sistemas de armazenamento de energia, vínculos de corrente contínua em alta tensão (HVDC), alocação de fontes de potência reativa, ainda são amplos campos de pesquisa no problema de PEGT.

Finalmente e de acordo com (Romero; Wogrin; Román, 2020), ainda não existe nenhuma pesquisa sobre o problema de PEGT que considere uma estrutura hierárquica bi-nível em que no nível superior sejam tomadas as decisões relacionadas com o problema de PEG, e no nível inferior seja considerado de forma simultânea as decisões de um investidor mercantil no PET e as operações do mercado elétrico.

3 MODELO MATEMÁTICO

Tendo em vista as informações apresentadas anteriormente, neste capítulo será definido o modelo matemático utilizado na resolução do problema de planejamento da expansão da capacidade de geração e do sistema de transmissão, considerando um mercado elétrico centralizado. O objetivo central desse modelo matemático é identificar as configurações que garantem um fornecimento contínuo e confiável de energia elétrica, ao mesmo tempo em que minimizam os custos envolvidos nesse processo.

3.1 MODELO MATEMÁTICO PARA O PEG

O modelo matemático do planejamento da expansão da geração está descrito nas equações (1) - (16). Este modelo incorpora diversas variáveis e custos associados ao sistema de geração, com o objetivo de determinar as melhores escolhas para a expansão da capacidade de geração de energia ao longo de um período de estudo.

3.1.1 Função objetivo para o PEG

A função objetivo representada na equação (1) tem como objetivo principal a minimização dos custos totais envolvidos no processo de planejamento da expansão da capacidade de geração. Esses custos são divididos em seis componentes principais: custo de investimento (C_{inv}), custo de combustível (C_{comb}), custo de operação e manutenção fixos ($C_{O\&MF}$) e variáveis ($C_{O\&MV}$), custo de energia não fornecida (C_{ENS}) e custo de emissões de dióxido de carbono (C_{CO_2}).

$$\min z = C_{inv} + C_{comb} + C_{O\&MF} + C_{O\&MV} + C_{ENS} + C_{CO_2} \quad (1)$$

Custos de investimento (C_{inv}): estes custos representam os investimentos necessários para adquirir novas unidades de geração de energia. Os custos de investimento consistem em dois componentes principais: os custos diretos de construção (CCD) e os custos de financiamento, que incluem os juros durante o período de construção (IDC), ambos em USD/kW. A equação (2) detalha a expressão matemática que calcula os custos de investimento totais. Nesta equação, $CG_{(m)}$ representa a capacidade de geração em kW da unidade geradora tipo m , e $u_{(m,i)}$ é uma variável binária que indica se a unidade de geração tipo m , alocada na barra i será ou não construída.

$$C_{inv} = \sum_{i \in \Omega_b} \sum_{m \in \Omega_g} \left(\frac{\alpha \cdot (1 + \alpha)^{Y_{(m)}}}{(1 + \alpha)^{Y_{(m)}} - 1} \right) \cdot (CCD_{(m)} + IDC_{(m)}) \cdot CG_{(m)} \cdot u_{(m,i)} \quad (2)$$

Custos de combustível (C_{comb}): o custo de combustível está diretamente relacionado ao consumo de recursos energéticos, como carvão e gás natural (principalmente), necessários para operar as usinas de geração de energia. A equação (3) descreve o cálculo dos custos totais de combustível, que são determinados como uma função linear da energia produzida por cada usina elétrica. Nessa equação, $CF_{(m)}$ representa o custo específico de combustível usado pela usina tipo m (em USD/tonelada ou USD/MBtu), $TF_{(m)}$ representa a taxa de consumo de combustível (heat rate) que é a quantidade de combustível consumida por unidade de energia gerada em toneladas por MWh ou MBtu por MWh, enquanto $E_{(m,i)}$ denota a energia gerada pela usina tipo m , alocada na barra i , em MWh. Além disso, $CF'_{(i)}$ representa o custo de combustível das usinas existentes na barra i .

$$C_{comb} = \sum_{i \in \Omega_b} \left(\sum_{m \in \Omega_g} 1/\eta_m \cdot \psi_{(m)} \cdot CF_{(m)} \cdot TF_{(m)} \cdot E_{(m,i)} \cdot u_{(m,i)} + CF'_{(i)} \right) \quad (3)$$

A equação (4) descreve a relação matemática usada para calcular a energia elétrica gerada por uma unidade geradora m em um sistema de energia elétrica. Nesta equação, $E_{(m,i)}$ representa a quantidade de energia produzida, h é o número de horas em que a unidade geradora está operacional, e $\psi_{(m)}$ é o fator de carga, que indica a fração da capacidade máxima da unidade geradora que está sendo utilizada durante o período de operação.

$$E_{(m,i)} = h \cdot \psi_{(m)} \cdot CG_{(m)} \quad (4)$$

Custos de operação e manutenção: os custos de operação e manutenção de usinas elétricas podem ser divididos em duas categorias principais: custos fixos e custos variáveis.

- i. Os **custos fixos** ($C_{O\&MF}$) equação (5) são despesas que não estão diretamente ligadas à quantidade de energia gerada. Eles incluem elementos como salários de funcionários, prêmios de seguro, depreciação, impostos e taxas governamentais, além da manutenção preventiva para assegurar a confiabilidade operacional. Os custos fixos são calculados multiplicando o custo fixo de operação e manutenção de cada usina C_{OMF} (em USD/kW mês) pela capacidade de geração da usina $CG_{(m)}$ e pela variável binária $u_{(m,i)}$, que indica se a usina será construída.

$$C_{O\&MF} = \sum_{i \in \Omega_b} \sum_{m \in \Omega_g} C_{OMF(m)} \cdot CG_{(m)} \cdot u_{(m,i)} \quad (5)$$

- ii. Por outro lado, os **custos variáveis** ($C_{O\&MV}$) equação (6) estão intrinsecamente relacionados à produção de eletricidade e aumentam à medida que a usina gera

mais energia. Isso inclui, peças de reposição, lubrificantes, manutenção corretiva não planejada e questões ambientais, como tratamento de resíduos. Os custos variáveis são calculados multiplicando o custo variável de operação e manutenção de cada usina C_{OMV} (em USD/MWh) pela quantidade de energia gerada pela usina ($E_{(m,i)}$) e pela variável binária $u_{(m,i)}$.

$$C_{O\&MV} = \sum_{i \in \Omega_b} \sum_{m \in \Omega_g} C_{OMV(m)} \cdot E_{(m,i)} \cdot u_{(m,i)} \quad (6)$$

Custo de Energia Não Fornecida (C_{ENS}): O custo de energia não fornecida está relacionado à energia que não é entregue aos consumidores devido a limitações no sistema elétrico. Essas limitações podem surgir devido a falhas, manutenções não programadas, restrições operacionais ou eventos imprevistos. Quando a energia não é fornecida conforme necessário, isso pode resultar em penalidades financeiras para as concessionárias de energia ou em perdas associadas à confiabilidade do sistema. A equação (7) apresenta a forma de calcular esse custo. Aqui, P_{ENS} representa o custo associado à energia não fornecida, E_κ denota a quantidade de energia não entregue, e p_κ é a probabilidade da falha na geração.

$$C_{ENS} = P_{ENS} \cdot \sum_{\kappa \in \Lambda} p_\kappa \cdot E_\kappa \quad (7)$$

Probabilidade de perda de carga (LOLP): A probabilidade de perda de carga é um índice de confiabilidade que calcula a probabilidade de não atender a demanda de carga devido à disponibilidade dos recursos de geração, assim sendo, um LOLP baixo indica um nível alto de confiabilidade pois sugere uma menor probabilidade de falta de carga ou suprimento insuficiente para atender à demanda. O LOLP é determinado usando a equação (8), onde p_κ , P_κ e t_κ representam a probabilidade, a probabilidade cumulativa e o período de carga perdida durante a interrupção de geração κ . O LOLP é calculado seguindo o processo descrito em (Seifi; Sepasian, 2011), onde é usado o índice de parada forçada (FOR) e a curva de duração de carga (LDC) para determinar p_κ , P_κ e t_κ .

$$LOLP = \sum_{\kappa \in \Lambda} p_\kappa \cdot t_\kappa = \sum_{\kappa \in \Lambda} P_\kappa \cdot (t_\kappa - t_{\kappa-1}) \quad (8)$$

Na função objetivo foi incluído também o **custo de emissões** de dióxido de carbono (CO_2) representado pela equação (9). Nesta equação, P_{CO_2} é o preço unitário de emissões de CO_2 em unidades monetárias por tonelada, $TE_{(m)}$ representa a taxa de emissões de CO_2 por unidade de energia produzida, geralmente medida em quilogramas de CO_2 emitidas por terajoule (TJ) (sendo necessária a conversão de kg a toneladas e de TJ a MWh), η_m é a eficiência da unidade de geração, e $E_{(m,i)}$ é a energia produzida pela unidade de geração m , na barra i .

$$C_{CO_2} = \sum_{i \in \Omega_b} \sum_{m \in \Omega_g} 1/\eta_m \cdot P_{CO_2} \cdot TE_{(m)} \cdot E_{(m,i)} \cdot u_{(m,i)} \quad (9)$$

O resultado final representa o custo monetário associado à quantidade de CO_2 liberada durante a geração de eletricidade. Essa métrica desempenha um papel fundamental na avaliação do impacto ambiental da produção de energia elétrica e é importante para tomar decisões informadas sobre tecnologias de geração mais limpas e sustentáveis.

3.1.2 Restrições para o PEG

As restrições, detalhadas a seguir, garantem a viabilidade das soluções encontradas. Elas abrangem desde limites de capacidade até considerações ambientais e operacionais, e sua devida consideração é essencial para garantir que o sistema elétrico seja eficiente e confiável. Nesse sentido, a restrição apresentada na equação (10) enfatiza a relação entre a demanda P^d , e a capacidade de potência ativa das unidades de geração existentes $CG'_{(i)}$ e candidatas $CG_{(m,i)}$, onde é considerado também uma margem de reserva percentual mínima e máxima (Ela *et al.*, 2023), que é fundamental para garantir a segurança e a estabilidade do sistema elétrico.

$$\left(1 + \frac{\%Res^{min}}{100}\right) \cdot P^d \leq \sum_{i \in \Omega_b} \sum_{m \in \Omega_g} CG_{(m,i)} \cdot u_{(m,i)} + CG'_{(i)} \leq \left(1 + \frac{\%Res^{max}}{100}\right) \cdot P^d \quad (10)$$

De igual maneira, a equação 11 estabelece que a capacidade total instalada de potência reativa dos geradores existentes $Q'_{G(i)}$ e dos geradores candidatos $Q_{G(m,i)}$ deve satisfazer a restrição de margem de reserva mínima e máxima.

$$\left(1 + \frac{\%Res^{min}}{100}\right) \cdot Q^d \leq \sum_{i \in \Omega_b} \sum_{m \in \Omega_g} Q_{G(m,i)} \cdot u_{(m,i)} + Q'_{G(i)} \leq \left(1 + \frac{\%Res^{max}}{100}\right) \cdot Q^d \quad (11)$$

A equação (12) ilustra a restrição relacionada com a quantidade de combustível do tipo ν disponível. Deste modo, a quantidade de combustível do tipo ν deve ser menor ou igual a quantidade máxima de combustível disponível $F_{(\nu)}^{max}$. Nesta equação $TF_{(\nu,m)}$ representa a taxa de consumo de combustível do tipo ν pela unidade de geração m alocada na barra i . Esta restrição é válida para cada tipo de combustível ($\forall \nu \in \Omega_f$).

$$\sum_{i \in \Omega_b} \left(F'_{(\nu,i)} + \sum_{m \in \Omega_g} TF_{(\nu,m)} \cdot E_{(m,i)} \cdot u_{(m,i)} \right) \leq F_{(\nu)}^{max} \quad (12)$$

Da mesma forma, a equação (13) representa a restrição relacionada à quantidade de poluição do tipo p que pode ser emitida, essa quantidade não deve exceder o limite

máximo estabelecido, denotado como $Y_{(p)}^{max}$. Nesta equação $TE_{(p,m)}$ representa a taxa de emissão da poluição tipo p da unidade de geração m . Assim como a restrição de combustível, esta restrição é válida para cada tipo de poluição ($\forall p \in N_p$).

$$\sum_{i \in \Omega_b} \left(Y'_{(p,i)} + \sum_{m \in \Omega_g} TE_{(p,m)} \cdot E_{(m,i)} \cdot u_{(m,i)} \right) \leq Y_{(p)}^{max} \quad (13)$$

A restrição apresentada na equação (14) estabelece que o LOLP não deve exceder o limite superior $LOLP^{max}$. Isso assegura que, em qualquer situação, o sistema mantenha um nível mínimo de confiabilidade, garantindo a continuidade no fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

$$LOLP \leq LOLP^{max} \quad (14)$$

A equação (15) garante que a decisão de construir uma unidade de geração seja uma decisão binária, ou seja, a unidade é construída (1) ou não (0). ($\forall i \in \Omega_b, \forall m \in \Omega_g$).

$$u_{(m,i)} \in \{0, 1\} \quad (15)$$

Finalmente, a equação (16) indica que uma e somente uma usina candidata pode ser alocada na barra i . ($\forall i \in \Omega_b$)

$$\sum_{m \in \Omega_g} u_{(m,i)} \leq 1 \quad (16)$$

3.2 MODELO CA PARA O PET

O planejamento da expansão do sistema de transmissão visa garantir que a infraestrutura da rede elétrica seja robusta, confiável e capaz de atender às necessidades presentes e futuras da geração, distribuição, e demanda de energia. Nesta seção, é abordado o planejamento estático da expansão do sistema de transmissão, fazendo uso do modelo CA, cujo objetivo principal está no desenvolvimento de um plano estratégico para a expansão de novos ativos, com ênfase especial em linhas de transmissão e medidas de compensação de potência reativa que serão incorporados ao sistema de transmissão de energia elétrica. Isso é feito de modo que, em um determinado horizonte de planejamento, a demanda de energia seja atendida de forma confiável.

Deste modo, o modelo CA para o PET está definido pelas equações (17) - (36). A função objetivo do PET equação (17) considera o custo de expansão (CET) relacionado com o custo de adição de novas linhas de transmissão, e alocação de fontes de potência

reativa, o custo de perdas de potência na rede de transmissão (CPT), e o custo de operação (COT), que consiste em minimizar o custo de corte de carga de potência ativa e reativa.

$$\min \omega = CET + CPT + COT \quad (17)$$

$$CET = \sum_{(k,i,j) \in \Omega_l} c_{(k,i,j)}^L \cdot n_{(k,i,j)} + \sum_{i \in \Omega_b} \varphi_{(i)}^q \cdot Q_{(i)}^c \quad (18)$$

$$CPT = h \cdot f_{loss} \cdot \varphi^{loss} \cdot \sum_{(k,i,j) \in \Omega_l} (P_{(k,i,j)}^{from} + P_{(k,i,j)}^{to}) \quad (19)$$

$$\min COT = \sum_{i \in \Omega_b} \varphi_{(i)}^p \cdot P_{(i)}^c \quad (20)$$

O balanço de potência ativa e potência reativa em cada barra do sistema está definida pelas equações (21) e (22), respectivamente. ($\forall i \in \Omega_b$):

$$P_{(i)}^g = \sum_{(k,i,j) \in \Omega_l} P_{(k,i,j)}^{from} + \sum_{(k,i,j) \in \Omega_l} P_{(k,i,j)}^{to} + g_i^{sh} V_{(i)}^2 + P_{(i)}^d - P_{(i)}^c \quad (21)$$

$$Q_{(i)}^g = \sum_{(k,i,j) \in \Omega_l} Q_{(k,i,j)}^{from} + \sum_{(k,i,j) \in \Omega_l} Q_{(k,i,j)}^{to} - b_i^{sh} V_{(i)}^2 + Q_{(i)}^d - Q_{(i)}^c \quad (22)$$

As variáveis de estado que são as tensões e ângulos, se relacionam com os fluxos de potência ativa e reativa através das equações (23) - (26). ($\forall k, i, j \in \Omega_l$):

$$P_{(k,i,j)}^{from} = (n_{(k,i,j)} + n_{(k,i,j)}^0) (V_{(i)}^2 g_{(k,i,j)} - V_{(i)} V_{(j)} (g_{(k,i,j)} \cos(\theta_{(i)} - \theta_{(j)}) + b_{(k,i,j)} \sin(\theta_{(i)} - \theta_{(j)}))) \quad (23)$$

$$P_{(k,i,j)}^{to} = (n_{(k,i,j)} + n_{(k,i,j)}^0) (V_{(j)}^2 g_{(k,i,j)} - V_{(i)} V_{(j)} (g_{(k,i,j)} \cos(\theta_{(i)} - \theta_{(j)}) - b_{(k,i,j)} \sin(\theta_{(i)} - \theta_{(j)}))) \quad (24)$$

$$Q_{(k,i,j)}^{from} = (n_{(k,i,j)} + n_{(k,i,j)}^0) (-V_{(i)}^2 (b_{(k,i,j)}^{sh} + b_{(k,i,j)}) - V_{(i)} V_{(j)} (g_{(k,i,j)} \sin(\theta_{(i)} - \theta_{(j)}) - b_{(k,i,j)} \cos(\theta_{(i)} - \theta_{(j)}))) \quad (25)$$

$$Q_{(k,i,j)}^{to} = (n_{(k,i,j)} + n_{(k,i,j)}^0) (-V_{(j)}^2 (b_{(k,i,j)}^{sh} + b_{(k,i,j)}) + V_{(i)} V_{(j)} (g_{(k,i,j)} \sin(\theta_{(i)} - \theta_{(j)}) + b_{(k,i,j)} \cos(\theta_{(i)} - \theta_{(j)}))) \quad (26)$$

Os limites de fluxo de potência aparente pelas linhas estão representados pelas restrições (27) e (28). ($\forall k, i, j \in \Omega_l$):

$$\left(P_{(k,i,j)}^{from}\right)^2 + \left(Q_{(k,i,j)}^{from}\right)^2 \leq \left(\left(n_{(k,i,j)} + n_{(k,i,j)}^0\right) S_{(k,i,j)}^{max}\right)^2 \quad (27)$$

$$\left(P_{(k,i,j)}^{to}\right)^2 + \left(Q_{(k,i,j)}^{to}\right)^2 \leq \left(\left(n_{(k,i,j)} + n_{(k,i,j)}^0\right) S_{(k,i,j)}^{max}\right)^2 \quad (28)$$

As restrições (29) - (34) representam os limites máximos e mínimos para a potência ativa, potência reativa, corte de carga, magnitudes das tensões, e ângulos de fase. ($\forall i \in \Omega_b$).

$$P_{(i)}^{min} \leq P_{(i)}^g \leq P_{(i)}^{max} \quad (29)$$

$$Q_{(i)}^{min} \leq Q_{(i)}^g \leq Q_{(i)}^{max} \quad (30)$$

$$P_{(i)}^{c,min} \leq P_{(i)}^c \leq P_{(i)}^{c,max} \quad (31)$$

$$Q_{(i)}^{c,min} \leq Q_{(i)}^c \leq Q_{(i)}^{c,max} \quad (32)$$

$$V_{(i)}^{min} \leq V_{(i)} \leq V_{(i)}^{max} \quad (33)$$

$$-\frac{\pi}{2} \leq \theta_{(i)} \leq \frac{\pi}{2} \quad (34)$$

A restrição relacionada com o máximo número de linhas de transmissão que podem ser adicionados entre cada barra do sistema vem representada pela equação (35). ($\forall k, i, j \in \Omega_l$).

$$0 \leq n_{(k,i,j)} \leq n_{(k,i,j)}^{max} - n_{(k,i,j)}^0 \quad (35)$$

Na restrição (36) é definida a natureza inteira da variável que representa a adição de novas linhas de transmissão. ($\forall k, i, j \in \Omega_l$):

$$n_{(k,i,j)} \text{ inteiro} \quad (36)$$

O modelo apresentado está dividido no problema de expansão definido pelas equações (17), (18), (19), (35) e (36), que procura minimizar o custo relacionado com a adição de novas linhas de transmissão, o corte de carga de potência reativa, e as perdas de potência

na rede de transmissão. Finalmente, no problema de operação é minimizado o corte de carga de potência ativa. O problema de operação está definido pelas equações (20) - (34). Na formulação apresentada, o corte de carga de potência reativa representa a compensação *shunt* que deve ser instalada nas barras do sistema para garantir a factibilidade da topologia de transmissão.

3.2.1 Corte de carga de potência ativa e reativa

O corte de carga de potência ativa e reativa é modelado através da incorporação de geradores fictícios alocados nas barras de carga do sistema. Dessa maneira, se $P_{(i)}^c$ ou $Q_{(i)}^c$ forem maiores do que zero, indica que a configuração da rede de transmissão em análise não está em conformidade com as restrições do PET. Como resultado, podem ocorrer os seguintes cenários:

- i. $P_{(i)}^c > 0$ indica que existe corte de carga de potência ativa, uma forma de lidar com essa situação é considerar o custo de produção dos geradores fictícios $\varphi_{(i)}^p$ como o custo associado à energia não fornecida, o que implica que o plano de expansão final pode incluir cortes de carga. Por outro lado, outra abordagem é estabelecer $\varphi_{(i)}^p$ com o mesmo valor do custo da topologia de transmissão mais custosa. Dessa forma, ocorre uma penalização na função objetivo, para evitar a necessidade de cortes de carga no plano de expansão final.
- ii. $Q_{(i)}^c \neq 0$ indica que existe corte de carga de potência reativa, nesse contexto, é importante assegurar que o custo de compensação seja sempre positivo, o que significa que o termo $\varphi_{(i)}^q$ deve ser maior que zero para compensação capacitiva e menor que zero para compensação indutiva.

3.3 MODELO HÍBRIDO CA/CC PARA O PET

O modelo matemático que descreve o fluxo de potência ótimo (OPF) em sistemas híbridos que consideram tanto redes de transmissão em corrente alternada (CA) quanto em corrente contínua (CC) está detalhado em (Ergun *et al.*, 2019). Além disso, em (Dave *et al.*, 2019), a formulação é estendida e aplicada ao PET. Nesse sentido, no planejamento de um sistema de transmissão híbrido CA/CC, é necessário levar em consideração o modelo de uma linha em CC e o modelo da estação de conversão.

Figura 1 – Modelo de representação da linha em CC.

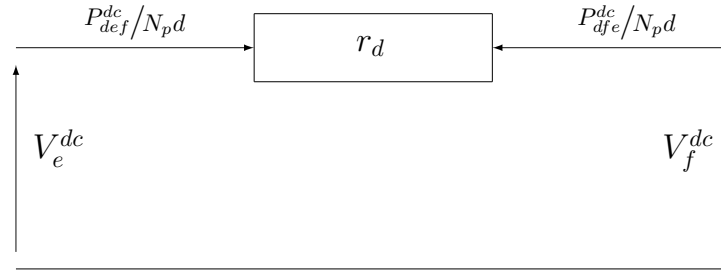
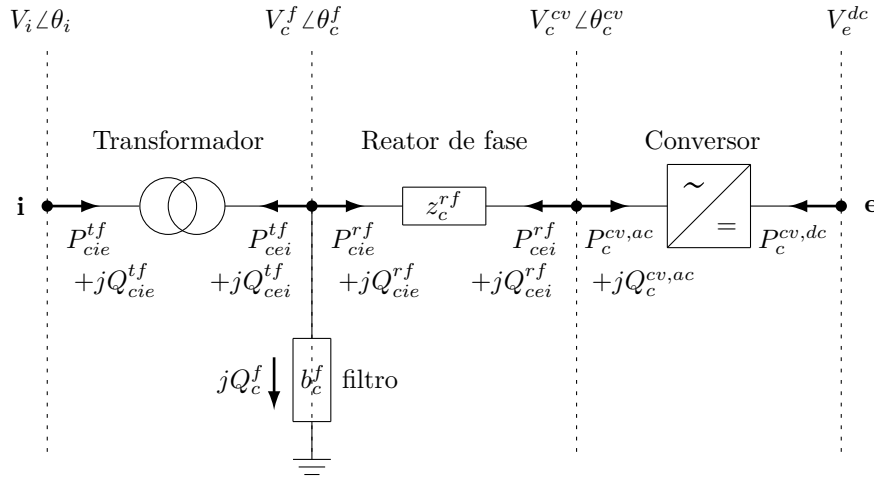
Fonte: Adaptado de Ergun *et al.* (2019).

Figura 2 – Modelo de estação de conversão.

Fonte: Adaptado de Ergun *et al.* (2019).

O modelo de uma linha de transmissão em corrente contínua está detalhado na Figura 1, onde observa-se que o fluxo de potência através da linha é dividido pelo número de polos $N_p \in \{1, 2\}$. Da mesma forma, o modelo da estação de conversão encontra-se detalhado na Figura 2. Esta é composta por três elementos passivos: o transformador, o reator de fase e o filtro, e um elemento ativo, que é o conversor. As injeções de potência para cada um destes elementos pode ser encontrado em (Ergun *et al.*, 2019). Com estas considerações o modelo matemático que considera tanto linhas de transmissão em CA/CC para o planejamento da expansão do sistema de transmissão está definido pelas equações (37) - (83).

3.3.1 Problema de expansão para o PET CA/CC

A função objetivo para o problema de expansão está definida na equação (37), onde é considerado o custo de expansão (CET), o custo de perdas de potência na rede de transmissão (CPT), e o custo de operação (COT). O custo de expansão envolve a adição de linhas de transmissão em CA/CC, a alocação de fontes de potência reativa e a alocação

de estações de conversão. Enquanto isso, o custo de operação consiste em minimizar o custo de corte de carga de potência ativa.

$$\min \omega = CET + CPT + COT \quad (37)$$

$$\begin{aligned} CET = & \sum_{(k,i,j) \in \Omega_l} c_{(k,i,j)}^L \cdot n_{(k,i,j)} + \sum_{i \in \Omega_b} \varphi_{(i)}^q \cdot Q_{(i)}^c \\ & + \sum_{(d,e,f) \in \Omega_d} c_{(d,e,f)}^{L_{dc}} \cdot n_{(d,e,f)} + \sum_{(c,i,e) \in \Omega_{cv}} \varphi_{(c,i,e)}^{cv} \cdot \xi_c \end{aligned} \quad (38)$$

$$CPT = h \cdot f_p \cdot \varphi^p \cdot \left(\sum_{(k,i,j) \in \Omega_l} (P_{(k,i,j)}^{from} + P_{(k,i,j)}^{to}) + \sum_{(d,e,f) \in \Omega_d} (P_{(d,e,f)}^{dc} + P_{(d,f,e)}^{dc}) \right) \quad (39)$$

$$0 \leq n_{(k,i,j)} \leq n_{(k,i,j)}^{max} - n_{(k,i,j)}^0 \quad (\forall k, i, j \in \Omega_l) \quad (40)$$

$$0 \leq n_{(d,e,f)} \leq n_{(d,e,f)}^{max} - n_{(d,e,f)}^0 \quad (\forall d, e, f \in \Omega_d) \quad (41)$$

$$n_{(k,i,j)} \rightarrow \text{inteiro} \quad (\forall k, i, j \in \Omega_l) \quad (42)$$

$$n_{(d,e,f)} \rightarrow \text{inteiro} \quad (\forall d, e, f \in \Omega_d) \quad (43)$$

$$0 \leq \xi_c \leq 1 \quad (\forall c \in \Omega_{cv}) \quad (44)$$

3.3.2 Problema de operação para o PET CA/CC

A função objetivo para o problema de operação está definida na equação (45), onde é minimizado o corte de carga de potência ativa, fornecido pelos geradores fictícios que serão alocados nas barras de carga.

$$\min COT = \sum_{i \in \Omega_b} \varphi_{(i)}^p \cdot P_{(i)}^c \quad (45)$$

O balanço de potência ativa em uma barra em CC está definida pela equação (46), enquanto que as equações de balanço de potência ativa e potência reativa em uma barra CA estão definidas pelas equações (47) e (48), respetivamente.

$$\sum_{(c,i,e) \in \Omega_{cv}} P_{(c)}^{cv,dc} + \sum_{(d,e,f) \in \Omega_d} P_{(d,e,f)}^{dc} + P_{(e)}^d = 0 \quad (\forall e \in \Omega_\varepsilon) \quad (46)$$

$$\begin{aligned} P_{(i)}^g = & \sum_{(c,i,e) \in \Omega_{cv}} P_{(c,i,e)}^{tf} + \sum_{(k,i,j) \in \Omega_l} P_{(k,i,j)}^{from} + \sum_{(k,i,j) \in \Omega_l} P_{(k,i,j)}^{to} \\ & + g_i^{sh} V_{(i)}^2 + P_{(i)}^d - P_{(i)}^c \quad (\forall i \in \Omega_b) \end{aligned} \quad (47)$$

$$Q_{(i)}^g = \sum_{(c,i,e) \in \Omega_{cv}} Q_{(c,i,e)}^{tf} + \sum_{(k,i,j) \in \Omega_l} Q_{(k,i,j)}^{from} + \sum_{(k,i,j) \in \Omega_l} Q_{(k,i,j)}^{to} - b_i^{sh} V_{(i)}^2 + Q_{(i)}^d - Q_{(i)}^c \quad (\forall i \in \Omega_b) \quad (48)$$

O fluxo de potência ativa a traves das linhas de transmissão em CC está representado na equação (49).

$$P_{(def)}^{dc} = \left(\frac{N_{pd}}{r_d} \right) \cdot V_e^{dc} \cdot (V_e^{dc} - V_f^{dc}) \quad (\forall d, e, f \in \Omega_d) \quad (49)$$

O fluxo de potência ativa e reativa a traves das linhas de transmissão em CA estão representados nas equações (50) - (53).

$$P_{(k,i,j)}^{from} = \left(n_{(k,i,j)} + n_{(k,i,j)}^0 \right) \left(V_{(i)}^2 g_{(k,i,j)} - V_{(i)} V_{(j)} \left(g_{(k,i,j)} \cos(\theta_{(i)} - \theta_{(j)}) + b_{(k,i,j)} \sin(\theta_{(i)} - \theta_{(j)}) \right) \right) \quad (\forall k, i, j \in \Omega_l) \quad (50)$$

$$P_{(k,i,j)}^{to} = \left(n_{(k,i,j)} + n_{(k,i,j)}^0 \right) \left(V_{(j)}^2 g_{(k,i,j)} - V_{(i)} V_{(j)} \left(g_{(k,i,j)} \cos(\theta_{(i)} - \theta_{(j)}) - b_{(k,i,j)} \sin(\theta_{(i)} - \theta_{(j)}) \right) \right) \quad (\forall k, i, j \in \Omega_l) \quad (51)$$

$$Q_{(k,i,j)}^{from} = \left(n_{(k,i,j)} + n_{(k,i,j)}^0 \right) \left(-V_{(i)}^2 \left(b_{(k,i,j)}^{sh} + b_{(k,i,j)} \right) - V_{(i)} V_{(j)} \left(g_{(k,i,j)} \sin(\theta_{(i)} - \theta_{(j)}) - b_{(k,i,j)} \cos(\theta_{(i)} - \theta_{(j)}) \right) \right) \quad (\forall k, i, j \in \Omega_l) \quad (52)$$

$$Q_{(k,i,j)}^{to} = \left(n_{(k,i,j)} + n_{(k,i,j)}^0 \right) \left(-V_{(j)}^2 \left(b_{(k,i,j)}^{sh} + b_{(k,i,j)} \right) + V_{(i)} V_{(j)} \left(g_{(k,i,j)} \sin(\theta_{(i)} - \theta_{(j)}) + b_{(k,i,j)} \cos(\theta_{(i)} - \theta_{(j)}) \right) \right) \quad (\forall k, i, j \in \Omega_l) \quad (53)$$

As injeções de potência ativa e reativa em cada lado do transformador estão definidas nas equações (54) a (57).

$$P_{(c,i,e)}^{tf} = g_c^{tf} \left(\frac{V_i}{t_c} \right)^2 - g_c^{tf} \frac{V_i}{t_c} V_c^f \cos(\theta_{(i)} - \theta_{(c)}^f) - b_c^{tf} \frac{V_i}{t_c} V_c^f \sin(\theta_{(i)} - \theta_{(c)}^f) \quad (\forall c, i, e \in \Omega_{cv}) \quad (54)$$

$$Q_{(c,i,e)}^{tf} = -b_c^{tf} \left(\frac{V_i}{t_c} \right)^2 + b_c^{tf} \frac{V_i}{t_c} V_c^f \cos(\theta_{(i)} - \theta_{(c)}^f) - g_c^{tf} \frac{V_i}{t_c} V_c^f \sin(\theta_{(i)} - \theta_{(c)}^f) \quad (\forall c, i, e \in \Omega_{cv}) \quad (55)$$

$$P_{(c,e,i)}^{tf} = g_c^{tf} (V_c^f)^2 - g_c^{tf} V_c^f \frac{V_i}{t_c} \cos(\theta_{(c)}^f - \theta_{(i)}) - b_c^{tf} V_c^f \frac{V_i}{t_c} \sin(\theta_{(c)}^f - \theta_{(i)}) \quad (\forall c, i, e \in \Omega_{cv}) \quad (56)$$

$$Q_{(c,e,i)}^{tf} = -b_c^{tf} (V_c^f)^2 + b_c^{tf} V_c^f \frac{V_i}{t_c} \cos(\theta_{(c)}^f - \theta_{(i)}) - g_c^{tf} V_c^f \frac{V_i}{t_c} \sin(\theta_{(c)}^f - \theta_{(i)}) \quad (\forall c, i, e \in \Omega_{cv}) \quad (57)$$

As injeções de potência ativa no lado em CA e em CC do conversor estão ligadas pelas seguintes equações:

$$P_{(c)}^{cv,ac} + P_{(c)}^{cv,dc} = P_{(c)}^{cv,loss} \quad (\forall c, e, i \in \Omega_{cv}) \quad (58)$$

$$P_{(c)}^{cv,loss} = a_c^{cv} + b_c^{cv} I_c^{cv} + c_c^{cv} (I_c^{cv})^2 \quad (\forall c, e, i \in \Omega_{cv}) \quad (59)$$

$$(P_{(c)}^{cv,ac})^2 + (Q_{(c)}^{cv,ac})^2 = (V_{(c)}^{cv})^2 (I_{(c)}^{cv})^2 \quad (\forall c, e, i \in \Omega_{cv}) \quad (60)$$

$$P_{(c)}^{cv,dc} = V_{(e)}^{dc} I_{(c)}^{cv,dc} \quad (\forall c, e, i \in \Omega_{cv}) \quad (61)$$

$$I_{(c)}^{cv} \leq I_{(c)}^{cv,max} \quad (\forall c, e, i \in \Omega_{cv}) \quad (62)$$

O balanço de potência ativa e potência reativa, entre o transformador, o filtro e o reator de fase está dado pelas equações (63) e (64).

$$P_{(c,i,e)}^{rf} + P_{(c,e,i)}^{tf} = 0 \quad (\forall c, e, i \in \Omega_{cv}) \quad (63)$$

$$Q_{(c,i,e)}^{rf} + Q_{(c,e,i)}^{tf} + Q_{(c)}^f = 0 \quad (\forall c, e, i \in \Omega_{cv}) \quad (64)$$

onde a potência reativa absorvida pelo filtro de cada conversor é :

$$Q_{(c)}^f = -b_c^f (V_c^f)^2 \quad (\forall c, e, i \in \Omega_{cv}) \quad (65)$$

Os limites de fluxo de potência estão representados pelas restrições (66) e (69).

$$(P_{(k,i,j)}^{from})^2 + (Q_{(k,i,j)}^{from})^2 \leq \left((n_{(k,i,j)} + n_{(k,i,j)}^0) S_{(k,i,j)}^{max} \right)^2 \quad (\forall k, i, j \in \Omega_l) \quad (66)$$

$$\left(P_{(k,i,j)}^{to}\right)^2 + \left(Q_{(k,i,j)}^{to}\right)^2 \leq \left(\left(n_{(k,i,j)} + n_{(k,i,j)}^0\right) S_{(k,i,j)}^{max}\right)^2 \quad (\forall k, i, j \in \Omega_l) \quad (67)$$

$$-P_{(c,i,e)}^{tf,max} \leq P_{(c,i,e)}^{tf} \leq P_{(c,i,e)}^{tf,max} \quad (\forall c, i, e \in \Omega_{cv}) \quad (68)$$

$$-Q_{(c,i,e)}^{tf,max} \leq Q_{(c,i,e)}^{tf} \leq Q_{(c,i,e)}^{tf,max} \quad (\forall c, i, e \in \Omega_{cv}) \quad (69)$$

$$-P_{(c,e,i)}^{tf,max} \leq P_{(c,e,i)}^{tf} \leq P_{(c,e,i)}^{tf,max} \quad (\forall c, i, e \in \Omega_{cv}) \quad (70)$$

$$-Q_{(c,e,i)}^{tf,max} \leq Q_{(c,e,i)}^{tf} \leq Q_{(c,e,i)}^{tf,max} \quad (\forall c, i, e \in \Omega_{cv}) \quad (71)$$

$$P_{(def)}^{dc,min} \leq P_{(def)}^{dc} \leq P_{(def)}^{dc,max} \quad (\forall d, e, f \in \Omega_d) \quad (72)$$

As restrições (??) - (83) representam os limites máximos e mínimos para a potência ativa, potência reativa, corte de carga, magnitudes das tensões, e ângulos de fase.

$$P_{(i)}^{c,min} \leq P_{(i)}^c \leq P_{(i)}^{c,max} \quad (\forall i \in \Omega_b) \quad (73)$$

$$Q_{(i)}^{c,min} \leq Q_{(i)}^c \leq Q_{(i)}^{c,max} \quad (\forall i \in \Omega_b) \quad (74)$$

$$P_{(i)}^{min} \leq P_{(i)}^g \leq P_{(i)}^{max} \quad (\forall i \in \Omega_b) \quad (75)$$

$$Q_{(i)}^{min} \leq Q_{(i)}^g \leq Q_{(i)}^{max} \quad (\forall i \in \Omega_b) \quad (76)$$

$$P_{(c)}^{cv,ac,min} \leq P_{(c)}^{cv,ac} \leq P_{(c)}^{cv,ac,max} \quad (\forall e \in \Omega_\varepsilon) \quad (77)$$

$$Q_{(c)}^{cv,ac,min} \leq Q_{(c)}^{cv,ac} \leq Q_{(c)}^{cv,ac,max} \quad (\forall e \in \Omega_\varepsilon) \quad (78)$$

$$P_{(c)}^{cv,dc,min} \leq P_{(c)}^{cv,dc} \leq P_{(c)}^{cv,dc,max} \quad (\forall e \in \Omega_\varepsilon) \quad (79)$$

$$V_{(i)}^{min} \leq V_{(i)} \leq V_{(i)}^{max} \quad (\forall i \in \Omega_b) \quad (80)$$

$$V_{(e)}^{dc,min} \leq V_{(e)}^{dc} \leq V_{(e)}^{dc,max} \quad (\forall e \in \Omega_\varepsilon) \quad (81)$$

$$V_{(c)}^{cv,min} \leq V_{(c)}^{cv} \leq V_{(c)}^{cv,max} \quad (\forall e \in \Omega_\varepsilon) \quad (82)$$

$$-\frac{\pi}{2} \leq \theta_{(i)} \leq \frac{\pi}{2} \quad (\forall i \in \Omega_b) \quad (83)$$

O problema operacional descrito nas equações (46) a (83) foi implementado por Ergun *et al.* (2019) e, encontra-se disponível no pacote de código aberto PowerModelsACDC.jl, desenvolvida em *Julia*, para o fluxo de potência ótimo CA/CC.

3.4 MODELO MATEMÁTICO PARA O PROBLEMA DE PEGT

Após a definição dos modelos individuais para o PEG e o PET, o próximo passo é estabelecer um modelo integrado para o planejamento conjunto desses dois problemas. Deste modo o modelo matemático para o PEGT consiste em solucionar dois problemas:

- i. O problema principal ou problema mestre (MP) de PEGT: que consiste em minimizar o custo de investimento de novas usinas de geração de energia, incluindo o custo obtido no sub-problema de PEGT.
- ii. O sub-problema (SP) de PEGT, que consiste em resolver o problema de expansão e operação do sistema de transmissão.

3.4.1 Problema mestre para o PEGT

Na equação (84) é apresentada a função objetivo do problema mestre. O objetivo principal deste problema reside na minimização dos custos totais associados à expansão de novas usinas de geração, e o custo de investimento e operação do sub-problema de PEGT representado por ω . Desta forma, o problema principal de planejamento da expansão da geração e do sistema de transmissão está definido pelas seguintes equações:

$$\min v = \sum_{i \in \Omega_b} \sum_{m \in \Omega_g} \left(CCD_{(m)} + IDC_{(m)} \right) \cdot CG_{(m)} \cdot u_{(m,i)} + \omega \quad (84)$$

Sujeito a:

$$\left(1 + \frac{\%Res^{min}}{100} \right) \cdot P^d \leq \sum_{i \in \Omega_b} \sum_{m \in \Omega_g} CG_{(m,i)} \cdot u_{(m,i)} + CG'_{(i)} \leq \left(1 + \frac{\%Res^{max}}{100} \right) \cdot P^d \quad (85)$$

$$\left(1 + \frac{\%Res^{min}}{100} \right) \cdot Q^d \leq \sum_{i \in \Omega_b} \sum_{m \in \Omega_g} Q_{G(m,i)} \cdot u_{(m,i)} + Q'_{G(i)} \leq \left(1 + \frac{\%Res^{max}}{100} \right) \cdot Q^d \quad (86)$$

$$\sum_{i \in \Omega_b} \left(F'_{(\nu,i)} + \sum_{m \in \Omega_g} TF_{(\nu,m)} \cdot E_{(m,i)} \cdot u_{(m,i)} \right) \leq F_{(\nu)}^{max} \quad (\forall f \in \Omega_\nu) \quad (87)$$

$$\sum_{i \in \Omega_b} \left(Y'_{(p,i)} + \sum_{m \in \Omega_g} TE_{(p,m)} \cdot E_{(m,i)} \cdot u_{(m,i)} \right) \leq Y_{(p)}^{max} \quad (\forall p \in \Omega_p) \quad (88)$$

$$0 \leq u_{(m,i)} \leq 1 \quad (\forall i \in \Omega_b, \forall m \in \Omega_g) \quad (89)$$

$$\sum_{m \in \Omega_g} u_{(m,i)} \leq 1 \quad (\forall i \in \Omega_b) \quad (90)$$

$$LOLP \leq LOLP^{max} \quad (91)$$

A função objetivo definida na equação (84) contempla os custos associados aos investimentos em novas usinas de geração de energia. Já os custos relativos à operação e manutenção dessas usinas são considerados no sub-problema de PEGT.

3.4.2 Sub-problema para o PEGT

O sub-problema consiste em resolver o problema de PET, levando em consideração os detalhes e modificações apresentadas nesta seção. O sub-problema encontra-se dividido no problema de expansão e no problema de operação.

3.4.2.1 Problema de expansão

O principal objetivo deste problema é minimizar o custo de adição de novas linhas de transmissão, o custo de alocação de fontes de potência reativa (custo de corte de carga de potência reativa), e o custo das perdas de potência.

$$\min \omega = \sum_{(k,i,j) \in \Omega_l} c_{(k,i,j)}^L \cdot n_{(k,i,j)} + \sum_{i \in \Omega_b} \varphi_{(i)}^q \cdot Q_{(i)}^c + CPT + COT \quad (92)$$

$$CPT = h \cdot f_{loss} \cdot \varphi^{loss} \cdot \sum_{(k,i,j) \in \Omega_l} \left(P_{(k,i,j)}^{from} + P_{(k,i,j)}^{to} \right) \quad (93)$$

$$0 \leq n_{(k,i,j)} \leq n_{(k,i,j)}^{max} - n_{(k,i,j)}^0 \quad (\forall k, i, j \in \Omega_l) \quad (94)$$

$$n_{(k,i,j)} \text{ inteiro} \quad (\forall k, i, j \in \Omega_l) \quad (95)$$

3.4.2.2 Problema de operação

O objetivo deste problema é minimizar o custo de operação baseado no custo nivelado de energia (LCOE - Levelized Cost Of Electricity) (Lorenczik *et al.*, 2020).

O LCOE é uma medida usada para avaliar e comparar os custos de diferentes tecnologias de geração de energia. O LCOE de um ativo gerador de energia pode ser considerado como o custo médio total de construção e operação do ativo por unidade de

eletricidade total gerada ao longo de uma vida útil estimada, e está dado em USD/MWh. Essa métrica é frequentemente utilizada para determinar a viabilidade econômica de diferentes fontes de energia ou tecnologias de geração elétrica, já que permite que planejadores e tomadores de decisão comparem as fontes de energia com base em seus custos ao longo do tempo.

Alternativamente, o custo nivelado de energia (LCOE) pode ser interpretado como o valor médio mínimo pelo qual a eletricidade produzida pelo ativo deve ser comercializada para cobrir integralmente os custos de produção ao longo de sua vida útil. Através do LCOE, é possível analisar a sensibilidade dos projetos de energia a variações nos custos iniciais, operacionais e de manutenção, bem como nas taxas de desconto, permitindo uma tomada de decisão informada na escolha das melhores opções para o fornecimento de eletricidade de maneira sustentável e econômica.

Deste modo, ao aplicar o LCOE no PET, a equação (20), será substituída pela equação (96). Nessa equação, o termo $LCOE_{(i)}$ representa o custo nivelado de energia do gerador tipo m que está alocado na barra i , assim, o LCOE é calculado com base nos dados do PEG através da equação (97). O termo CRF é o Fator de Recuperação de Capital dado pela equação (98), e é usado em projetos de investimento para determinar os pagamentos regulares que permitem amortizar o custo inicial do investimento, levando em consideração a taxa de juros (α) ou taxa de retorno esperada e o período de recuperação desejado $\Upsilon_{(m)}$. Essa métrica é útil para avaliar a viabilidade financeira de projetos de longo prazo.

$$\min COT = \frac{S^b}{10^6} \cdot \left(\frac{(1 + \alpha)^{\Upsilon_{(m)}} - 1}{\alpha \cdot (1 + \alpha)^{\Upsilon_{(m)}}} \right) \cdot \left(\sum_{i \in \Omega_b} \varphi_{(i)}^p \cdot P_{(i)}^c + h \cdot \sum_{i \in \Omega_b} LCOE_{(i)} \cdot P_{(m,i)}^g \right) \quad (96)$$

$$LCOE_{(i)} = \sum_{m \in \Omega_g} \psi_{(m)} \cdot \left(\frac{CRF_{(m)} \cdot C_{inv(m)} + C_{OMF(m)}}{hr \cdot \psi_{(m)}} + C_{OMV(m)} \right. \\ \left. + 1/\eta_{(m)} \cdot CF_{(m)} \cdot TF_{(m)} + 1/\eta_{(m)} \cdot P_{CO2(m)} \cdot TE_{(m)} \right) \quad (97)$$

$$CRF_{(m)} = \frac{\alpha \cdot (1 + \alpha)^{\Upsilon_{(m)}}}{(1 + \alpha)^{\Upsilon_{(m)}} - 1} \quad (98)$$

As equações de balanço de potência ativa e potência reativa definida pelas equações (21) e (22), foram substituídas pelas equações (99) e (100), respetivamente.

$$P_{(i)}^g = \sum_{(k,i,j) \in \Omega_l} P_{(k,i,j)}^{from} + \sum_{(k,i,j) \in \Omega_l} P_{(k,i,j)}^{to} + g_i^{sh} V_{(i)}^2 + P_{(i)}^d - P_{(i)}^c - P_{(m,i)}^g \quad (\forall i \in \Omega_b) \quad (99)$$

$$Q_{(i)}^g = \sum_{(k,i,j) \in \Omega_l} Q_{(k,i,j)}^{from} + \sum_{(k,i,j) \in \Omega_l} Q_{(k,i,j)}^{to} - b_i^{sh} V_{(i)}^2 + Q_{(i)}^d - Q_{(i)}^c - Q_{(m,i)}^g \quad (\forall i \in \Omega_b) \quad (100)$$

As variáveis de estado que são as tensões e ângulos, se relacionam com os fluxos de potência ativa e reativa a traves das equações (101) - (104).

$$P_{(k,i,j)}^{from} = \left(n_{(k,i,j)} + n_{(k,i,j)}^0 \right) \left(V_{(i)}^2 g_{(k,i,j)} - V_{(i)} V_{(j)} \left(g_{(k,i,j)} \cos \left(\theta_{(i)} - \theta_{(j)} \right) + b_{(k,i,j)} \sin \left(\theta_{(i)} - \theta_{(j)} \right) \right) \right) \quad (\forall k, i, j \in \Omega_l) \quad (101)$$

$$P_{(k,i,j)}^{to} = \left(n_{(k,i,j)} + n_{(k,i,j)}^0 \right) \left(V_{(j)}^2 g_{(k,i,j)} - V_{(i)} V_{(j)} \left(g_{(k,i,j)} \cos \left(\theta_{(i)} - \theta_{(j)} \right) - b_{(k,i,j)} \sin \left(\theta_{(i)} - \theta_{(j)} \right) \right) \right) \quad (\forall k, i, j \in \Omega_l) \quad (102)$$

$$Q_{(k,i,j)}^{from} = \left(n_{(k,i,j)} + n_{(k,i,j)}^0 \right) \left(-V_{(i)}^2 \left(b_{(k,i,j)}^{sh} + b_{(k,i,j)} \right) - V_{(i)} V_{(j)} \left(g_{(k,i,j)} \sin \left(\theta_{(i)} - \theta_{(j)} \right) - b_{(k,i,j)} \cos \left(\theta_{(i)} - \theta_{(j)} \right) \right) \right) \quad (\forall k, i, j \in \Omega_l) \quad (103)$$

$$Q_{(k,i,j)}^{to} = \left(n_{(k,i,j)} + n_{(k,i,j)}^0 \right) \left(-V_{(j)}^2 \left(b_{(k,i,j)}^{sh} + b_{(k,i,j)} \right) + V_{(i)} V_{(j)} \left(g_{(k,i,j)} \sin \left(\theta_{(i)} - \theta_{(j)} \right) + b_{(k,i,j)} \cos \left(\theta_{(i)} - \theta_{(j)} \right) \right) \right) \quad (\forall k, i, j \in \Omega_l) \quad (104)$$

Os limites de fluxo de potência aparente pelas linhas estão representados pelas restrições (105) e (106).

$$\left(P_{(k,i,j)}^{from} \right)^2 + \left(Q_{(k,i,j)}^{from} \right)^2 \leq \left(\left(n_{(k,i,j)} + n_{(k,i,j)}^0 \right) S_{(k,i,j)}^{max} \right)^2 \quad (\forall k, i, j \in \Omega_l) \quad (105)$$

$$\left(P_{(k,i,j)}^{to} \right)^2 + \left(Q_{(k,i,j)}^{to} \right)^2 \leq \left(\left(n_{(k,i,j)} + n_{(k,i,j)}^0 \right) S_{(k,i,j)}^{max} \right)^2 \quad (\forall k, i, j \in \Omega_l) \quad (106)$$

As restrições (87) - (114) representam os limites máximos e mínimos para a potência ativa, potência reativa, corte de carga, magnitudes das tensões, e ângulos de fase.

$$\left(1 - u_{(m,i)} \right) \cdot P_{(i)}^{c,min} \leq P_{(i)}^c \leq P_{(i)}^{c,max} \cdot \left(1 - u_{(m,i)} \right) \quad (\forall i \in \Omega_b) \quad (107)$$

$$\left(1 - u_{(m,i)} \right) \cdot Q_{(i)}^{c,min} \leq Q_{(i)}^c \leq Q_{(i)}^{c,max} \cdot \left(1 - u_{(m,i)} \right) \quad (\forall i \in \Omega_b) \quad (108)$$

$$u_{(m,i)} \cdot P_{(m,i)}^{min} \leq P_{(m,i)}^g \leq P_{(m,i)}^{max} \cdot u_{(m,i)} \quad (\forall i \in \Omega_b) \quad (109)$$

$$u_{(m,i)} \cdot Q_{(m,i)}^{min} \leq Q_{(m,i)}^g \leq Q_{(m,i)}^{max} \cdot u_{(m,i)} \quad (\forall i \in \Omega_b) \quad (110)$$

$$P_{(i)}^{min} \leq P_{(i)}^g \leq P_{(i)}^{max} \quad (\forall i \in \Omega_b) \quad (111)$$

$$Q_{(i)}^{min} \leq Q_{(i)}^g \leq Q_{(i)}^{max} \quad (\forall i \in \Omega_b) \quad (112)$$

$$V_{(i)}^{min} \leq V_{(i)} \leq V_{(i)}^{max} \quad (\forall i \in \Omega_b) \quad (113)$$

$$-\frac{\pi}{2} \leq \theta_{(i)} \leq \frac{\pi}{2} \quad (\forall i \in \Omega_b) \quad (114)$$

O conjunto de restrições representado pelas equações (107), (108), (109), e (110) representam as capacidades mínimas e máximas de geração de potência ativa e reativa entregues, seja pelos geradores candidatos ou pelos geradores fictícios. Essas restrições garantem que, se a unidade de geração m for alocada na barra de carga i , então os limites de geração de potência ativa e reativa dessa barra serão definidos pelos parâmetros do gerador candidato. Caso contrário, esses valores serão determinados pelos parâmetros dos geradores fictícios.

O modelo de planejamento integrado da geração e do sistema de transmissão apresentado considera o modelo de Planejamento da Expansão da Transmissão (PET) com base em linhas de transmissão em corrente alternada (CA). No entanto, o mesmo procedimento pode ser aplicado considerando o modelo híbrido CA/CC.

É importante mencionar que, neste trabalho, o problema operacional foi resolvido utilizando o otimizador Ipopt (Interior Point Optimizer). Este otimizador é uma ferramenta utilizada para resolver problemas de otimização não linear em problemas complexos de programação matemática.

3.5 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Com o intuito de considerar a interação entre o PET e PEG, neste capítulo, foi apresentada a formulação matemática utilizada para resolver os problemas de planejamento da expansão da capacidade de geração, bem como do planejamento da expansão do sistema de transmissão, tanto de forma individual quanto integrada. Uma distinção em relação aos modelos existentes reside no uso do modelo CA para representar a rede de transmissão, que não tem sido aplicado à resolução do Planejamento da Expansão da Geração e Transmissão. Esta escolha possibilita o planejamento simultâneo de linhas de transmissão, alocação de fontes de potência reativa e uma avaliação precisa das perdas de potência na rede de transmissão.

A formulação matemática apresentada tem como objetivo servir como uma ferramenta comparativa entre o problema integrado de PEGT e a abordagem sequencial que envolve a resolução, em uma primeira etapa, do PEG e, posteriormente, do PET. Buscamos identificar como essas duas abordagens podem impactar os planos de expansão finais, fornecendo pontos de vista valiosos para o planejamento eficiente do sistema elétrico.

4 MÉTODO DE SOLUÇÃO

4.1 INTRODUÇÃO

No cenário contemporâneo, é evidente um aumento na dificuldade e complexidade dos problemas de otimização do mundo real. Isso tem gerado uma crescente demanda por abordagens de otimização altamente eficazes. Ao longo do tempo, uma ampla variedade de estratégias meta-heurísticas emergiu como resposta a essa necessidade. As meta-heurísticas representam um domínio de pesquisa dinâmico e em constante aprimoramento, proporcionando ferramentas valiosas para a resolução bem-sucedida de problemas de otimização desafiadores encontrados em diversas áreas de conhecimento.

Desta forma, considerando a eficácia das técnicas de otimização meta-heurísticas com o uso do modelo CA no PET, em comparação com abordagens baseadas em técnicas de otimização matemática tradicionais, conforme demonstrado no estudo comparativo realizado em (Morquecho *et al.*, 2023), nesta pesquisa foram empregadas técnicas de otimização meta-heurísticas na resolução do PEGT. Neste capítulo serão apresentadas as meta-heurísticas evolução diferencial (DE), o algoritmo de otimização baseado no princípio de Arquimedes (AOA), o algoritmo de otimização do texugo de mel (HBA), e o algoritmo de busca gulosa (IGA) que foram usados para resolver o problema de planejamento da expansão de novas usinas de geração e do sistema de transmissão.

O algoritmo DE (Ponsich; Coello Coello, 2013) é uma técnica que visa otimizar problemas por meio de uma abordagem iterativa. Ele trabalha no sentido de melhorar uma solução candidata com base em uma métrica de qualidade predefinida. O DE é fundamentado na ideia de simular processos de evolução natural, como seleção, reprodução e mutação, para descobrir soluções ótimas ou próximas do ótimo em um espaço de busca. O DE pode ser adaptado para uma ampla gama de problemas de otimização, permitindo que seus parâmetros sejam ajustados de acordo com as características específicas de cada problema. Deste modo o DE é uma ferramenta para a resolução de problemas complexos em diversas áreas, proporcionando a busca por soluções eficientes.

O AOA desenvolvido por Hashim *et al.* (2021) é uma nova meta-heurística baseada na física que se inspira na Lei de Arquimedes. De acordo com o autor o AOA demonstrou sua robustez nos testes realizados em funções complexas e problemas de otimização em engenharia, e se destacou em termos de qualidade das soluções e eficiência na busca pelo ótimo global em comparação com outros algoritmos recentes, incluindo algoritmos genéticos (GA) (Reeves, 2010), Particle Swarm Optimization (PSO) (Shi *et al.*, 2001), L-SHADE (Tanabe; Fukunaga, 2014), LSHADE-EpSin (Awad *et al.*, 2016), Whale optimization algorithm (WOA) (Mirjalili; Lewis, 2016), Sine Cosine Algorithm (SCA) (Mirjalili, 2016),

Harris' Hawks Optimization (HHO) (Heidari *et al.*, 2019) e Equilibrium optimizer (EO) (Faramarzi *et al.*, 2020).

Por outro lado, o HBA implementado por Hashim *et al.* (2022) é uma inovadora meta-heurística baseada na natureza que se inspira no comportamento de forrageio do texugo de mel. A eficácia do HBA tem sido avaliada em uma variedade de problemas de engenharia e comparada com outras técnicas de otimização amplamente conhecidas, incluindo, Simulated Annealing (SA) (Henderson; Jacobson; Johnson, 2003), PSO, L-SHADE, Moth-Flame Optimization (MFO) Algorithm (Bahrami; Bozorg-Haddad; Chu, 2018), Elephant Herding Optimization (EHO) (Wang *et al.*, 2016), WOA, Grasshopper Optimization Algorithm (GOA) (Meraïhi *et al.*, 2021), Thermal Exchange Optimization (TEO) (Kaveh; Dadras, 2017), e Harris' hawks optimization (HHO). Os resultados dessas comparações demonstraram que o HBA exibe um desempenho notável em relação às técnicas de otimização mencionadas, destacando-se pela sua velocidade de convergência e pelo equilíbrio eficiente entre exploração e exploração, mostrando deste modo a eficácia na resolução de problemas com espaços de busca complexos.

É importante destacar que os algoritmos DE, AOA e HBA foram aprimorados pela incorporação dos princípios da meta-heurística de busca tabu (TS) (Glover, 1989). Esses aprimoramentos incluem a implementação de estratégias de vizinhança para a geração de soluções vizinhas, envolvendo a aplicação de perturbações nas soluções. Além disso, foi introduzido o conceito de memória flexível, estrategicamente projetado para evitar repetições na visita a soluções previamente exploradas. Essa abordagem resultou em uma exploração mais abrangente e eficiente do espaço de solução, ampliando a eficácia desses algoritmos.

Finalmente, o algoritmo de busca gulosa (IGA) (Zhao; Zhou; Liu, 2021) é uma técnica de otimização que se destaca por sua abordagem inovadora na resolução de problemas complexos. Este método baseia-se na ideia de construção iterativa e melhoria progressiva de soluções, combinando duas fases essenciais: a fase de destruição e a fase de re-construção. Na fase de destruição, o algoritmo busca explorar e degradar uma solução inicial removendo componentes menos promissores. Em seguida, na fase de re-construção, o IGA se concentra na criação de uma nova solução a partir dos elementos restantes, com o objetivo de melhorar a qualidade geral da solução. Essa abordagem única permite que o IGA ataque uma ampla variedade de problemas de otimização de maneira eficaz, levando a soluções de alta qualidade.

Dentro desse contexto, a meta-heurística IGA foi usada para resolver o sub-problema do PEGT, enquanto que, as meta-heurísticas DE, AOA e HBA foram implementadas para gerar de forma iterativa um conjunto de soluções para o problema mestre do PEGT. A seguir, serão detalhadas as meta-heurísticas mencionadas anteriormente.

4.2 EVOLUÇÃO DIFERENCIAL (DE)

A meta-heurística DE (Differential Evolution) (Ponsich; Coello Coello, 2013) é um algoritmo de otimização que pertence à classe de algoritmos evolutivos e é frequentemente usada para resolver problemas de otimização mono e multiobjetivo em diversas áreas de conhecimento. A estrutura do algoritmo está definida em quatro etapas que são: **Inicialização**, **mutação**, **recombinação** e **seleção**, essas etapas foram projetadas com o objetivo de gerar novos indivíduos em busca da solução mais adequada ao problema em questão. Cada uma das etapas mencionadas são apresentadas a continuação para descrever o algoritmo DE/rand/1/bin.

Na notação DE/rand/1/bin, o termo **rand** indica que a estratégia de seleção de vetores da população envolve a escolha aleatória de vetores. O número **1** representa a quantidade de diferenças entre os vetores selecionados aleatoriamente que são combinadas para criar a nova solução candidata. Nesse caso, apenas um par de vetores randômicos é usado. Por fim, **bin** indica que a combinação dos vetores é feita de forma binária, onde cada componente das soluções é selecionada a partir dos vetores randômicos com base em uma lógica binária simples. Essa notação específica ajuda a definir como o DE opera na geração de novas soluções, introduzindo diversidade por meio da seleção aleatória e controlando a perturbação aplicada às soluções atuais de maneira binária.

4.2.1 Inicialização

A fase de inicialização, envolve a criação da população inicial (conjunto inicial de soluções candidatas, geralmente chamadas de indivíduos) a partir da qual o algoritmo começa a evoluir para encontrar soluções melhores ao longo do tempo. Existem várias estratégias para criar a população inicial, e a escolha da estratégia adequada depende das características do problema. Alguns métodos comuns incluem a geração de indivíduos aleatórios uniformemente distribuídos no espaço de busca, a utilização de heurísticas para criar indivíduos iniciais com base no conhecimento do problema ou a adaptação da população inicial a partir de soluções prévias.

Neste contexto, a equação (115) representa uma população de soluções candidatas, em que cada solução $\mathbf{x}_i$ é representada como um vetor e está associada ao valor da função objetivo $f(\mathbf{x}_i)$. Na fase de inicialização, uma população composta por N indivíduos é gerada de forma aleatória, seguindo uma distribuição uniforme dada pela equação (116), na qual r_n representa um número aleatório compreendido entre 0 e 1. Cada indivíduo está composto por D (dimensão do problema) elementos, e cada um desses elementos deve estar dentro de limites mínimos (lb_j) e máximos (ub_j). É importante ressaltar que, neste algoritmo, a população deve conter pelo menos quatro indivíduos $\mathbf{x}_i$, uma vez que esse é o número necessário de soluções candidatas para realizar o processo de mutação.

$$\begin{bmatrix} f(\mathbf{x}_1) \\ f(\mathbf{x}_2) \\ f(\mathbf{x}_3) \\ \vdots \\ f(\mathbf{x}_N) \end{bmatrix} \Leftarrow \begin{bmatrix} x_{1,1} & x_{1,2} & x_{1,3} & \cdots & x_{1,N} \\ x_{2,1} & x_{2,2} & x_{2,3} & \cdots & x_{2,N} \\ x_{3,1} & x_{3,2} & x_{3,3} & \cdots & x_{3,N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ x_{D,1} & x_{D,2} & x_{D,3} & \cdots & x_{D,N} \end{bmatrix} \quad (115)$$

$$\mathbf{x}_i = [x_{1,i} \ x_{2,i} \ x_{3,i} \ \cdots \ x_{D,i}]$$

$$x_{ji} = lb_j + r_n \cdot (ub_j - lb_j) \quad (116)$$

$$j = 1, 2, 3, \dots, D \quad e \quad i = 1, 2, 3, \dots, N$$

Algorithm 1 Geração da população inicial

- 1: Definir o número de indivíduos da população: N
 - 2: Definir a dimensionalidade do espaço de busca: D
 - 3: **para** cada elemento $j \leftarrow 1$ **até** D **faça**
 - 4: **para** cada indivíduo $i \leftarrow 1$ **até** N **faça**
 - 5: $\mathbf{x}_{ji} \leftarrow lb_j + r_n \cdot (ub_j - lb_j)$
 - 6: **fim para**
 - 7: **fim para**
 - 8: População $\leftarrow \mathbf{x}$
 - 9: Avaliar a População
 - 10: **retorna** População
-

A população é criada seguindo o procedimento descrito no algoritmo 1. Uma vez criada a população inicial, é avaliado cada um dos indivíduos dentro dessa população. A avaliação envolve a aplicação da função objetivo, que é responsável por medir a qualidade ou adequação de cada solução candidata. Essa etapa permite avaliar o quão bem cada solução se ajusta ao problema em que está sendo aplicada, e com base nas pontuações de aptidão calculadas, o algoritmo pode tomar decisões sobre quais soluções manter, quais modificar e como direcionar a busca para encontrar soluções melhores.

4.2.2 Mutação

Após a fase de avaliação, o algoritmo entra na etapa da mutação, nessa fase, os vetores que representam as soluções candidatas são modificados, dando origem a novos indivíduos na população. A mutação desempenha um papel essencial na exploração do espaço de busca, permitindo que o algoritmo investigue regiões previamente não exploradas. O processo de mutação é descrito pelo algoritmo 2. Inicialmente, é criado um conjunto vazio denominado R com o propósito de armazenar índices selecionados aleatoriamente.

Desta forma, são selecionados para cada vetor solução $\mathbf{x}_i$ três vetores da população, isto é, $\mathbf{x}_{r1}$, $\mathbf{x}_{r2}$, $\mathbf{x}_{r3}$ de tal forma que os subíndices $r_1 \neq r_2 \neq r_3 \neq i$ sejam todos diferentes. Em seguida, um novo vetor $\mathbf{x}_d$ denominado vetor doador é gerado utilizando a equação (117) combinando $\mathbf{x}_{r1}$ com uma fração da diferença entre $\mathbf{x}_{r2}$ e $\mathbf{x}_{r3}$, controlada pela ponderação $F_s \in [0, 2]$ que influencia a quantidade de diversidade introduzida na população.

$$\mathbf{x}_d = \mathbf{x}_{r1} + F_s \cdot (\mathbf{x}_{r2} - \mathbf{x}_{r3}) \quad (117)$$

Algorithm 2 Mutação

```

1: Ponderação da diferença empregada:  $F_s$ 
2:  $\mathbf{x}_i \leftarrow$  indivíduo atual
3:  $R \leftarrow \{\}$ 
4: enquanto o número de elementos de  $R < 3$  faça
5:    $r_i \leftarrow r_n \in [1, N]$ 
6:   se  $r_i \neq i$  então
7:      $R \leftarrow R \cup \{r_i\}$ 
8:   fim se
9: fim enquanto
10:  $r_1, r_2, r_3 \leftarrow R$ 
11: para cada elemento  $j \leftarrow 1$  até  $D$  faça
12:    $x_{j,d} \leftarrow x_{j,r1} + F_s \cdot (x_{j,r2} - x_{j,r3})$ 
13: fim para
14: retorna  $\mathbf{x}_d$ 

```

4.2.3 Recombinação

A operação de cruzamento ou recombinação desempenha um papel importante na busca por soluções aprimoradas, permitindo que o algoritmo DE combine informações de diferentes indivíduos da população para explorar regiões promissoras do espaço de busca. Após a geração do vetor doador $\mathbf{x}_d$ durante a fase de mutação, ocorre a operação de recombinação ou cruzamento onde o vetor $\mathbf{x}_d$ é combinado com o vetor alvo $\mathbf{x}_i$ para criar uma nova solução candidata $\mathbf{x}_u$ que é posteriormente avaliada pela função objetivo. O processo de recombinação é controlado por uma probabilidade de cruzamento P_{cr} , que determina a chance de que a informação do vetor doador seja incorporada à solução atual.

O processo de recombinação é descrito no algoritmo 3. Nesse contexto, o conjunto não vazio I mencionado na equação (118) é dinamicamente criado com base na probabilidade de cruzamento P_{cr} e é usado para determinar como as componentes individuais $x_{j,u}$ da nova solução candidata $\mathbf{x}_u$ são herdadas dos vetores doador $\mathbf{x}_d$ e alvo $\mathbf{x}_i$ durante a operação de recombinação. Assim sendo, se o índice j estiver presente no conjunto I então a componente correspondente $x_{j,u}$ da nova solução candidata $\mathbf{x}_u$ será definida igual à componente correspondente do vetor doador $\mathbf{x}_d$. Por outro lado, se o índice j não estiver presente no conjunto I , a componente $x_{j,u}$ será definida igual à componente correspondente

do vetor alvo $\mathbf{x}_i$. Essa operação de cruzamento permite que informações relevantes do vetor doador sejam incorporadas à nova solução candidata, enquanto mantém as informações não selecionadas do vetor alvo.

$$x_{j,u} = \begin{cases} x_{j,d} & \text{se } j \in I \\ x_{j,i} & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (118)$$

Algorithm 3 Recombinação

```

1: Probabilidade de ocorrência de recombinação:  $P_{cr}$ 
2:  $j_o \leftarrow \text{rand} \in [1, D]$ 
3:  $I \leftarrow \{j_o\}$ 
4: para cada elemento  $j \leftarrow 1$  até  $D$  faça
5:   se  $\text{rand} \leq P_{cr}$  e  $j \neq j_o$  então
6:      $I \leftarrow I \cup \{j\}$ 
7:   fim se
8: fim para
9: para cada elemento  $j \leftarrow 1$  até  $D$  faça
10:  se  $j \in I$  então
11:     $x_{j,u} \leftarrow x_{j,d}$ 
12:  senão
13:     $x_{j,u} \leftarrow x_{j,i}$ 
14:  fim se
15: fim para
16: retorna  $\mathbf{x}_u$ 

```

4.2.4 Seleção

A etapa final do algoritmo DE é o processo de seleção, que é fundamental para determinar quais soluções candidatas serão mantidas na próxima geração. Isso é representado pela equação (119), na qual a aptidão da nova solução candidata $f(\mathbf{x}_u)$ é comparada à aptidão do vetor alvo $f(\mathbf{x}_i)$. Se a aptidão da nova solução candidata for menor do que a do vetor alvo, a nova solução substituirá o vetor alvo na próxima geração. Essa operação de seleção visa manter e aprimorar soluções que apresentam um desempenho superior, contribuindo para a convergência do algoritmo em direção a soluções de alta qualidade.

$$f(\mathbf{x}_u) < f(\mathbf{x}_i) \quad (119)$$

$$\mathbf{x}_i^{t+1} \leftarrow \mathbf{x}_u$$

Finalmente, quando o critério de término for atendido, será selecionado o melhor indivíduo $\mathbf{x}^*$ da população $\mathbf{X}$. Esse indivíduo é escolhido com base na equação (120), e será aquele que produz a solução de menor custo, de acordo com a métrica de avaliação

escolhida. Isso nos permite identificar a solução mais promissora entre todas as disponíveis na população após a conclusão do processo de otimização.

$$\mathbf{x}^* \in \mathbf{X} \mid f(\mathbf{x}^*) \leq f(\mathbf{x}_i) \quad \forall \mathbf{x}_i \in \mathbf{X} \quad (120)$$

4.3 ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO DE ARQUIMEDES (AOA)

O Algoritmo de Otimização de Arquimedes (AOA) (Hashim *et al.*, 2021) é uma nova abordagem de otimização baseada em população, inspirado pelo princípio de Arquimedes da física. O princípio de Arquimedes é um conceito fundamental que descreve o comportamento de objetos quando estão imersos em um fluido, seja um líquido ou um gás. Este princípio, formulado pelo matemático grego Arquimedes de Siracusa no século III a.C., estabelece que quando um objeto é colocado em um fluido, ele experimenta uma força ascendente, chamada de força de empuxo F_b , que é igual ao peso do fluido deslocado pelo objeto.

Seja W_o o peso do objeto, ou seja, a força com a qual a gravidade o puxa para baixo, três situações podem acontecer:

- i.* $F_b > W_o$, se F_b for maior que W_o o objeto flutua na superfície do fluido.
- ii.* $F_b = W_o$, se F_b for igual que W_o o objeto permanece em equilíbrio.
- iii.* $F_b < W_o$, se F_b for menor que W_o o objeto afunda.

Considerando o exposto, a meta-heurística AOA se baseia no princípio de que a força de empuxo F_b é igual ao peso do objeto W_o quando este está em equilíbrio dentro de um fluido, isto é:

$$F_b = W_o \quad (121)$$

Onde F_b e W_o são representados pelas equações (122) e (123), respectivamente. Quando estas equações são substituídas na equação (121), é obtida a expressão para a aceleração do objeto, como definido na equação (125).

$$F_b = \rho_b \cdot v_b \cdot a_b \quad (122)$$

$$W_o = \rho_o \cdot v_o \cdot a_o \quad (123)$$

$$p_b \cdot v_b \cdot a_b = p_o \cdot v_o \cdot a_o \quad (124)$$

$$a_o = \frac{p_b \cdot p_b \cdot v_b}{p_o \cdot v_o} \quad (125)$$

Nessas equações, as variáveis são definidas da seguinte forma: o objeto imerso possui sua densidade (ρ_o) e volume (v_o), enquanto o fluido no qual está imerso tem sua própria densidade (ρ_b). O volume (v_b) representa o volume do fluido deslocado pelo objeto. Além disso, tanto o objeto quanto o fluido estão sujeitos à aceleração devida à gravidade. Para o objeto, essa aceleração é representada como a_o , enquanto para o fluido é representada como a_b .

Se houver outra força devido à colisão do objeto com um objeto vizinho (representado por r), o estado de equilíbrio seria determinado de acordo com a equação (126), que pode ser expressa da seguinte forma:

$$\begin{aligned} F_b &= W_o \\ W_b - W_r &= W_o \\ p_b \cdot v_b \cdot a_b - p_r \cdot v_r \cdot a_r &= p_o \cdot v_o \cdot a_o \end{aligned} \quad (126)$$

Com base nas equações (125) e (126), a meta-heurística AOA utiliza informações como volumes, densidades e acelerações para iterativamente atualizar as posições de cada indivíduo (objetos imersos no líquido) até que uma condição de término seja satisfeita. A continuação, serão descritas as equações e etapas que compõem a meta-heurística AOA.

4.3.1 Inicialização

A fase de inicialização na metaheurística AOA consiste em gerar uma população de N indivíduos, onde cada indivíduo é considerado como um objeto imerso em um fluido. A população é gerada seguindo o procedimento descrito no algoritmo 4, e baseado na equação (127).

$$\mathbf{x}_{j,i} = lb_j + r_n \cdot (ub_j - lb_j) \quad (127)$$

$$j = 1, 2, 3, \dots, D, \text{ e } i = 1, 2, 3, \dots, N$$

Na fase inicial, cada um dos indivíduos $\mathbf{x}_i$ (objetos imersos) começa com volumes (vol_i), densidades (den_i) e acelerações (acc_i) aleatórias, bem como posições iniciais no fluido ($x_{j,i}$). Estas propriedades são representadas nas equações (128), (129), e (130), respectivamente, onde r_n é um valor aleatório no intervalo de $[0, 1]$.

$$den_i = r_n \quad (128)$$

$$vol_i = r_n \quad (129)$$

$$acc_i = lb_i + r_n \cdot (ub_i - lb_i) \quad (130)$$

No final desta fase é avaliada a função objetivo e o indivíduo $\mathbf{x}^*$ que fornece a melhor solução, é selecionado de acordo com a equação (120). Do mesmo modo é determinado o melhor volume (vol^*), densidade (den^*) e aceleração (acc^*) associados ao indivíduo $\mathbf{x}^*$.

Algorithm 4 Inicialização AOA

Entrada: N, D, lb, ub

- 1: **para** cada elemento $j \leftarrow 1$ **até** D **faça**
 - 2: **para** cada indivíduo $i \leftarrow 1$ **até** N **faça**
 - 3: $\mathbf{x}_{ji} \leftarrow lb_j + r_n \cdot (ub_j - lb_j)$
 - 4: **fim para**
 - 5: **fim para**
 - 6: **para** cada indivíduo $i \leftarrow 1$ **até** N **faça**
 - 7: $den_i \leftarrow r_n \in [0, 1]$
 - 8: $vol_i \leftarrow r_n \in [0, 1]$
 - 9: $acc_i \leftarrow lb_i + r_n \cdot (ub_i - lb_i)$
 - 10: **fim para**
 - 11: População $\leftarrow \mathbf{x}$
 - 12: Avaliar a População
 - 13: **retorna** $\mathbf{x}^*, den^*, vol^*, acc^*$
-

4.3.2 Atualização

No processo iterativo, a metaheurística AOA atualiza as propriedades dos objetos, incluindo densidade, volume e aceleração, com base em colisões com outros objetos vizinhos. Essas atualizações determinam as novas posições dos objetos, impulsionando um processo de busca que continua até que uma condição de término seja satisfeita. Neste processo iterativo, os volumes e densidades para a iteração $t + 1$ são atualizadas com as equações (131) e (132), enquanto que as acelerações e posições são atualizados na fase de exploração e exploração.

$$den_i^{t+1} = den_i^t + r_n \cdot (den^* - den_i^t) \quad (131)$$

$$vol_i^{t+1} = vol_i^t + r_n \cdot (vol^* - vol_i^t) \quad (132)$$

Para a fase de exploração e exploração são definidos e atualizados dois operadores que são o operador de transferência T_F definido na equação (133) e o fator de densidade

d_F estabelecido na equação (134). O operador de transferência T_F é usado para decidir se o algoritmo de otimização entra na fase de exploração ou na fase de exploração. Enquanto que o fator de densidade é usado para atualizar os novos indivíduos da população. Nestas equações t e t_{max} representam a iteração atual e o máximo número de iterações, respetivamente.

$$T_F = \exp\left(\frac{t - t_{max}}{t_{max}}\right) \quad (133)$$

$$d_F^{t+1} = \exp\left(\frac{t_{max} - t}{t_{max}}\right) - \left(\frac{t}{t_{max}}\right) \quad (134)$$

4.3.3 Fase de exploração

Se o operador de transferência $T_F \leq 0,5$ o algoritmo entra na fase de exploração, e tenta cobrir o maior número possível de soluções, incluindo aquelas que podem ser distantes umas das outras em termos de qualidade. A exploração é útil para garantir que nenhuma solução promissora seja deixada de fora. Nesta fase, a aceleração acc_i^{t+1} para cada indivíduo da população é atualizada de acordo com a equação (135) onde o subíndice (r_n) quer dizer que são valores determinados de forma aleatória, em seguida a aceleração é normalizada com a equação (136), onde $u = 0,9$ e $l = 0,1$ são denominados parâmetros de normalização.

$$acc_i^{t+1} = \frac{den_{r_n} \cdot vol_{r_n} \cdot acc_{r_n}}{den_i^{t+1} \cdot vol_i^{t+1}} \quad (135)$$

$$acc_{i-norm}^{t+1} = u \cdot \frac{acc_i^{t+1} - \min(acc)}{\max(acc) - \min(acc)} + l \quad (136)$$

Finalmente, as posições de cada indivíduo são atualizadas utilizando a equação (137), na qual C_1 é um parâmetro do algoritmo com o valor de $C_1 = 2$.

$$\mathbf{x}_i^{t+1} = \mathbf{x}_i^t + C_1 \cdot r_n \cdot acc_{i-norm}^{t+1} \cdot d_F \left(\mathbf{x}_{r_n} - \mathbf{x}_i^t \right) \quad (137)$$

4.3.4 Fase de exploração

Considerando o operador de transferência T_F , se $T_F \geq 0,5$ o algoritmo entra nesta fase, e se concentra em explorar áreas específicas do espaço de busca que parecem promissoras com base nas informações coletadas na fase de exploração. Isso envolve aprofundar a pesquisa em torno de soluções que mostraram ser de boa qualidade. Nesta fase, a aceleração acc_i^{t+1} para cada indivíduo da população é atualizada de acordo com a equação (138) e normalizada usando (136).

$$acc_i^{t+1} = \frac{den^* \cdot vol^* \cdot acc^*}{den_i^{t+1} \cdot vol_i^{t+1}} \quad (138)$$

Para atualizar as posições dos indivíduos $\mathbf{x}_i$, aplicamos a equação (139). Nesta equação, T é determinado utilizando a equação (140), que demonstra como o valor de T aumenta ao longo do tempo. Esse aumento tem como objetivo incluir uma porção do melhor indivíduo encontrado até o momento, $\mathbf{x}^*$, e adicioná-lo ao melhor indivíduo da iteração atual, $\mathbf{x}^{*t}$. Além disso, P é calculado com base na equação (141), e seu valor influencia diretamente no valor F como definido na equação (142).

$$\mathbf{x}_i^{t+1} = \mathbf{x}^{*t} + F \cdot C_2 \cdot r_n \cdot acc_{i-norm}^{t+1} \cdot d_F \left(T \cdot \mathbf{x}^* - \mathbf{x}_i^t \right) \quad (139)$$

$$T = C_3 \cdot T_F \quad (140)$$

$$P = 2 \cdot r_n - C_4 \quad (141)$$

$$F = \begin{cases} 1 & \text{se } P \leq 0,5 \\ -1 & \text{se } P > 0,5 \end{cases} \quad (142)$$

Nessas equações C_2 , C_3 , e C_4 são parâmetros do algoritmo com valores de $C_2 = 6$, $C_3 = 2$, e $C_4 = 0,5$ (Hashim *et al.*, 2021).

4.3.5 Avaliação

Finalmente, após gerar a nova população utilizando as equações (128) a (142), a função objetivo é avaliada. Nesse processo, identificamos o indivíduo x^* que apresenta a melhor solução, juntamente com os melhores valores de volume (vol^*), densidade (den^*) e (acc^*) dentro dessa nova população.

O processo, desde a fase de atualização até a fase de avaliação, é repetido até que algum critério de término seja satisfeito.

4.3.6 Pseudocódigo AOA

O pseudocódigo apresentado no Algoritmo 5 oferece uma visão geral do funcionamento do algoritmo e descreve a estrutura da fase de exploração e exploração do algoritmo de otimização baseado no princípio de Arquimedes (AOA). O principal objetivo é encontrar o indivíduo $\mathbf{x}^*$ que proporciona o melhor valor da função objetivo. Essa busca por soluções de alta qualidade ocorre de forma iterativa, com o algoritmo explorando e adaptando suas soluções ao longo do processo.

Algorithm 5 Fase de exploração e exploração do AOA**Entrada:** $\mathbf{x}^*$, den^* , vol^* , acc^* , C_1 , C_2 , C_3 , C_4

```

1: enquanto o critério de término não for satisfeito faça
2:   para cada indivíduo  $i \leftarrow 1$  até  $N$  faça
3:     Atualizar o valor de  $den_i$  e  $vol_i$  usando (131) e (132)
4:     Determinar  $T_F$  e  $d_F$  usando (133) e (134)
5:     se  $T_F \leq 0,5$  então
6:       Determinar  $acc_i$  e  $acc_{i-norm}$  usando (135) e (136)
7:       Atualizar o valor de  $\mathbf{x}_i$  aplicando (137)
8:     senão
9:       Determinar  $acc_i$  e  $acc_{i-norm}$  usando (138) e (136)
10:      Determinar  $T$ ,  $P$ , e  $F$  usando (140), (141) e (142), respectivamente.
11:      Atualizar o valor de  $\mathbf{x}_i$  aplicando (139)
12:   fim se
13: fim para
14: População  $\leftarrow \mathbf{x}$ 
15: Avaliar a População e determinar  $\mathbf{x}^*$ ,  $den^*$ ,  $vol^*$ ,  $acc^*$ 
16: fim enquanto
17: retorna  $\mathbf{x}^*$ 

```

4.4 ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO DO TEXUGO DE MEL (HBA)

O Algoritmo de otimização do texugo de mel (Honey Badger Algorithm) (Hashim *et al.*, 2022) é uma estratégia inspirada no comportamento de forrageio do texugo-do-mel. Esse algoritmo adota duas abordagens principais para localizar fontes de comida (soluções): o modo de escavação e o modo de mel. No modo de escavação, o algoritmo usa seu “olfato” para estimar a localização da presa. Ao se aproximar da área, ele circunda o objetivo, escolhendo cuidadosamente o local ideal para escavar e capturar sua presa. Isso reflete a ideia de explorar uma área em busca da melhor solução, representando a fase de exploração do algoritmo. Já no modo de mel, o algoritmo segue um “pássaro guia-do-mel” para encontrar diretamente a colmeia. Essa abordagem se assemelha à exploração direcionada, onde o algoritmo é guiado por informações relevantes para encontrar soluções de forma eficiente.

Em resumo essa combinação de abordagens do HBA é inspirada na natureza versátil do texugo-do-mel, tornando-o um algoritmo interessante e adaptável para resolver problemas complexos, já que ele pode explorar amplamente em busca de soluções não exploradas, como no modo de escavação, ou seguir orientações precisas para encontrar uma solução conhecida, como no modo de mel.

As equações matemáticas que descrevem a meta-heurística HBA, bem como as diferentes etapas que a compõem, serão detalhadas a seguir.

4.4.1 Inicialização

Na fase de inicialização é gerada uma população inicial de indivíduos $\mathbf{x}_i$, onde cada indivíduo i representa a posição do i -ésimo texugo-do-mel. Cada elemento $x_{j,i}$ dessa população é gerado aplicando (143), e seguindo o procedimento detalhado no Algoritmo 1. Em seguida a população é avaliada e é selecionado o melhor indivíduo $\mathbf{x}^*$ de acordo com (120).

$$x_{j,i} = lb_j + r_n \cdot (ub_j - lb_j) \quad (143)$$

$$j = 1, 2, 3, \dots, D, \text{ e } i = 1, 2, 3, \dots, N$$

4.4.2 Modo de escavação

Para a fase de exploração (modo de escavação) e exploração (modo de mel), é definida a variável I_i que representa a intensidade de busca do i -ésimo texugo-do-mel. Essa intensidade de busca é definida na equação (144), onde S (145) é uma medida que está relacionada à força de concentração da presa, e pode representar quão atraente ou promissora é uma determinada área em termos de encontrar a presa, enquanto que d_i (146) representa a distância entre o texugo-do-mel i e a presa. Essa distância é usada no cálculo da intensidade, indicando que texugos mais próximos da presa podem ter uma intensidade maior em direção a ela.

$$I_i = r_2 \cdot \frac{S_i}{4 \cdot \pi \cdot d_i^2} \quad (144)$$

$$S_i = (x_i - x_{i+1})^2 \quad (145)$$

$$d_i = x^* - x_i \quad (146)$$

As duas equações adicionais (147) e (148) desempenham papéis fundamentais no algoritmo HBA, contribuindo para sua dinâmica de busca e exploração. Nestas equações λ representa o fator de densidade. O valor de λ diminui exponencialmente à medida que o tempo avança, o que significa que a densidade populacional tende a diminuir à medida que o algoritmo progride. Isso pode evitar a convergência prematura do algoritmo, permitindo que ele explore uma variedade de soluções ao longo do tempo.

$$\lambda = C_\lambda \cdot \exp\left(-\frac{t}{t_{max}}\right) \quad (147)$$

Em segundo lugar, o fator F é usado para direcionar a busca do algoritmo e evitar ficar preso em ótimos locais. Na equação (148), F pode assumir dois valores: 1 ou -1, dependendo do valor de r_n , que é um número aleatório entre 0 e 1. Quando r_n é menor ou igual a 0,5, F é definido como 1, o que significa que a busca seguirá uma direção positiva. Caso contrário, quando r_n é maior do que 0,5, F é definido como -1, indicando uma busca em direção negativa. Isso introduz uma componente estocástica na busca, ajudando o algoritmo a explorar diferentes direções e escapar de ótimos locais.

$$F = \begin{cases} 1 & \text{se } r_n \leq 0,5 \\ -1 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (148)$$

Finalmente, através da equação (149), cada um dos indivíduos é atualizado. Nesta equação, $\mathbf{x}_i^{t+1}$ representa a nova posição dos indivíduos após um processo de atualização que leva em consideração diversos fatores, como a posição da presa ($\mathbf{x}^*$), intensidade de busca (I), fator de densidade (λ), e a distância (d_i). Essa equação descreve a atualização das posições dos indivíduos para o algoritmo HBA no modo escavação. Através dessa atualização, os texugos-do-mel ajustam suas posições em busca de melhores soluções, refletindo o processo de busca e adaptação que ocorre ao longo da execução do algoritmo.

$$\mathbf{x}_i^{t+1} = \mathbf{x}^* + F \cdot C_\beta \cdot I \cdot \mathbf{x}^* + F \cdot r_n \cdot \lambda \cdot d_i \cdot |\cos(2\pi r_n) \cdot (1 - \cos(2\pi r_n))| \quad (149)$$

4.4.3 Modo de mel

Nesta fase ocorre a atualização das posições dos indivíduos de forma direcionada usando a equação (150). Ao contrário da fase de escavação, onde a busca é mais exploratória e ampla, nesta fase, os texugos-do-mel ajustam suas posições em direção à posição da presa $\mathbf{x}^*$ (melhor solução até o momento encontrada). Essa atualização ocorre com base em informações relevantes, como a distância d_i entre cada texugo-do-mel e a presa, bem como o fator de densidade λ . Essa estratégia permite que o algoritmo HBA realize movimentos deliberados em direção a soluções consideradas promissoras.

$$\mathbf{x}_i^{t+1} = \mathbf{x}^* + F \cdot r_n \cdot \lambda \cdot d_i \quad (150)$$

Nas equações (147) e (149), C_λ e C_β representam dois parâmetros da meta-heurística HBA, ambos com valores maiores ou iguais a 1.

4.4.4 Avaliação

Finalmente, após gerar a nova população utilizando as equações (144) a (150), a função objetivo é avaliada. Nesse processo, identificamos o indivíduo x^* que apresenta a melhor solução dentro da nova população.

4.4.5 Algoritmo do Texugo-do-Mel modificado com Voos de Lévy

A meta-heurística HBA também foi submetida a testes por meio da incorporação de Lévy flight (voos de Lévy). Essa modificação foi realizada com o objetivo de aprimorar o algoritmo através da introdução de uma componente estocástica, permitindo uma exploração mais ampla do espaço de busca. Os voos de Lévy são um conceito inspirado no comportamento de forrageio de algumas espécies animais, como aves e insetos. Eles são caracterizados por movimentos de longo alcance e aleatórios, que podem ajudar a escapar de ótimos locais e a explorar áreas distantes no espaço de busca.

$$Levy(\beta) \sim u = t^{-1-\beta}, \quad 0 \leq \beta \leq 2 \quad (151)$$

$$s = \frac{u}{v^{1/\beta}}, \quad \beta = 1,5 \quad (152)$$

$$u \sim N(0, \sigma_u^2), \quad v \sim N(0, \sigma_v^2) \quad (153)$$

$$\sigma_u = \left(\frac{\Gamma(1+\beta) \cdot \sin\left(\frac{\pi \cdot \beta}{2}\right)}{\Gamma\left(\left(1 + \frac{\beta}{2}\right) \cdot \beta \cdot 2^{(\beta-1)/2}\right)} \right)^{1/\beta} \quad e \quad \sigma_v = 1 \quad (154)$$

O conjunto de equações apresentado descreve o processo de geração de números aleatórios seguindo a distribuição de Lévy. A equação (151) descreve a distribuição de Lévy, onde u segue uma distribuição que varia com base em um parâmetro β que pode variar de 0 a 2. A equação (152) determina o passo da distribuição de Lévy, especialmente quando $\beta = 1,5$. A equação (153) especifica que u e v são gerados a partir de distribuições normais com desvios padrão σ_u e σ_v , respectivamente. Por fim, na equação (154) são calculados os valores dos desvios padrão σ_u e σ_v com base em β .

Finalmente, na meta-heurística HBA as equações (149) e (150) são substituídas pelas equações (155) e (156), onde γ é um parâmetro igual a 0,1.

$$\mathbf{x}_i^{t+1} = x^* + F \cdot C_2 \cdot I \cdot x^* + F \cdot \gamma \cdot Levy(\beta) \cdot \lambda \cdot d_i \cdot |\cos(2\pi r_n) \cdot (1 - \cos(2\pi r_n))| \quad (155)$$

$$\mathbf{x}_i^{t+1} = x^* + F \cdot \gamma \cdot Levy(\beta) \cdot \lambda \cdot d_i \quad (156)$$

4.4.6 Pseudocódigo HBA

O pseudocódigo fornecido no Algoritmo 6 oferece uma visão geral do funcionamento do algoritmo HBA, descrevendo a estrutura da fase de exploração e exploração.

No pseudocódigo mencionado, L_F é um parâmetro binário que controla o processo de atualização dos indivíduos da população, levando em consideração as modificações feitas com voos de Lévy.

Algorithm 6 Pseudocódigo meta-heurística HBA

Entrada: N, D, C_λ, C_β

```

1: Determinar a população inicial usando o Algoritmo 1
2: Avaliar a População e determinar  $\mathbf{x}^*$ 
3: enquanto o critério de término não for satisfeito faça
4:   Determinar o fator de densidade usando (147)
5:   para cada indivíduo  $i \leftarrow 1$  até  $N$  faça
6:     Determinar o valor de  $I_i$  aplicando (144)
7:     Determinar o valor de  $F$  aplicando (148)
8:     se  $r_n \leq 0,5$  então
9:       se  $L_F = 1$  então
10:        Atualizar o valor de  $\mathbf{x}_i$  usando (155)
11:      senão
12:        Atualizar o valor de  $\mathbf{x}_i$  usando (149)
13:      fim se
14:    senão
15:      se  $L_F = 1$  então
16:        Atualizar o valor de  $\mathbf{x}_i$  usando (156)
17:      senão
18:        Atualizar o valor de  $\mathbf{x}_i$  usando (150)
19:      fim se
20:    fim se
21:  fim para
22:  População  $\leftarrow \mathbf{x}$ 
23:  Avaliar a População e determinar  $\mathbf{x}^*$ 
24: fim enquanto
25: retorna  $\mathbf{x}^*$ 

```

4.5 BUSCA TABU

Os princípios da meta-heurística busca tabu (Glover, 1989) aplicados nos algoritmos DE, AOA, e HBA são: *i.* estratégias de vizinhança envolvendo a aplicação de perturbações nas soluções, e *ii.* o conceito de memória flexível. Desta forma é definido o parâmetro denominado *duração tabu* (t_T) que refere-se ao número de iterações durante o qual uma solução específica é considerada tabu ou proibida de ser revisitada pelo algoritmo, e a variável dinâmica *lista tabu* (l_T) que armazena as soluções recentemente visitadas durante a execução do algoritmo. Conforme o algoritmo avança, essa lista é preenchida e esvaziada à medida que as soluções são adicionadas e removidas com base no tempo tabu. O objetivo principal da *lista tabu* e do *tempo tabu* é promover a diversificação da busca, impedindo que o algoritmo visite repetidamente as mesmas soluções ou caia em ótimos locais.

O Algoritmo 7 descreve essas abordagens de busca tabu que são aplicadas à melhor solução encontrada em cada iteração para evitar ciclos indesejados. Em primeiro lugar, ele atribui a solução $\mathbf{x}^*$ a uma variável z . Em seguida, é verificado se essa solução está na lista tabu (l_T). Se estiver na lista tabu, o algoritmo gera aleatoriamente um conjunto de n_d índices e, para cada índice, ajusta o valor correspondente em z . Após esses ajustes, é aplicada uma operação de movimento 2-opt (Englert; Röglin; Vöcking, 2014) na solução z através da troca de valores entre dois índices i e j selecionados de forma aleatória. Por outro lado, se a solução z não estiver na lista tabu, o algoritmo atualiza a entrada correspondente em l_T ajustando assim o número de iterações que essa solução estará na lista tabu.

Algorithm 7 Busca tabu: lista tabu, movimento 2-opt

Entrada: $\mathbf{x}^*$, t_T , l_T , n_d

```

1:  $z \leftarrow \mathbf{x}^*$ 
2: se  $z \in l_T$  então
3:    $\mathbf{I}_{mod} \leftarrow rand(1 : D, n_d)$ 
4:   para cada índice  $j \in \mathbf{I}_{mod}$  faça
5:      $z_j \leftarrow lb_j + r_n \cdot (ub_j - lb_j)$ 
6:   fim para
7:   Aplicar o movimento 2-opt na solução  $z$ 
8:    $i, j \leftarrow rand(1 : D, 2)$ 
9:    $z_i, z_j \leftarrow z_j, z_i$ 
10: senão
11:    $l_T[z] \leftarrow t + t_T$ 
12: fim se
13:  $\mathbf{x}^* \leftarrow z$ 
14: retorna  $\mathbf{x}^*$ ,  $l_T$ 

```

O Algoritmo 8 descreve o processo de atualização da lista tabu. A entrada deste algoritmo requer o tempo atual (t) e a lista tabu (l_T). O algoritmo percorre cada elemento na lista tabu, que consiste em pares de soluções e tempos em que foram inseridos na lista. Para cada elemento na lista, o algoritmo verifica se o tempo atual menos o tempo de entrada é maior ou igual ao parâmetro t_T , que determina quanto tempo uma solução deve permanecer na lista tabu. Se essa condição for atendida, a solução correspondente é removida da lista tabu.

Algorithm 8 Busca tabu: atualizar lista tabu

Entrada: t , l_T

```

1: para  $(\mathbf{x}, tempo) \in l_T$  faça
2:   se  $t - tempo \geq t_T$  então
3:     Eliminar  $\mathbf{x}$  de  $l_T$ 
4:   fim se
5: fim para
6: retorna  $l_T$ 

```

O Algoritmo 9 também faz parte do processo de manutenção da lista tabu. Este algoritmo percorre cada solução na lista tabu e diminui em 1 o valor de tempo associado a cada solução. Em outras palavras, ele atualiza o tempo de permanência de cada solução na lista tabu, reduzindo-o em uma unidade. Essa atualização contínua do tempo é importante para rastrear quanto tempo cada solução está na lista tabu e garantir que ela seja removida quando seu tempo expirar.

Algorithm 9 Busca tabu: atualizar tempo tabu

Entrada: l_T

```

1: para cada solução  $x \in l_T$  faça
2:    $l_T[x] \leftarrow l_T[x] - 1$ 
3: fim para
4: retorna  $l_T$ 

```

Os Algoritmos 7, 8, 9, são aplicados conjuntamente com DE, AOA e HBA com o objetivo de aprimorar ainda mais o desempenho e a eficácia dessas meta-heurísticas na resolução de problemas de otimização. Essa abordagem combinada aproveita a força das meta-heurísticas, de explorar regiões amplas de busca, com a capacidade da busca tabu de refinar e aperfeiçoar soluções locais.

4.6 ALGORITMO DE BUSCA GULOSA (IGA)

De acordo com (Stützle; Ruiz, 2018) o algoritmo de busca gulosa (IGA) é um método estocástico de busca local os quais estão baseados na aplicação iterativa de algoritmos heurísticos construtivos. Nesse sentido, o princípio fundamental do algoritmo de iteração gulosa é iterar sobre métodos construtivos gerando em primeiro lugar uma solução candidata para depois passar por um loop que consiste em duas etapas conhecidas como **destruição** e **construção**. O esquema básico do IGA foi apresentado inicialmente em (Jacobs; Brusco, 1995) para resolver problemas de cobertura de conjuntos, enquanto que os autores em (Ruiz; Stützle, 2007) foram os primeiros em aplicar o IGA para solucionar problemas de programação de operações em um ambiente de produção flow-shop permutacional (FSP).

No trabalho realizado por Zhao, Zhou e Liu (2021) é apresentado um tutorial sobre os métodos existentes baseados no IGA para solucionar o problema de programação de operações, onde é mostrada a estrutura do algoritmo que está definida em seis fases principais que são: *i.* inicialização, *ii.* busca local (opcional), *iii.* destruição, *iv.* construção, *v.* critério de aceitação, e *vi.* critério de parada. Todos esses pontos com exceção do ponto *ii.* busca local, são descritos a continuação considerando o problema de PET.

Algorithm 10 Algoritmo heurístico construtivo guloso

```

1: Ler os dados do sistema teste
2:  $v^o \leftarrow$  valor inicial da função objetivo
3:  $S_o \leftarrow$  inicializar um vetor solução
4:  $S^* \leftarrow S_o$ 
5: enquanto o critério de parada não for satisfeito faça
6:    $S' \leftarrow S^*$ 
7:   para cada caminho  $k$  onde é possível adicionar uma linha candidata faça
8:     se  $S'_k < n_k^{max}$  então
9:        $S'_k = S'_k + 1$ 
10:      Avaliar a factibilidade de  $S'$ 
11:      Avaliar a função objetivo  $v$ 
12:      se  $v < v^o$  então
13:         $S'' = S'$ 
14:         $v^o = v$ 
15:      fim se
16:    fim se
17:  fim para
18:   $S^* = S''$ 
19:   $v^* = v^o$ 
20: fim enquanto
21: retorna  $S^*, v^*$ 

```

4.6.1 Inicialização algoritmo heurístico construtivo guloso

Na fase de inicialização, é gerada uma solução inicial. Neste trabalho foi usado um algoritmo heurísticos construtivo guloso, que consiste em construir uma solução candidata passo a passo começando de uma solução vazia, e em cada passo do algoritmo é adicionado um elemento à solução parcial, até que uma solução completa seja gerada, considerando como critério de incorporação aquele elemento que produza o melhor valor na função objetivo. O algoritmo usado para a geração da solução inicial para o problema de PET está representado no Algoritmo 10.

4.6.2 Fase de destruição

A fase de destruição do IGA consiste em remover r elementos da solução incumbente encontrada no processo de construção. Para determinar o valor de r , foi representado o intervalo de valores mínimos e máximos $[\pi^{max}, \pi^{min}]$ do número de linhas que serão removidas. Assim sendo, r inicia num valor inteiro igual a π^{min} e vai incrementado em cada iteração até que o número de passos (δ) seja atingido. No Algoritmo 11 é apresentado o processo de destruição do algoritmo IGA usado para o problema de PET. Uma vez que o número de linhas a eliminar é determinado, é gerado um vetor (π) que conterà as combinações das posições do número linhas existente (n) na solução atual tomada de r em r elementos. Finalmente é escolhido de forma aleatória as posições das linhas que serão

Algorithm 11 Algoritmo de destruição e Re-construção

```

1: Dados do sistema teste
2: Parâmetros do IGA
3:  $\delta \leftarrow$  passos para a eliminação de linhas
4:  $S' \leftarrow$  Solução de entrada
5:  $v' \leftarrow$  Valor da função objetivo
6: enquanto o critério de parada não for satisfeito faça
7:    $S'' = S'$ 
8:    $x \leftarrow$  posições das linhas existentes na solução atual.
9:    $\pi^{min}$  e  $\pi^{max} \leftarrow$  Valores mínimos e máximos de linhas a serem eliminadas
10:   $\gamma = (\pi^{max} - \pi^{min}) \div 2$ 
11:  para  $i = 1$  até  $\delta$  faça
12:     $r = \text{round}(\pi^{min} + \gamma \cdot (i - 1)) \leftarrow$  número de linhas que serão eliminadas
13:     $\pi = nCr(x)$ 
14:    para  $f = 1$  até  $\text{length}(\pi)$  faça
15:       $y = \text{rand}(\pi)$ .
16:      se  $y \neq 0$  então
17:        para  $i = 1$  até comprimento  $y$  faça
18:           $S''(y) = S''(y) - 1$ 
19:          Zerar o elemento de  $\pi = y$ 
20:        fim para
21:        Fase de re-construção.
22:         $v \leftarrow$  Valor da função objetivo obtido na fase de re-construção.
23:         $S \leftarrow$  Plano de expansão obtido na fase de re-construção.
24:        se  $v < v'$  então
25:           $S' = S$ 
26:           $v' = v$ 
27:          Regressa ao ponto 7.
28:        fim se
29:      fim se
30:    fim para
31:  fim para
32:   $S^* = S'$ 
33: fim enquanto
34: retorna  $S^*$ 

```

eliminadas, e as linhas correspondentes serão removidas da solução atual.

4.6.3 Fase de Re-construção

Na fase de destruição do IGA são removidos alguns elementos da solução incumbente gerando dessa forma uma solução parcial, já no processo de re-construção uma nova solução completa é gerada a partir dessa solução parcial. O algoritmo de re-construção (construção) usado para gerar a solução completa foi o Algoritmo heurístico construtivo (Algoritmo 10) apresentado na subseção 4.6.1.

4.6.4 Critério de aceitação

No processo de otimização uma nova solução S^* é encontrada depois da fase de destruição e construção em cada iteração do IGA, enquanto que a solução original S' é armazenada. Nesse sentido, o critério de aceitação é usado para determinar qual solução S' ou S^* vai ser considerada como ponto de partida para a seguinte iteração, assim sendo, se a avaliação da função objetivo em S^* é menor do que a função objetivo avaliada em S' isto é: $v(S') > v(S^*)$, então S^* será aceita como a solução de entrada para a próxima iteração.

4.6.5 Critério de parada

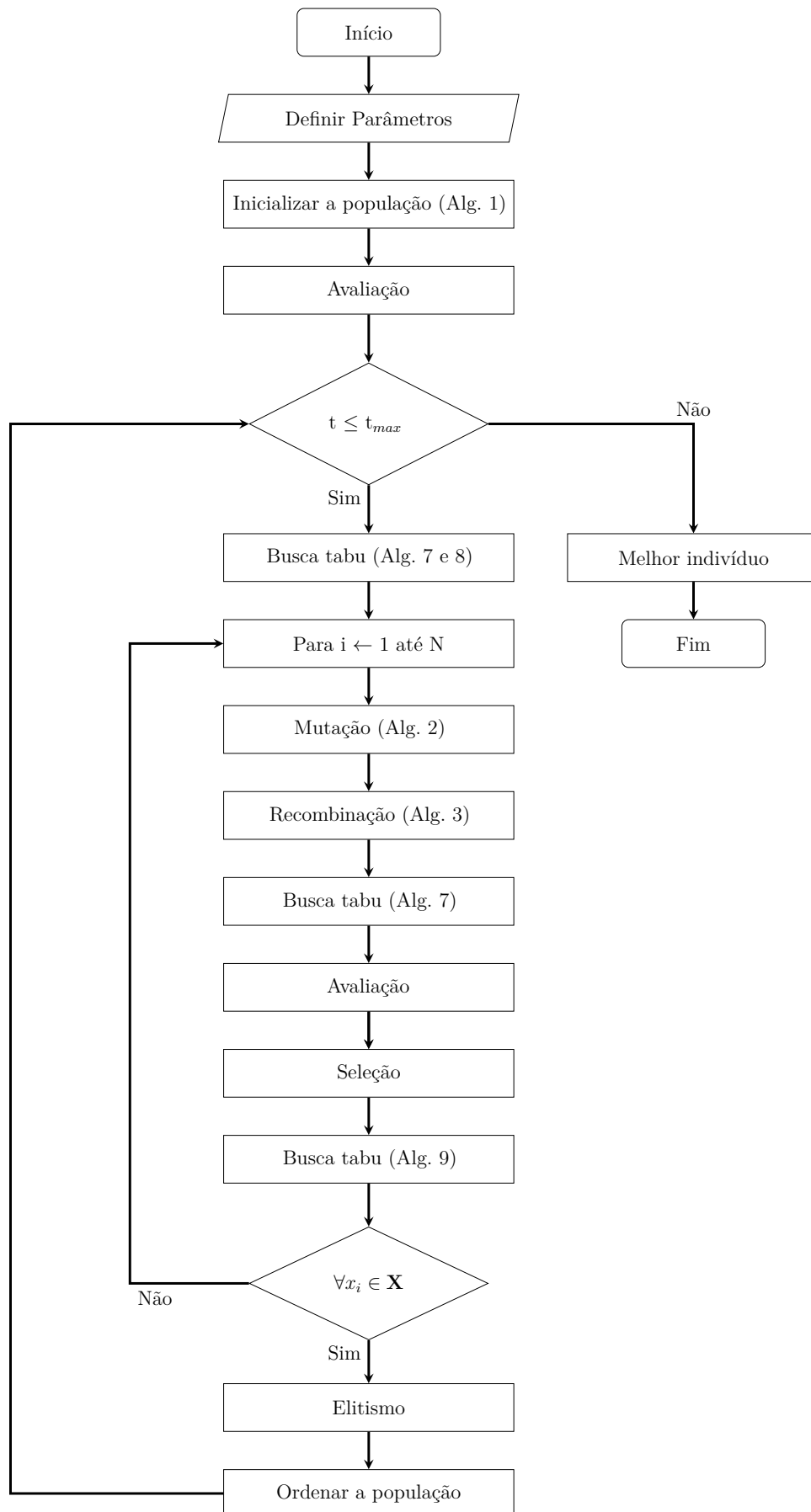
Os critérios que foram usados para interromper o processo de otimização do IGA foram: *i.* quando for atingido o máximo número de iterações, ou *ii.* quando o valor conhecido da função objetivo do sistema teste for alcançado. Quando qualquer um desses critérios for atingido o IGA para e é obtida a melhor solução correspondente neste caso com o plano de expansão para o problema de PET.

4.7 DIAGRAMAS DE BLOCOS

Ao longo deste estudo, foram examinadas as formulações matemáticas para a resolução dos problema de planejamento da expansão da capacidade de geração (PEG) e do planejamento da expansão do sistema de transmissão (PET). Estas análises revelaram a complexidade intrínseca associada ao planejamento da expansão do sistema de transmissão, bem como a importância de considerar a interação entre os dois problemas, resultando na formulação do problema integrado PEGT. Para resolver esses desafios, foram empregadas técnicas de otimização meta-heurísticas.

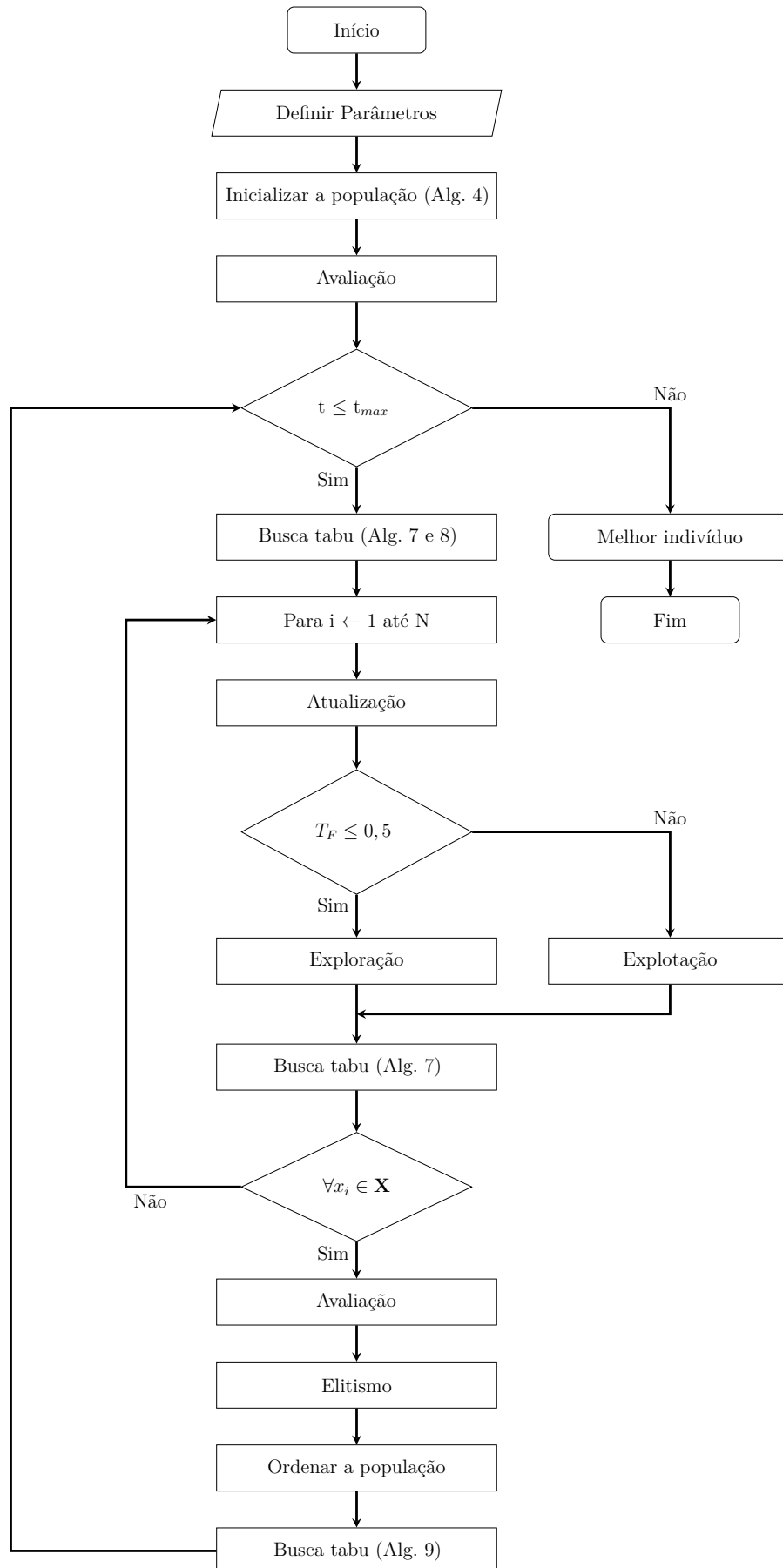
Dessa forma, a Figura 3 ilustra graficamente o procedimento iterativo conduzido pela meta-heurística híbrida Evolução Diferencial com Busca Tabu (DE-TS) no processo de otimização. Similarmente, nas Figuras 4, 5 e 6, são apresentados os diagramas de blocos das meta-heurísticas AOS-TS, HBA-TS e do algoritmo IGA. A utilização dessas meta-heurísticas visa explorar eficientemente o espaço de busca, permitindo encontrar soluções de alta qualidade para o problema de planejamento integrado da expansão da capacidade de geração e do sistema de transmissão.

Figura 3 – Diagrama de blocos algoritmo DE-TS.



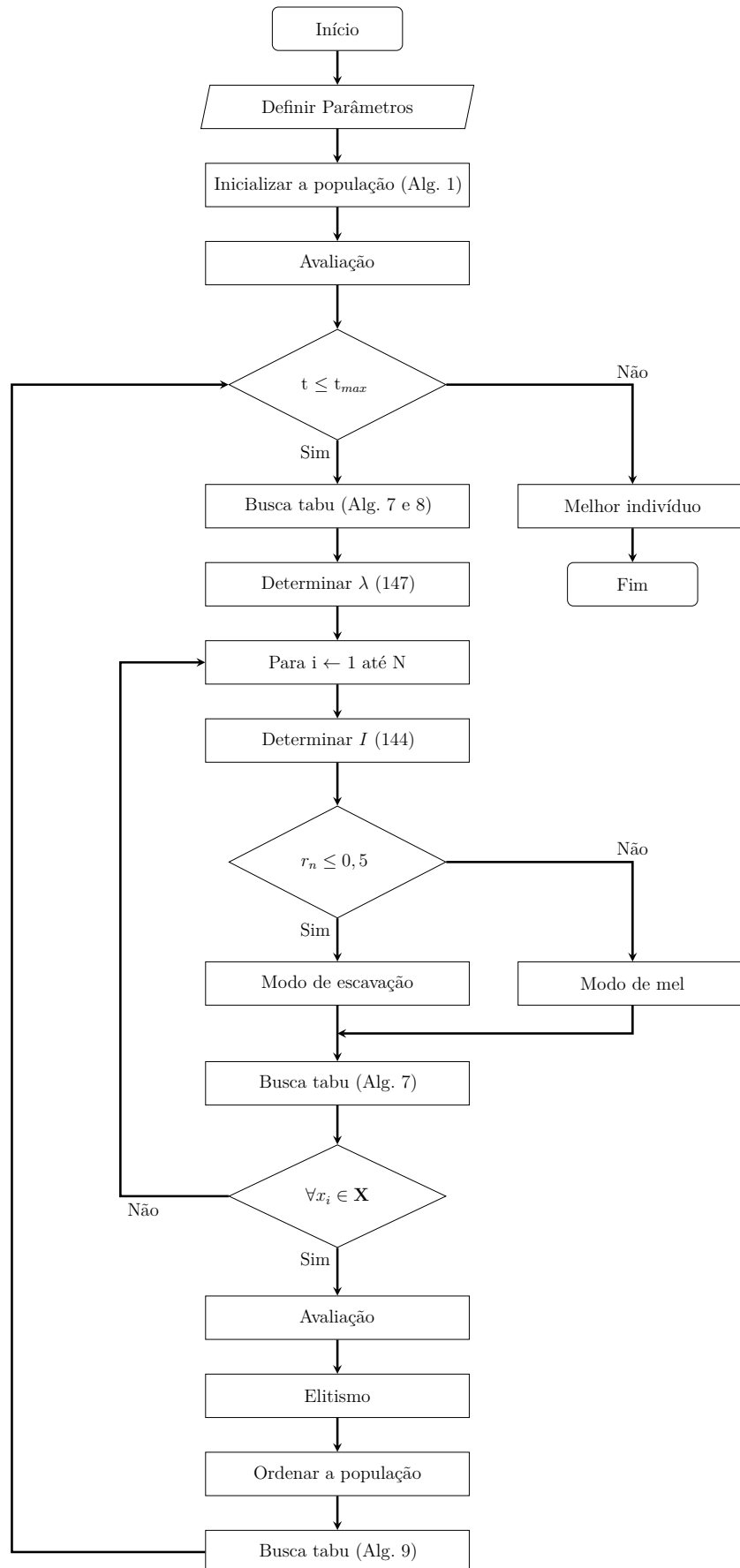
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 4 – Diagrama de blocos algoritmo AOA-TS.



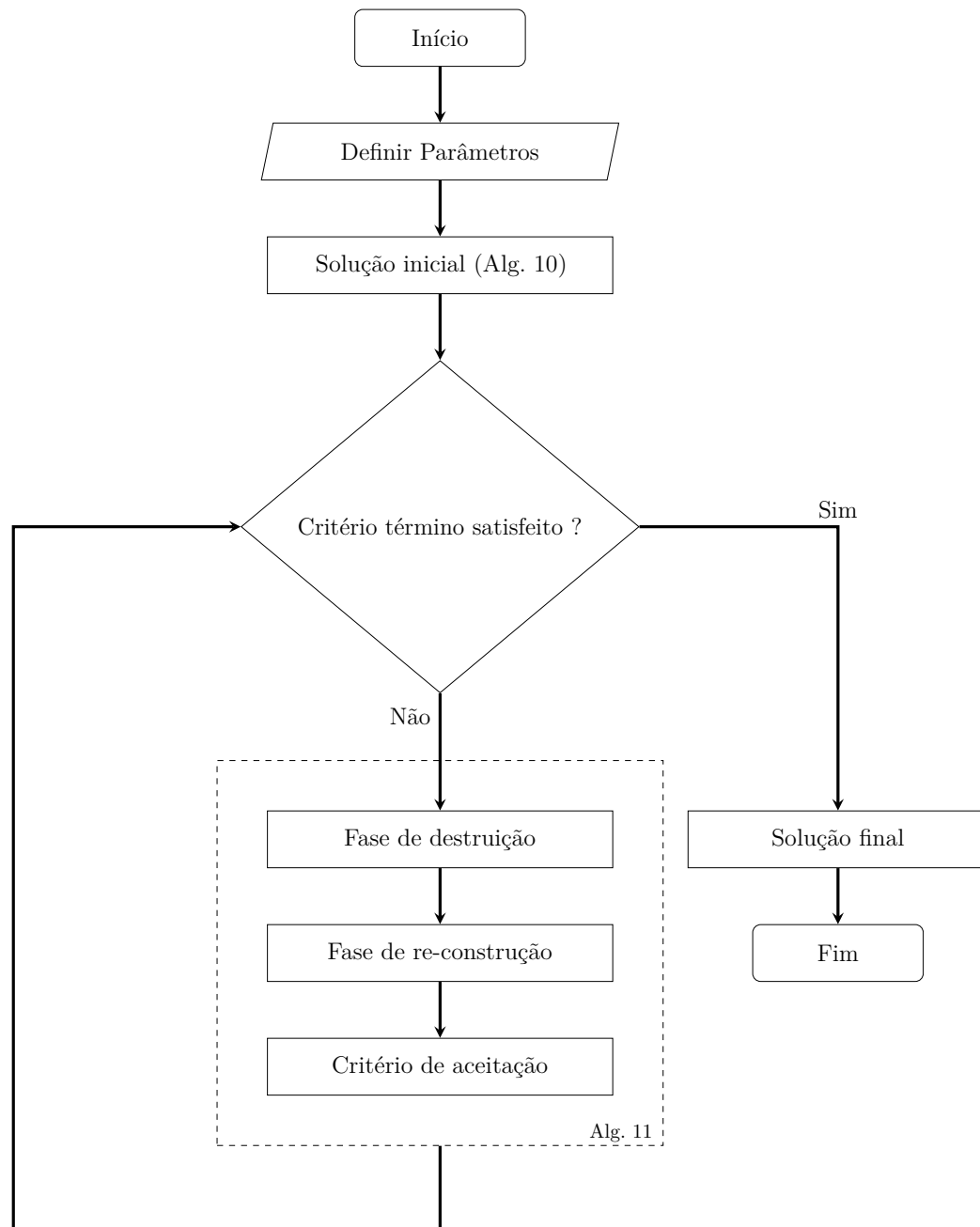
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 5 – Diagrama de blocos algoritmo HBA-TS.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 6 – Diagrama de fluxo algoritmo de busca gulosa aplicado ao PET.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

4.8 SOLUÇÃO DO PEGT

A vantagem de modelar o problema de PEGT considerando um problema mestre e um sub-problema é que diferentes técnicas meta-heurísticas podem ser empregadas para resolver cada um desses problemas. Dessa forma, cada técnica de otimização pode ser personalizada para atender às especificidades de cada problema, proporcionando a possibilidade de obter melhores resultados. Neste contexto, para resolver o sub-problema, foi implementada a meta-heurística IGA, enquanto as meta-heurísticas DE-TS, AOA-TS,

e HBA-TS foram implementadas para resolver o problema mestre.

Para compreender como foi solucionado o PEGT, nas Figuras 7 e 8 são apresentadas a forma em que as soluções são geradas. Desta forma, para o problema mestre foram empregadas meta-heurísticas baseadas em população, de dimensão $D \times N$, onde D representa o número de barras candidatas para alocar novas unidades de geração, e N é o número de indivíduos da população. A Figura 7 ilustra uma população de 10 indivíduos, onde o indivíduo número 4 especifica que a usina do tipo 3 será alocada na barra número 2 (b_2), e a usina do tipo 2 será alocada na barra número 5 (b_5), enquanto que na barra número 4 (b_4) será alocado um gerador fictício com o objetivo de minimizar o corte de carga.

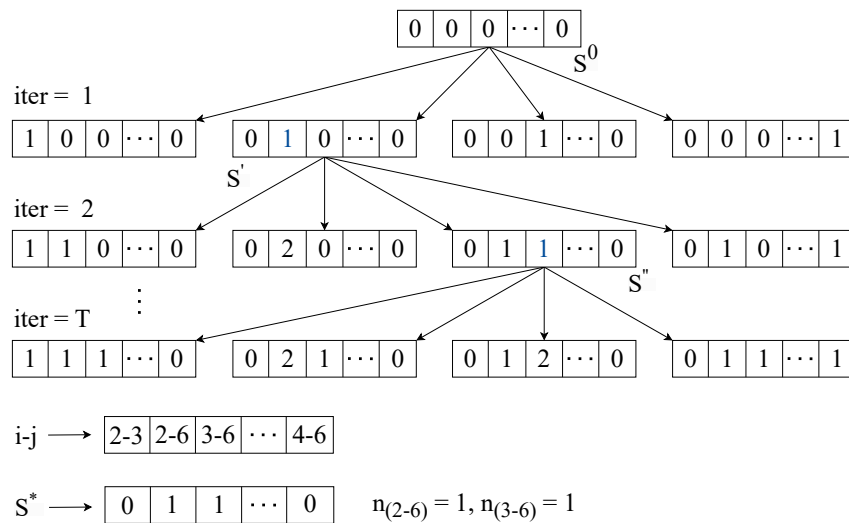
Da mesma forma, a Figura 8 ilustra como uma solução é representada no processo de construção (reconstrução) do algoritmo IGA aplicado ao subproblema, conforme detalhado na seção 4.6.1.

Figura 7 – Representação das soluções no problema mestre.

		N										
D	População											
		0	1	0	3	0	3	0	0	3	0	b_2
		0	0	2	0	3	1	0	3	2	3	b_4
		0	0	0	2	0	2	0	3	2	2	b_5
		Indivíduo N° 4.										

Fonte: Elaboração do autor.

Figura 8 – Representação das soluções no sub-problema.

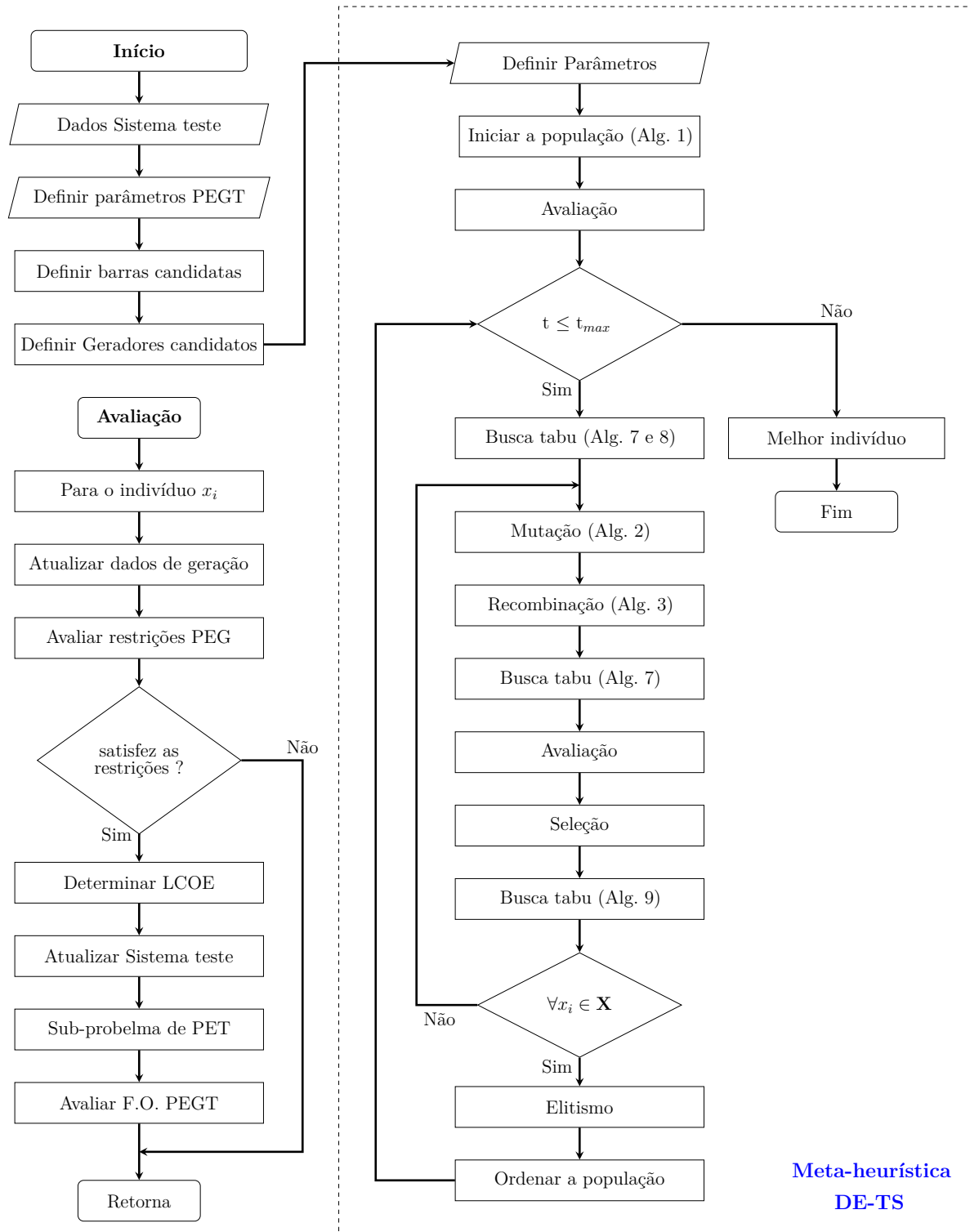


Fonte: Elaboração do autor.

Na Figura 9 e 10, as meta-heurísticas DE-TS e HBA-TS foram utilizadas para ilustrar o processo de solução do PEGT. Este processo começa com a leitura dos dados do sistema teste, seguida pela definição dos parâmetros gerais específicos para o PEGT e pela determinação das barras onde serão alocados os geradores candidatos. Posteriormente, aplica-se a lógica da meta-heurística para encontrar a solução que satisfaça todas as restrições e minimize a função objetivo do PEGT.

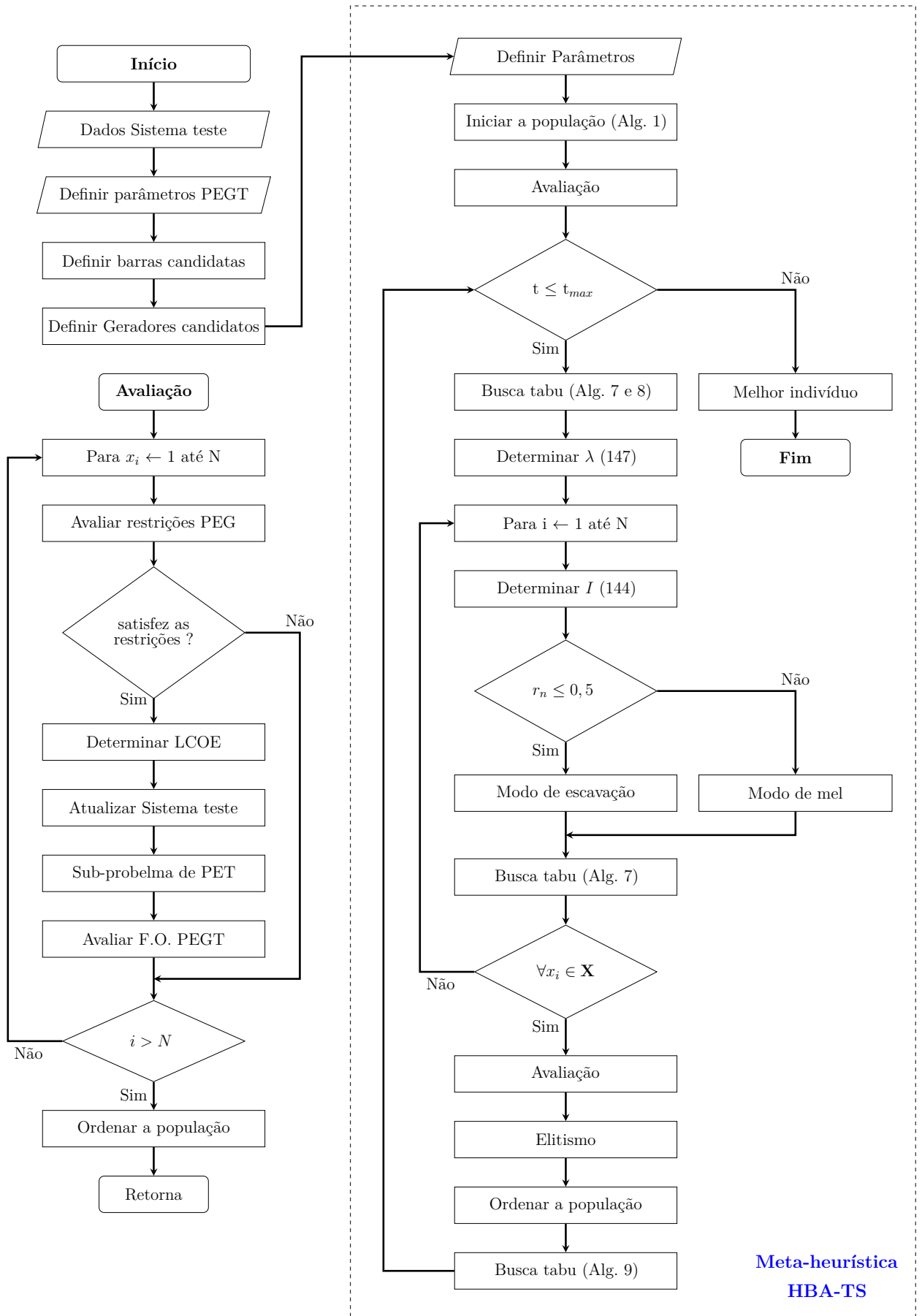
No processo de otimização, uma vez que a população do problema mestre é gerada ou modificada com base na lógica da meta-heurística, entra-se no estágio de **avaliação**. Nesse estágio, cada indivíduo da população passa por uma avaliação das restrições do problema mestre. Se todas as restrições forem satisfeitas, determina-se o LCOE, e os dados do sistema de teste são atualizados. Com os dados atualizados, o subproblema é resolvido, conforme o processo detalhado na seção 4.6. Finalmente quando o sub-problema é solucionado, a função objetivo do problema mestre é avaliada. Após a avaliação de todos os indivíduos da população, retorna-se à meta-heurística, onde o processo de otimização continua até que o critério de término seja satisfeito.

Figura 9 – Algoritmo DE-TS aplicado ao PEGT.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 10 – Algoritmo de otimização do texugo de mel aplicado ao PEGT.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

4.9 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foram apresentadas as meta-heurísticas utilizadas na solução do problema de planejamento da expansão da geração e transmissão. Através da análise das meta-heurísticas, foi possível estabelecer como essas abordagens são aplicadas para encontrar soluções para um problema complexo como o PEGT, que envolve a expansão simultânea da capacidade de geração e do sistema de transmissão no setor de energia. No próximo capítulo, os métodos de solução mencionados serão aplicados na resolução de diversos casos propostos de PEGT, e o desempenho de cada uma das meta-heurísticas será avaliado, visando aprimorar a compreensão sobre como essas estratégias se comportam e quais vantagens e limitações apresentam no contexto da resolução do PEGT.

5 TESTES E RESULTADOS

5.1 INTRODUÇÃO

Neste estudo, a metodologia proposta será submetida à avaliação por meio da utilização de sistemas testes específicos. Nesse contexto, serão empregados três sistemas: o sistema Garver de 6 barras, o sistema IEEE de 24 barras e o sistema IEEE de 118 barras. Os testes foram realizados por meio da implementação do código na linguagem de programação Julia, conforme referenciada em (Bezanson *et al.*, 2017). A execução dos testes ocorreu em um computador equipado com um processador Intel Core i7-4790, operando a uma frequência de 3,60 GHz, e 16 GB de RAM.

5.2 PARÂMETROS GERAIS

5.2.1 Parâmetros das meta-heurísticas

As meta-heurísticas utilizadas incluem a meta-heurística híbrida HBA-TS (Algoritmo Honey Badger - Busca Tabu), a HBA-TS-LF (Algoritmo Honey Badger - Busca Tabu - Levy Flight), a AOA-TS (Archimedes Optimization Algorithm - Busca Tabu) e a DE-TS (Differential Evolution - Busca Tabu). Na Tabela 7 encontram-se definidos os parâmetros usados no processo de otimização por cada uma das meta-heurísticas propostas.

Tabela 7 – Configurações de parâmetros dos algoritmos selecionados.

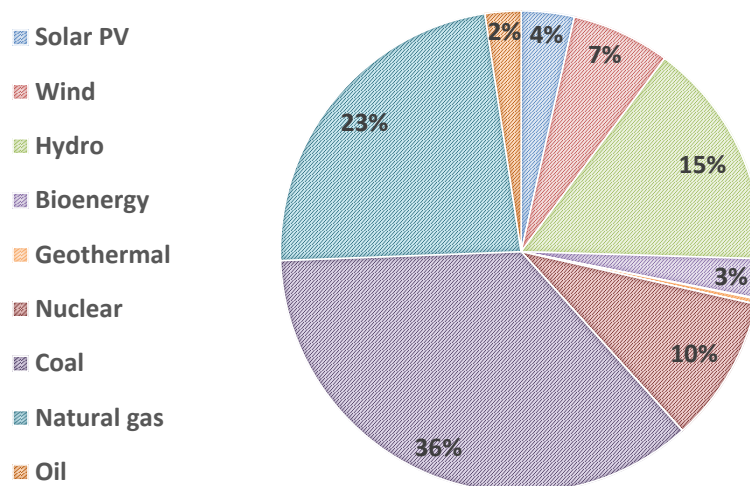
Algoritmo	Parâmetros
Evolução diferencial	Tamanho da população = 50 Probabilidade de recombinação = 0,7 Fator de escala = 0,5
Algoritmo de otimização de Arquimedes	Número de objetos = 50 $C_1 = 0,2$ $C_2 = 6$ $C_3 = 1,5$ $C_4 = 0,5$
Algoritmo do texugo de mel	Número de texugos de mel = 50 C_β (A habilidade do texugo-do-mel em obter comida) = 6 $C_\lambda = 2$
Algoritmo de busca gulosa	Mínimo número de linhas que serão removidas: $\pi^{min} = 20\%$ Máximo número de linhas que serão removidas: $\pi^{max} = 40\%$ Número de passos para o processo de destruição: $\delta = 3$
Busca tabu	Tempo tabu = 40% do número de iterações permitidas
Voos de Lévy	$\beta = 6$ $\gamma = 0,1$

Fonte: Elaboração do autor.

5.2.2 Parâmetros das unidades de geração candidatas

Na Figura 11, é ilustrada a distribuição da produção global de energia entre diferentes tecnologias (IEA, 2022). Como pode ser observado, 61% da geração total de energia provém de combustíveis fósseis, predominantemente carvão (36%) e gás natural (23%), enquanto as fontes de energia renovável contribuem com 29% para a produção total de energia, com hidro (15%), eólica (7%) e solar (4%) sendo os principais contribuintes. Portanto, as usinas de geração baseadas nessas fontes de energia foram consideradas como candidatas, incluindo uma usina termelétrica a carvão, uma usina de ciclo combinado a gás natural (CCGT), uma usina de ciclo aberto a gás natural (OCGT), uma usina fotovoltaica e uma usina eólica. Os dados das usinas de geração candidatas, conforme detalhado em (Lorenczik *et al.*, 2020) estão apresentados nas Tabelas 8 e 9. A Tabela 8 exibe as características técnicas e econômicas da geração convencional, que compreende usinas elétricas cujas fontes primárias de energia são o carvão e o gás natural. O fator de emissões de CO₂ para os diferentes tipos de combustível pode ser consultado em (Gómez *et al.*, 2006). Por outro lado, a Tabela 9 apresenta as características técnicas e econômicas da geração não convencional. O índice de parada forçada das diferentes tecnologias foi obtido a partir da literatura, com base em fontes como (Abdalla; Adma; Ahmed, 2020) e (Ahmadi *et al.*, 2020).

Figura 11 – Percentual de participação de diferentes tecnologias na produção global de energia.



Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 8 – Características técnicas e econômicas da geração convencional.

Tecnologia tipo	Carvão (lignite)-A	Gás Natural (CCGT)-B	Gás Natural (OCGT)-C
Capacidade (MW)	600	500	600
Custo overnight (USD/kW)	2189,486	957,900	738,952
Custos de O&M fixos (USD/MWh)	8,6	13,31	16,71
Custos de O&M variáveis (USD/MWh)	3,2	2,31	2,00
Preço do carvão (USD/tonelada)	51	-	-
Preço do gás natural (USD/MBtu)	-	3,2	3,2
Preço do carbono (USD/tonelada de CO ₂)	30	30	30
Poder calorífico (kcal/kg)	4063,6	-	-
Fator de Emissões de CO ₂ (toneladas/TJ)	101,00	56,10	56,10
Eficiência (%)	34	58	44
Fator de capacidade (%)	85	85	30
Vida útil (anos)	40	30	30
FOR (%)	6,0	9,0	7,0
Anos de construção	4,0	3,0	2,0

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 9 – Características técnicas e econômicas da geração renovável.

Tecnologia tipo	Solar (PV) D	Eólica (Onshore) E
Capacidade (MW)	100	100
Custo overnight (USD/kW)	1197,375	1314,692
Custos de O&M fixos (USD/MWh)	6,48	5,98
Custos de O&M variáveis (USD/MWh)	0	0,02
Fator de capacidade (%)	31	47
Vida útil (anos)	25	25
FOR (%)	6,0	5,0
Anos de construção	1,0	1,0

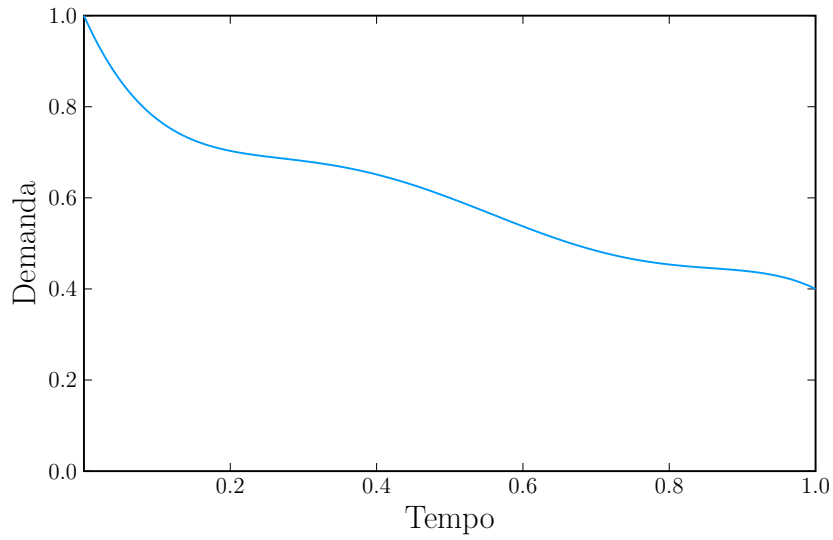
Fonte: Elaboração do autor.

Para todos os testes foram assumidos os seguintes dados: taxa de desconto anual $\alpha = 10\%$, número de horas no ano $h = 8760$. Nos testes realizados, não foram levados em consideração os limites máximos de combustível disponível, bem como os limites de emissões de CO₂. Além disso, não foram considerados os custos de operação e manutenção das unidades de geração existentes. A curva de duração de carga recomendada em (Seifi; Sepasian, 2011) para determinar a probabilidade de perda de carga LOLP e a energia não suprida E_κ está definida na equação (157):

$$P_{norm}^d = 1 - 3,6 \cdot (t_d) + 16,6 \cdot (t_d)^2 - 36,8 \cdot (t_d)^3 + 36 \cdot (t_d)^4 - 12,8 \cdot (t_d)^5 \quad (157)$$

Tendo em consideração que não foram considerados os custo de produção das unidades de geração existentes, a curva de duração de carga foi modificada de acordo

Figura 12 – Curva de duração de carga.

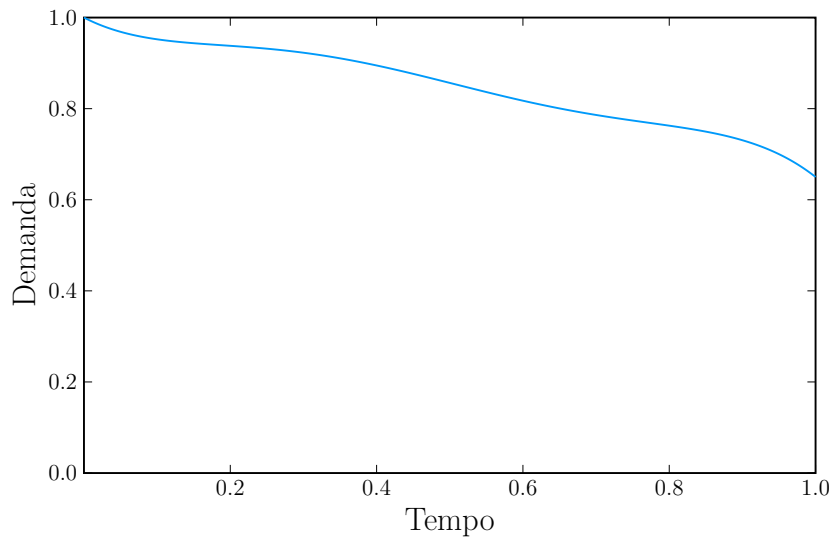


Fonte: Elaboração do autor.

com a equação (158), uma vez que com a curva descrita na equação (157), as unidades de geração candidatas eram consideradas apenas para cumprir as restrições de reserva de potência, quando aplicadas ao problema sequencial de PEGT.

$$P_{norm}^d = 1 - 0,83 \cdot (t_d) + 4,73 \cdot (t_d)^2 - 13,54 \cdot (t_d)^3 + 15,72 \cdot (t_d)^4 - 6,43 \cdot (t_d)^5 \quad (158)$$

Figura 13 – Curva de duração de carga modificada.



Fonte: Elaboração do autor.

5.2.3 Parâmetros do subproblema

Os dados seguintes foram assumidos iguais para todos os casos analisados: a taxa de desconto anual $\alpha = 10\%$, o custo de compensação de potência reativa foi considerado

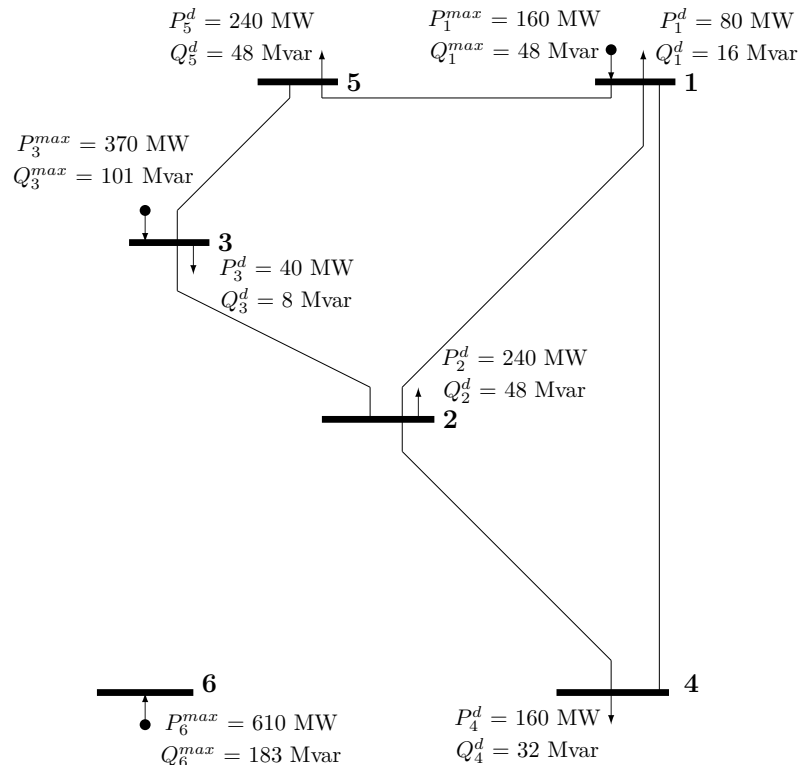
como sendo $\varphi_{(i)}^q = 0,025$ MUSD por cada MVar. Os limites das magnitudes das tensões foram $V^{max}=1,05$ p.u, e $V^{min}=0,95$ p.u. O limite máximo de potência ativa dos geradores fictícios foram consideradas como sendo $P_{(i)}^{c,max} = 1000$ MW, no entanto, o custo relacionado com a potência entregue por esses geradores(custo de corte de carga de potência ativa) $\varphi_{(i)}^p$ foram considerados altos de tal forma que no plano de expansão final o corte de carga de potência ativa seja minimizado, isto é, $P_{(i)}^c \approx 0$.

5.3 RESULTADOS

5.3.1 Sistema Garver CA

O sistema Garver representado na Figura 14 tem sido amplamente utilizado no planejamento de sistemas elétricos de potência. O sistema conta com 6 barras, uma demanda total de potência ativa de 760 MW, e 152 Mvar de potência reativa, conta com 15 caminhos candidatos para a adição de novas linhas de transmissão. A capacidade instalada de potência ativa é de 1.140 MW, enquanto que a capacidade de potência reativa se encontra entre os limites de -30 Mvar e 332 Mvar. O número máximo de linhas que podem ser adicionadas em cada caminho foi definido como 5.

Figura 14 – Sistema Garver



Fonte: Adaptado de Romero (1993).

O sistema Garver consta de 3 barras de carga que são consideradas como possíveis locais para a alocação das usinas de geração candidatas. Desta forma três estudos de caso

são propostos com o sistema Garver denominados A1, A2, e A3 detalhados na Tabela 10.

Tabela 10 – Estudos de caso com o sistema teste Garver.

Estudo de caso	Cenário	Perdas	Fontes de pot. reativa	Margem de reserva	LOLP	Unidades candidatas	Planejamento integrado
A1 (caso base)	A1.1	Sim	Não	Não	Não	A, B, D, E	Sim
	A1.2		Sim				
A2 (+ 500 MW)	A2.1	Sim	Não	20%, 40%	Não	A,B, C	Sim
	A2.2						Não
A3 (+ 500 MW)	A3.1	Sim	Sim	20%, 40%	2%	A, B, C, D, E	Sim
	A3.2						Não

Fonte: Elaboração do autor.

5.3.1.1 Sistema Garver CA. Estudo de caso A1.

Neste estudo de caso, que corresponde ao sistemas mostrado na Figura 14 são explorados dois cenários: o cenário A1.1, que não inclui a alocação de compensação de potência reativa, e o cenário A1.2, que considera a alocação de fontes de potência reativa em sua formulação. Em ambos os cenários, as usinas A (carvão - lignito), B (CCGT), D (Solar PV) e E (Eólica on-shore) foram consideradas como opções candidatas, enquanto os limites mínimos e máximos da margem de reserva não foram considerados. Os resultados apresentados na Tabela 11 correspondem ao planejamento integrado do sistema de geração e transmissão. Como mostrado na Tabela mencionada, não há necessidade de adicionar novas usinas elétricas, tanto no cenário A1.1 quanto no cenário A1.2, devido ao fato de que a geração atual tem uma margem de reserva de 50%, portanto, atende aos requisitos do sistema teste.

Ao não ser necessária a construção de novas usinas de geração, este caso corresponde ao problema de planejamento de expansão do sistema de transmissão, e os resultados estão de acordo com os obtidos em (Rider; Garcia; Romero, 2007). No cenário A1.1, são adicionadas 6 linhas de transmissão, sendo $l_{2-6} = 2$, $l_{3-5} = 2$, $l_{4-6} = 2$, com um custo de 160 MUSD. As perdas de potência ativa são de 12,41 MW, gerando um custo adicional de 6,68 MUSD. Isso resulta em um custo total de 166,68 MUSD.

No caso do cenário A1.2, são adicionadas 4 linhas de transmissão, sendo $l_{2-6} = 1$, $l_{3-5} = 1$, $l_{4-6} = 2$, com um custo de 110 MUSD. As perdas de potência ativa são de 14,88 MW, gerando um custo adicional de 8,01 MUSD. Além disso, para que o plano de expansão seja factível, é necessária a adição de 49,43 Mvar de potência reativa na barra 5 ($Q_5^c = 49,43$), com um custo de 1,24 MUSD. Isso resulta em um custo total de 119,25 MUSD. Dos resultados, observa-se que um plano de expansão mais econômico é

obtido no cenário A1.2, com uma redução de 47,43 MUSD (28,46%), onde menos linhas de transmissão são necessárias, devido principalmente à compensação de potência reativa.

Os indicadores de confiabilidade revelam que o sistema no caso base (A1) apresenta uma probabilidade de perda de carga de 1,94%, uma perda de energia esperada (LOLE) de 22.349,06 MWh e uma expectativa de perda de carga de 169,6 horas ao ano, utilizando a curva de carga da Figura 13. Se fosse empregada a curva de duração de carga típica representada na Figura 12, o sistema do caso A1 teria uma probabilidade de perda de carga de 0,49%, uma LOLE de 3.988,47 MWh e uma expectativa de perda de carga de 43,15 horas no ano.

Tabela 11 – Planos de expansão para o sistema Garver, cenário A1.

Cenário A1	A1.1	A1.2
Linhas adicionadas	$l_{2-6} = 2, l_{3-5} = 2$ $l_{4-6} = 2$	$l_{2-6} = 1, l_{3-5} = 1$ $l_{4-6} = 2$
Unidades geradoras	-	-
Compensação shunt (MVar)	-	$Q_5^c = 49,43$
Perdas de potência (MW)	12,41	14,88
Custo de linhas (MUSD)	160	110
Custo da compensação shunt (MUSD)	-	1,24
Custo das perdas (MUSD)	6,68	8,01
Custo de investimento em geração (MUSD)	0,0	0,0
Custo de operação (MUSD)	0,0	0,0
Custo total (MUSD)	166,68	119,25
Perdas	Sim	Sim
Compensação de potência reativa	Não	Sim

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 12 – Desempenho das meta-heurísticas HBA-TS-LF, HBA-TS, AOA-TS, e DE-TS aplicadas ao PEGT. Sistema Garver, cenário A1 com 50 indivíduos e 10 iterações.

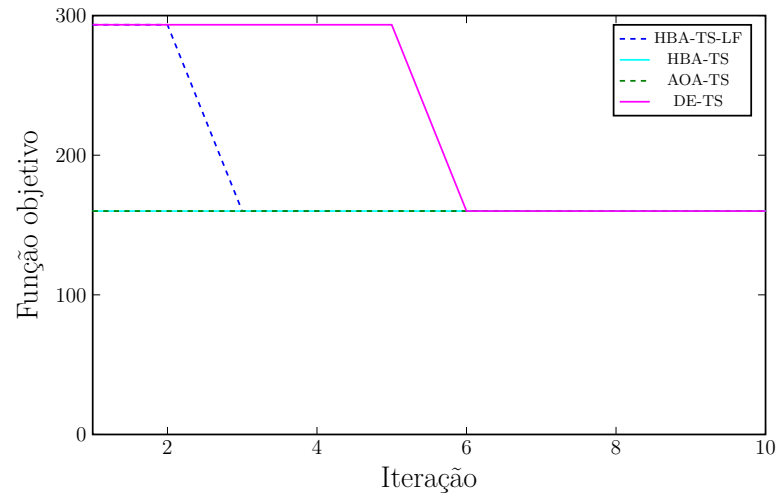
Meta-heurística	HBA-TS-LF		HBA-TS		AOA-TS		DE-TS	
Cenário	A1.1	A1.2	A1.1	A1.2	A1.1	A1.2	A1.1	A1.2
Avaliações F.O. SP	100913	164576	133777	120947	126196	113636	196547	151798
Avaliações F.O. MP	144	251	198	188	170	161	259	224
Tempo (h)	1,2	2,1	1,6	1,6	1,5	1,5	7,6	3,3

Fonte: Elaboração do autor.

Quanto ao desempenho das meta-heurísticas, a Tabela 12 apresenta diversos indicadores, como o número de avaliações da função objetivo do problema principal (MP) e do subproblema (SP), além do tempo de execução de cada uma delas. O processo de convergência das meta-heurísticas aplicadas ao problema principal nos cenários A1.1

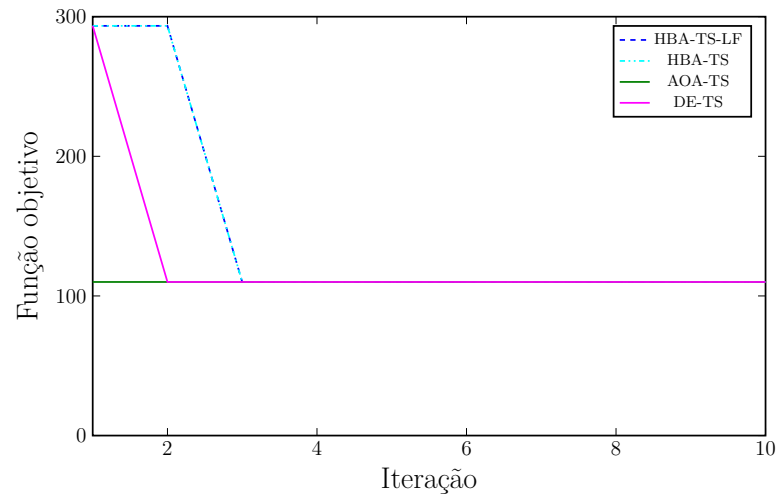
e A1.2 está ilustrado nas Figuras 15 e 16, respectivamente. Além disso, o processo de convergência da meta-heurística IGA aplicada ao subproblema para ambos os cenários pode ser observado nas Figuras 17 e 18.

Figura 15 – Processo de convergência das meta-heurísticas HBA-TS-LF, HBA-TS, AOA-TS, e DE-TS aplicados ao PEGT. Sistema Garver, cenário A1.1 com 50 indivíduos.



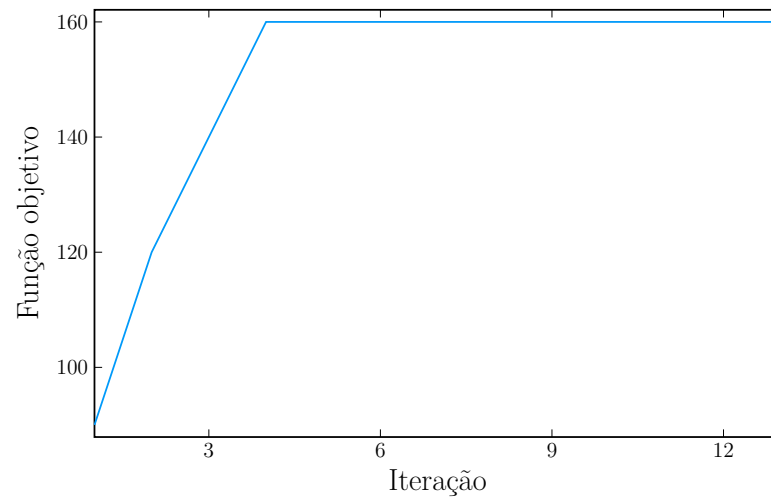
Fonte: Elaboração do autor.

Figura 16 – Processo de convergência das meta-heurísticas HBA-TS-LF, HBA-TS, AOA-TS, e DE-TS aplicados ao PEGT. Sistema Garver, cenário A1.2 com 50 indivíduos.



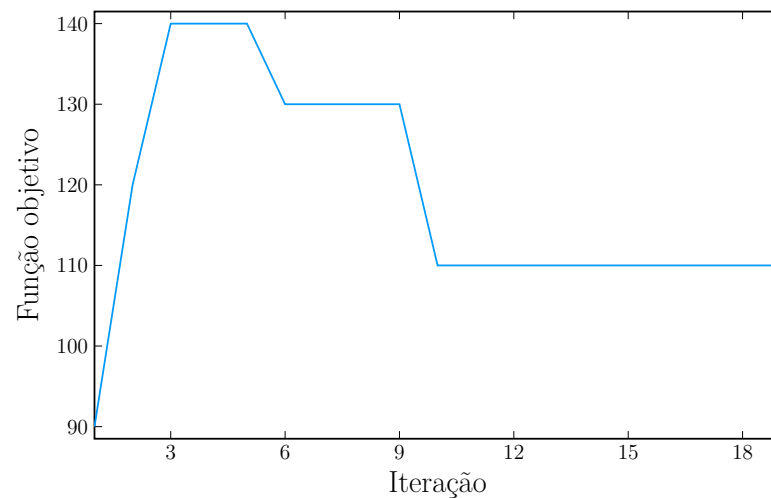
Fonte: Elaboração do autor.

Figura 17 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema Garver cenário A1.1.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 18 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema Garver cenário A1.2.



Fonte: Elaboração do autor.

Conforme os resultados apresentados na Tabela 12, destaca-se que a meta-heurística DE-TS é aquela que demanda mais tempo computacional, resultando em um número maior de avaliações da função objetivo tanto no problema principal quanto no subproblema. É relevante mencionar que todas as meta-heurísticas convergiram para o valor mínimo encontrado nos dois cenários, conforme detalhado na Tabela 11.

5.3.1.2 Sistema Garver CA. Estudo de caso A2.

Como observado no estudo de caso A1, a potência instalada atende à demanda no sistema do caso base, e não foi necessária a adição de novas unidades de geração. Por esse motivo, no estudo de caso A2 adicionou-se 100 MW a cada uma das cargas existentes, além disso, as usinas A, B, e C foram simultaneamente consideradas como opções candidatas. Para este cenário não foi levado em consideração o planejamento de alocação de fontes de potência reativa, assim como a probabilidade de perda de carga. A margem de reserva mínima e máxima foram definidas como 20% e 40% da demanda total, respectivamente. Dessa forma, o cenário A2.1 aborda o Planejamento de Expansão de Geração e Transmissão integrado, enquanto o cenário A2.2 trata do estudo sequencial do PEG e, em seguida, do Planejamento de Expansão de Transmissão. Os planos de expansão para os dois cenários são apresentados na Tabela 13, enquanto que o desempenho das meta-heurísticas aplicadas encontra-se detalhado na Tabela 14.

Como mostrado na Tabela 13, no cenário A2.1, a usina do tipo C (OCGT) deverá ser adicionada na barra 5 ($u_{C,5} = 1$), com um custo de investimento de 488,82 MUSD, e custo de operação total de 648,63 MUSD. Também é necessária a adição de 6 linhas de transmissão com um custo de 170 MUSD conforme mostrado na Tabela 13. O custo total do plano de expansão para o cenário A2.1 é de 1319,05 MUSD.

Para o caso do cenário A2.2 deverá ser adicionada a usina do tipo C na barra 4 ($u_{C,4} = 1$), é necessário também a adição de 7 linhas de transmissão com um custo de 293 MUSD. O custo total de expansão e operação para este cenário é de 1483,19 MUSD.

Tabela 13 – Planos de expansão para o sistema Garver, cenário A2.

Cenário A2	A2.1	A2.2
Linhas adicionadas	$l_{2-3} = 1, l_{2-6} = 2$ $l_{4-6} = 3$	$l_{2-6} = 3, l_{3-5} = 1$ $l_{5-6} = 3$
Unidades geradoras	$u_{C,5} = 1$	$u_{C,4} = 1$
Compensação shunt (MVar)	-	-
Perdas de potência (MW)	21,55	22,80
Custo de linhas (MUSD)	170	293
Custo da compensação shunt (MUSD)	-	-
Custo das perdas (MUSD)	11,60	12,27
Custo de investimento em geração (MUSD)	488,82	488,82
Custo de operação (MUSD)	648,63	689,10
Custo total (MUSD)	1319,05	1483,19
Perdas	Sim	Sim
Compensação de potência reativa	Não	Não

Fonte: Elaboração do autor.

Como observado na Tabela 13, o planejamento integrado obteve uma economia

de 164,14 MUSD (11,07%) no custo do plano de expansão final. Os indicadores de confiabilidade mostram que o sistema do caso A2 tem uma probabilidade de perda de carga de 3,58%, uma perda de energia esperada (LOLE) de 26.445,54 MWh e uma expectativa de perda de carga de 313,83 horas no ano com a curva de duração de carga modificada da equação (158), em quanto que com a curva da equação (157) a probabilidade de perda de carga é de 0,49%, a perda de energia esperada de 5.466,32 MWh e a expectativa de perda de carga de 43,64 horas no ano.

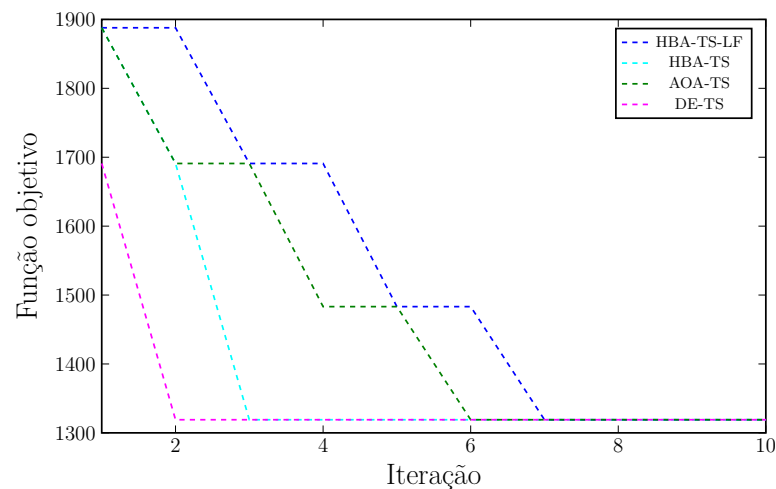
Tabela 14 – Desempenho das meta-heurísticas HBA-TS-LF, HBA-TS, AOA-TS, e DE-TS aplicadas ao PEGT. Sistema Garver, cenário A2 com 50 indivíduos e 10 Iterações.

Meta-heurística	HBA-TS-LF		HBA-TS		AOA-TS		DE-TS	
Cenário	A2.1	A2.2	A2.1	A2.2	A2.1	A2.2	A2.1	A2.2
Avaliações F.O. SP	310670	1284	172497	1284	147354	1284	200749	1503
Avaliações F.O. MP	123	341	85	330	70	336	131	385
Tempo (h)	3,9	0,1	2,3	0,1	2,0	0,1	3,7	1,6

Fonte: Elaboração do autor.

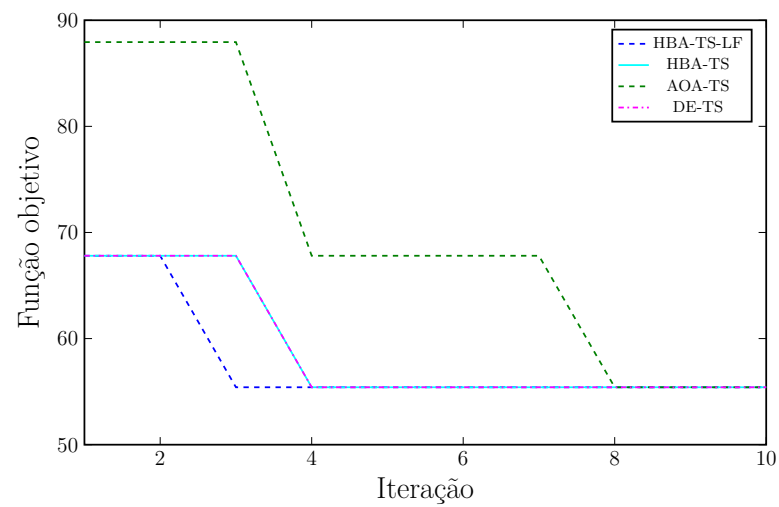
Em relação às meta-heurísticas aplicadas no estudo de caso A2, a Tabela 14 fornece uma visão do desempenho dessas técnicas de otimização. Além disso, para uma compreensão do processo de otimização, as Figuras 19, 20, 21 e 22 foram elaboradas. Estas figuras ilustram claramente a convergência das meta-heurísticas ao longo das iterações, mostrando o comportamento e eficácia de cada abordagem.

Figura 19 – Processo de convergência das meta-heurísticas HBA-TS-LF, HBA-TS, AOA-TS, e DE-TS aplicados ao PEGT. Sistema Garver, cenário A2.1 com 50 indivíduos.



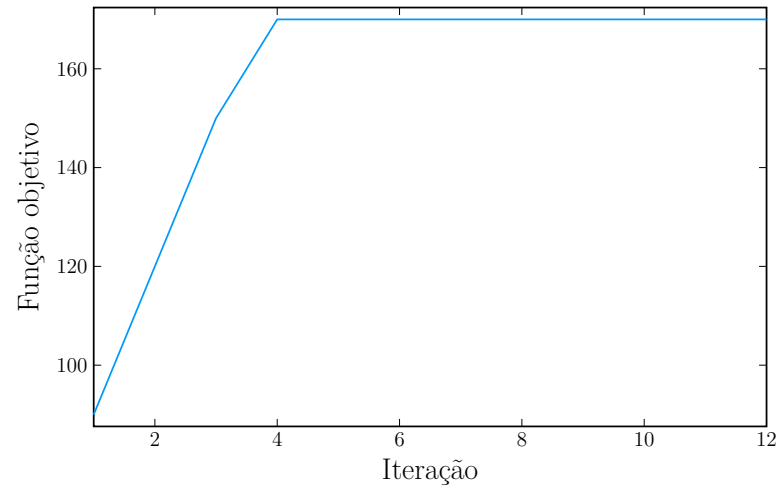
Fonte: Elaboração do autor.

Figura 20 – Processo de convergência das meta-heurísticas HBA-TS-LF, HBA-TS, AOA-TS, e DE-TS aplicados ao PEGT. Sistema Garver, cenário A2.2 com 50 indivíduos.



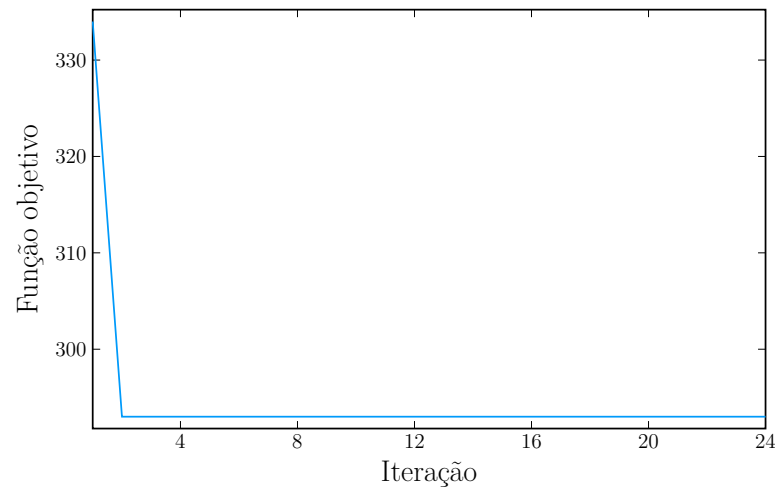
Fonte: Elaboração do autor.

Figura 21 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema Garver cenário A2.1.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 22 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema Garver cenário A2.2.



Fonte: Elaboração do autor.

Na Figura 19 o valor da função objetivo corresponde ao problema integrado de PEGT, enquanto que na Figura 20 o valor da função objetivo corresponde ao valor anualizado do PEG. Nas figuras 21 e 22 o valor da função objetivo corresponde ao custo de adição de novas linhas de transmissão.

5.3.1.3 Sistema Garver CA. Estudo de caso A3.

No estudo de caso A3, também foi adicionado 100 MW a cada uma das cargas existentes. Além disso, as usinas A, B, C, D e E foram consideradas como opções candidatas. Nesse contexto, o cenário A3.1 aborda o planejamento de expansão de geração e transmissão integrado, enquanto o cenário A3.2 trata do estudo sequencial do PEG e, em seguida, do PET, considerando, em ambos os casos, o planejamento de alocação de fontes de potência reativa. A probabilidade máxima de perda de carga para este cenário foi definida como 2%, e a margem de reserva mínima e máxima de 20% e 40% da demanda total, respectivamente.

Como mostrado na Tabela 15, no cenário A3.1, a usina do tipo B (CCGT) deverá ser adicionada na barra 2 ($u_{B,2} = 1$), e a do tipo D (solar fotovoltaica) na barra 5 ($u_{D,5} = 1$), com um custo de investimento de 680,17 MUSD, e custo de operação total de 322,09 MUSD. Também é necessário a adição de 8 linhas de transmissão com um custo de 220 MUSD, resultando em um custo total de 1234,28 MUSD.

Para o caso do cenário A3.2 a usina do tipo B (CCGT) deverá ser adicionada na barra 4 ($u_{B,4} = 1$), e a do tipo D (solar fotovoltaica) na barra 5 ($u_{D,5} = 1$), é necessário também a adição de 8 linhas de transmissão com um custo de 230 MUSD. O custo total de expansão e operação para este cenário é de 1240,16 MUSD.

Tabela 15 – Planos de expansão para o sistema Garver, cenário A3.

Cenário A3	A3.1	A3.2
Linhas adicionadas	$l_{2-6} = 3, l_{3-5} = 2$ $l_{4-6} = 3$	$l_{2-6} = 4, l_{3-5} = 1$ $l_{4-6} = 3$
Unidades geradoras	$u_{B,2} = 1$ $u_{D,5} = 1$	$u_{B,4} = 1$ $u_{D,5} = 1$
Compensação shunt (MVar)	0,0	0,0
Perdas de potência (MW)	22,34	21,49
Custo de linhas (MUSD)	220	230
Custo da compensação shunt (MUSD)	0,0	0,0
Custo das perdas (MUSD)	12,03	11,56
Custo de investimento em geração (MUSD)	680,17	680,17
Custo de operação (MUSD)	322,09	318,43
Custo total (MUSD)	1234,28	1240,16
Perdas	Sim	Sim
Compensação de potência reativa	Sim	Sim

Fonte: Elaboração do autor.

Como resultado, obteve-se uma economia de 5,88 MUSD (0,47%) com o planejamento integrado no cenário A3.1 em comparação com o estudo sequencial no cenário A3.2, atribuída principalmente ao custo de expansão do sistema de transmissão. Por outro lado, os indicadores de confiabilidade mostram que o sistema do caso A3 tem uma probabilidade de perda de carga de 1,58%, uma perda de energia esperada de 17.195,80 MWh e uma expectativa de perda de carga de 138,14 horas no ano usando a curva de duração de carga modificada, em quanto que com a curva da equação (157) a probabilidade de perda de carga é de 0,32%, a perda de energia esperada de 3.854,78 MWh e a expectativa de perda de carga de 27,92 horas no ano.

Além disso, como evidenciado na Tabela 16, o estudo sequencial requer menos tempo de execução, uma vez que não incorpora o PET em cada iteração do problema principal do PEGT. Esse fator resulta em um maior número de avaliações da função objetivo para o subproblema no cenário A3.1 em comparação com o A3.2. Conclui-se também que das meta-heurísticas utilizadas a HBA-TS e AOA-TS são as que menor tempo computacional requerem para alcançar o valor mínimo quando aplicadas ao planejamento integrado.

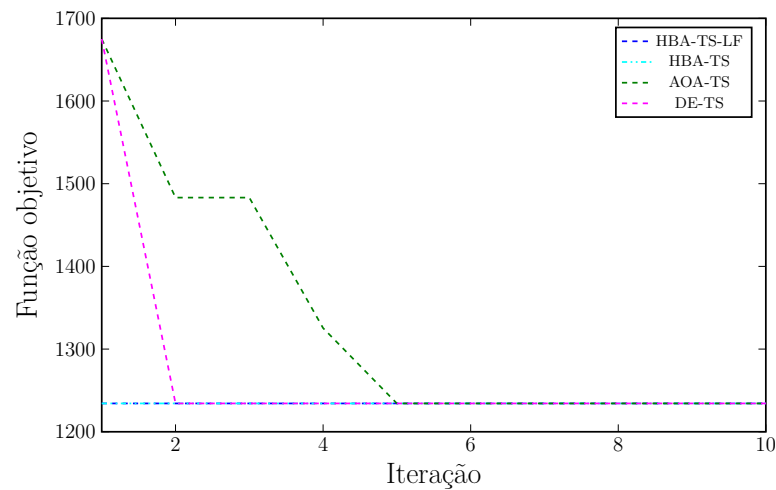
Tabela 16 – Desempenho das meta-heurísticas HBA-TS-LF, HBA-TS, AOA-TS, e DE-TS aplicadas ao PEGT. Sistema Garver, cenário A3 com 50 indivíduos e 10 iterações.

Meta-heurística	HBA-TS-LF		HBA-TS		AOA-TS		DE-TS	
Cenário	A3.1	A3.2	A3.1	A3.2	A3.1	A3.2	A3.1	A3.2
Avaliações F.O. SP	252090	1980	147292	1959	100507	1927	227813	1314
Avaliações F.O. MP	128	489	82	402	62	392	135	401
Tempo (h)	2,9	0,05	1,4	0,1	1,2	0,05	3,8	1,1

Fonte: Elaboração do autor.

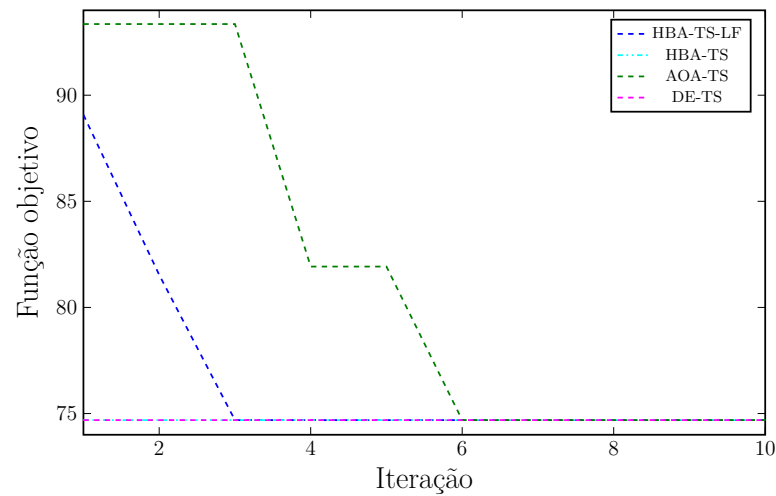
As Figuras 23 e 24 ilustram o processo de convergência de cada uma das meta-heurísticas aplicadas ao problema principal nos cenários A3.1 e A3.2 respectivamente. Na Figura 23 o valor da função objetivo corresponde ao problema integrado de PEGT, enquanto que na Figura 24 o valor da função objetivo corresponde ao valor anualizado do PEG. É notável que, nos dois cenários, a meta-heurística HBA-TS encontrou o plano de expansão que produz o menor valor da função objetivo desde a primeira iteração.

Figura 23 – Processo de convergência das meta-heurísticas HBA-TS-LF, HBA-TS, AOA-TS, e DE-TS aplicados ao PEGT. Sistema Garver, cenário A3.1 com 50 indivíduos.



Fonte: Elaboração do autor.

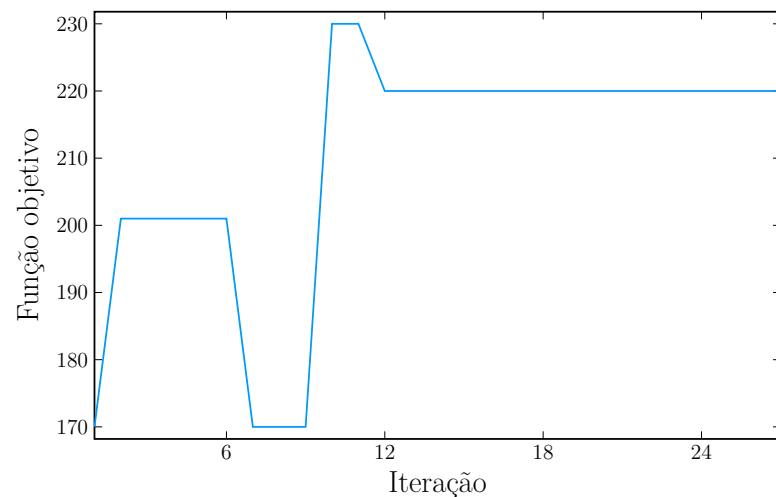
Figura 24 – Processo de convergência das meta-heurísticas HBA-TS-LF, HBA-TS, AOA-TS, e DE-TS aplicados ao PEGT. Sistema Garver, cenário A3.2 com 50 indivíduos.



Fonte: Elaboração do autor.

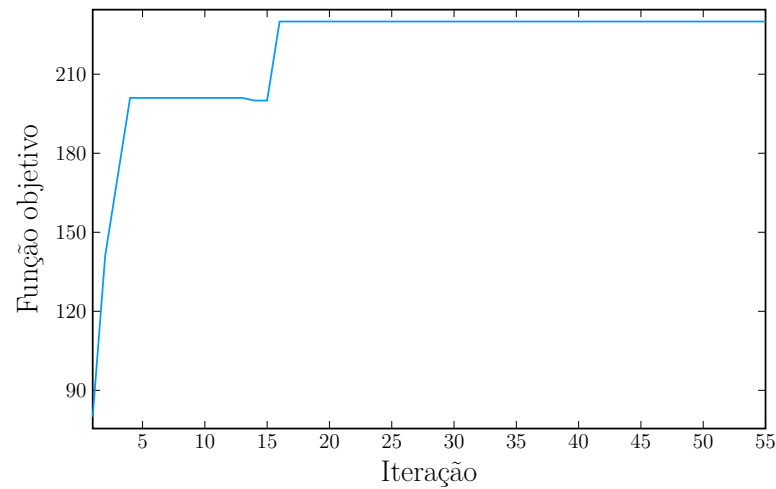
O processo de convergência para a meta-heurística IGA aplicada ao subproblema do PEGT está representado nas Figuras 25 e 26. Ambas as figuras proporcionam uma visão detalhada de como a IGA otimiza o PET em resposta ao plano de geração proposto nos cenários A3.1 e A3.2. Nestes gráficos, é possível observar que são encontrados planos de expansão com custos mais baixos para a adição de linhas de transmissão. No entanto, esses planos de expansão incluem cortes de carga, o que influencia no custo final. Este impacto não é refletido nos gráficos, pois eles ilustram apenas o custo das linhas de transmissão e não o corte de carga de potência ativa e reativa.

Figura 25 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema Garver cenário A3.1.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 26 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema Garver cenário A3.2.



Fonte: Elaboração do autor.

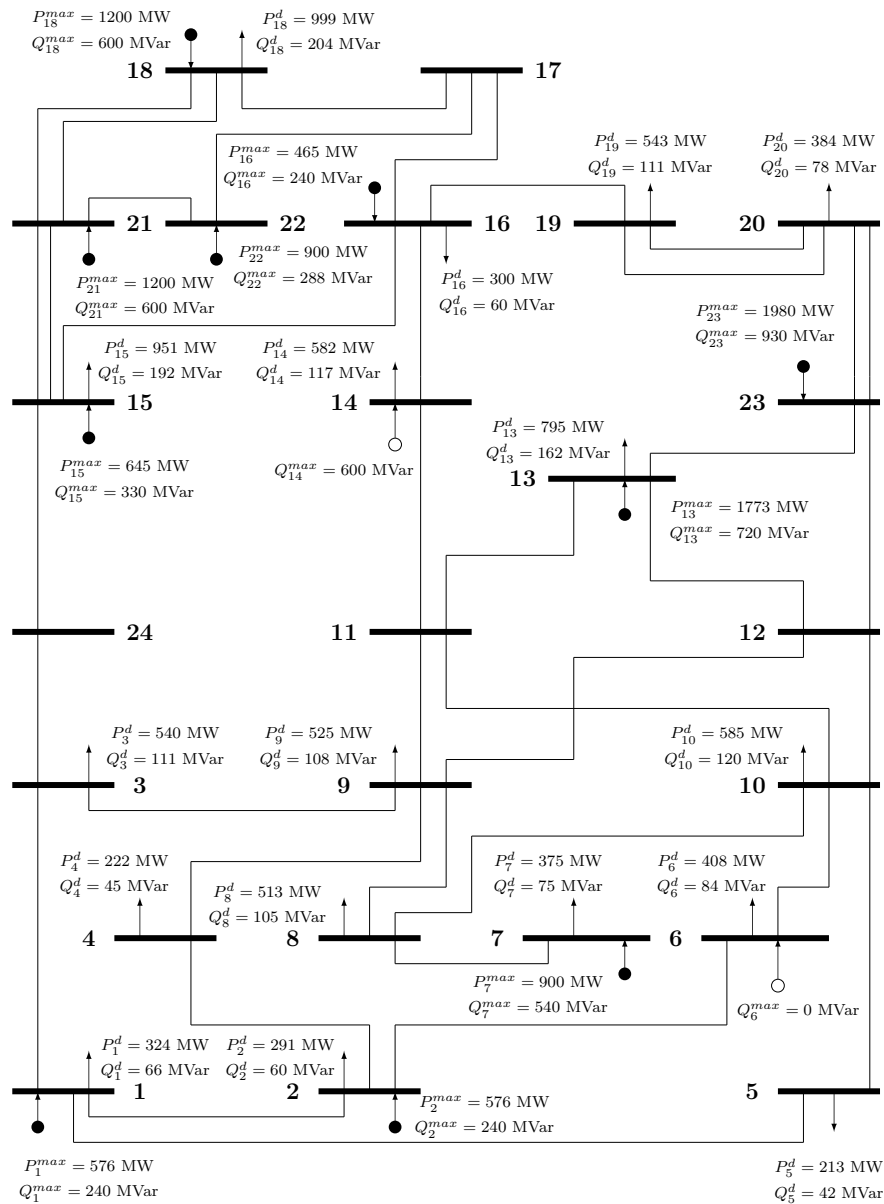
Das meta-heurísticas avaliadas em todos os casos do sistema Garver, conclui-se que todas conseguiram atingir a solução que resulta no menor valor da função objetivo em menos de 10 iterações. Entre elas, destacam-se a HBA-TS e DE-TS por alcançarem essa solução em poucas iterações. No entanto, a DE-TS demanda mais tempo computacional devido à forma de codificação da variação DE/rand/1/bin. Nessa abordagem, os indivíduos da população são avaliados um de cada vez, exigindo chamadas às sub-rotinas desenvolvidas para cada um deles. Isso difere da abordagem da HBA-TS, em que toda a população é avaliada dentro da mesma sub-rotina, eliminando a necessidade de chamar outras partes do código repetidamente.

Os resultados para o sistema Garver revelam que, mesmo com a usina do tipo C sendo a opção mais econômica, conforme evidenciado no cenário A2, no cenário A3, a fim de atender às restrições de probabilidade de perda de carga e margem de reserva máxima, foi necessário incorporar as usinas B e D. Isso resultou em um custo menor para o cenário A3, devido aos baixos custos de operação e manutenção da usina solar fotovoltaica.

5.3.2 Sistema IEEE de 24 barras CA

O sistema IEEE de 24 barras, representado na Figura 27 possui uma demanda total de 8.550 MW e 1.740 MVar, capacidade instalada de potência ativa de 10.215 MW, capacidade instalada de potência reativa entre os limites -1.905 MVar e 7.328 MVar, e 41 caminhos candidatos para a adição de novas linhas de transmissão. O número máximo de linhas que podem ser adicionadas em cada caminho denotado por n^{max} , foi definido como 5.

Figura 27 – Sistema IEEE de 24 barras em CA



Fonte: Adaptado de Romero (1993).

Dois estudos de caso foram considerados neste sistema teste denominado B1 e B2, vale ressaltar que, em todos os casos de estudo, a restrição de probabilidade de perda de carga não foi considerada. A porcentagem de reserva mínima foi estabelecida em 5%,

enquanto a porcentagem de reserva máxima foi fixada em 20%, características de cada um dos cenários propostos estão descritos na Tabela 17.

Tabela 17 – Estudos de caso para o sistema IEEE de 24 barras.

Estudo de caso	Cenário	Perdas	Fontes de pot. reativa	Margem de reserva	LOLP	Unidades candidatas	Planejamento Integrado
B1 (caso base)	B1.1	Sim	Sim	5%, 20%	Não	-	Sim
	B1.2		Não				
B2 (+ 50 MW)	B2.1	Sim	Sim	5%, 20%	Não	A, B, C, D, E	Sim
	B2.2						Não

Fonte: Elaboração do autor.

5.3.2.1 Sistema IEEE de 24 barras CA. Estudo de Caso B1

O estudo de caso B1 refere-se ao caso base do sistema IEEE de 24 barras, conforme representado na Figura 27. Para o estudo de caso B1 são analisados dois cenários para o planejamento integrado do sistema de geração e transmissão. O primeiro cenário denominado B1.1, leva em consideração a alocação de fontes de potência reativa. Já o segundo, denominado B1.2, não inclui a consideração de potência reativa em sua formulação.

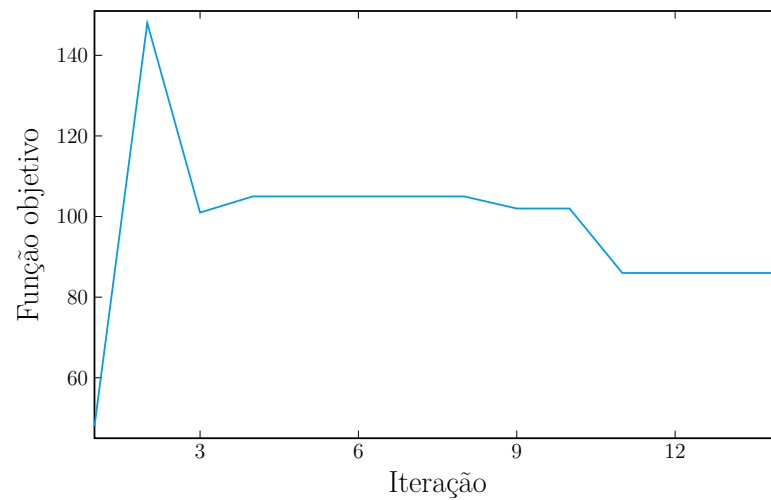
Neste estudo de caso, a capacidade instalada de potência ativa excede a demanda em 20%. Diante desse cenário, o caso base foi avaliado utilizando o algoritmo HBA-TS, com a premissa de que não é necessário adicionar novas usinas de geração. Os planos de expansão são apresentados na Tabela 18. Deste modo, no cenário que considera o planejamento conjunto de linhas de transmissão e alocação de fontes de potência reativa, obteve-se uma economia de 298,21 MUSD (54,88%) em comparação com o caso que considera apenas a adição de linhas de transmissão, devido à alocação de fontes de potência reativa na barra 3 ($Q_3^c = 293,19$) e na barra 9 ($Q_9^c = 537,31$). As Figuras 28 e 29 ilustram o processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema.

Tabela 18 – Planos de expansão para o sistema IEEE de 24 barras, cenário B1

Cenário B1	B1.1	B1.2
Linhas adicionadas	$l_{6-10} = 1, l_{7-8} = 1$ $l_{14-16} = 1$	$l_{2-6} = 3, l_{3-5} = 3$ $l_{5-6} = 1$
Unidades geradoras	-	-
Compensação shunt (MVar)	830,51	-
Perdas de potência (MW)	257,12	221,77
Custo de linhas (MUSD)	86	424
Custo da compensação shunt (MUSD)	20,76	-
Custo das perdas (MUSD)	138,39	119,36
Custo de investimento em geração (MUSD)	0,0	0,0
Custo de operação (MUSD)	0,0	0,0
Custo total (MUSD)	245,15	543,36
Avaliações F.O. SP	861	9512
Avaliações F.O. MP	1	1
Tempo(h)	0,05	1,11
Perdas	Sim	Sim
Compensação de potência reativa	Sim	Não

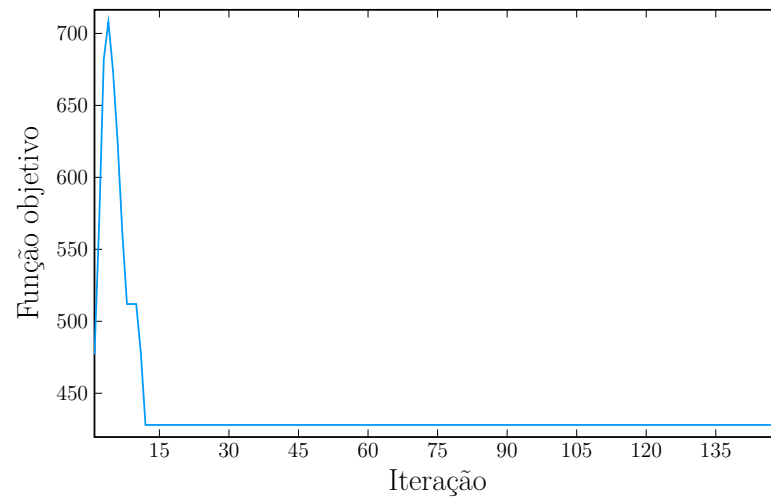
Fonte: Elaboração do autor.

Figura 28 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema IEEE de 24 barras, cenário B1.1.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 29 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema IEEE de 24 barras, cenário B1.2.



Fonte: Elaboração do autor.

5.3.2.2 Sistema IEEE de 24 barras CA. Estudo de Caso B2

Para o cenário B2, os dados de geração e demanda correspondentes ao sistema da Figura 27 foram modificados. O sistema modificado inclui a adição de 50 MW de demanda adicional em cada uma das cargas existentes. Além disso, houve uma redução na capacidade máxima de geração das unidades alocadas nas barras 13 (-200), 15 (-100), 16 (-100), 18 (-300), 21 (-200), e foram alocadas fontes de geração de potência reativa nas barras 3 (300 Mvar) e 9 (600 Mvar). Para este cenário, as unidades de geração listadas nas Tabelas 8 e 9 foram simultaneamente consideradas como opções candidatas.

Na Tabela 19, são apresentados os resultados para o cenário B2, abrangendo tanto o problema integrado (B2.1) quanto o problema sequencial do PEGT (B2.2). Os resultados indicam que o custo final do plano de expansão no cenário B2.1 registrou uma economia de 173,16 MUSD (8,82%), atribuível a um menor número de linhas de transmissão adicionadas nesse cenário. Essa economia destaca a eficiência do planejamento integrado, que resultou em uma solução mais econômica em comparação com o cenário sequencial B2.2.

Para este estudo de caso, o algoritmo de otimização do texugo de mel com características de busca tabu apresentou o melhor desempenho em termos de tempo computacional, sendo aproximadamente 3 vezes mais rápido em comparação com a meta-heurística DE-TS, que demandou o maior tempo, chegando a 40,08 horas para o planejamento integrado.

Tabela 19 – Planos de expansão para o sistema IEEE de 24 barras, cenário B2

Cenário B2	B2.1	B2.2
Linhas adicionadas	$l_{6-10} = 2,$ $l_{7-8} = 2,$ $l_{14-16} = 1,$ $l_{16-17} = 1$	$l_{1-5} = 1, l_{2-24} = 1,$ $l_{6-10} = 2, l_{7-8} = 2,$ $l_{14-23} = 1, l_{15-24} = 1,$ $l_{16-17} = 1$
Unidades geradoras	$u_{C,10} = 1$	$u_{C,19} = 1$
Compensação shunt total (MVar)	801,64	823,72
Perdas de potência (MW)	294,26	293,27
Custo de linhas (MUSD)	154	330
Custo da compensação shunt (MUSD)	20,04	20,59
Custo das perdas (MUSD)	158,37	157,84
Custo de investimento em geração (MUSD)	488,82	488,82
Custo de operação (MUSD)	968,20	965,34
Custo total (MUSD)	1789,43	1962,59
Perdas	Sim	Sim
Compensação de potência reativa	Sim	Sim

Fonte: Elaboração do autor.

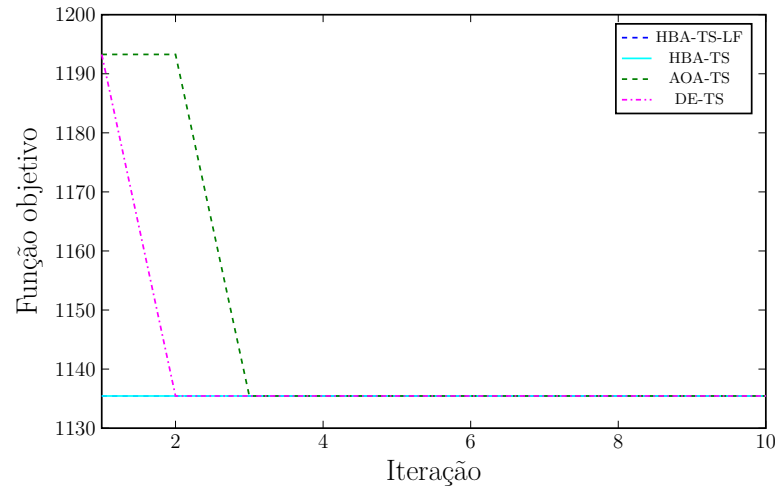
Tabela 20 – Desempenho das meta-heurísticas HBA-TS-LF, HBA-TS, AOA-TS, e DE-TS aplicadas ao PEGT. Sistema IEEE de 24 barras, cenário B2 com 50 indivíduos e 10 Iterações.

Meta-heurística	HBA-TS-LF		HBA-TS		AOA-TS		DE-TS	
	B2.1	B2.2	B2.1	B2.2	B2.1	B2.2	B2.1	B2.2
Avaliações F.O. SP	352120	4751	226820	1536	441761	2459	689159	4455
Avaliações F.O. MP	88	107	56	78	112	86	131	165
Tempo (h)	20,5	0,49	13,23	0,48	25,14	0,52	40,08	0,99

Fonte: Elaboração do autor.

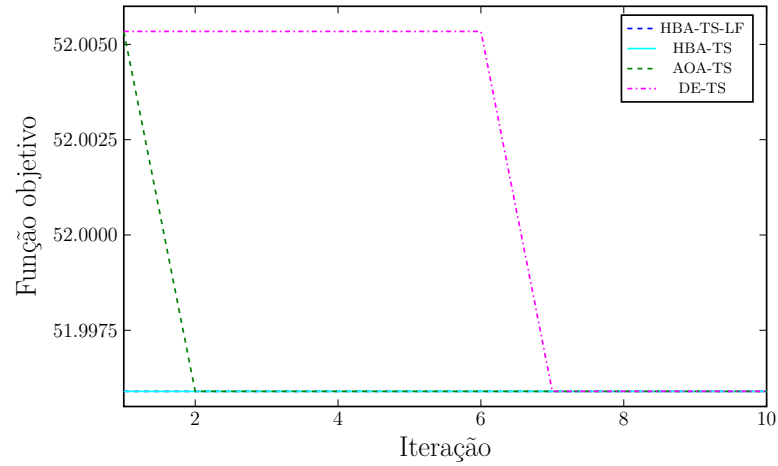
As Figuras 30, e 31, ilustram o processo de convergência das meta-heurísticas HBA-TS-LF, HBA-TS, AOA-TS, e DE-TS quando aplicadas ao problema mestre, enquanto que as Figuras 32, e 33 ilustram o processo de convergência da meta-heurística IGA aplicado ao sub-problema.

Figura 30 – Processo de convergência das meta-heurísticas HBA-TS-LF, HBA-TS, AOA-TS, e DE-TS aplicados ao PEGT. Sistema IEEE de 24 barras, cenário B2.1 com 50 indivíduos.



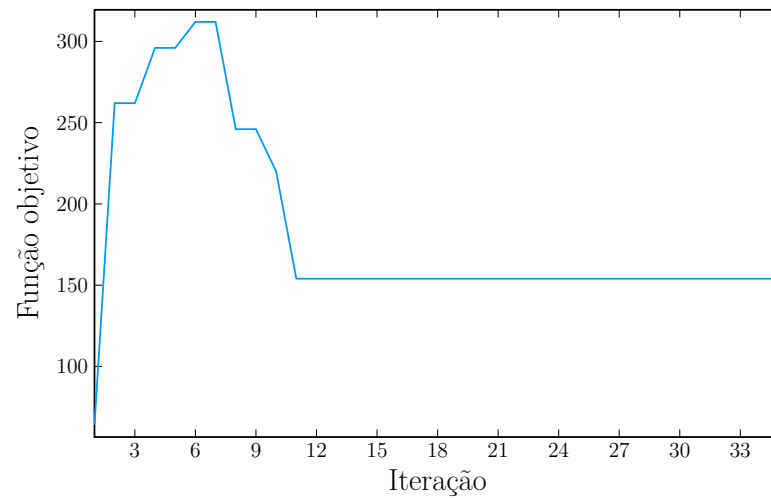
Fonte: Elaboração do autor.

Figura 31 – Processo de convergência das meta-heurísticas HBA-TS-LF, HBA-TS, AOA-TS, e DE-TS aplicados ao PEGT. Sistema IEEE de 24 barras, cenário B2.2 com 50 indivíduos.



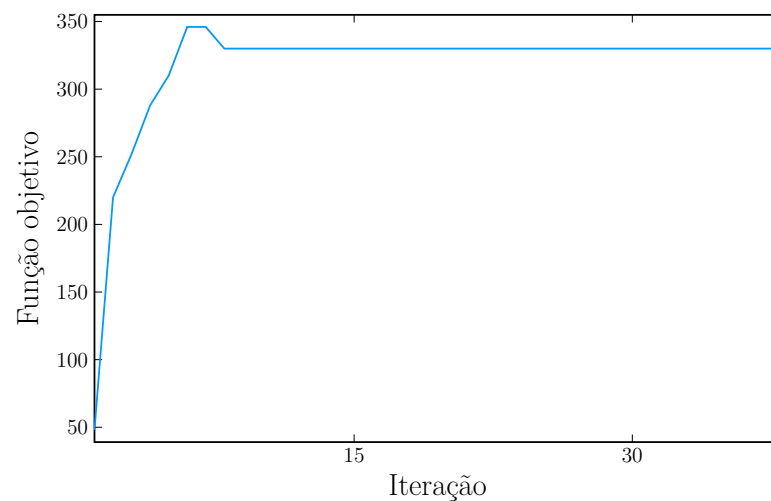
Fonte: Elaboração do autor.

Figura 32 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema IEEE de 24 barras, cenário B2.1.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 33 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema IEEE de 24 barras, cenário B2.2.

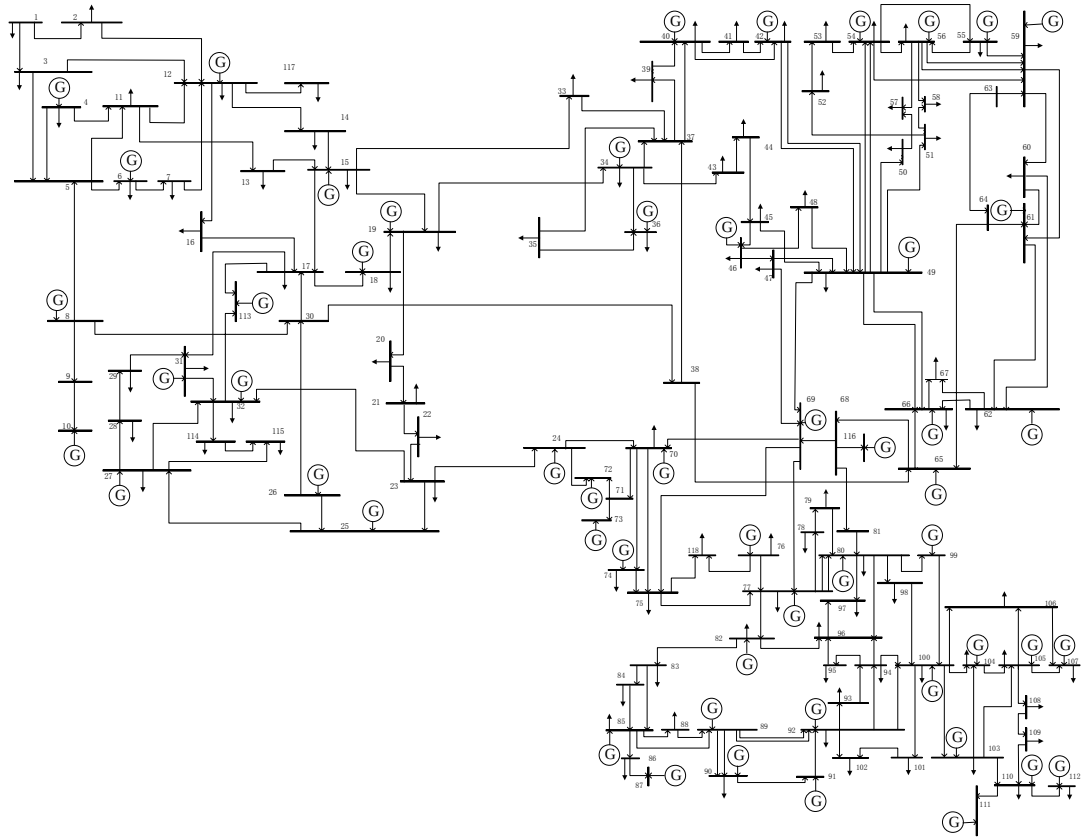


Fonte: Elaboração do autor.

5.3.3 SISTEMA IEEE DE 118 BARRAS CA

Finalmente, testes foram realizados com o sistema de 118 barras do IEEE, mostrado na Figura 34. Este sistema possui 118 barras, 186 caminhos candidatos para a adição de novas linhas de transmissão, 91 barras de carga e 54 unidades de geração térmica, uma demanda total de potência ativa de 6.240 MW e reativa de 2.470 MVar, e uma capacidade instalada de potência ativa de 7.170 MW. Para este sistema, foi estabelecido que o número máximo de linhas de transmissão que podem ser adicionadas em cada caminho foi definido com 2.

Figura 34 – Sistema teste IEEE de 118 barras CA.



Fonte: Adaptado de Liang *et al.* (2007).

Nos testes realizados, o algoritmo híbrido do texugo de mel com a meta-heurística busca tabu (HBA-TS) foi empregado no processo de otimização para realizar o planejamento integrado da expansão da geração e transmissão. Assim, dois estudos de caso foram analisados, onde a usina do tipo C foi considerada como a única opção candidata, e 10 barras de carga foram avaliadas como possíveis locais para alocar a usina projetada. As barras de carga consideradas para adicionar a usina projetada foram as barras 3, 5, 11, 20, 33, 41, 52, 86, 94, e 108; além disso, não foi levado em consideração a alocação de fontes de potência reativa, e a probabilidade de perda de carga em nenhum dos casos mencionados. Assim, 17 caminhos foram considerados como possíveis rotas para adicionar novas linhas de transmissão, que são: 3 – 5, 8 – 9, 8 – 5, 9 – 10, 15 – 17, 23 – 15, 25 – 27, 26 – 30, 23 – 32, 38 – 37, 77 – 78, 82 – 83, 93 – 94, 94 – 100, 99 – 100, 17 – 113, e 12 – 117. Finalmente, considerando que o número de barras candidatas foi reduzido para 10, e que somente a usina do tipo C é considerada como a única opção candidata, definiu-se o número de iterações para o problema principal como 2. Características dos cenários avaliados encontram-se descritas na Tabela 21.

Tabela 21 – Estudos de caso para o sistema IEEE de 118 barras.

Estudo de caso	Cenário	Perdas	Custo da geração existente	Margem de reserva	LOLP	Unidades candidatas	Planejamento integrado
C1	C1.1	Sim	Não	Não	Não	C	Sim
	C1.2		Sim				
C2	C2.1	Sim	Sim	15%, 30%	Não	C	Sim
	C2.2						Não

Fonte: Elaboração do autor.

5.3.3.1 Sistema IEEE de 118 barras. Estudo de caso C1

Para este estudo de caso, foram considerados dois cenários. O cenário C1.1 corresponde ao caso base, enquanto o cenário C1.2 considera o caso base, levando em consideração o custo das unidades de geração existentes. Em ambos os cenários, as restrições de margens de reserva não foram consideradas, com o objetivo de que este estudo de caso seja considerado como se fosse o problema de PET. Como evidenciado nas Tabelas 22 e 23, os resultados indicam que o custo de adição de novas linhas de transmissão é igual para ambos os cenários, embora apresentem topologias diferentes. Também destaca-se que não há necessidade de adicionar a usina proposta. As Figuras 35 e 36, mostram o processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema de PEGT, convergindo para a melhor solução em menos de 30 iterações.

Tabela 22 – Planos de expansão para o sistema IEEE de 118 barras, cenário C1.1

Cenário	C1.1
Linhas adicionadas	$l_{3-5} = 1, l_{8-9} = 1, l_{8-5} = 2, l_{9-10} = 1$ $l_{26-30} = 2, l_{23-32} = 1, l_{38-37} = 2, l_{77-78} = 1$ $l_{82-83} = 1, l_{94-100} = 1, l_{17-113} = 1$
Unidades geradoras	-
Compensação shunt total (MVar)	-
Perdas de potência (MW)	104,77
Custo de linhas (MUSD)	126,6
Custo da compensação shunt (MUSD)	-
Custo das perdas (MUSD)	56,39
Custo de investimento em geração (MUSD)	-
Custo de operação da usina projetada (MUSD)	0,00
Custo de operação existente (MUSD)	-
Custo total (MUSD)	182,99
Avaliações F.O. SP	177768
Avaliações F.O. MP	22
Tempo (h)	38,15
Perdas	Sim
Compensação de potência reativa	Não

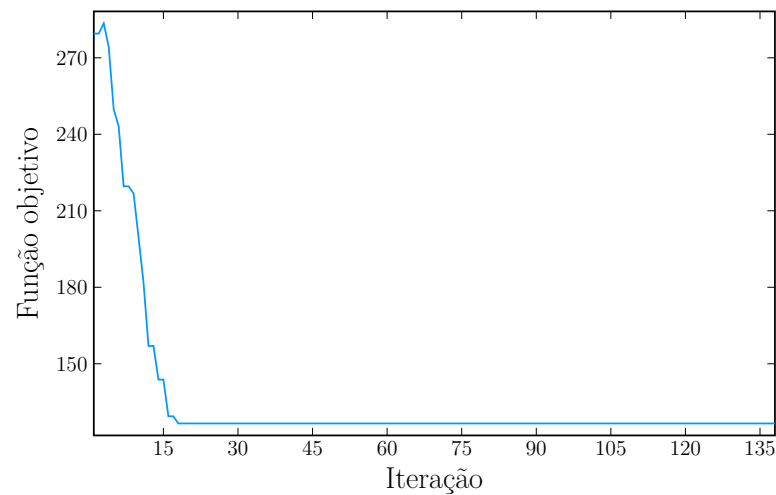
Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 23 – Planos de expansão para o sistema IEEE de 118 barras, cenário C1.2

Cenário	C1.2
Linhas adicionadas	$l_{3-5} = 1, l_{8-9} = 1, l_{8-5} = 2, l_{9-10} = 1,$ $l_{26-30} = 2, l_{23-32} = 1, l_{38-37} = 2, l_{82-83} = 1,$ $l_{93-94} = 1, l_{17-113} = 1$
Unidades geradoras	-
Compensação shunt total (MVar)	-
Perdas de potência (MW)	111,64
Custo de linhas (MUSD)	126,6
Custo da compensação shunt (MUSD)	-
Custo das perdas (MUSD)	60,09
Custo de investimento em geração (MUSD)	-
Custo de operação da usina projetada (MUSD)	0,00
Custo de operação existente (MUSD)	26.687,48
Custo total (MUSD)	26.874,17
Avaliações F.O. SP	198541
Avaliações F.O. MP	28
Tempo (h)	47,15
Perdas	Sim
Compensação de potência reativa	Não

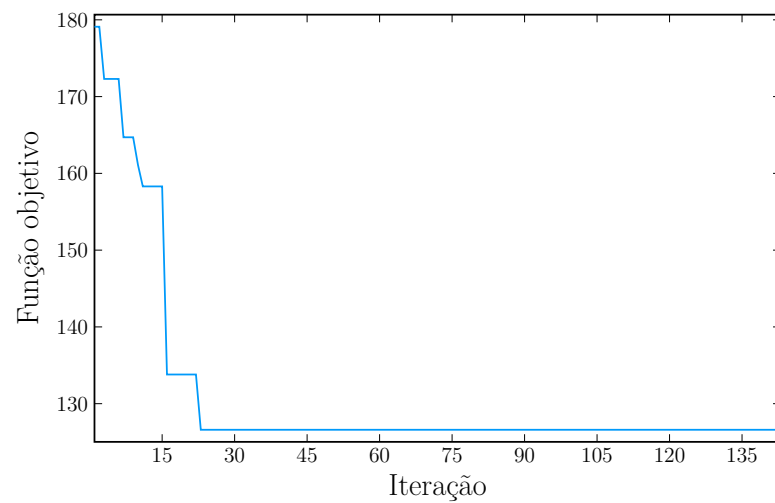
Fonte: Elaboração do autor.

Figura 35 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema IEEE de 118 barras, cenário C1.1.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 36 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema IEEE de 118 barras, cenário C1.2.



Fonte: Elaboração do autor.

5.3.3.2 Sistema IEEE de 118 barras. Estudo de caso C2

Neste estudo de caso partiu-se do cenário C1.2 que leva em consideração o custo de operação das unidades de geração existentes. Deste modo, no cenário C2.1 o planejamento integrado da geração e do sistema de transmissão é realizado, enquanto que no cenário C2.2 é realizado o planejamento sequencial. Para ambos os cenários as margens de reserva mínima e máxima foram consideradas como sendo 15% e 30% respectivamente.

Nas Tabelas 24 e 25, apresentam-se os resultados para esses dois cenários, destacando uma economia de 635.01 MUSD (2.47%) no cenário C2.1. Essa economia é atribuída à redução de custos tanto nas linhas de transmissão quanto na operação das unidades de geração existentes no planejamento integrado em comparação com o planejamento sequencial. As Figuras 37 e 38 ilustram o processo de convergência da meta-heurística IGA aplicada ao sub-problema para os cenários C2.1 e C2.2, respectivamente.

Tabela 24 – Planos de expansão para o sistema IEEE de 118 barras, cenário C2.1

Cenário	C2.1
Linhas adicionadas	$l_{3-5} = 1, l_{8-9} = 1, l_{8-5} = 2, l_{9-10} = 1,$ $l_{26-30} = 2, l_{23-32} = 1, l_{38-37} = 1, l_{82-83} = 1,$ $l_{93-94} = 1, l_{17-113} = 1$
Unidades geradoras	$u_{C,52} = 1$
Compensação shunt total (MVar)	-
Perdas de potência (MW)	122,13
Custo de linhas (MUSD)	119,8
Custo da compensação shunt (MUSD)	-
Custo das perdas (MUSD)	65,73
Custo de investimento em geração (MUSD)	488,82
Custo de operação da usina projetada (MUSD)	598,18
Custo de operação existente (MUSD)	23.814,86
Custo total (MUSD)	25.089,72
Avaliações F.O. SP	89,684
Avaliações F.O. MP	23,00
Tempo (h)	46,30
Perdas	Sim
Compensação de potência reativa	Não

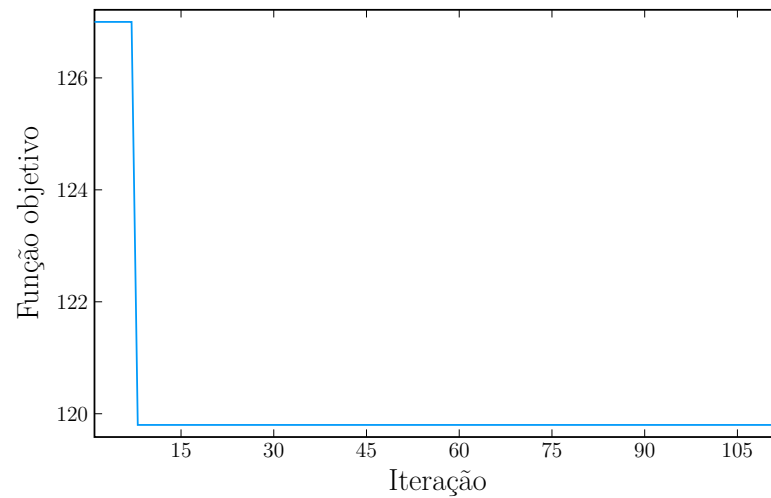
Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 25 – Planos de expansão para o sistema IEEE de 118 barras, cenário C2.2

Cenário	C2.2
Linhas adicionadas	$l_{3-5} = 1, l_{8-9} = 2, l_{8-5} = 2, l_{9-10} = 1,$ $l_{15-17} = 1, l_{23-15} = 1, l_{26-30} = 1, l_{23-32} = 1,$ $l_{77-78} = 1, l_{82-83} = 1, l_{94-100} = 1, l_{17-113} = 1$
Unidades geradoras	$u_{C,33} = 1$
Compensação shunt total (MVar)	-
Perdas de potência (MW)	116,45
Custo de linhas (MUSD)	125,3
Custo da compensação shunt (MUSD)	-
Custo das perdas (MUSD)	62,68
Custo de investimento em geração (MUSD)	488,82
Custo de operação da usina projetada (MUSD)	591,75
Custo de operação existente (MUSD)	24.453,85
Custo total (MUSD)	25.722,47
Avaliações F.O. SP	5,394
Avaliações F.O. MP	28,00
Tempo (h)	1,64
Perdas	Sim
Compensação de potência reativa	Não

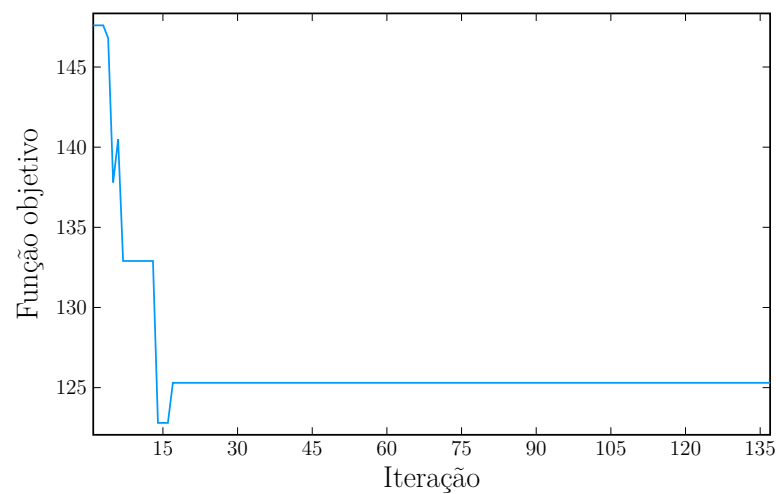
Fonte: Elaboração do autor.

Figura 37 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema IEEE de 118 barras, cenário C2.1.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 38 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema IEEE de 118 barras, cenário C2.2.



Fonte: Elaboração do autor.

Considerando os custos das unidades de geração existentes, é possível observar que os benefícios do planejamento integrado são mais notórios, já que como visto no cenário C2.1 o custo de operação das unidades de geração existentes diminuiu em comparação com o cenário C1.2, devido a que no sistema projetado a usina do tipo C tem um custo nivelado de energia menor que os custos das usinas existentes.

5.3.4 Sistema Garver CA/CC

O sistema Garver CA/CC tem os mesmos dados de geração e demanda que o sistema apresentado na Figura 14. No entanto, para o sistema projetado, foram considerados três corredores como possíveis opções de expansão de linhas em CA estes corredores foram l_{2-6} , l_{4-6} , e l_{5-6} . Além disso, para o sistema em CC foram consideradas 6 barras, cada uma com um conversor, e 11 corredores como possíveis opções para adicionar linhas de transmissão (ver apêndice A.2). Nesse contexto, foram abordados dois estudos de caso, todos solucionados utilizando a meta-heurística HBA-TS. Em todos esses cenários, a alocação de fontes de potência reativa, bem como a probabilidade de perda de carga, não foram incluídas na análise. Os dados para este sistema foram tomados de (Dave *et al.*, 2019).

Tabela 26 – Estudos de caso para o sistema Garver CA/CC

Estudo de caso	Cenário	Perdas	Potência reativa	Margem de reserva	LOLP	Unidades candidatas	Planejamento integrado
D1	-	Sim	Não	Não	Não	-	Sim
D2 (+ 500 MW)	D2.1	Sim	Não	20%, 40%	Não	A, B, D, E	Sim
	D2.2						Não

Fonte: Elaboração do autor.

5.3.4.1 Sistema Garver CA/CC. Estudo de Caso D1

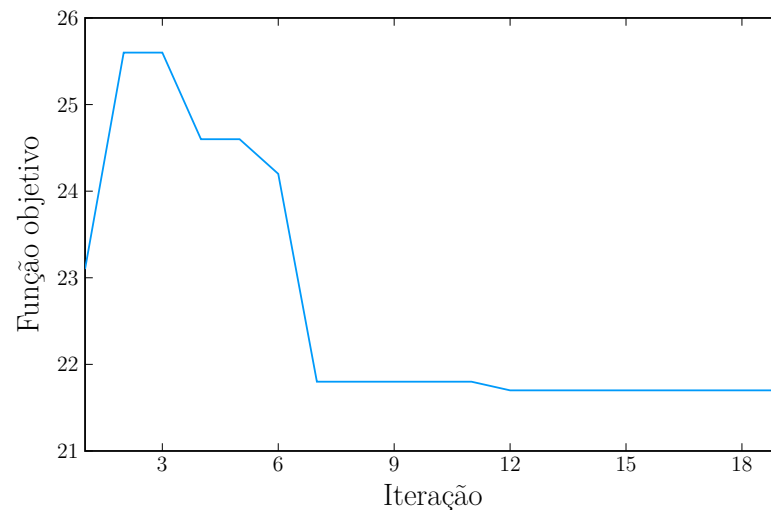
Neste estudo de caso, a capacidade instalada de potência ativa excede a demanda em 50%. Diante desse cenário, o caso base foi avaliado utilizando o algoritmo HBA-TS, com a premissa de que não é necessário adicionar novas usinas de geração, e sem considerar as margens de reserva mínima e máxima. Desta forma, o estudo de caso D1 é um caso representativo do problema de planejamento de expansão do sistema de transmissão. Os resultados são apresentados na Tabela 27 e o processo de convergência da meta-heurística IGA aplicada ao sub-problema de PEGT encontra-se ilustrado na Figura 39.

Tabela 27 – Planos de expansão para o sistema Garver CA/CC, cenário D1

Cenário	D1
Linhas em CA	$l_{2-6} = 1$
Linhas em CC	$l_{4-6} = 1, l_{5-6} = 1$
Unidades geradoras	-
Compensação shunt total (MVar)	-
Perdas de potência (MW)	6,14
Custo de linhas e conversores (MUSD)	21,66
Custo da compensação shunt (MUSD)	-
Custo das perdas (MUSD)	3,31
Custo de investimento em geração (MUSD)	-
Custo de operação (MUSD)	0,00
Custo total (MUSD)	24,97
Avaliações F.O. SP	2814
Avaliações F.O. MP	1
Tempo (h)	0,59
Perdas	Sim
Compensação de potência reativa	Não

Fonte: Elaboração do autor.

Figura 39 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema Garver em CA/CC, cenário D1



Fonte: Elaboração do autor.

5.3.4.2 Sistema Garver CA/CC. Estudo de Caso D2

No estudo de caso D2, uma demanda adicional de 500 MW foi acrescentada de forma equitativa nas cargas existentes. Assim, o cenário D2.1 aborda o problema integrado de PEGT, enquanto o cenário D2.2 aborda o planejamento sequencial. Para estes dois cenários as margens de reserva mínima e máxima foram consideradas como sendo 20% e

40% da demanda total, respetivamente, e as usinas A, B, D e E foram consideradas como opções candidatas.

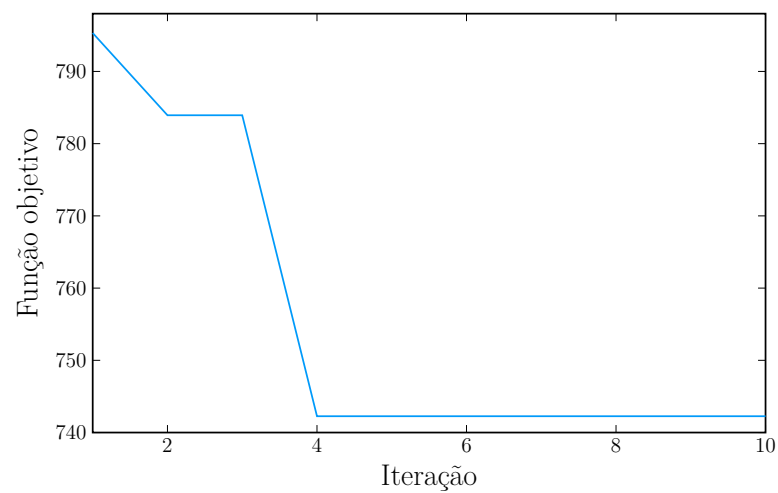
Com essas considerações, a Tabela 28 apresenta os resultados para esses dois cenários. Observa-se um plano de expansão que resulta em uma economia de 41,67 MUSD (5,32%) com o planejamento integrado do sistema de geração e transmissão. As Figuras 40 e 41 ilustram o processo de convergência da meta-heurística HBA-TS quando aplicada ao problema principal do PEGT nos cenários D2.1 e D2.2, respetivamente. Observa-se que o algoritmo atinge o menor valor em menos de quatro iterações, indicando uma convergência eficiente para esses casos. Por outro lado, as Figuras 42, e 43 ilustram o processo de convergência da meta-heurística IGA aplicada ao sub-problema de PEGT.

Tabela 28 – Planos de expansão para o sistema Garver CA/CC, cenário D2

Cenário	D2.1	D2.2
Linhas em CA	$l_{2-6} = 2, l_{4-6} = 3$ $l_{5-6} = 3$	$l_{2-6} = 2, l_{5-6} = 2$
Linhas em CC	$l_{3-6} = 1$	$l_{2-5} = 1, l_{3-6} = 1$ $l_{4-6} = 1$
Unidades geradoras	$u_{B,2} = 1$	$u_{B,4} = 1$
Compensação shunt total (MVar)	-	-
Perdas de potência (MW)	16,97	16,93
Custo de linhas e conversores (MUSD)	38,8	43,2
Custo da compensação shunt (MUSD)	-	-
Custo das perdas (MUSD)	9,13	9,11
Custo de investimento em geração (MUSD)	554,44	554,44
Custo de operação (MUSD)	139,88	177,17
Custo total (MUSD)	742,26	783,93
Avaliações F.O. SP	427016	2161
Avaliações F.O. MP	180	147
Tempo (h)	67,99	0,78
Perdas	Sim	Sim
Compensação de potência reativa	Não	Não

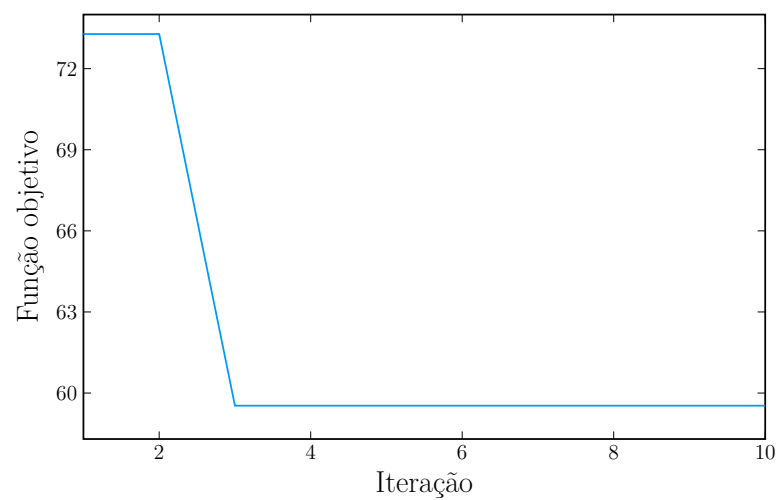
Fonte: Elaboração do autor.

Figura 40 – Processo de convergência da meta-heurística HBA-TS aplicado ao PEGT. Sistema Garver CA/CC, cenário D2 com 50 indivíduos.



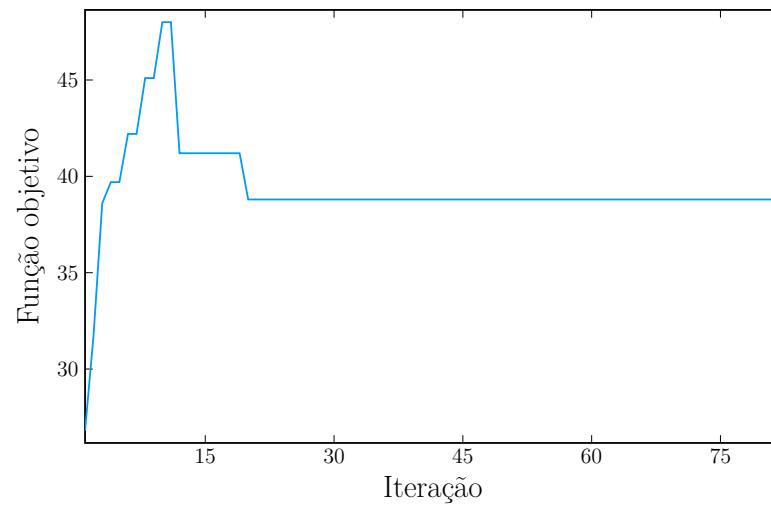
Fonte: Elaboração do autor.

Figura 41 – Processo de convergência da meta-heurística HBA-TS aplicado ao PEGT. Sistema Garver CA/CC, cenário D3 com 50 indivíduos



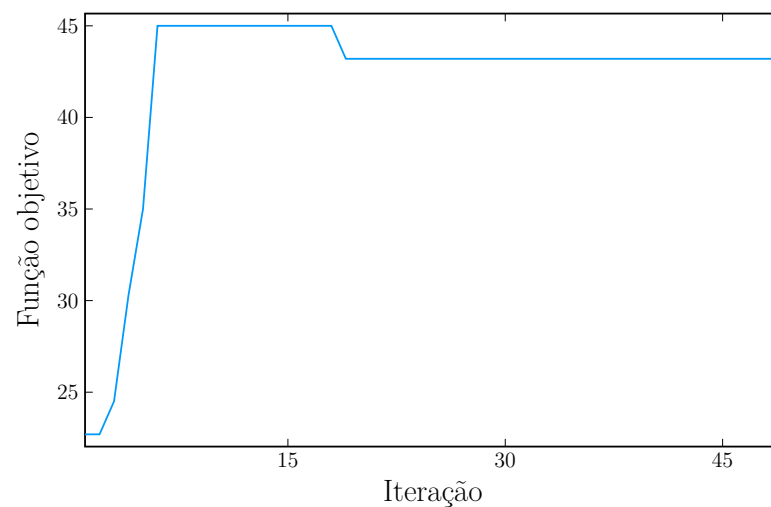
Fonte: Elaboração do autor.

Figura 42 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema Garver em CA/CC, cenário D2



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 43 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema Garver em CA/CC, cenário D3



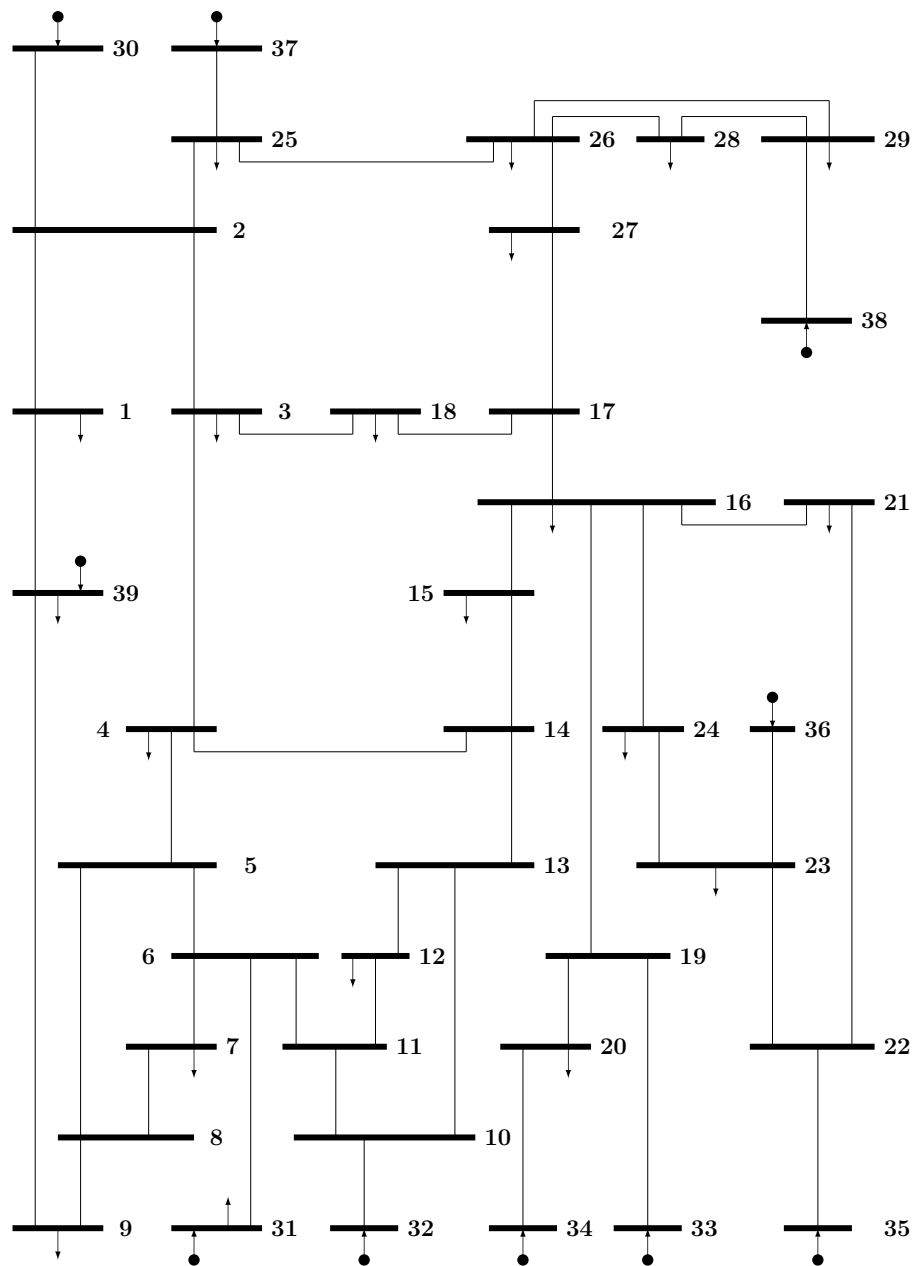
Fonte: Elaboração do autor.

5.3.5 Sistema IEEE de 39 barras CA/CC

O sistema teste IEEE de 39 barras CA/CC proposto em (Dave *et al.*, 2019) tem uma demanda total de potência ativa de 8.657,23 MW e 2.206,8 Mvar de potência reativa. A capacidade instalada de potência ativa é de 10.684 MW, enquanto que a capacidade de potência reativa se encontra entre os limites de -2.800 Mvar e 4.107 Mvar. Este sistema consta de 29 barras de carga que são consideradas como possíveis locais para a alocação das usinas de geração candidatas.

Na Figura 44, é representado o sistema de teste IEEE de 39 barras. De acordo com os dados propostos por Dave *et al.* (2019) para o planejamento da expansão do sistema de transmissão, nenhuma linha de transmissão em CA é considerada para ser adicionada na infraestrutura da rede de transmissão. No entanto, o sistema ilustrado na Figura 44 foi modificado. As linhas existentes l_{2-3} , l_{5-8} , l_{6-7} e l_{10-13} foram retiradas do sistema e consideradas como opções candidatas para linhas de transmissão em corrente alternada. Além disso, uma demanda adicional de 850 MW foi equitativamente distribuída entre as cargas existentes.

Figura 44 – Sistema IEEE de 39 barras CA/CC



Fonte: Adaptado de Dave *et al.* (2019).

Para o sistema em CC (ver apêndice A.4), são propostas 8 barras candidatas em CC, com um conversor proposto para cada uma dessas barras. Além disso, são considerados 48 caminhos para a adição de linhas de transmissão, e as margens de reserva mínima e máxima foram definidas como 15% e 20% da demanda total, respetivamente.

A seguir, serão avaliados dois estudos de caso para o PEGT integrado, ambos considerando uma população de 30 indivíduos e um máximo de 10 iterações para o problema principal. Nesses estudos de caso, as unidades de geração A, B, C, D e E são consideradas simultaneamente como opções candidatas.

Tabela 29 – Estudos de caso para o sistema IEEE de 39 barras CA/CC

Estudo de caso	Perdas	Fontes de potência reativa	Margem de reserva	LOLP	Unidades candidatas	Planejamento Integrado
E1 (+ 850 MW)	Sim	Não	Não	Não	A, B, C, D, E	Sim
E2 (+ 850 MW)	Sim	Não	15%, 20%	Não	A, B, C, D, E	Sim

Fonte: Elaboração do autor.

5.3.5.1 Sistema IEEE de 39 barras CA/CC. Estudo de Caso E1

O estudo de caso E1 resolve o caso base modificado. Com o intuito de que este estudo de caso seja considerado como representativo do planejamento da expansão do sistema de transmissão, os limites mínimo e máximo da margem de reserva não foram levados em consideração.

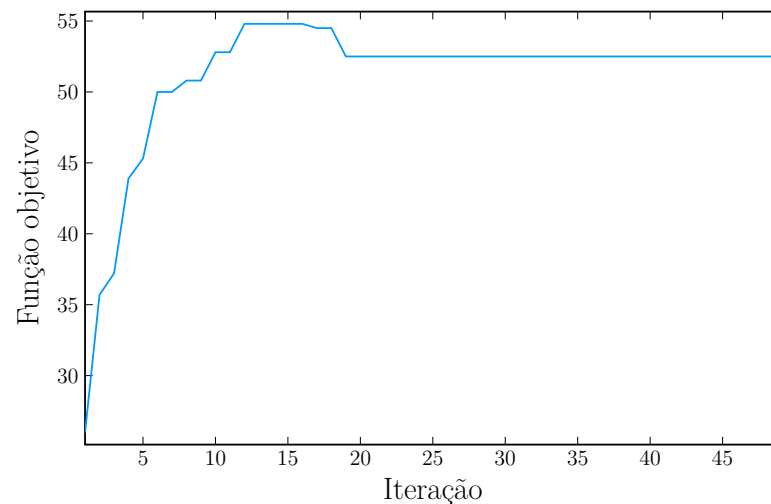
Assim, os resultados são apresentados na Tabela 30, o plano de expansão final tem um custo de 95,65 MUSD, que compreende o custo das linhas de transmissão em CA, linhas em CC, conversores CA/CC, e os custos das perdas de potência. A Figura 45 ilustra o processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema de PEGT. Deve-se mencionar que a meta-heurística HBA-TS convergiu desde a primeira iteração no problema mestre.

Tabela 30 – Planos de expansão para o sistema IEEE de 39 barras, cenário E1

Cenário	E1
Linhas em CA	$l_{5-8} = 1, l_{10-13} = 1$
Linhas em CC	$l_{3-5} = 1, l_{1-8} = 1, l_{2-5} = 1$ $l_{3-7} = 1, l_{4-6} = 1$
Unidades geradoras	-
Compensação shunt total (MVar)	-
Perdas de potência (MW)	80,17
Custo de linhas e conversores (MUSD)	52,5
Custo da compensação shunt (MUSD)	-
Custo das perdas (MUSD)	43,15
Custo de investimento em geração (MUSD)	-
Custo de operação (MUSD)	-
Custo total (MUSD)	95,65
Avaliações F.O. SP	218350
Avaliações F.O. MP	40
Tempo (h)	29,66
Perdas	Sim
Compensação de potência reativa	Não

Fonte: Elaboração do autor.

Figura 45 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema IEEE de 39 barras em CA/CC, cenário E1



Fonte: Elaboração do autor.

5.3.5.2 Sistema IEEE de 39 barras CA/CC. Estudo de Caso E2

O estudo de caso E2 considera as restrições da margem de reserva. Para atender a essas e outras restrições, a implementação da unidade de geração do tipo C é necessária, como mostrado na Tabela 31, que resume os resultados para este cenário.

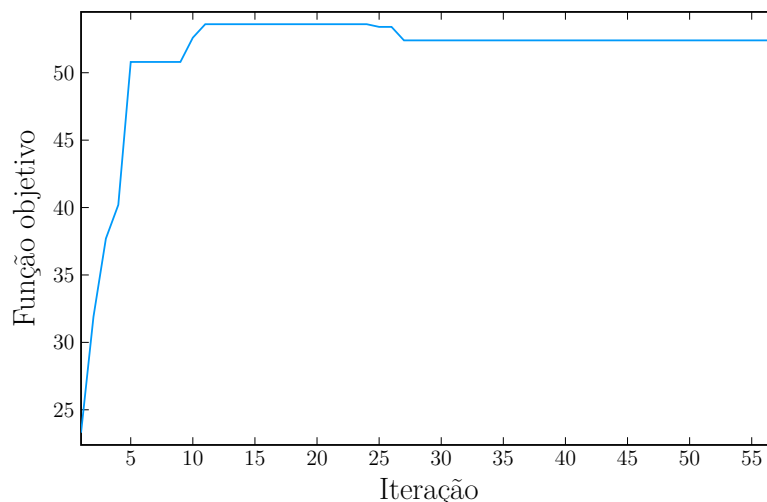
Tabela 31 – Planos de expansão para o sistema IEEE de 39 barras, cenário E2

Cenário	E2
Linhas em CA	$l_{5-8} = 1, l_{10-13} = 1$
Linhas em CC	$l_{2-8} = 2, l_{1-6} = 1, l_{3-7} = 1$ $l_{4-5} = 1$
Unidades geradoras	$u_{C,21} = 1$
Compensação shunt total (MVar)	-
Perdas de potência (MW)	80,84
Custo de linhas e conversores (MUSD)	52,4
Custo da compensação shunt (MUSD)	-
Custo das perdas (MUSD)	43,51
Custo de investimento em geração (MUSD)	488,82
Custo de operação (MUSD)	0,29
Custo total (MUSD)	585,01
Avaliações F.O. SP	226520
Avaliações F.O. MP	44
Tempo (h)	32,1
Perdas	Sim
Compensação de potência reativa	Não

Fonte: Elaboração do autor.

Como visto na Tabela 31 a unidade de geração do tipo C deve ser implementada na barra 21. Além disso, são necessárias a construção de duas linhas de transmissão em CA, cinco linhas em CC e a alocação de oito conversores nas barras de 1 a 8, com um custo total de 585,01 MUSD. A Figura 46 ilustra o processo de convergência do IGA aplicado ao sub-problema de PEGT. Para o problema mestre o algoritmo HBA-TS, convergiu desde a primeira iteração

Figura 46 – Processo de convergência do algoritmo IGA aplicado ao sub-problema do PEGT. Sistema IEEE de 39 barras em CA/CC, cenário E2



Fonte: Elaboração do autor.

Como observado nos dois estudos de caso, a meta-heurística HBA-TS convergiu para o plano de expansão do problema mestre, obtendo o menor valor desde a primeira iteração. Por outro lado, a meta-heurística IGA encontrou o plano de expansão do sistema de transmissão em menos de 30 iterações para os dois casos avaliados.

5.4 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foi testado o método de solução proposto para resolver o planejamento conjunto da expansão da capacidade de geração e do sistema de transmissão. Nesse sentido, o algoritmo de iteração gulosa aplicado ao subproblema demonstra ter um bom desempenho quando testado com sistemas de pequeno porte. No entanto, uma análise mais detalhada deve ser feita com sistemas de médio e grande porte, como o sistema IEEE de 300 barras. Como mostrado no Capítulo 3, o IGA é um algoritmo baseado em uma solução única que começa com uma solução inicial e, a partir dela, explora novas soluções para tentar melhorá-la, garantindo sempre encontrar soluções factíveis.

Na análise comparativa das meta-heurísticas aplicadas ao problema principal de planejamento integrado da expansão da geração e transmissão, destaca-se a eficácia de convergência e os tempos computacionais menores da meta-heurística híbrida HBA-TS. Em comparação com as meta-heurísticas AOA-TS, HBA-TS-LF e DE-TS, a HBA-TS demonstrou ser mais eficiente, gerando soluções que permitem reduzir o número de avaliações da função objetivo e, conseqüentemente, o tempo computacional das simulações.

Considerando os resultados obtidos, observa-se que a unidade de geração do tipo C (gás natural-OCGT) é aquela que possui o menor custo nivelado de energia em comparação

com as unidades do tipo A (carvão-lignito) e B (gás natural-CCGT) . Esse fator levou à inclusão dessa unidade de geração no plano de expansão no cenário A2. No entanto, ao considerar a probabilidade de perda de carga e as margens de reserva, a incorporação apenas da unidade de geração C viola a restrição de LOLP quando é utilizada a curva de duração de carga modificada. Isso demanda a necessidade de incluir duas usinas no cenário A3, sendo elas as usinas B e D (solar fotovoltaica). Resultando em um plano de expansão mais econômico devido ao menor custo de operação quando a usina solar fotovoltaica é implementada. Já no cenário B2, acontece uma situação similar quando todas as unidades de geração candidatas são simultaneamente consideradas no PEGT, a unidade de geração do tipo C tem que ser implementada.

Os resultados obtidos com o sistema IEEE de 118 barras evidenciam que, ao considerar os custos das unidades de geração existentes, os benefícios do planejamento integrado são mais evidentes. Isso é destacado no cenário C2.1, onde o custo de operação das unidades de geração existentes diminui em comparação com o cenário C1.2. Essa redução ocorre porque, no sistema projetado, a usina do tipo C possui um custo nivelado de energia menor do que as unidades de geração existentes.

No sistema Garver, ao aplicar a curva de duração de carga proposta por Seifi e Sepasian (2011) aos planos de expansão finais, observa-se que a probabilidade de perda de carga é inferior a 1%. Isso resulta em um sistema mais confiável e realista em comparação com a aplicação da LDC modificada.

Conclui-se também que ao considerar tanto linhas de transmissão em corrente alternada quanto em corrente contínua no PEGT, abre-se espaço para um planejamento mais flexível e adaptável às diversas necessidades de transmissão de energia em diferentes cenários operacionais. Devido, a que as linhas CC destacam-se por sua eficiência na transmissão de energia em longas distâncias, sendo particularmente úteis para integrar fontes de energia renovável, como parques eólicos e solares, situados em áreas remotas. Portanto, essa abordagem integrada oferece uma série de vantagens, incluindo maior flexibilidade operacional, melhor integração de energias renováveis, redução de perdas de transmissão e aprimoramento da estabilidade do sistema elétrico.

Finalmente, conclui-se que o planejamento da expansão do sistema de transmissão e geração deveria ser realizado de forma integrada, pois isso resulta em planos de expansão e operação mais econômicos. Ao considerar simultaneamente a expansão da capacidade de geração e a infraestrutura de transmissão, é possível alcançar uma alocação mais eficiente de recursos, reduzindo custos operacionais e aumentando a confiabilidade do sistema elétrico.

6 CONCLUSÃO DO TRABALHO

Neste trabalho, uma metodologia foi proposta para abordar o planejamento integrado da expansão da geração e do sistema de transmissão, utilizando técnicas de otimização meta-heurísticas. A representação da rede de transmissão foi realizada por meio de relações matemáticas que descrevem o fluxo de potência em corrente alternada. O modelo matemático utilizado considerou a incorporação de novas unidades de geração, expansão de linhas de transmissão, alocação de fontes de potência reativa, a avaliação das perdas de potência no sistema, e também contemplou linhas de transmissão de Corrente Contínua de Alta Tensão.

Os resultados indicam que, quando não foram adicionadas unidades de geração, e foi realizado o planejamento conjunto da alocação de fontes de potência reativa com a adição de novas linhas de transmissão, obteve-se uma economia de 28,46% (47,43 MUSD) no sistema Garver, e 54,88% (298,21 MUSD) no sistema IEEE de 24 barras, devido ao menor número de linhas de transmissão que são adicionados quando é realizado o planejamento da alocação de fontes de potência reativa na expansão do sistema elétrico de transmissão.

Observou-se também que os planos de expansão foram mais econômicos em todos os casos ao considerar o planejamento integrado da geração e do sistema de transmissão em comparação com o planejamento sequencial, onde primeiro é realizado o planejamento de expansão da geração e, em seguida, o planejamento de expansão do sistema de transmissão. Resultando em economias totais de aproximadamente 11,07% (164,14 MUSD) com o sistema teste Garver, 8,8% (173,16 MUSD) com o sistema IEEE de 24 barras e 2,5% (635,01 MUSD) com o sistema teste IEEE de 118 barras. Essa economia é atribuída principalmente a um menor custo de operação, e menos linhas de transmissão, obtido exclusivamente por meio do planejamento integrado da geração e do sistema elétrico de transmissão.

Embora o planejamento integrado seja superior ao planejamento sequencial em termos de economia, é importante notar que ele demanda mais tempo computacional. A abordagem integrada requer uma análise mais detalhada, o que resulta em um aumento no tempo de processamento em comparação com a abordagem sequencial. No entanto, os benefícios econômicos e operacionais a longo prazo superam essas considerações de tempo, especialmente quando se leva em conta a melhoria na otimização global da expansão da geração e transmissão.

A escolha da representação em corrente alternada para a modelagem da rede de transmissão proporciona uma abordagem mais precisa, levando em consideração as

características operacionais do sistema elétrico. Entretanto, essa decisão introduz uma complexidade adicional na resolução do problema de planejamento integrado da expansão da geração e transmissão. Diante dessa complexidade, torna-se essencial empregar técnicas de otimização meta-heurísticas, uma vez que essas abordagens demonstram uma eficácia notável na resolução de problemas que empregam o modelo CA.

Entre as técnicas de otimização meta-heurística exploradas neste estudo, o algoritmo de otimização do texugo de mel, integrado com características da meta-heurística busca tabu (HBA-TS), emergiu como uma abordagem superior em termos de eficiência e tempo computacional na busca de soluções para o PEGT. Essa combinação de algoritmos proporcionou resultados promissores, destacando-se pela sua capacidade de convergência e desempenho em diferentes cenários.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

Para futuros trabalhos, é recomendável explorar e implementar melhorias nas técnicas de solução meta-heurísticas empregadas no contexto do planejamento integrado da expansão da geração e do sistema de transmissão. Essas melhorias podem incluir o desenvolvimento de estratégias mais eficazes de processamento paralelo para lidar com problemas de grande escala, a aplicação de técnicas avançadas de redução do espaço de busca para otimizar o desempenho dos algoritmos, a investigação de métodos inovadores de geração de soluções iniciais para aumentar a diversidade e qualidade das soluções encontradas, e a concepção de algoritmos meta-heurísticos híbridos que combinem diferentes abordagens de otimização para explorar de forma mais eficiente o espaço de soluções. Essas melhorias poderiam aprimorar significativamente a capacidade dos métodos meta-heurísticos de encontrar soluções ótimas ou próximas do ótimo em um tempo computacionalmente viável.

Como mostrado no capítulo 2, esforços têm sido feitos para incorporar a geração renovável no problema de PEGT. No entanto, o desenvolvimento de soluções eficazes de armazenamento de energia para garantir um fornecimento de energia estável e confiável, abordando a natureza intermitente da geração renovável e as flutuações na produção de energia, especialmente de fontes como eólica e solar, ainda é limitado. Portanto, para trabalhos futuros, pretende-se explorar e desenvolver soluções de armazenamento de energia, capazes de lidar com esses desafios.

Finalmente, evidencia-se a necessidade de implementar métodos mais eficientes para determinar a probabilidade de perda de carga. Embora o método proposto por Seifi e Sepasian (2011) seja útil para sistemas pequenos, como o sistema Garver, ele mostra limitações quando aplicado a sistemas maiores. Portanto, é crucial desenvolver abordagens mais robustas e escaláveis para estimar com precisão a probabilidade de perda de carga em sistemas elétricos de grande porte.

REFERÊNCIAS

- ABDALLA, O. H.; ADMA, M. A. A.; AHMED, A. S. Generation expansion planning under correlated uncertainty of mass penetration renewable energy sources. **IET Energy Systems Integration**, Wiley Online Library, Stevenage, v. 2, n. 3, p. 273–281, 2020. ISSN 2516-8401. Citado na página 94.
- ACEVEDO, A. L. F. *et al.* Design and valuation of high-capacity hvdc macrogrid transmission for the continental us. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, Piscataway, v. 36, n. 4, p. 2750–2760, 2021. Citado 4 vezes nas páginas 29, 35, 37 e 40.
- AGHAEI, J. *et al.* Generation and transmission expansion planning: MILP-based probabilistic model. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, Piscataway, v. 29, n. 4, p. 1592–1601, 2014. Citado 4 vezes nas páginas 28, 35, 37 e 40.
- AHMADI, A. *et al.* A robust model for generation and transmission expansion planning with emission constraints. **SIMULATION**, SAGE Publications Sage UK: London, England, v. 96, n. 7, p. 605–621, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1177/0037549720915773>. Citado 5 vezes nas páginas 29, 35, 37, 40 e 94.
- AKBARI, T. *et al.* Coordinated planning of generation capacity and transmission network expansion: A game approach with multi-leader-follower. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, Wiley Online Library, Oxford, v. 27, n. 7, p. e2339, 2017. Citado 4 vezes nas páginas 31, 41, 42 e 43.
- ALANAZI, M.; MAHOOR, M.; KHODAEI, A. Co-optimization generation and transmission planning for maximizing large-scale solar PV integration. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, London, v. 118, p. 105723, 2020. ISSN 0142-0615. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061519316679>. Citado 4 vezes nas páginas 29, 35, 37 e 40.
- AWAD, N. H. *et al.* An ensemble sinusoidal parameter adaptation incorporated with l-shade for solving CEC2014 benchmark problems. In: IEEE. **2016 IEEE congress on evolutionary computation (CEC)**. Vancouver, 2016. p. 2958–2965. ISBN 10.1109/CEC.2016.7744163. Citado na página 63.
- BAHRAMI, M.; BOZORG-HADDAD, O.; CHU, X. Moth-flame optimization (MFO) algorithm. **Advanced optimization by nature-inspired algorithms**, Springer, Singapore, p. 131–141, 2018. Citado na página 64.
- BAUGHMAN, M.; SIDDIQI, S.; ZARNIKAU, J. Integrating transmission into IRP part i: analytical approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 10, n. 3, p. 1652–1659, 1995. Citado 5 vezes nas páginas 27, 34, 35, 37 e 40.
- BAUGHMAN, M.; SIDDIQI, S.; ZARNIKAU, J. Integrating transmission into IRP part ii: analytical approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 10, n. 3, p. 1660–1666, 1995. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 34.
- BEZANSON, J. *et al.* Julia: A fresh approach to numerical computing. **SIAM Review**, SIAM, Philadelphia, v. 59, n. 1, p. 65–98, 2017. Disponível em: <https://epubs.siam.org/doi/10.1137/141000671>. Citado na página 93.

- DAVE, J. *et al.* TNEP of meshed hvdc grids: ‘ac’, ‘dc’ and convex formulations. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Wiley Online Library, Stevenage, v. 13, n. 24, p. 5523–5532, 2019. Citado 12 vezes nas páginas 52, 123, 127, 128, 147, 148, 149, 154, 156, 157, 159 e 160.
- ELA, A. A. A. E. *et al.* Reliability constrained dynamic generation expansion planning using honey badger algorithm. **Scientific Reports**, Nature Publishing Group UK London, London, v. 13, n. 1, p. 16765, 2023. Citado na página 48.
- ENGLERT, M.; RÖGLIN, H.; VÖCKING, B. Worst case and probabilistic analysis of the 2-opt algorithm for the TSP. **Algorithmica**, Springer, New York, v. 68, n. 1, p. 190–264, 2014. Citado na página 79.
- ERGUN, H. *et al.* Optimal power flow for ac–dc grids: Formulation, convex relaxation, linear approximation, and implementation. **IEEE transactions on power systems**, IEEE, Piscataway, v. 34, n. 4, p. 2980–2990, 2019. Citado 3 vezes nas páginas 52, 53 e 58.
- FARAMARZI, A. *et al.* Equilibrium optimizer: A novel optimization algorithm. **Knowledge-Based Systems**, Amsterdam, v. 191, p. 105190, 2020. ISSN 0950-7051. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0950705119305295>. Citado na página 64.
- GAMS Development Corporation. **General Algebraic Model System (GAMS)**. Fairfax, VA: [s.n.], 2017. <https://www.gams.com>. Citado na página 38.
- GBADAMOSI, S. L.; NWULU, N. I. A multi-period composite generation and transmission expansion planning model incorporating renewable energy sources and demand response. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, Elsevier, Amsterdam, v. 39, p. 100726, 2020. ISSN 2213-1388. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213138819306605>. Citado 4 vezes nas páginas 29, 35, 37 e 40.
- GHADDAR, B.; JABR, R. A. Power transmission network expansion planning: A semidefinite programming branch-and-bound approach. **European Journal of Operational Research**, Elsevier, Amsterdam, v. 274, n. 3, p. 837–844, 2019. ISSN 0377-2217. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0377221718308889>. Citado na página 25.
- GLOVER, F. Tabu Search – Part I. **ORSA Journal on Computing**, Catonsville, v. 1, n. 3, p. 190–206, 1989. Disponível em: <http://pubsonline.informs.org/doi/abs/10.1287/ijoc.1.3.190>. Citado 2 vezes nas páginas 64 e 78.
- GLOVER, F. W.; KOCHENBERGER, G. A. **Handbook of metaheuristics**. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2006. v. 57. Citado na página 38.
- GÓMEZ, D. R. *et al.* Stationary combustion. **Energy, 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Emissions Inventories, Intergovernmental Panel on Climate Change**, Geneva, Geneva, Japan, 2006. Citado na página 94.
- GONZALEZ-ROMERO, I.-C.; WOGRIN, S.; GOMEZ, T. Proactive transmission expansion planning with storage considerations. **Energy Strategy Reviews**, Amsterdam, v. 24, p. 154–165, 2019. ISSN 2211-467X. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X19300000>.

[//www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X19300227](https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X19300227). Citado 4 vezes nas páginas 32, 41, 42 e 43.

GONZALEZ-ROMERO, I.-C.; WOGRIN, S.; GOMEZ, T. Transmission and storage expansion planning under imperfect market competition: Social planner versus merchant investor. **Energy Economics**, Elsevier, Amsterdam, v. 103, p. 105591, 2021. ISSN 0140-9883. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014098832100459X>. Citado 5 vezes nas páginas 32, 33, 41, 42 e 43.

GONZALEZ-ROMERO, I.-C.; WOGRIN, S.; GÓMEZ, T. What is the cost of disregarding market feedback in transmission expansion planning? In: IEEE. **2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)**. Porto, 2019. p. 1–6. Citado 4 vezes nas páginas 32, 41, 42 e 43.

GU, Y.; MCCALLEY, J. D.; NI, M. Coordinating large-scale wind integration and transmission planning. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, IEEE, Piscataway, v. 3, n. 4, p. 652–659, 2012. ISSN 1949-3029. Citado 3 vezes nas páginas 41, 42 e 43.

GUERRA, O. J.; TEJADA, D. A.; REKLAITIS, G. V. An optimization framework for the integrated planning of generation and transmission expansion in interconnected power systems. **Applied Energy**, Elsevier, Oxford, v. 170, p. 1–21, 2016. ISSN 0306-2619. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916301374>. Citado 4 vezes nas páginas 29, 35, 37 e 40.

Gurobi Optimization, LLC. **Gurobi Optimizer Reference Manual**. [S.l.], 2022. Disponível em: <https://www.gurobi.com>. Citado na página 37.

HASHIM, F. A. *et al.* Honey badger algorithm: New metaheuristic algorithm for solving optimization problems. **Mathematics and Computers in Simulation**, Amsterdam, v. 192, p. 84–110, 2022. ISSN 0378-4754. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378475421002901>. Citado 2 vezes nas páginas 64 e 74.

HASHIM, F. A. *et al.* Archimedes optimization algorithm: a new metaheuristic algorithm for solving optimization problems. **Applied Intelligence**, Springer, New York, v. 51, p. 1531–1551, 2021. ISSN 1573-7497. Citado 3 vezes nas páginas 63, 69 e 73.

HEIDARI, A. A. *et al.* Harris hawks optimization: Algorithm and applications. **Future Generation Computer Systems**, Elsevier, Amsterdam, v. 97, p. 849–872, 2019. ISSN 0167-739X. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0167739X18313530>. Citado na página 64.

HENDERSON, D.; JACOBSON, S. H.; JOHNSON, A. W. The theory and practice of simulated annealing. **Handbook of metaheuristics**, Springer, Boston, p. 287–319, 2003. ISSN 978-1-4020-7263-5. Citado na página 64.

HINOJOSA, V. H.; SEPULVEDA, J. Solving the stochastic generation and transmission capacity planning problem applied to large-scale power systems using generalized shift-factors. **Energies**, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, Basel, v. 13, n. 13, 2020. ISSN 1996-1073. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/13/3327>. Citado 4 vezes nas páginas 30, 35, 37 e 40.

HU, J. *et al.* Distributionally robust co-optimization of transmission network expansion planning and penetration level of renewable generation. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, SGPRI, Nanjing, p. 1–10, 2021. Citado 5 vezes nas páginas 29, 35, 37, 38 e 40.

IBM Corporation. **IBM ILOG CPLEX Optimization Studio V12.10.0 documentation**. New York, 2020. Disponível em: http://www.ibm.com/support/knowledgecenter/SSSA5P_12.10.0/COS_KC_home.html. Citado na página 37.

IEA. World energy outlook 2022. In: IEA PARIS, FRANCE. Paris, 2022. Citado na página 94.

JABR, R. A. Optimization of ac transmission system planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, Piscataway, v. 28, n. 3, p. 2779–2787, 2013. Citado na página 25.

JACOBS, L. W.; BRUSCO, M. J. Note: A local-search heuristic for large set-covering problems. **Naval Research Logistics (NRL)**, Wiley Online Library, Hoboken, v. 42, n. 7, p. 1129–1140, 1995. Citado na página 80.

KANNAN, S. *et al.* Application of NSGA-II algorithm to generation expansion planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, Piscataway, v. 24, n. 1, p. 454–461, 2009. Citado na página 25.

KAVEH, A.; DADRAS, A. A novel meta-heuristic optimization algorithm: Thermal exchange optimization. **Advances in Engineering Software**, Oxford, v. 110, p. 69–84, 2017. ISSN 0965-9978. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0965997817300066>. Citado na página 64.

KIM, H. *et al.* Integrated generation and transmission expansion planning using generalized bender's decomposition method. In: **2015 IEEE International Conference on Computational Intelligence Communication Technology**. Ghaziabad: [s.n.], 2015. p. 493–497. Citado 4 vezes nas páginas 28, 35, 36 e 37.

KIM, H.; SOHN, H.-S.; BRICKER, D. L. Generation expansion planning using benders' decomposition and generalized networks. **International Journal of Industrial Engineering**, v. 18, n. 1, 2011. ISSN 1943-670X. Citado na página 25.

KO, W.; KIM, J. Generation expansion planning model for integrated energy system considering feasible operation region and generation efficiency of combined heat and power. **Energies**, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, Basel, v. 12, n. 2, 2019. ISSN 1996-1073. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/2/226>. Citado na página 25.

KOLTSAKLIS, N. E.; DAGOUMAS, A. S. State-of-the-art generation expansion planning: A review. **Applied Energy**, Elsevier, Oxford, v. 230, p. 563–589, 2018. ISSN 0306-2619. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261918312583>. Citado na página 19.

KOLTSAKLIS, N. E.; GEORGIADIS, M. C. A multi-period, multi-regional generation expansion planning model incorporating unit commitment constraints. **Applied Energy**, Elsevier, Oxford, v. 158, p. 310–331, 2015. ISSN 0306-2619. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261915009873>. Citado na página 25.

KRISHNAN, V. *et al.* **Co-optimization of Transmission and Other Supply Resources**. 2013. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 22.

KRISHNAN, V. *et al.* Co-optimization of electricity transmission and generation resources for planning and policy analysis: review of concepts and modeling approaches. **Energy Systems**, Springer, Heidelberg, v. 7, n. 2, p. 297–332, 2016. ISSN 1868-3967. Citado na página 20.

LIANG, C. *et al.* Parallel optimal reactive power flow based on cooperative co-evolutionary differential evolution and power system decomposition. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, Piscataway, v. 22, n. 1, p. 249–257, 2007. Citado na página 117.

LORENCZIK, S. *et al.* **Projected costs of generating electricity-2020 edition**. Paris, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 59 e 94.

LUMBRERAS, S. *et al.* **Transmission Expansion Planning: The Network Challenges of the Energy Transition**. Cham: Springer, 2021. ISBN 978-3-030-49427-8. Citado na página 22.

LUMBRERAS, S.; RAMOS, A.; BANEZ-CHICHARRO, F. Optimal transmission network expansion planning in real-sized power systems with high renewable penetration. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, Amsterdam, v. 149, p. 76–88, 2017. ISSN 0378-7796. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779617301670>. Citado na página 25.

MA, L. *et al.* Coordinated generation and transmission expansion planning with high proportion of renewable energy. In: IEEE. **2020 IEEE 4th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)**. Wuhan, 2020. p. 1019–1024. Citado 5 vezes nas páginas 29, 35, 37, 39 e 40.

MACEDO, L. H. *et al.* MILP branch flow model for concurrent ac multistage transmission expansion and reactive power planning with security constraints. **IET Generation, Transmission & Distribution**, IET, Stevenage, v. 10, n. 12, p. 3023–3032, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 33.

MAHDAVI, M. *et al.* Transmission Expansion Planning: Literature Review and Classification. **IEEE Systems Journal**, IEEE, Piscataway, v. 13, n. 3, p. 3129–3140, 2019. ISSN 1932-8184. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/8482504>. Citado na página 19.

MANSOURI, S. A.; JAVADI, M. S. A robust optimisation framework in composite generation and transmission expansion planning considering inherent uncertainties. **Journal of Experimental & Theoretical Artificial Intelligence**, Taylor & Francis, Abingdon, v. 29, n. 4, p. 717–730, 2017. Citado 4 vezes nas páginas 29, 35, 37 e 40.

MAUROVICH-HORVAT, L. *et al.* Transmission and wind investment in a deregulated electricity industry. In: IEEE. **2013 10th International Conference on the European Energy Market (EEM)**. Stockholm, 2013. p. 1–7. Citado 4 vezes nas páginas 31, 41, 42 e 43.

- MERAIHI, Y. *et al.* Grasshopper optimization algorithm: theory, variants, and applications. **Ieee Access**, IEEE, Piscataway, v. 9, p. 50001–50024, 2021. ISSN 2169-3536. Citado na página 64.
- MIRJALILI, S. Sca: A sine cosine algorithm for solving optimization problems. **Knowledge-Based Systems**, Amsterdam, v. 96, p. 120–133, 2016. ISSN 0950-7051. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0950705115005043>. Citado na página 63.
- MIRJALILI, S.; LEWIS, A. The whale optimization algorithm. **Advances in Engineering Software**, Oxford, v. 95, p. 51–67, 2016. ISSN 0965-9978. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0965997816300163>. Citado na página 63.
- MOON, G.-H.; LEE, J.; JOO, S.-K. Integrated generation capacity and transmission network expansion planning with superconducting fault current limiter (SFCL). **IEEE Transactions on Applied Superconductivity**, Piscataway, v. 23, n. 3, p. 5000510–5000510, 2013. Citado 4 vezes nas páginas 28, 35, 36 e 37.
- MOREIRA, A. *et al.* Reliable renewable generation and transmission expansion planning: Co-optimizing system's resources for meeting renewable targets. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, Piscataway, v. 32, n. 4, p. 3246–3257, 2017. ISSN 1558-0679. Citado 4 vezes nas páginas 31, 41, 42 e 43.
- MOREIRA, A. *et al.* Climate-aware generation and transmission expansion planning: A three-stage robust optimization approach. **European Journal of Operational Research**, Elsevier, Amsterdam, v. 295, n. 3, p. 1099–1118, 2021. ISSN 0377-2217. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0377221721002617>. Citado 5 vezes nas páginas 29, 35, 37, 39 e 40.
- MORQUECHO, E. G. *et al.* Comparison of an improved metaheuristic and mathematical optimization based methods to solve the static ac TNEP problem. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, Piscataway, 2023. ISSN 1558-0679. Citado 5 vezes nas páginas 23, 44, 63, 165 e 172.
- MOTAMEDI, A. *et al.* A transmission planning framework considering future generation expansions in electricity markets. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, Piscataway, v. 25, n. 4, p. 1987–1995, 2010. Citado 4 vezes nas páginas 30, 41, 42 e 43.
- NAJJAR, M.; FALAGHI, H. Coordinated generation and transmission expansion planning with optimal wind and thermal power integration. **Journal of Energy Management and Technology**, Iran Energy Association (IEA), Tehran, v. 2, n. 4, p. 45–58, 2018. ISSN 2588-3372. Citado 5 vezes nas páginas 29, 35, 36, 37 e 40.
- NEMATI, H.; LATIFY, M. A.; YOUSEFI, G. R. Coordinated generation and transmission expansion planning for a power system under physical deliberate attacks. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, London, v. 96, p. 208–221, 2018. ISSN 0142-0615. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061517301175>. Citado 3 vezes nas páginas 35, 37 e 40.

NG, S. K. K.; ZHONG, J.; LEE, C. W. A game-theoretic study of the strategic interaction between generation and transmission expansion planning. In: IEEE. **2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition**. Seattle, 2009. p. 1–10. Citado 3 vezes nas páginas 30, 35 e 37.

PEREIRA, M. *et al.* Composite generation-transmission expansion planning. **IMPROVEMENTS TO THE IAEA'S WASP-111**, Vienna, v. 19, n. 6, p. 203–222, 1987. Citado 4 vezes nas páginas 27, 35, 36 e 37.

PISCIELLA, P.; BERTOCCHI, M.; VESPUCCI, M. T. A leader-followers model of power transmission capacity expansion in a market driven environment. **Computational Management Science**, Springer, v. 13, n. 1, p. 87–118, 2016. Citado 4 vezes nas páginas 31, 41, 42 e 43.

PONSICH, A.; Coello Coello, C. A. A hybrid differential evolution—tabu search algorithm for the solution of job-shop scheduling problems. **Applied Soft Computing**, Amsterdam, v. 13, n. 1, p. 462–474, 2013. ISSN 1568-4946. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1568494612004188>. Citado 2 vezes nas páginas 63 e 65.

REEVES, C. R. Genetic algorithms. **Handbook of metaheuristics**, Springer, Boston, p. 109–139, 2010. Citado na página 63.

RIDER, M. J. **Planejamento da expansão de sistemas de transmissão usando os modelos CC-CA e técnicas de programação não-linear**. 2006. 236 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, 2006. Disponível em: <http://repositorio.unicamp.br/jspui/handle/REPOSIP/260508>. Citado 2 vezes nas páginas 150 e 152.

RIDER, M. J.; GARCIA, A. V.; ROMERO, R. A. Power system transmission network expansion planning using ac model. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 1, n. 5, p. 731–742, 2007. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/4295000>. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 98.

ROMERO, I. C. G.; WOGGIN, S.; ROMÁN, T. G. S. Review on generation and transmission expansion co-planning models under a market environment. **IET Generation, Transmission & Distribution**, The Institution of Engineering and Technology, Stevenag, 2020. ISSN 1751-8687. Citado 2 vezes nas páginas 41 e 44.

ROMERO, R. A. **Um método de decomposição para planejamento a longo prazo de sistemas de transmissão**. 1993. 163 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, 1993. Disponível em: <http://repositorio.unicamp.br/jspui/handle/REPOSIP/260359>. Citado 3 vezes nas páginas 97, 110 e 146.

RUIZ, R.; STÜTZLE, T. A simple and effective iterated greedy algorithm for the permutation flowshop scheduling problem. **European journal of operational research**, Elsevier, Amsterdam, v. 177, n. 3, p. 2033–2049, 2007. ISSN 0377-2217. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0377221705008507>. Citado na página 80.

SAUMA, E. E.; OREN, S. S. Proactive planning and valuation of transmission investments in restructured electricity markets. **Journal of Regulatory Economics**, Springer, v. 30, n. 3, p. 358–387, December 2006. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s11149-006-9012-x>. Citado 5 vezes nas páginas 21, 27, 41, 42 e 43.

SAUMA, E. E.; OREN, S. S. Economic criteria for planning transmission investment in restructured electricity markets. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 4, p. 1394–1405, November 2007. Citado 4 vezes nas páginas 28, 41, 42 e 43.

SAWEY, R. M.; ZINN, C. D. A mathematical model for long range expansion planning of generation and transmission in electric utility systems. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, Portland, v. 96, n. 2, p. 657–666, march 1977. Citado 3 vezes nas páginas 26, 35 e 37.

SEIFI, H.; SEPASIAN, M. S. **Electric power system planning: issues, algorithms and solutions**. Heidelberg: Springer, 2011. v. 49. Citado 4 vezes nas páginas 47, 95, 133 e 135.

SEPASIAN, M. S. *et al.* A multiyear security constrained hybrid generation-transmission expansion planning algorithm including fuel supply costs. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, Piscataway, v. 24, n. 3, p. 1609–1618, 2009. Citado na página 28.

SHARAN, I.; BALASUBRAMANIAN, R. Integrated generation and transmission expansion planning including power and fuel transportation constraints. **Energy Policy**, Elsevier, Amsterdam, v. 43, p. 275–284, 2012. ISSN 0301-4215. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512000079>. Citado 6 vezes nas páginas 20, 22, 28, 35, 37 e 40.

SHI, Y. *et al.* Particle swarm optimization: developments, applications and resources. In: IEEE. **Proceedings of the 2001 congress on evolutionary computation (IEEE Cat. No. 01TH8546)**. Seoul, 2001. v. 1, p. 81–86. Citado na página 63.

SILVA, G. C. *et al.* Application of meta-heuristic methods to generation expansion planning: advanced formulations and case studies. **Artificial Intelligence Review**, Springer, Heidelberg, v. 53, n. 7, p. 4737–4776, 2020. Citado na página 25.

SOARES, A.; PEREZ, R.; THOME, F. Optimal generation and transmission expansion planning addressing short-term constraints with co-optimization of energy and reserves. dezembro 2019. Citado 3 vezes nas páginas 29, 35 e 40.

SPYROU, E. *et al.* What are the benefits of co-optimizing transmission and generation investment? eastern interconnection case study. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, Piscataway, v. 32, n. 6, p. 4265–4277, novembro 2017. Citado 5 vezes nas páginas 31, 32, 41, 42 e 43.

STÜTZLE, T.; RUIZ, R. Iterated greedy. **Handbook of heuristics**, p. 547–577, 2018. Citado na página 80.

SUN, D. *et al.* Integrated generation-transmission expansion planning for offshore oilfield power systems based on genetic tabu hybrid algorithm. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, SGEPRI, Nanjing, v. 5, n. 1, p. 117–125, 2017. Citado 5 vezes nas páginas 29, 35, 37, 39 e 40.

TANABE, R.; FUKUNAGA, A. S. Improving the search performance of shade using linear population size reduction. In: IEEE. **2014 IEEE congress on evolutionary computation (CEC)**. Beijing, 2014. p. 1658–1665. ISSN 1089-778X. Citado na página 63.

TAYLOR, J. A.; HOVER, F. S. Conic ac transmission system planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, Piscataway, v. 28, n. 2, p. 952–959, 2012. Citado na página 25.

TOHIDI, Y.; HESAMZADEH, M. R.; REGAIRAZ, F. Sequential coordination of transmission expansion planning with strategic generation investments. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, Piscataway, v. 32, n. 4, p. 2521–2534, 2017. Citado 4 vezes nas páginas 32, 41, 42 e 43.

TORRES, S. P.; CASTRO, C. A. Specialized differential evolution technique to solve the alternating current model based transmission expansion planning problem. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, London, v. 68, p. 243–251, 2015. ISSN 0142-0615. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061514007431>. Citado na página 25.

TURVEY, R.; ANDERSON, D. Electricity economics: Essays and case studies. Johns Hopkins University Press, Baltimore, 1977. Disponível em: <https://www.osti.gov/biblio/5339365>. Citado na página 26.

VAHIDINASAB, V. *et al.* Overview of electric energy distribution networks expansion planning. **IEEE Access**, IEEE, Piscataway, v. 8, p. 34750–34769, 2020. Citado na página 20.

WANG, G.-G. *et al.* A new metaheuristic optimisation algorithm motivated by elephant herding behaviour. **International Journal of Bio-Inspired Computation**, Inderscience Publishers (IEL), Geneva, v. 8, n. 6, p. 394–409, 2016. ISSN 1758-0366. Citado na página 64.

WANG, Z. *et al.* Generation-expansion planning with linearized primary frequency response constraints. **Global Energy Interconnection**, Elsevier, Beijing, v. 3, n. 4, p. 346–354, 2020. ISSN 2096-5117. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2096511720300931>. Citado na página 25.

WENYUAN, L.; BILLINTON, R. A minimum cost assessment method for composite generation and transmission system expansion planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 8, n. 2, p. 628–635, 1993. Citado 5 vezes nas páginas 27, 35, 37, 38 e 40.

XIAOTONG, L. *et al.* Generation and transmission expansion planning based on game theory in power engineering. **Systems Engineering Procedia**, Elsevier, Amsterdam, v. 4, p. 79–86, 2012. ISSN 2211-3819. Citado na página 30.

ZHANG, H. *et al.* Coordination of generation, transmission and reactive power sources expansion planning with high penetration of wind power. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, London, v. 108, p. 191–203, 2019. ISSN 0142-0615. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061518310871>. Citado 4 vezes nas páginas 29, 35, 37 e 40.

ZHAO, Z.; ZHOU, M.; LIU, S. Iterated greedy algorithms for flow-shop scheduling problems: A tutorial. **IEEE Transactions on Automation Science and Engineering**, IEEE, Piscataway, 2021. ISSN 1545-5955. Citado 2 vezes nas páginas 64 e 80.

ZHOU, Z. *et al.* Reliability-constrained ac power flow-based co-optimization planning of generation and transmission systems with uncertainties. **IEEE Access**, IEEE, Piscataway, v. 8, p. 194218–194227, 2020. Citado 3 vezes nas páginas 30, 35 e 40.

APÊNDICE A – DADOS DOS SISTEMAS TESTES

A.1 SISTEMA GARVER DE 6 BARRAS CA

Tabela 32 – Dados das barras do Sistema Garver CA.

Barras	Tipo	P_i^d (MW)	Q_i^d (MVar)	P_i^{max} (MW)	P_i^{min} (MW)	Q_i^{max} (MVar)	Q_i^{min} (MVar)
1	0	80	16	160	0	48	-10
2	1	240	48	0	0	0	0
3	2	40	8	370	0	101	-10
4	1	160	32	0	0	0	0
5	1	240	48	0	0	0	0
6	2	0	0	610	0	183	-10

Fonte: (Romero, 1993)

Tabela 33 – Dados das linhas do Sistema Garver CA.

Barra i	Barra j	r (p.u)	x (p.u)	b^{sh} (p.u)	S^{max} (MW)	c^L (MUS\$)	n^0	n^{max}
1	2	0,040	0,400	0,00	120	40	1	5
1	3	0,038	0,380	0,00	120	38	0	5
1	4	0,060	0,600	0,00	100	60	1	5
1	5	0,020	0,200	0,00	120	20	1	5
1	6	0,068	0,680	0,00	90	68	0	5
2	3	0,020	0,200	0,00	120	20	1	5
2	4	0,040	0,400	0,00	120	40	1	5
2	5	0,031	0,310	0,00	120	31	0	5
2	6	0,030	0,300	0,00	120	30	0	5
3	4	0,059	0,590	0,00	120	59	0	5
3	5	0,020	0,200	0,00	120	20	1	5
3	6	0,048	0,480	0,00	120	48	0	5
4	5	0,063	0,630	0,00	95	63	0	5
4	6	0,030	0,300	0,00	120	30	0	5
5	6	0,061	0,610	0,00	98	61	0	5

Fonte: (Romero, 1993)

A.2 SISTEMA GARVER DE 6 BARRAS CA/CC

Tabela 34 – Dados das barras CA do Sistema Garver CA/CC.

Barras	Tipo	P_i^d (MW)	Q_i^d (MVar)	P_i^{max} (MW)	P_i^{min} (MW)	Q_i^{max} (MVar)	Q_i^{min} (MVar)
1	0	80	16	160	0	48	-10
2	1	240	48	0	0	0	0
3	2	40	8	370	0	101	-10
4	1	160	32	0	0	0	0
5	1	240	48	0	0	0	0
6	2	0	0	610	0	183	-10

Fonte: (Dave *et al.*, 2019)

Tabela 35 – Dados das linhas CA existentes do Sistema Garver CA/CC.

Barra i	Barra j	r_{ij} (p.u)	x_{ij} (p.u)	b_{ij}^{sh} (p.u)	S^{max} (MW)	n^0	n^{max}
1	2	0,040	0,400	0,00	100	1	5
1	4	0,060	0,600	0,00	80	1	5
1	5	0,020	0,200	0,00	100	1	5
2	3	0,020	0,200	0,00	100	1	5
2	4	0,040	0,400	0,00	100	1	5
3	5	0,020	0,200	0,00	100	1	5

Fonte: (Dave *et al.*, 2019)

Tabela 36 – Dados das linhas CA candidatas do Sistema Garver CA/CC.

Barra i	Barra j	r_{ij} (p.u)	x_{ij} (p.u)	b_{ij}^{sh} (p.u)	S^{max} (MW)	c^L (MUS\$)	n^0	n^{max}
2	6	0,030	0,300	0,00	100	2,5	0	5
4	6	0,030	0,300	0,00	100	2,9	0	5
5	6	0,020	0,200	0,00	100	5,0	0	5

Fonte: (Dave *et al.*, 2019)

Tabela 37 – Dados das barras CC candidatas do Sistema Garver CA/CC

Barras	rede CC	P^{dc} (MW)	V^{dc} (p.u)	$V^{base,dc}$ (KV)	$V^{dc,max}$ (p.u)	$V^{dc,min}$ (p.u)	C^{dc} (p.u)
1	1	0	1	345	1,1	0,9	0
2	1	0	1	345	1,1	0,9	0
3	1	0	1	345	1,1	0,9	0
4	1	0	1	345	1,1	0,9	0
5	1	0	1	345	1,1	0,9	0
6	1	0	1	345	1,1	0,9	0

Fonte: (Dave *et al.*, 2019)

Tabela 38 – Dados das linhas CC candidatas do Sistema Garver de 6 barras CA/CC.

Barra e	Barra f	r (p.u)	l (p.u)	c (p.u)	$rateA$ (MW)	n^{max}	$c^{L_{dc}}$ (MUS\$)
2	5	0,010	0,00	0,00	200	5	2,3
2	6	0,010	0,00	0,00	200	5	2,4
2	6	0,010	0,00	0,00	400	5	3,4
3	6	0,010	0,00	0,00	200	5	2,6
3	6	0,010	0,00	0,00	400	5	3,6
4	5	0,010	0,00	0,00	200	5	2,7
4	5	0,010	0,00	0,00	400	5	3,7
4	6	0,010	0,00	0,00	200	5	2,8
4	6	0,010	0,00	0,00	400	5	3,8
5	6	0,010	0,00	0,00	200	5	2,9
5	6	0,010	0,00	0,00	400	5	3,9

Fonte: (Dave *et al.*, 2019)

Tabela 39 – Dados dos conversores candidatos do Sistema Garver CA/CC.

Barra e	Barra i	Tipo CC	Tipo CA	P^g (MW)	Q^g (Mvar)	V_{tar} (p.u)	$islcc$	r_{tf} (p.u)	x_{tf} (p.u)	P_{ac}^{max} (MW)
1	1	1	1	-360	-1,66	1	0,00	0,01	0,01	700
2	2	1	1	-360	-1,66	1	0,00	0,01	0,01	700
3	3	1	1	-360	-1,66	1	0,00	0,01	0,01	700
4	4	1	1	-360	-1,66	1	0,00	0,01	0,01	700
5	5	1	1	-360	-1,66	1	0,00	0,01	0,01	700
6	6	2	1	-360	-1,66	1	0,00	0,01	0,01	700
Barra e	Barra i	P_{ac}^{min} (MW)	Q_{ac}^{max} (Mvar)	Q_{ac}^{min} (Mvar)	V^{max} (p.u)	V^{min} (p.u)	I_{max} (p.u)	a_c^{cv} (MW)	b_c^{cv} (KV)	c_c^{cv} (Ω)
1	1	-700	700	-700	1,1	0,9	15	1,1033	0,887	2,885
2	2	-700	700	-700	1,1	0,9	15	1,1033	0,887	2,885
3	3	-700	700	-700	1,1	0,9	15	1,1033	0,887	2,885
4	4	-700	700	-700	1,1	0,9	15	1,1033	0,887	2,885
5	5	-700	700	-700	1,1	0,9	15	1,1033	0,887	2,885
6	6	-700	700	-700	1,1	0,9	15	1,1033	0,887	2,885
Barra e	Barra i	r_c (p.u)	x_c (p.u)	b^f (p.u)	filter	reactor	trasnformer	status	V^{base} (KV)	φ^{cv} (MUS\$)
1	1	0,01	0,01	0,01	1	1	1	1	345	3,0
2	2	0,01	0,01	0,01	1	1	1	1	345	3,5
3	3	0,01	0,01	0,01	1	1	1	1	345	2,5
4	4	0,01	0,01	0,01	1	1	1	1	345	4,0
5	5	0,01	0,01	0,01	1	1	1	1	345	4,5
6	6	0,01	0,01	0,01	1	1	1	1	345	5,0

Fonte: (Dave *et al.*, 2019)

A.3 SISTEMA IEEE DE 24 BARRAS CA

Tabela 40 – Dados das barras do Sistema teste IEEE de 24 barras.

Barra	Tipo	P_i^d (MW)	Q_i^d (Mvar)	P_i^{max} (MW)	P_i^{min} (MW)	Q_i^{max} (Mvar)	Q_i^{min} (Mvar)
1	0	324	66	576	0	240	-150
2	2	291	60	576	0	240	-150
3	1	540	11	0	0	0	0
4	1	222	45	0	0	0	0
5	1	213	42	0	0	0	0
6	2	408	84	0	0	0	-300
7	2	375	75	900	0	540	0
8	1	513	105	0	0	0	0
9	1	525	108	0	0	0	0
10	1	585	120	0	0	0	0
11	1	0	0	0	0	0	0
12	1	0	0	0	0	0	0
13	2	795	162	1773	0	720	0
14	2	582	117	0	0	600	-150
15	2	951	192	645	0	330	-150
16	2	300	60	465	0	240	-150
17	1	0	0	0	0	0	0
18	2	999	204	1200	0	600	-150
19	1	543	111	0	0	0	0
20	1	384	78	0	0	0	0
21	2	0	0	1200	0	600	-150
22	2	0	0	900	0	288	-180
23	2	0	0	1980	0	930	-375
24	1	0	0	0	0	0	0

Fonte: (Rider, 2006)

Tabela 41 – Dados das linhas do Sistema teste IEEE de 24 barras.

(continua)

Barra e	Barra f	r (p.u)	l (p.u)	c (p.u)	$rateA$ (MW)	n^{max}	$c^{L_{dc}}$ (MUS\$)	
1	2	0,0026	0,0139	0,4611	200	3	1	5
1	3	0,0546	0,2112	0,0572	220	55	1	5
1	5	0,0218	0,0845	0,0229	220	22	1	5
1	8	0,0348	0,1344	0,0000	220	35	0	5
2	4	0,0328	0,1267	0,0343	220	33	1	5
2	6	0,0497	0,1920	0,0520	220	50	1	5
2	8	0,0328	0,1267	0,0000	220	33	0	5
3	9	0,0308	0,1190	0,0322	220	31	1	5
3	24	0,0023	0,0839	0,0000	600	50	1	5
4	9	0,0268	0,1037	0,0281	220	27	1	5
5	10	0,0228	0,0883	0,0239	220	23	1	5
6	7	0,0497	0,1920	0,0000	220	50	0	5
6	10	0,0139	0,0605	2,4590	200	16	1	5
7	8	0,0159	0,0614	0,0166	220	16	1	5
8	9	0,0427	0,1651	0,0447	220	43	1	5
8	10	0,0427	0,1651	0,0447	220	43	1	5
9	11	0,0023	0,0839	0,0000	600	50	1	5
9	12	0,0023	0,0839	0,0000	600	50	1	5
10	11	0,0023	0,0839	0,0000	600	50	1	5
10	12	0,0023	0,0839	0,0000	600	50	1	5
11	13	0,0061	0,0476	0,0999	625	66	1	5
11	14	0,0054	0,0418	0,0879	625	58	1	5
12	13	0,0061	0,0476	0,0999	625	66	1	5
12	23	0,0124	0,0966	0,2030	625	134	1	5
13	14	0,0057	0,0447	0,0000	625	62	0	5
13	23	0,0111	0,0865	0,1818	625	120	1	5
14	16	0,0050	0,0389	0,0818	625	54	1	5

Tabela 41 – Dados das linhas do Sistema teste IEEE de 24 barras.

(conclusão)

Barra e	Barra f	r (p.u)	l (p.u)	c (p.u)	$rateA$ (MW)	n^{max}	$c^{L_{dc}}$ (MUS\$)	
14	23	0,0080	0,0620	0,0000	625	86	0	5
15	16	0,0022	0,0173	0,0364	625	24	1	5
15	21	0,0063	0,0490	0,1030	625	68	2	5
15	24	0,0067	0,0519	0,1091	625	72	1	5
16	17	0,0033	0,0259	0,0545	625	36	1	5
16	19	0,0030	0,0231	0,0485	625	32	1	5
16	23	0,0105	0,0822	0,0000	625	114	0	5
17	18	0,0018	0,0144	0,0303	625	20	1	5
17	22	0,0135	0,1053	0,2212	625	146	1	5
18	21	0,0033	0,0259	0,0545	625	36	2	5
19	20	0,0051	0,0396	0,0833	625	55	2	5
19	23	0,0078	0,0606	0,0000	625	84	0	5
20	23	0,0028	0,0216	0,0455	625	30	2	5
21	22	0,0087	0,0678	0,1424	625	94	1	5

Fonte: (Rider, 2006)

A.4 SISTEMA IEEE DE 39 BARRAS CA/CC

Tabela 42 – Dados das barras CA do Sistema IEEE de 39 barras CA/CC.

(continua)

Barras	Tipo	P_i^d (MW)	Q_i^d (MVar)	P_i^{max} (MW)	P_i^{min} (MW)	Q_i^{max} (MVar)	Q_i^{min} (MVar)
1	1	147,6	44,2	0	0	0	0
2	1	0	0	0	0	0	0
3	1	372,0	2,4	0	0	0	0
4	1	1050	368	0	0	0	0
5	1	0	0	0	0	0	0
6	1	0	0	0	0	0	0
7	1	283,8	84	0	0	0	0
8	1	1094	353,2	0	0	0	0
9	1	56,5	-66,6	0	0	0	0
10	1	0	0	0	0	0	0
11	1	0	0	0	0	0	0
12	1	58,53	88	0	0	0	0
13	1	0	0	0	0	0	0
14	1	0	0	0	0	0	0
15	1	370	153	0	0	0	0
16	1	708	64,6	0	0	0	0
17	1	0	0	0	0	0	0
18	1	208	30	0	0	0	0
19	1	0	0	0	0	0	0
20	1	730	103	0	0	0	0
21	1	324	115	0	0	0	0
22	1	0	0	0	0	0	0
23	1	297,5	84,6	0	0	0	0
24	1	1410,6	206	0	0	0	0
25	1	274	47,2	0	0	0	0
26	1	189	17	0	0	0	0

Tabela 42 – Dados das barras CA do Sistema IEEE de 39 barras CA/CC.

(conclusão)

Barras	Tipo	P_i^d (MW)	Q_i^d (MVA _r)	P_i^{max} (MW)	P_i^{min} (MW)	Q_i^{max} (MVA _r)	Q_i^{min} (MVA _r)
27	1	131	75,5	0	0	0	0
28	1	256	27,6	0	0	0	0
29	1	333,5	26,9	0	0	0	0
30	1	0	0	2080	0	800	-800
31	3	59,2	4,6	646	0	300	-100
32	2	0	0	1450	0	600	-600
33	2	0	0	652	0	250	0
34	2	0	0	508	0	167	0
35	2	0	0	1374	0	600	-600
36	2	0	0	580	0	240	0
37	2	0	0	564	0	250	0
38	2	0	0	1730	0	600	-600
39	2	1154	250	1100	0	300	-100

Fonte: (Dave *et al.*, 2019)

Tabela 43 – Dados das linhas CA existentes do Sistema IEEE de 39 barras CA/CC.

(continua)

Barra i	Barra j	r_{ij} (p.u)	x_{ij} (p.u)	b_{ij}^{sh} (p.u)	S^{max} (MW)	n^0	n^{max}
1	2	0,0035	0,0411	0,6987	600	1	3
1	39	0,0010	0,0250	0,7500	1000	1	3
2	25	0,0070	0,0086	0,1460	500	1	3
2	30	0,0000	0,0181	0,0000	900	1	3
3	4	0,0013	0,0213	0,2214	500	1	3
3	18	0,0011	0,0133	0,2138	500	1	3
4	5	0,0008	0,0128	0,1342	600	1	3
4	14	0,0008	0,0129	0,1382	500	1	3

Tabela 43 – Dados das linhas CA existentes do Sistema IEEE de 39 barras CA/CC.
(continuação)

Barra i	Barra j	r_{ij} (p.u)	x_{ij} (p.u)	b_{ij}^{sh} (p.u)	S^{max} (MW)	n^0	n^{max}
6	11	0,0007	0,0082	0,1389	480	1	3
6	31	0,0000	0,0250	0,0000	1800	1	3
7	8	0,0004	0,0046	0,0780	900	1	3
8	9	0,0023	0,0363	0,3804	900	1	3
9	39	0,0010	0,0250	1,2000	900	1	3
10	11	0,0004	0,0043	0,0729	600	1	3
10	13	0,0004	0,0043	0,0729	600	1	3
10	32	0,0000	0,0200	0,0000	900	1	3
12	11	0,0016	0,0435	0,0000	500	1	3
12	13	0,0016	0,0435	0,0000	500	1	3
13	14	0,0009	0,0101	0,1723	600	1	3
14	15	0,0018	0,0217	0,3660	600	1	3
15	16	0,0009	0,0094	0,1710	600	1	3
16	17	0,0007	0,0089	0,1342	600	1	3
16	19	0,0016	0,0195	0,3040	600	1	3
16	21	0,0008	0,0135	0,2548	600	1	3
16	24	0,0003	0,0059	0,0680	600	1	3
17	18	0,0007	0,0082	0,1319	600	1	3
17	27	0,0013	0,0173	0,3216	600	1	3
19	20	0,0007	0,0138	0,0000	900	1	3
19	33	0,0007	0,0142	0,0000	900	1	3
20	34	0,0009	0,0180	0,0000	900	1	3
21	22	0,0008	0,0140	0,2565	900	1	3
22	23	0,0006	0,0096	0,1846	600	1	3
22	35	0,0000	0,0143	0,0000	900	1	3
23	24	0,0022	0,0350	0,3610	600	1	3
23	36	0,0005	0,0272	0,0000	900	1	3

Tabela 43 – Dados das linhas CA existentes do Sistema IEEE de 39 barras CA/CC.
(conclusão)

Barra i	Barra j	r_{ij} (p.u)	x_{ij} (p.u)	b_{ij}^{sh} (p.u)	S^{max} (MW)	n^0	n^{max}
25	26	0,0032	0,0323	0,5310	600	1	3
25	37	0,0006	0,0232	0,0000	900	1	3
26	27	0,0014	0,0147	0,2396	600	1	3
26	28	0,0043	0,0474	0,7802	600	1	3
26	29	0,0057	0,0625	1,0290	600	1	3
28	29	0,0014	0,0151	0,2490	600	1	3
29	38	0,0008	0,0156	0,0000	1200	1	3

Fonte: (Dave *et al.*, 2019)

Tabela 44 – Dados das linhas CA candidatas do Sistema IEEE de 39 barras CA/CC.

Barra i	Barra j	r_{ij} (p.u)	x_{ij} (p.u)	b_{ij}^{sh} (p.u)	S^{max} (MW)	c^L (MUS\$)	n^0	n^{max}
2	3	0,0013	0,0151	0,2572	500	2,6	0	3
5	8	0,0008	0,0112	0,1476	900	4,7	0	3
6	7	0,0006	0,0092	0,1130	900	3,9	0	3
10	13	0,0004	0,0043	0,0729	600	2,9	1	3

Fonte: (Dave *et al.*, 2019)

Tabela 45 – Dados das barras CC candidatas do Sistema IEEE de 39 barras CA/CC

Barras	rede CC	P^{dc} (MW)	V^{dc} (p.u)	$V^{base,dc}$ (KV)	$V^{dc,max}$ (p.u)	$V^{dc,min}$ (p.u)	C^{dc} (p.u)
1	1	0	1	345	1,1	0,9	0
2	1	0	1	345	1,1	0,9	0
3	1	0	1	345	1,1	0,9	0
4	1	0	1	345	1,1	0,9	0
5	1	0	1	345	1,1	0,9	0
6	1	0	1	345	1,1	0,9	0
7	1	0	1	345	1,1	0,9	0
8	1	0	1	345	1,1	0,9	0

Fonte: (Dave *et al.*, 2019)Tabela 46 – Dados das linhas CC candidatas do Sistema IEEE de 39 barras CA/CC.
(continua)

Barra e	Barra f	r (p.u)	l (p.u)	c (p.u)	$rateA$ (MW)	n^{max}	$c^{L_{dc}}$ (MUS\$)
1	5	0,010	0,00	0,00	400	3	1,1
1	6	0,010	0,00	0,00	400	3	1,2
1	7	0,010	0,00	0,00	400	3	1,3
1	8	0,010	0,00	0,00	400	3	1,4
2	5	0,010	0,00	0,00	400	3	1,5
2	6	0,010	0,00	0,00	400	3	1,6
2	7	0,010	0,00	0,00	400	3	1,7
2	8	0,010	0,00	0,00	400	3	1,8
3	5	0,010	0,00	0,00	400	3	1,9
3	6	0,010	0,00	0,00	400	3	2,0
3	7	0,010	0,00	0,00	400	3	2,1
3	8	0,010	0,00	0,00	400	3	2,2
4	5	0,010	0,00	0,00	400	3	2,3
4	6	0,010	0,00	0,00	400	3	2,4

Tabela 46 – Dados das linhas CC candidatas do Sistema IEEE de 39 barras CA/CC.
(continuação)

Barra e	Barra f	r (p.u)	l (p.u)	c (p.u)	$rateA$ (MW)	n^{max}	$c^{L_{dc}}$ (MUS\$)
4	7	0,010	0,00	0,00	400	3	2,5
4	8	0,010	0,00	0,00	400	3	2,6
1	5	0,010	0,00	0,00	800	3	3,1
1	6	0,010	0,00	0,00	800	3	3,2
1	7	0,010	0,00	0,00	800	3	3,3
1	8	0,010	0,00	0,00	800	3	3,4
2	5	0,010	0,00	0,00	800	3	3,5
2	6	0,010	0,00	0,00	800	3	3,6
2	7	0,010	0,00	0,00	800	3	3,7
2	8	0,010	0,00	0,00	800	3	3,8
3	5	0,010	0,00	0,00	800	3	3,9
3	6	0,010	0,00	0,00	800	3	4,0
3	7	0,010	0,00	0,00	800	3	4,1
3	8	0,010	0,00	0,00	800	3	4,2
4	5	0,010	0,00	0,00	800	3	4,3
4	6	0,010	0,00	0,00	800	3	4,4
4	7	0,010	0,00	0,00	800	3	4,5
4	8	0,010	0,00	0,00	800	3	4,6
1	5	0,010	0,00	0,00	1200	3	5,1
1	6	0,010	0,00	0,00	1200	3	5,2
1	7	0,010	0,00	0,00	1200	3	5,3
1	8	0,010	0,00	0,00	1200	3	5,4
2	5	0,010	0,00	0,00	1200	3	5,5
2	6	0,010	0,00	0,00	1200	3	5,6
2	7	0,010	0,00	0,00	1200	3	5,7
2	8	0,010	0,00	0,00	1200	3	5,8
3	5	0,010	0,00	0,00	1200	3	5,9

Tabela 46 – Dados das linhas CC candidatas do Sistema IEEE de 39 barras CA/CC.
(conclusão)

Barra	Barra	r	l	c	$rateA$	n^{max}	$c^{L_{dc}}$
e	f	(p.u)	(p.u)	(p.u)	(MW)		(MUS\$)
3	6	0,010	0,00	0,00	1200	3	6,0
3	7	0,010	0,00	0,00	1200	3	6,1
3	8	0,010	0,00	0,00	1200	3	6,2
4	5	0,010	0,00	0,00	1200	3	6,3
4	6	0,010	0,00	0,00	1200	3	6,4
4	7	0,010	0,00	0,00	1200	3	6,5
4	8	0,010	0,00	0,00	1200	3	6,6

Fonte: (Dave *et al.*, 2019)

Tabela 47 – Dados dos conversores candidatos do Sistema IEEE de 39 barras CA/CC.

Barra e	Barra i	Tipo CC	Tipo CA	P^g (MW)	Q^g (Mvar)	V_{tar} (p.u)	$islcc$	r_{tf} (p.u)	x_{tf} (p.u)	P_{ac}^{max} (MW)
1	4	2	1	-360	-1,66	1	0	0,01	0,01	2500
2	8	2	1	-360	-1,66	1	0	0,01	0,01	2500
3	16	2	1	-360	-1,66	1	0	0,01	0,01	2500
4	24	2	1	-360	-1,66	1	0	0,01	0,01	2500
5	30	2	1	-360	-1,66	1	0	0,01	0,01	2500
6	32	2	1	-360	-1,66	1	0	0,01	0,01	2500
7	35	2	1	-360	-1,66	1	0	0,01	0,01	2500
8	38	2	1	-360	-1,66	1	0	0,01	0,01	2500

Barra e	Barra i	P_{ac}^{mim} (MW)	Q_{ac}^{max} (Mvar)	Q_{ac}^{mim} (Mvar)	V^{max} (p.u)	V^{min} (p.u)	I_{max} (p.u)	a_c^{cv} (MW)	b_c^{cv} (KV)	c_c^{cv} Ω
1	4	-2500	2500	-2500	1,1	0,9	15	1,1033	0,887	2,885
2	8	-2500	2500	-2500	1,1	0,9	15	1,1033	0,887	2,885
3	16	-2500	2500	-2500	1,1	0,9	15	1,1033	0,887	2,885
4	24	-2500	2500	-2500	1,1	0,9	15	1,1033	0,887	2,885
5	30	-2500	2500	-2500	1,1	0,9	15	1,1033	0,887	2,885
6	32	-2500	2500	-2500	1,1	0,9	15	1,1033	0,887	2,885
7	35	-2500	2500	-2500	1,1	0,9	15	1,1033	0,887	2,885
8	38	-2500	2500	-2500	1,1	0,9	15	1,1033	0,887	2,885

Barra e	Barra i	r_c (p.u)	x_c (p.u)	b^f (p.u)	filter	reactor	trasnformer	status	V^{base} (KV)	φ^{cv} (MUS\$)
1	4	0,01	0,01	0,01	1	1	1	1	345	3,1
2	8	0,01	0,01	0,01	1	1	1	1	345	3,2
3	16	0,01	0,01	0,01	1	1	1	1	345	3,3
4	24	0,01	0,01	0,01	1	1	1	1	345	3,4
5	30	0,01	0,01	0,01	1	1	1	1	345	3,5
6	32	0,01	0,01	0,01	1	1	1	1	345	3,6
7	35	0,01	0,01	0,01	1	1	1	1	345	3,7
8	38	0,01	0,01	0,01	1	1	1	1	345	3,8

Fonte: (Dave *et al.*, 2019)

A.5 SISTEMA IEEE DE 118 BARRAS CA

Neste sistema a barra de referência é a barra 69, a base usada nos cálculos é de 100 MVA e os limites de tensão são de 0.96 p.u e 1.04 pu.

Tabela 48 – Dados das barras do Sistema IEEE de 118 BARRAS CA.

(continua)

Barras	Tipo	P_i^d (MW)	Q_i^d (Mvar)	P_i^{max} (MW)	P_i^{min} (MW)	Q_i^{max} (Mvar)	Q_i^{min} (Mvar)	g_i^{sh} (p.u)
1	1	87	46	0	0	0	0	0,0
2	1	34	15	0	0	0	0	0,0
3	1	67	17	0	0	0	0	0,0
4	2	51	20	30	0	300	-300	0,0
5	1	0	0	0	0	0	0	0,0
6	2	89	38	30	0	50	-13	0,0
7	1	32	3	0	0	0	0	0,0
8	2	0	0	30	0	300	-300	0,0
9	1	0	0	0	0	0	0	0,0
10	2	0	0	250	0	200	-147	0,0
11	1	119	39	0	0	0	0	0,0
12	2	80	17	300	0	120	-35	0,0
13	1	58	27	0	0	0	0	0,0
14	1	24	2	0	0	0	0	0,0
15	2	154	51	30	0	30	-10	0,0
16	1	43	17	0	0	0	0	0,0
17	1	19	5	0	0	0	0	0,0
18	2	102	58	100	0	50	-16	0,0
19	2	77	58	30	0	24	-8	0,0
20	1	31	5	0	0	0	0	0,0
21	1	24	14	0	0	0	0	0,0
22	1	17	9	0	0	0	0	0,0
23	1	12	5	0	0	0	0	0,0
24	2	0	0	30	0	300	-300	0,0

Tabela 48 – Dados das barras do Sistema IEEE de 118 BARRAS CA.

(continuação)

Barras	Tipo	P_i^d (MW)	Q_i^d (Mvar)	P_i^{max} (MW)	P_i^{min} (MW)	Q_i^{max} (Mvar)	Q_i^{min} (Mvar)	g_i^{sh} (p.u)
25	2	0	0	300	0	140	-47	0,0
26	2	0	0	350	0	1000	-1000	0,0
27	2	106	22	30	0	300	-300	0,0
28	1	29	12	0	0	0	0	0,0
29	1	41	7	0	0	0	0	0,0
30	1	0	0	0	0	0	0	0,0
31	2	73	46	30	0	300	-300	0,0
32	2	101	39	100	0	42	-14	0,0
33	1	39	15	0	0	0	0	0,0
34	2	101	44	30	0	24	-8	0,0
35	1	56	15	0	0	0	0	0,0
36	2	53	29	100	0	24	-8	0,0
37	1	0	0	0	0	0	0	0,0
38	1	0	0	0	0	0	0	0,0
39	1	46	19	0	0	0	0	0,0
40	2	34	39	30	0	300	-300	0,0
41	1	63	17	0	0	0	0	0,0
42	2	63	39	30	0	300	-300	0,0
43	1	31	12	0	0	0	0	0,0
44	1	27	14	0	0	0	0	0,0
45	1	90	38	0	0	0	0	0,0
46	2	48	17	100	0	100	-100	0,0
47	1	58	0	0	0	0	0	0,0
48	1	34	19	0	0	0	0	0,0
49	2	148	51	250	0	210	-85	0,0
50	1	29	7	0	0	0	0	0,0
51	1	29	14	0	0	0	0	0,0

Tabela 48 – Dados das barras do Sistema IEEE de 118 BARRAS CA.

(continuação)

Barras	Tipo	P_i^d (MW)	Q_i^d (Mvar)	P_i^{max} (MW)	P_i^{min} (MW)	Q_i^{max} (Mvar)	Q_i^{min} (Mvar)	g_i^{sh} (p.u)
52	1	31	9	0	0	0	0	0,0
53	1	39	19	0	0	0	0	0,0
54	2	193	55	250	0	300	-300	0,0
55	2	107	38	100	0	23	-8	0,0
56	2	143	31	100	0	15	-8	0,0
57	1	20	5	0	0	0	0	0,0
58	1	20	5	0	0	0	0	0,0
59	2	473	193	200	0	180	-60	0,0
60	1	113	5	0	0	0	0	0,0
61	2	0	0	200	0	300	-100	0,0
62	2	131	24	100	0	20	-20	0,0
63	1	0	0	0	0	0	0	0,0
64	1	0	0	0	0	0	0	0,0
65	2	0	0	420	0	200	-67	0,0
66	2	67	31	420	0	200	-67	0,0
67	1	48	12	0	0	0	0	0,0
68	1	0	0	0	0	0	0	0,0
69	3	0	0	300	0	999	-999	0,0
70	1	113	34	80	0	32	-10	0,0
71	1	0	0	0	0	0	0	0,0
72	2	0	0	30	0	100	-100	0,0
73	2	0	0	30	0	100	-100	0,0
74	2	116	46	20	0	9	-6	0,0
75	1	80	19	0	0	0	0	0,0
76	2	116	61	100	0	23	-8	0,0
77	1	104	48	100	0	70	-20	0,0
78	1	121	44	0	0	0	0	0,0

Tabela 48 – Dados das barras do Sistema IEEE de 118 BARRAS CA.

(continuação)

Barras	Tipo	P_i^d (MW)	Q_i^d (Mvar)	P_i^{max} (MW)	P_i^{min} (MW)	Q_i^{max} (Mvar)	Q_i^{min} (Mvar)	g_i^{sh} (p.u)
79	1	67	55	0	0	0	0	0,0
80	2	222	44	300	0	280	-165	0,0
81	1	0	0	0	0	0	0	0,0
82	2	92	46	100	0	990	-990	0,0
83	1	34	17	0	0	0	0	0,0
84	1	19	12	0	0	0	0	0,0
85	2	41	26	30	0	23	-8	0,0
86	1	36	17	0	0	0	0	0,0
87	2	0	0	300	0	1000	-100	0,0
88	1	82	17	0	0	0	0	0,0
89	2	0	0	200	0	300	-210	0,0
90	2	133	72	20	0	300	-300	0,0
91	2	0	0	50	0	100	-100	0,0
92	2	111	17	300	0	9	-3	0,0
93	1	20	12	0	0	0	0	0,0
94	1	51	27	0	0	0	0	0,0
95	1	72	53	0	0	0	0	0,0
96	1	65	26	0	0	0	0	0,0
97	1	26	15	0	0	0	0	0,0
98	1	58	14	0	0	0	0	0,0
99	2	0	0	300	0	100	-100	0,0
100	2	63	31	300	0	155	-50	0,0
101	1	38	28	0	0	0	0	0,0
102	1	9	5	0	0	0	0	0,0
103	2	39	27	20	0	40	-15	0,0
104	2	65	43	100	0	23	-8	0,0
105	2	53	44	100	0	23	-8	0,0

Tabela 48 – Dados das barras do Sistema IEEE de 118 BARRAS CA.

(conclusão)

Barras	Tipo	P_i^d (MW)	Q_i^d (Mvar)	P_i^{max} (MW)	P_i^{min} (MW)	Q_i^{max} (Mvar)	Q_i^{min} (Mvar)	g_i^{sh} (p.u)
106	1	73	27	0	0	0	0	0,0
107	2	48	20	20	0	200	-200	0,0
108	1	3	2	0	0	0	0	0,0
109	1	14	5	0	0	0	0	0,0
110	2	67	51	50	0	23	-8	0,0
111	2	0	0	100	0	1000	-100	0,0
112	2	43	22	100	0	1000	-100	0,0
113	2	0	0	100	0	200	-100	0,0
114	1	14	5	0	0	0	0	0,0
115	1	38	12	0	0	0	0	0,0
116	2	0	0	50	0	1000	-1000	0,0
117	1	34	14	0	0	0	0	0,0
118	1	56	26	0	0	0	0	0,0

Fonte: (Morquecho *et al.*, 2023)

Tabela 49 – Dados das linhas do Sistema IEEE de 118 barras CA.

(continua)

Ramos	r_{ij} (p.u)	x_{ij} (p.u)	b_{ij}^{sh} (p.u)	n_{ij}^0	$\overline{f_{ij}}$ (MW)	c_{ij} (M US\$)	$\overline{n_{ij}}$
1–2	0,03030	0,09990	0,02540	1	115	18,0	2
1–3	0,01290	0,04240	0,01082	1	115	7,60	2
4–5	0,00176	0,00798	0,00210	1	200	1,80	2
3–5	0,02410	0,10800	0,02840	0	115	16,2	2
5–6	0,01190	0,05400	0,01426	0	115	9,70	2
6–7	0,00459	0,02080	0,00550	1	115	4,70	2
8–9	0,00244	0,03050	1,16200	0	200	55,0	2
8–5	0,00000	0,02670	0,00000	0	200	6,00	2

Tabela 49 – Dados das linhas do Sistema IEEE de 118 barras CA.

(continuação)

Ramos	r_{ij} (p.u)	x_{ij} (p.u)	b_{ij}^{sh} (p.u)	n_{ij}^0	$\overline{f_{ij}}$ (MW)	c_{ij} (M US\$)	$\overline{n_{ij}}$
9–10	0,00258	0,03220	1,23000	0	200	58,0	2
4–11	0,02090	0,06880	0,01748	1	115	12,4	2
5–11	0,02030	0,06820	0,01738	1	115	12,3	2
11–12	0,00595	0,01960	0,00502	1	115	4,40	2
2–12	0,01870	0,06160	0,01572	1	115	11,1	2
3–12	0,04840	0,16000	0,04060	1	115	24,0	2
7–12	0,00862	0,03400	0,00874	1	115	6,10	2
11–13	0,02225	0,07310	0,01876	1	115	13,2	2
12–14	0,02150	0,07070	0,01816	1	115	12,7	2
13–15	0,07440	0,24440	0,06268	1	115	36,7	2
14–15	0,05950	0,19500	0,05020	1	115	29,3	2
12–16	0,02120	0,08340	0,02140	1	115	15,0	2
15–17	0,01320	0,04370	0,04440	2	200	7,90	2
16–17	0,04540	0,18010	0,04660	1	115	27,0	2
17–18	0,01230	0,05050	0,01298	1	115	9,10	2
18–19	0,01119	0,04930	0,01142	1	115	8,90	2
19–20	0,02520	0,11700	0,02980	1	115	17,6	2
15–19	0,01200	0,03940	0,01010	1	115	7,10	2
20–21	0,01830	0,08490	0,02160	1	115	15,3	2
21–22	0,02090	0,09700	0,02460	1	115	17,5	2
22–23	0,03420	0,15900	0,04040	1	115	23,9	2
23–24	0,01350	0,04920	0,04980	1	115	8,90	2
23–25	0,01560	0,08000	0,08640	1	200	14,4	2
26–25	0,00000	0,03820	0,00000	1	200	6,90	2
25–27	0,03180	0,16300	0,17640	1	200	24,5	2
27–28	0,01913	0,08550	0,02160	1	115	15,4	2
28–29	0,02370	0,09430	0,02380	1	115	17,0	2

Tabela 49 – Dados das linhas do Sistema IEEE de 118 barras CA.

(continuação)

Ramos	r_{ij} (p.u)	x_{ij} (p.u)	b_{ij}^{sh} (p.u)	n_{ij}^0	$\overline{f_{ij}}$ (MW)	c_{ij} (M US\$)	$\overline{n_{ij}}$
30–17	0,00000	0,03880	0.00000	1	200	7,00	2
8–30	0,00431	0,05040	0,51400	1	115	91,0	2
26–30	0,00799	0,08600	0,90800	0	200	155	2
17–31	0,04740	0,15630	0,03990	1	115	23,4	2
29–31	0,01080	0,03310	0,00830	1	115	6,00	2
23–32	0,03170	0,11530	0,11730	0	115	17,3	2
31–32	0,02980	0,09850	0,02510	1	115	17,7	2
27–32	0,02290	0,07550	0,01926	1	115	13,6	2
15–33	0,03800	0,12440	0,03194	1	115	18,7	2
19–34	0,07520	0,24700	0,06320	1	115	37,1	2
35–36	0,02224	0,01020	0,00268	1	115	2,30	2
35–37	0,01100	0,04970	0,01318	1	115	8,90	2
33–37	0,04150	0,14200	0,03660	1	115	21,3	2
34–36	0,00871	0,02680	0,00568	1	115	6,00	2
34–37	0,00256	0,00940	0,00984	1	200	2,10	2
38–37	0,00000	0,03750	0.00000	0	200	6,80	2
37–39	0,03210	0,10600	0,02700	1	115	15,9	2
37–40	0,05930	0,16800	0,04200	1	115	25,2	2
30–38	0,04464	0,05400	0,42200	1	115	97,0	2
39–40	0,01840	0,06050	0,01552	1	115	10,9	2
40–41	0,01450	0,04870	0,01222	1	115	8,80	2
40–42	0,05550	0,18300	0,04660	1	115	27,5	2
41–42	0,04100	0,13500	0,03440	1	115	20,3	2
43–44	0,06080	0,24540	0,06068	1	115	36,8	2
34–43	0,04130	0,16810	0,04226	1	115	25,2	2
44–45	0,02240	0,09010	0,02240	1	115	16,2	2
45–46	0,04000	0,13560	0,03320	1	115	20,3	2

Tabela 49 – Dados das linhas do Sistema IEEE de 118 barras CA.

(continuação)

Ramos	r_{ij} (p.u)	x_{ij} (p.u)	b_{ij}^{sh} (p.u)	n_{ij}^0	$\overline{f_{ij}}$ (MW)	c_{ij} (M US\$)	$\overline{n_{ij}}$
46–47	0,03800	0,12700	0,03160	1	115	19,1	2
46–48	0,06010	0,18900	0,04720	1	115	28,4	2
47–49	0,01910	0,06250	0,01604	1	115	11,3	2
42–49	0,07150	0,32300	0,08600	2	115	48,5	2
45–49	0,06840	0,18600	0,04440	1	115	27,9	2
48–49	0,01790	0,05050	0,01258	1	115	9,10	2
49–50	0,02670	0,07520	0,01874	1	115	13,5	2
49–51	0,04860	0,13700	0,03420	1	115	20,6	2
51–52	0,02030	0,05880	0,01396	1	115	10,6	2
52–53	0,04050	0,16350	0,04058	1	115	24,5	2
53–54	0,02630	0,12200	0,03100	1	115	18,3	2
49–54	0,07300	0,28900	0,07380	1	115	43,4	2
49–54	0,08690	0,29100	0,07300	1	115	43,7	2
54–55	0,01690	0,07070	0,02020	1	115	12,7	2
54–56	0,00275	0,00955	0,00732	1	115	2,10	2
55–56	0,00488	0,01510	0,00374	1	115	3,40	2
56–57	0,03430	0,09660	0,02420	1	115	17,4	2
50–57	0,04740	0,13400	0,03320	1	115	20,1	2
56–58	0,03430	0,09660	0,02420	1	115	17,4	2
51–58	0,02550	0,07190	0,01788	1	115	12,9	2
54–59	0,05030	0,22930	0,05980	1	115	34,4	2
56–59	0,08250	0,25100	0,05690	1	115	37,7	2
56–59	0,08030	0,23900	0,05360	1	115	35,9	2
55–59	0,04739	0,21580	0,05646	1	115	32,4	2
59–60	0,03170	0,14500	0,03760	1	115	21,8	2
59–61	0,03280	0,15000	0,03880	1	115	22,5	2
60–61	0,00264	0,01350	0,01456	1	200	3,00	2

Tabela 49 – Dados das linhas do Sistema IEEE de 118 barras CA.

(continuação)

Ramos	r_{ij} (p.u)	x_{ij} (p.u)	b_{ij}^{sh} (p.u)	n_{ij}^0	$\overline{f_{ij}}$ (MW)	c_{ij} (M US\$)	$\overline{n_{ij}}$
60–62	0,01230	0,05610	0,01468	1	115	10,1	2
61–62	0,00824	0,03760	0,00980	1	115	6,80	2
63–59	0,00000	0,03860	0,00000	1	200	6,90	2
63–64	0,00172	0,02000	0,21600	1	200	4,50	2
64–61	0,00000	0,02680	0,00000	1	200	6,00	2
38–65	0,00901	0,09860	1,04600	1	200	17,7	2
64–65	0,00269	0,03020	0,38000	1	200	5,40	2
49–66	0,01800	0,09190	0,02480	2	200	16,5	2
62–66	0,04820	0,21800	0,05780	1	115	32,7	2
62–67	0,02580	0,11700	0,03100	1	115	17,6	2
65–66	0,00000	0,03700	0,00000	1	200	6,70	2
66–67	0,02240	0,10150	0,02682	1	115	15,2	2
65–68	0,00138	0,01600	0,63800	1	200	3,60	2
47–69	0,08440	0,27780	0,07092	1	115	41,7	2
49–69	0,09850	0,32400	0,08280	1	115	48,6	2
68–69	0,00000	0,03700	0,00000	1	200	6,70	2
69–70	0,03000	0,12700	0,12200	1	200	19,1	2
24–70	0,00221	0,41150	0,10198	1	115	61,7	2
70–71	0,00882	0,03550	0,00878	1	115	6,40	2
24–72	0,04880	0,19600	0,04880	1	115	29,4	2
71–72	0,04460	0,18000	0,04444	1	115	27,0	2
71–73	0,00866	0,04540	0,01178	1	115	8,20	2
70–74	0,04010	0,13230	0,03368	1	115	19,8	2
70–75	0,04280	0,14100	0,03600	1	115	21,2	2
69–75	0,04050	0,12200	0,12400	1	200	18,3	2
74–75	0,01230	0,04060	0,01034	1	115	7,30	2
76–77	0,04440	0,14800	0,03680	1	115	22,2	2

Tabela 49 – Dados das linhas do Sistema IEEE de 118 barras CA.

(continuação)

Ramos	r_{ij} (p.u)	x_{ij} (p.u)	b_{ij}^{sh} (p.u)	n_{ij}^0	$\overline{f_{ij}}$ (MW)	c_{ij} (M US\$)	$\overline{n_{ij}}$
69–77	0,03090	0,10100	0,10380	0	115	15,2	2
75–77	0,06010	0,19990	0,04978	1	115	30,0	2
77–78	0,00376	0,01240	0,01264	1	115	2,80	2
78–79	0,00546	0,02440	0,00648	1	115	5,50	2
77–80	0,01700	0,04850	0,04720	1	200	8,70	2
77–80	0,02940	0,01050	0,02280	1	200	15,8	2
79–80	0,01560	0,07040	0,01870	1	115	12,7	2
68–81	0,00175	0,02020	0,80800	1	200	4,50	2
81–80	0,00000	0,03700	0,00000	1	200	6,70	2
77–82	0,02980	0,08530	0,08174	1	115	15,4	2
82–83	0,01120	0,03665	0,03796	0	115	6,60	2
83–84	0,06250	0,13200	0,02580	1	115	19,8	2
83–85	0,04300	0,14800	0,03480	1	115	22,2	2
84–85	0,03020	0,06410	0,01234	1	115	11,5	2
85–86	0,03500	0,12300	0,02760	1	200	18,5	2
86–87	0,02828	0,20740	0,04450	1	200	31,1	2
85–88	0,02000	0,10200	0,02760	1	115	15,3	2
85–89	0,02390	0,17300	0,04700	1	115	26,0	2
88–89	0,01390	0,07120	0,01934	1	200	12,8	2
89–90	0,05180	0,18800	0,05280	1	200	28,2	2
89–90	0,02380	0,09970	0,10600	1	200	17,9	2
90–91	0,02540	0,08360	0,02140	1	115	15,0	2
89–92	0,00990	0,05050	0,05480	1	200	9,10	2
89–92	0,03930	0,15810	0,04140	1	200	23,7	2
91–92	0,03870	0,12720	0,03268	1	115	19,1	2
92–93	0,02580	0,08480	0,02180	1	115	15,3	2
92–94	0,04810	0,15800	0,04060	1	115	23,7	2

Tabela 49 – Dados das linhas do Sistema IEEE de 118 barras CA.

(continuação)

Ramos	r_{ij} (p.u)	x_{ij} (p.u)	b_{ij}^{sh} (p.u)	n_{ij}^0	$\overline{f_{ij}}$ (MW)	c_{ij} (M US\$)	$\overline{n_{ij}}$
93–94	0,02230	0,07320	0,01876	0	115	13,2	2
94–95	0,01320	0,04340	0,01110	1	115	7,80	2
80–96	0,03560	0,18200	0,04940	1	115	27,3	2
82–96	0,01620	0,05300	0,05440	1	115	9,50	2
94–96	0,02690	0,08690	0,02300	1	115	15,6	2
80–97	0,01830	0,09340	0,0,540	1	115	16,8	2
80–98	0,02380	0,10800	0,02860	1	115	16,2	2
80–99	0,04540	0,20600	0,05460	0	100	30,9	2
92–100	0,06480	0,29500	0,04720	1	115	44,3	2
94–100	0,01780	0,05800	0,06040	0	115	10,4	2
95–96	0,01710	0,05470	0,01474	1	1155	9,80	2
96–97	0,01730	0,08850	0,02400	1	115	15,9	2
98–100	0,03970	0,17900	0,04760	1	115	26,9	2
99–100	0,01800	0,08130	0,02160	0	115	14,6	2
100–101	0,02770	0,12620	0,03280	1	115	18,9	2
92–102	0,01230	0,05590	0,01464	1	115	10,1	2
101–102	0,02460	0,11200	0,02940	1	115	16,8	2
100–103	0,01600	0,05250	0,05360	1	200	9,50	2
100–104	0,04510	0,20400	0,05410	1	115	30,6	2
103–104	0,04660	0,15840	0,04070	1	115	23,8	2
103–105	0,05350	0,16250	0,04080	1	115	24,4	2
100–106	0,06050	0,22900	0,06200	1	115	34,4	2
104–105	0,00994	0,03780	0,00986	1	115	6,80	2
105–106	0,01400	0,05470	0,01434	1	115	9,8	2
105–107	0,05300	0,18300	0,04720	1	115	27,5	2
105–108	0,02610	0,07030	0,01844	1	115	12,7	2
106–107	0,05300	0,18300	0,04720	1	115	27,5	2

Tabela 49 – Dados das linhas do Sistema IEEE de 118 barras CA.

(conclusão)

Ramos	r_{ij} (p.u)	x_{ij} (p.u)	b_{ij}^{sh} (p.u)	n_{ij}^0	$\overline{f_{ij}}$ (MW)	c_{ij} (M US\$)	$\overline{n_{ij}}$
108–109	0,01050	0,02880	0,00760	1	115	6,50	2
103–110	0,03906	0,18130	0,04610	1	115	27,2	2
109–110	0,02780	0,07620	0,02020	1	115	13,7	2
110–111	0,02200	0,07550	0,02000	1	115	13,6	2
110–112	0,02470	0,06400	0,06200	1	115	11,5	2
17–113	0,00913	0,03010	0,00768	0	115	5,40	2
32–113	0,06150	0,20300	0,05180	1	200	30,5	2
32–114	0,01350	0,06120	0,01628	1	115	11,0	2
27–115	0,01640	0,07410	0,01972	1	115	13,3	2
114–115	0,00230	0,01040	0,00276	1	115	2,30	2
68–116	0,00034	0,00405	0,16400	1	200	0,90	2
12–117	0,03290	0,14000	0,03580	1	115	21,0	2
75–118	0,01450	0,04810	0,01198	1	115	8,70	2
76–118	0,01640	0,05440	0,01356	1	115	9,80	2

Fonte: (Morquecho *et al.*, 2023)