

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Felipe Nicoletti Lima

**RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO
CONSIDERANDO TARIFAS LOCACIONAIS DOS SISTEMAS DE
TRANSMISSÃO**

Santa Maria, RS
2020

Felipe Nicoletti Lima

**RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO TARIFAS
LOCACIONAIS DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, referente à Área de Concentração em Sistemas de Energia da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), como requisito parcial para a obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Mauricio Sperandio

Santa Maria, RS
2020

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática
da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo autor.

Nicoletti Lima, Felipe
RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO
TARIFAS LOCACIONAIS DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO / Felipe
Nicoletti Lima.- 2020.
96 p.; 30 cm

Orientador: Mauricio Sperandio
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2020

1. Reconfiguração de redes de distribuição 2. Tarifas
de uso do Sistema de Transmissão 3. Metodologia
Heurística I. Sperandio, Mauricio II. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

©2020

Todos os direitos autorais reservados a Felipe Nicoletti Lima. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço: Rua Carlos Pudwel, 40, Bairro Jardim, Ijuí, RS, CEP: 98700-000.

Fone: (0xx)55 33317726; E-mail: felipe.nico@hotmail.com

Felipe Nicoletti Lima

**RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO TARIFAS
LOCACIONAIS DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, na Área de Concentração em Processamento de Energia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 22 de julho de 2020:

Mauricio Sperandio, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)


Maicon Jaderson Silveira Ramos, Dr. (UFRGS)
(videoconferência)

Santa Maria, RS
2020

DEDICATÓRIA

A Deus, minha família e meus amigos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por ter me dado vigor no desenvolvimento deste trabalho, e colocado pessoas excepcionais em minha vida que, de alguma forma, me ajudaram direta ou indiretamente na obtenção dessa conquista.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Mauricio Sperandio, pela confiança em mim depositada, pelos aprendizados proporcionados, pela paciência, dedicação, disponibilidade em todos os momentos que precisei.

Ao meu grande amigo e colega de trabalho, Dr. Moises Machado Santos, que me auxiliou em todos os momentos, incentivando, cobrando, desenvolvendo em conjunto as etapas do conhecimento adquirido, sendo que, pacientemente, não mediu esforços em compartilhar seu conhecimento como especialista na área de pesquisa.

À Universidade Federal de Santa Maria (UFSM) e principalmente ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE), que deu suporte necessário para o desenvolvimento deste trabalho.

À minha esposa Cíntia, pelo incentivo, pela compreensão, pelo auxílio nas atividades durante esta jornada.

À minha filha Alice que, sem sombra de dúvidas, foi o maior presente que Deus me deu, e que me ensina a ser uma pessoa melhor a cada dia.

Ao meu pai Delmir, minha mãe Marilene, pela educação que me proporcionaram ao longo da vida.

Aos meus amigos Tafarel Franco Milke e Luciano Malaquias, pelo auxílio, orientação e incentivo.

Ao meu amigo Marcelo Benetti pelo auxílio e disponibilização de materiais fundamentais para o desenvolvimento do trabalho.

“Cada sonho que você deixa pra trás, é um pedaço do seu futuro que deixa de existir”. Steve Jobs

RESUMO

RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO TARIFAS LOCACIONAIS DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

AUTOR: Felipe Nicoletti Lima
ORIENTADOR: Mauricio Sperandio, Dr.

A reconfiguração de redes de distribuição vem sendo tratada em inúmeros trabalhos científicos, desenvolvendo ou aprimorando algoritmos, utilizando técnicas eficientes para tratar o problema, buscando, principalmente, mitigar: as perdas de energia elétrica nos sistemas de distribuição, os níveis de tensão de atendimento, não descuidando da capacidade dos circuitos alimentadores. Apesar do avanço nas pesquisas, não há referências que tratem do assunto de forma global, ou seja, que considerem outros fatores além dos sistemas de distribuição. Contribuindo para a evolução nos estudos de reconfiguração da distribuição, a partir de uma nova visão, o trabalho busca tratar o problema clássico de reconfiguração frente à otimização do carregamento das subestações de distribuição considerando as tarifas locacionais do sistema de transmissão, e, para isso, foi desenvolvido um algoritmo heurístico. A eficácia do algoritmo de reconfiguração da distribuição foi confirmada através de dois sistemas testes, os IEEE 33 e 69 nós, sendo que em ambos sistemas o algoritmo mostrou-se eficiente, uma vez que apresentou resultados satisfatórios, mitigando os custos relativos às perdas de energia, melhorando os níveis de tensão ao longo da rede e respeitando a capacidade máxima de corrente nos circuitos alimentadores. O diferencial deste trabalho é a consideração de aspectos do sistema de transmissão no problema de reconfiguração, e a metodologia proposta é avaliada a partir da modelagem integrada do sistema teste de distribuição 54 nós ao sistema de transmissão de 4 barras. Os sistemas são modelados com auxílio do software OpenDSS para determinar o fluxo de potência, e o algoritmo que trata da reconfiguração da rede e a alocação de custos de transmissão foi desenvolvido em ambiente do Matlab. Para possibilitar a análise do impacto de eventuais investimentos para elevar marginalmente a capacidade do sistema de transmissão e as respectivas repercussões no problema de reconfiguração do sistema de distribuição, foram criados diferentes cenários de capacidade das linhas de transmissão, apresentando resultados suficientes para concluir a notória eficiência do algoritmo, pois apresentou custos globais (distribuição /transmissão) ínfimos em três cenários, mostrando a sensibilidade das TUSTs no problema de reconfiguração. E quando não houve o incremento marginal de capacidade de linhas de transmissão, não gerando necessidade de expansão da transmissão, efetuou a reconfiguração clássica da distribuição, considerando apenas a minimização dos custos de perdas de energia e de custos de operação e manutenção. No contexto apresentado, a metodologia auxilia na otimização da estrutura existente, evitando investimentos desnecessários tanto no sistema de distribuição quanto no sistema de transmissão, e com isso minimizando diretamente os impactos na tarifa do consumidor final.

Palavras-chave: Reconfiguração de redes de distribuição. Tarifas de uso do Sistema de Transmissão. Metodologia Heurística.

ABSTRACT

DISTRIBUTION NETWORKS RECONFIGURATION CONSIDERING THE TRANSMISSION SYSTEM LOCATIONAL PRICES

AUTOR: Felipe Nicoletti Lima

ORIENTADOR: Mauricio Sperandio, Dr.

The reconfiguration of distribution networks has been addressed in numerous scientific studies, developing or improving algorithms, using efficient techniques to deal with the problem, seeking mainly to mitigate: the loss of electricity in the distribution systems, the service voltage levels, not neglecting capacity of the feeder circuits. Despite advances in research, there are no references that deal with the subject globally, that is, that consider other factors that fall short of distribution systems. Contributing to the evolution in the studies of distribution reconfiguration, from a new perspective, this work seeks to address the classic problem of reconfiguration in the face of the optimization of the loading of distribution substations considering the locational tariffs of the transmission system, and for that, it was developed a heuristic algorithm. The effectiveness of the distribution reconfiguration algorithm was confirmed through two test systems, the IEEE 33 and 69 nodes, where in both systems the algorithm proved to be efficient, since it presented satisfactory results, mitigating the costs related to losses of energy, improving voltage levels throughout the network and respecting the maximum current capacity in the feeder circuits. The differential of this work is the consideration of aspects of the transmission system in the reconfiguration problem, and the proposed methodology is evaluated from the integrated modeling of the 54 nodes distribution test system to a 4 bus transmission system. The systems are modeled with the aid of the OpenDSS software to determine the power flow, and the network reconfiguration and transmission cost allocation algorithms were developed in a Matlab environment. To enable the analysis of the impact of any investments to marginally increase the capacity of the transmission system and the respective repercussions on the problem of reconfiguration of the distribution system, different scenarios of transmission line capacity were created, presenting sufficient results to conclude the notorious efficiency of the algorithm, as it presented very low global costs (distribution / transmission) in three scenarios, showing the sensitivity of the TUSTs in the reconfiguration problem. And when there was not a marginal increase in the capacity of transmission lines, generating no need to expand the transmission, the classic reconfiguration of distribution was obtained, considering only the minimization of energy loss costs and the operation and maintenance costs. In the presented context, the methodology assists in the optimization of the existing structure, avoiding unnecessary investments both in the transmission and distribution systems, and thereby minimizing directly impacts on the final consumer tariff.

Keywords: Reconfiguration of distribution networks. Tariffs for use of the Transmission System. Heuristic Methodology.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Estrutura da nova composição do sistema elétrico brasileiro	31
Figura 2 – Estrutura do sistema de transmissão da região sul do Brasil	33
Figura 3 – Classificação de metodologias da tarifação de sistemas de transmissão	53
Figura 4 – Fluxograma macro da estratégia de solução proposta.....	65
Figura 5 – Fluxograma da fase de busca construtiva (FBC)	66
Figura 6 – Fluxograma da fase de melhoria local (FML).....	68
Figura 7 – Integração entre softwares OpenDSS e Matlab	72
Figura 8 – Sistema de distribuição IEEE 33 nós	73
Figura 9 – Sistema de distribuição IEEE 69 nós	74
Figura 10 – Sistema teste de distribuição 54 nós integrado ao sistema de transmissão 4 barras	77
Figura 11 – Cenário 1 - Resultado da reconfiguração da distribuição considerando EUST	78
Figura 12 – Cenário 1 - Resultado da reconfiguração da distribuição desconsiderando EUST	78
Figura 13 – Cenário 1 (a) Carregamento das subestações e (b) Capacidade de linhas de transmissão	79
Figura 14 – Cenário 1 - Custos globais	80
Figura 15 – Cenários 2 - Resultado após reconfiguração da rede de distribuição considerando EUST	81
Figura 16 – Cenário 2 (a) Carregamento das subestações e (b) Capacidade de linhas de transmissão	82
Figura 17 – Cenário 2 - Custos globais	83
Figura 18 – Cenário 3 - Resultado após reconfiguração da rede de distribuição considerando EUST	84
Figura 19 – Cenário 3 (a) Carregamento das subestações (b) Capacidade de linhas de transmissão	85
Figura 20 – Cenário 3 - Custos globais	86
Figura 21 – Resumo dos custos globais	87

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – Região Metropolitana de POA	33
Tabela 2 – Metodologias utilizadas na reconfiguração de redes de distribuição.....	50
Tabela 3 – Sistema teste IEEE 33 nós - Resultados comparativos	75
Tabela 4 – Sistema teste IEEE 69 nós - Resultados comparativos	75
Tabela 5 – Cenário 1 - MUST e TUST nas subestações de distribuição	79
Tabela 6 – Cenário 2 - MUST e TUST nas subestações de distribuição	82
Tabela 7 – Cenário 3 - MUST e TUST nas subestações de distribuição	84

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica;
CMLP Custo Marginal de Longo Prazo;
COD Centro de Operação da Distribuição;
EUST Encargos de Uso do Sistema de Transmissão;
FBC Fase de Busca Construtiva;
FML Fase de Melhoria Local;
GD Geração Distribuída;
LCM Chaves Candidatas Manobráveis;
LCNS Chaves Não Selecionadas na FBC;
LCS Chaves Abertas em Definitivo na FBC;
MUST Montantes de Uso do Sistema de Transmissão;
PNL Programação Não Linear;
PNLIM Programação Não Linear Inteiro Misto;
PR Pro Rata - Selo Postal;
RAP Receita Anual Permitida;
SDEE Sistema de Distribuição de Energia Elétrica;
SE Subestação de Distribuição;
SEB Sistema Elétrico Brasileiro;
SIN Sistema Interligado Nacional;
TUST Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão;
BBO *Biogeography Based Optimization*;
EBE *Equivalent Bilateral Exchanges* - Intercâmbio Bilateral Equivalente;
FWA *Fireworks Algorithm*;
GA *Genetic Algorithms*;
HSA *Harmony Search Algorithm*;
IEEE *Institute of Electrical and Electronic Engineers*;
L-SHADE *Linear Success-History based Adaptive Differential Evolution*;
Matlab *Matrix Laboratory*;
OpenDSS *Open Distribution System Simulation*;
PSO *Particle Swarm Optimization*;
PS *Proportional Sharing* - Divisões Proporcionais;
PR *Pro Rata* - Selo Postal;
RGA *Refined Genetic Algorithm*;
TCA *Transmission Cost Allocation*;
TS *Tabu Search*.

LISTA DE SÍMBOLOS

- $[A_d^{-1}]_{jk}$ é o elemento (j,k) da matriz inversa de distribuição fluxo abaixo;
- $[A_u^{-1}]_{jk}$ é o elemento (j,k) da matriz inversa de distribuição fluxo acima;
- \bar{S}_{Gi} é o limite máximo de carregamento do gerador i (pu);
- \bar{S}_i é o limite máximo de carregamento da subestação i (pu);
- \bar{S}_{ij} é o limite máximo de carregamento do circuito entre as barras ij ;
- U_l^D é uso da linha l alocada para demandas;
- U_l^{Dk} é o uso da linha l alocada para demanda localizada no barramento k ;
- U_l^G é o uso da linha l alocada para geradores;
- U_l^{Gk} representa o uso da linha l alocada para gerador localizado no barramento k ;
- Δ_{Loss}^{GD} é a variação de perdas de potência real considerando a inserção de geração distribuída;
- Δ_{Loss}^R refere-se à variação das perdas de potência real;
- ΔP_{TL}^R refere-se à proporção de perdas de energia total da rede;
- ΔV_D é o índice de desvio de tensão;
- ΔV_{max} se refere ao limite máximo de desvio de tensão entre a barra 1 e a barra k ;
- η_ω é uma variável auxiliar condicionada ao cenário ω e usada para calcular o valor condicional em risco;
- δ_1 é a constante que transforma as perdas de potência em energia, ao mesmo tempo em que convertem em valor presente os custos anuais em perdas;
- Ω_b é o conjunto de barras do sistema de transmissão e de distribuição;
- Ω_G é o conjunto de geradores;
- Ω_{ld} é o conjunto de ramos do sistema de distribuição;
- Ω_{lt} é o conjunto de ramos do sistema de transmissão;
- Ω_{nl} é o conjunto de todas as linhas do sistema;
- Ω_s é o conjunto de subestações;
- C^{Di} são os custos totais do uso da rede de transmissão alocado às cargas localizado na barra i ;
- C^{Dj} é o custo de uso da transmissão alocados à carga (P_{Dj}) ;
- C_{EUST}^D representa os encargos de uso do sistema de transmissão atribuídos à distribuição (UM);

C_{EUST}^G representa os encargos de uso do sistema de transmissão atribuídos a gerações (UM);

C^{gi} é o custo de uso da transmissão alocado à geração (P_{gi});

C^{Gi} são os custos totais do uso da rede de transmissão alocados aos geradores localizado na barra i ;

$C_{O\&M}$ é o custo de operação e manutenção de subestações (UM);

C_{PERDAS} é o custo de perdas de energia elétrica (UM);

C_{ij} é o custo anual da linha de transmissão do trecho ij ;

C_l é o custo monetário (\$) da linha l ;

C_{loss} é o custo de perda de energia;

C_{pq} é o custo da linha pq ;

C_s é o custo de mudança;

$DG_{penetration}$ é o nível de penetração pretendido de GD;

GD_{ij} representa o intercâmbio de potência bilateral equivalente entre a geração na barra i , e a carga na barra j ;

G_j é a injeção de potência na barra j ;

H_l é o número de horas no intervalo de carga l ;

I_{ij} é a corrente na seção de linha entre as barras i e j ;

I_{ij}^{max} é o limite máximo de corrente na seção de linha entre as barras i e j ;

I_{il} é a corrente na seção de linha entre as barras i e l ;

I_{il}^{max} é o limite máximo de corrente na seção de linha entre as barras i e l ;

$I_{k,k+1,max}$ é o limite máximo de corrente na seção de linha entre as barras k e $k+1$;

$I_{k,k+1}$ é a corrente na seção de linha entre as barras k e $k+1$;

M_k representa a quantidade de ramificações no laço k ;

P_{Gi} é a potência ativa gerada na barra i (pu);

P_{Si} é a potência ativa total demandada na subestação i (pu);

P_{di} é a potência ativa total demandada na barra i (pu);

P_{DG}^l é o somatório das potências oriundas de geração distribuída no intervalo de carga l ;

P_{Di} é a potência ativa consumida pela carga localizada na barra i ;

P_{Dj} é a potência da carga j ;

P_{Dk} é a potência ativa consumida pela barra k ;

P_{GDk} Potência real fornecida pela geração distribuída à barra k ;

$P_{Ger k}$ é a potência ativa gerada na barra k ;
 P_{Gi} é a potência ativa produzida pelo gerador localizado na barra i ;
 P_{Gk} é a injeção de potência do gerador localizado na barra k ;
 P_{IDk} é a injeção de potência da carga localizada na barra k ;
 $P_{Loss,k}$ representa as perdas de energia na barra k ;
 $P_{Loss}(i, i + 1)$ representa a perda de potência no ramo entre as barras i e $i+1$;
 $P'_{Loss}(k, k + 1)$ é a perda de potência em cada seção de rede entre a barra k e $k+1$;
 $P_{T,Loss}$ representa a perda total de energia na rede;
 $P_{T,Loss-B}$ representa as perdas totais de energia do sistema antes da reconfiguração (caso base);
 $P_{T,Loss}^R$ representa as perdas totais do sistema após reconfiguração;
 P_{gi} representa a potência do Gerador i ;
 P_i é a potência real no barramento i ;
 P_{ii} é a injeção de potência na barra i ;
 P_{ij} é o fluxo de potência ativa entre a barra i e a barra j ;
 P_{il} representa a potência ativa no ramo i no intervalo de carga l ;
 P_{jk}^i é o fluxo de potência ativa através da linha jk , referente à injeção de corrente i ;
 P_k é a potência real saindo da barra k ;
 $P_{loss}(i)$ é a perda de energia na seção de rede i ;
 P_{total}^l é a energia fornecida pela subestação;
 Q_{Gi} é a potência reativa gerada na barra i (pu);
 Q_{S_i} é a potência reativa total demandada na subestação i (pu);
 Q_{d_i} é a potência reativa total demandada na barra i (pu);
 Q_i é a perda de potência reativa no barramento i ;
 Q_{ij} é o fluxo de potência reativa no circuito entre as barras ij ;
 Q_{il} representa a potência reativa no ramo i no intervalo de carga l ;
 RP^G é a receita permitida a ser recuperada junto à geração;
 $R_{i,i+1}$ representa a resistência do ramo entre as barras i e $i+1$;
 R_i é a resistência do ramo i ;
 R_{ij} se refere à resistência elétrica da linha ij ;
 S_i é a potência verificada na barra i ;

$S_{k,max}$ é o limite máximo da capacidade do fluxo de potência da seção de rede entre os barramentos k e $k+1$;

S_k é a potência aparente fluindo na seção de rede entre as barras k e $k+1$;

S_{li} é o carregamento verificado na seção de rede li ;

S_{li}^{max} é o limite máximo de carregamento permitido na linha li ;

$TUST_i^D$ é a tarifa de uso da transmissão na subestação de fronteira i entre o sistema de transmissão e distribuição;

T_{jk} é a taxa de custo da linha jk ;

T_l é a taxa de custo da linha l ;

U_i^{max} é a tensão máxima admitida na barra i ;

U_i^{min} representa a tensão mínima admitida na barra i ;

U_{jk} refere-se ao uso da linha jk ;

U_{jk}^{Di} refere-se ao uso da linha jk alocado à barra i que possua cargas;

U_{jk}^{Gi} representa o uso da linha jk alocado à barra i que possua geradores;

U_{jk}^i representa o uso da linha jk , associado à barra i ;

U_l é o uso da linha l ;

U_l^{Dj} refere-se ao uso da linha l pela carga P_{Dj} ;

U_l^{Gi} representa o uso da linha l pela geração do gerador P_{Gi} ;

V_1 é a tensão de referência do sistema verificada no barramento 1 (subestação);

V_{Rating} representa a tensão nominal;

V_i representa a tensão verificada no barramento i ;

V_{il} é a tensão no ramo i no intervalo de carga l ;

V_i^{max} é a tensão máxima admitida na barra i ;

V_i^{min} representa a tensão mínima admitida na barra i ;

V_j é a magnitude de tensão na barra j ;

V_k é a magnitude de tensão no barramento k ;

V_{max} representa o limite mínimo de tensão admitido na barra;

V_{min} representa o limite mínimo de tensão admitido na barra;

X_c representa as configurações candidatas para o primeiro período;

$Y_{j \rightarrow k}$ é a admitância série do circuito equivalente π da linha jk ;

$Y_{j \rightarrow k}^{sh}$ é a admitância *shunt* do circuito equivalente π da linha jk ;

$Y_{t\omega}$ representa a configuração no período de tempo t e o cenário ω ;

Y_ω representa a configuração para o cenário ω ;
 Z_{ji} são os elementos ji da matriz impedância;
 Z_{ki} são os elementos ki da matriz impedância;
 a_{jk}^{i*} refere-se a um parâmetro cuja magnitude fornece uma medida da distância elétrica entre a barra i e a linha jk ;
 c_l é o custo unitário das perdas (UM/kWh);
 c_{vi} é o custo unitário de operação e manutenção de subestações (UM/kVA²);
 f_{pq} é a capacidade da linha pq ;
 k_i representa o estado de comutação (0 ou 1) do ramo i ;
 k_ρ^j é uma constante que mede o impacto sobre todas as linhas, reflexo da injeção na barra ρ , subtraída do efeito provocado pela injeção em uma barra j ;
 l_{ii} representa a injeção de corrente na barra i ;
 n_{bd} é a quantidade de barras do sistema de distribuição;
 n_{bs} é a quantidade de subestações de fronteira entre o sistema de transmissão e de distribuição;
 n_{ij} é a variável binária de decisão que determina se o circuito entre as barras ij está aberto (0) ou fechado (1);
 \underline{v} é o limite inferior admissível de tensão (pu);
 \bar{v} é o limite superior admissível de tensão (pu);
 v_i é a tensão barra i (pu);
 Ψ_D é o conjunto de barras de carga;
 Ψ_G é o conjunto de barras que possuem geradores;
 α_i^d é o conjunto de barras supridas pela barra i ;
 α_i^u é o conjunto de barras que suprem a barra i ;
 β_{pq}^j é o fator de sensibilidade associado à barra j e à linha pq ;
 β_{pq}^ρ é o fator de sensibilidade associado à barra ρ e à linha pq ;
 γ_{ijl} refere-se ao fator de distribuição de mudança de geração, sendo esse parâmetro que define a sensibilidade do fluxo de potência através da linha l , respeitando a injeção de potência na barra i , fixando como referência a barra j ;
 δ_o é o fator utilizado para converter em valor presente os custos anuais de operação e manutenção;
 δ_{vp} é o fator de conversão em valor presente de custos anuais;

ξ_{ij} é a variável incremental variável de déficits de capacidade de linha de transmissão ij existente;

π_{ij} refere-se ao custo marginal de expansão da linha de transmissão do trecho ij ;

π_j é o custo nodal da barra j ;

π_ρ representa o custo nodal da barra ρ ;

$\pi_{\rho D}$ representa os custos totais do uso da rede de transmissão alocado às cargas;

$\pi_{\rho G}$ representa os custos totais do uso da rede de transmissão alocado aos geradores;

π_ω é a probabilidade do cenário de consumo líquido ω ;

ϕ_l é o fator de perdas típico anual;

h é o horizonte de estudo (anos);

\Re é a parte real do número complexo;

Ω é o conjunto de linhas da rede;

$P1$ é a penalidade por violação da capacidade das subestações;

$P2$ é a penalidade por violação da capacidade dos circuitos de distribuição;

$P3$ é a penalidade por violação dos limites de tensão;

RP é o custo de recompensa ou penalidade;

α é o grau de confiança estipulada pelo centro de operações;

β é utilizado para estabelecer a aversão ao risco pelo centro de operações da distribuição;

ζ é a variável auxiliar usada para o cálculo do valor condicional de risco;

τ é a taxa de atratividade (%);

ω é o índice de cenários, iniciando em 1 à N_Ω .

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	31
1.1	Justificativa e Motivação.....	34
1.2	Objetivos	35
1.3	Organização da Dissertação	36
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	37
2.1	Formulações Matemáticas.....	37
2.2	Técnicas de Solução	42
2.2.1	Metodologias Clássicas	43
2.2.2	Metodologias Heurísticas.....	44
2.2.3	Metodologias Metaheurísticas	47
2.3	Síntese da Investigação Bibliográfica	50
3	TARIFAS DO USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO.....	53
3.1	Principais Metodologias Para Alocação de Custos de Transmissão	53
3.1.1	Método Selo Postal	54
3.1.2	Método de Divisão Proporcional	55
3.1.3	Método Intercâmbio Bilateral Equivalente	55
3.1.4	Método Zbus	57
3.1.5	Método Nodal.....	59
3.2	Conclusão do Capítulo	60
4	METODOLOGIA	61
4.1	Formulação do Problema	61
4.2	Estratégias de Solução.....	64
4.2.1	Etapa 1 - Reconfiguração	66
4.2.2	Etapa 2 – Redistribuição de Geração	69
4.2.3	Etapa 3 – Alocação de custos da transmissão	71
4.3	Ferramentas de Software Utilizadas.....	71
4.4	Conclusão do Capítulo	72
5	RESULTADOS OBTIDOS	73
5.1	Validação da Metodologia de Reconfiguração.....	73
5.2	Reconfiguração Considerando os Custos Locacionais do Sistema de Transmissão.....	76
5.2.1	Cenário 1 – Restrição de capacidade da linha LT-13	77
5.2.2	Cenário 2 - Restrição de capacidade da linha LT-24.....	81
5.2.3	Cenário 3 – Restrição de capacidade da linha LT-14	84
5.2.4	Cenários 4 e 5 - Restrição de capacidade da linha LT-21 e LT-43	86

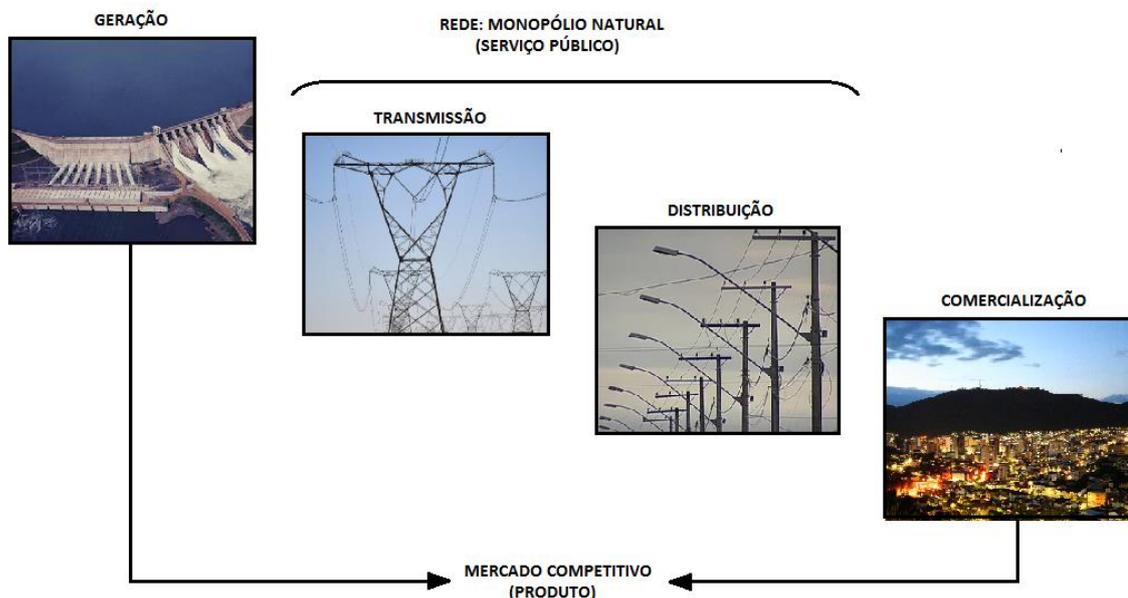
5.2.5	Comparação dos custos globais	86
5.3	Conclusão do Capítulo.....	87
6	CONCLUSÃO	89
6.1	TRABALHOS FUTUROS	90
	REFERÊNCIAS	91
	ANEXO A – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA IEEE 33 NÓS.....	97
	ANEXO B – DADOS DE LINHAS E CARGAS DO SISTEMA IEEE 33 NÓS	99
	ANEXO C – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA IEEE 69 NÓS	101
	ANEXO D – DADOS DE LINHAS E CARGAS DO SISTEMA IEEE 69 NÓS	103
	ANEXO E – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA 54 NÓS	105
	ANEXO F – DADOS DE BARRA DO SISTEMA 54 NÓS	107
	ANEXO G – DADOS DE LINHA DO SISTEMA 54 NÓS	109
	ANEXO H – CAPACIDADE DE CONDUTOR, DADOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS UTILIZADOS	111

1 INTRODUÇÃO

Os setores produtivos em sua totalidade estão sujeitos a mudanças, sejam para melhorar a qualidade do produto ou para torná-lo com preços mais atrativos, e não diferente disso é o que vem ocorrendo no setor elétrico, desde sua concepção. A reestruturação do setor elétrico, ocorrida na década de 1990 no Reino Unido, Chile, Noruega e Brasil, mostra uma dessas mudanças. Desmistificando conceitos adotados até então, em que a eletricidade não poderia ser comercializada distinta do seu transporte, houve a inclusão da comercialização de energia no setor (DA SILVA, 2001) (EL HAGE, 2011) (SILVA 2001).

A mudança no cenário alterou a estrutura para uma nova composição do sistema elétrico, mostrada na Figura 1, incentivando a competição dos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica, incluindo uma forte participação da iniciativa privada (ZHANG, 2010) (EL HAGE, 2011).

Figura 1 – Estrutura da nova composição do sistema elétrico brasileiro



Fonte: *EL HAGE, 2011*

Paralelo às mudanças ocorridas na estrutura do setor elétrico, foi necessária a criação de mecanismos econômicos que precifiquem os sistemas de transmissão, nesse caso as Tarifas do Uso do Sistema de Transmissão (TUST) determinadas a cada ponto de conexão (geração ou carga). As TUST foram definidas de forma a proporcionar o retorno da Receita Anual Permitida (RAP) aos agentes de transmissão. Em (ANEEL, 2015) há a seguinte definição para RAP:

“A Receita Anual Permitida (RAP) é a remuneração que as transmissoras recebem pela prestação o serviço público de transmissão aos usuários”.

O principal retorno de investimentos efetuados pelos sistemas de transmissão se dá através da fatura de energia emitida pela distribuidora aos seus consumidores, pois na tarifa de energia da distribuição há uma separação em parcela A e parcela B, sendo a parcela A não gerenciável pela distribuidora (composta por custos de aquisição, transporte e encargos setoriais), e a parcela B estando diretamente ligada ao gerenciamento da distribuidora (energia consumida mais as perdas técnicas e não técnicas). Devido à percepção da parcela A, os efeitos do aumento ou diminuição da RAP nos sistemas de transmissão são percebidos pelos consumidores conectados aos sistemas de distribuição de energia elétrica - SDEE.

As distribuidoras prezam pela otimização de suas atividades, principalmente através da utilização dos ativos existentes, tornando seus sistemas elétricos mais confiáveis e com perdas de energia menos expressivas, evitando investimentos desnecessários e, por consequência, desonerando a tarifa que impacta diretamente na satisfação de seus consumidores. Há uma vasta bibliografia tratando da mitigação das perdas de energia na distribuição através da reconfiguração de suas redes, porém não há estudos que integrem, ao problema de reconfiguração, aspectos dos sistemas de transmissão. Diante do exposto, este trabalho tratará da reconfiguração das redes de distribuição considerando as tarifas locacionais do sistema de transmissão.

De vários exemplos que instigam o presente estudo, um deles pode ser visto na Figura 2, onde na estrutura de transmissão da região sul, há algumas distribuidoras que possuem mais de um ponto de conexão com a transmissão, isso em distâncias geográficas pequenas, proporcionando possíveis reconfigurações de suas redes de distribuição, analisando os custos de TUST despendidos das diversas barras de conexão com o sistema de transmissão que possuem.

Em ANEEL 2019 são publicados os valores anuais de TUST. Verificando as TUST aplicáveis às distribuidoras de energia, pode-se observar a variância nos custos das TUST das diversas barras do SIN (Sistema Interligado Nacional); seguindo o exemplo apresentado na Figura 2, verificam-se que cada ponto representado se refere a uma barra de conexão com a transmissão, de uma distribuidora que abrange a área metropolitana de Porto Alegre, sendo esses valores apresentados na Tabela 1.

Figura 2 – Estrutura do sistema de transmissão da região sul do Brasil



Fonte: ONS, 2019.

Tabela 1 – Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – Região Metropolitana de POA

BARRA DE CONEXÃO	TUST-RB (R\$/kW.mês)			TUST-FR (R\$/kW.mês)		
	Ponta	Fora Ponta	MÉDIA	Ponta	Fora Ponta	MÉDIA
PORTO ALEGRE 8 - 69	4,189	4,487	4,3380	0,655	0,655	0,655
PORTO ALEGRE 9 - 69	4,190	4,492	4,3410	0	0	0
PORTO ALEGRE 6 - 13,8	4,381	4,695	4,5380	0,411	0,411	0,411
PORTO ALEGRE 6 - 69	4,418	4,737	4,5775	0	0	0
PORTO ALEGRE 10 - 13,8	4,527	4,871	4,6990	1,640	1,640	1,640
PORTO ALEGRE 10 - 69	4,462	4,790	4,6260	0	0	0
PORTO ALEGRE 13 - 13,8	4,503	4,824	4,6635	1,530	1,530	1,530
PORTO ALEGRE 4 - 13,8	4,397	4,734	4,5655	1,120	1,120	1,120
VIAMAO 3 - 69	4,330	4,634	4,4820	0,379	0,379	0,379
RESTINGA - 69	4,463	4,781	4,6220	0,757	0,757	0,757

Fonte: ANEEL, 2019.

Considerando as mudanças históricas apresentadas, a busca por melhores resultados na eficiência dos sistemas elétricos de potência, e, o principal, a redução de custos, força uma visão periférica do sistema elétrico, ou seja, uma abordagem que quebre paradigmas, por isso, neste

trabalho instiga-se uma nova técnica para tratar o problema de reconfiguração de redes de distribuição, onde para a resolução do problema há uma quebra de barreiras através da integração do sistema de distribuição com o sistema de transmissão.

1.1 JUSTIFICATIVA E MOTIVAÇÃO

O problema de reconfiguração em redes de distribuição é tratado desde o século passado; no que se sabe, a primeira vez foi evidenciada em Merlin e Back (1975). A partir de então, houve uma explosão na quantidade de investigações de reconfiguração de redes, apresentadas das mais diversas técnicas, divididas em três grandes grupos: metodologias clássicas, heurísticas e metaheurísticas.

Dentre os trabalhos, estiveram presentes, os objetivos de minimizar as perdas, mantendo a radialidade da rede, incrementando ao problema as restrições relativas aos limites de tensão e a capacidade dos condutores. Outros objetivos também foram tratados, mas esses pontuais a alguns trabalhos foram: o melhoramento nos níveis de confiabilidade, a maximização dos níveis de tensão, a diminuição do carregamento dos circuitos alimentadores e o melhoramento no balanceamento de cargas.

A estrutura atual do setor elétrico geralmente é delimitada por quatro atividades: geração, transmissão, comercialização e distribuição, onde cada um dos segmentos possui planejamentos distintos, havendo pouca comunicação além da sua área de atuação. Diante desse cenário, alguns aspectos são desconsiderados nesses planejamentos, um exemplo é a não consideração de sinais locais dos sistemas de transmissão no planejamento dos sistemas de distribuição.

Alguns trabalhos apresentam aspectos dos sistemas de transmissão no planejamento dos sistemas de distribuição; Bernardon et al. (2010) elaboraram uma metodologia para reduzir perdas de Energia sistêmicas (distribuição/transmissão) e minimizar o número de clientes interrompidos. Também, os pioneiros no planejamento da expansão dos sistemas de distribuição considerando os sinais econômicos locais da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), Santos, Abaide e Sperandio (2015) avaliaram a expansão do sistema de distribuição considerando a redução dos custos globais (distribuição/transmissão).

A fim de contribuir para o desenvolvimento de novas ideias de planejamento do setor elétrico, idealizando uma tratativa global, é proposto neste trabalho o desenvolvimento de uma metodologia de reconfiguração de sistemas de distribuição que considera as TUSTs ao problema, assunto esse que não é considerado na bibliografia especializada pesquisada,

surgindo um nicho ainda inexplorado, e importante para tornar os sistemas mais eficientes, evitando investimentos desnecessários. Apesar de se tratar de estudos iniciais, sabe-se do grande desafio do tema, considerando que tratar apenas da reconfiguração clássica já é um trabalho complexo, e incluir mais variáveis ao problema torna ainda mais complexa a tarefa. Apesar disso, o assunto instiga, pois não há dados concretos da integração das TUSTs ao problema de reconfiguração da distribuição.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver uma metodologia de reconfiguração de redes de distribuição que busque mitigar custos globais, evitando investimentos desnecessários pelas distribuidoras de energia elétrica, através da otimização dos ativos existentes, diminuindo as perdas de energia, e mitigando os encargos de transmissão, evitando possíveis transgressões de tensão e capacidade de corrente nos circuitos alimentadores da rede.

Para atingir o objetivo geral, foi necessário o desenvolvimento de estratégias norteadas por objetivos específicos, sendo eles:

- realizar uma revisão bibliográfica ampla sobre modelagem matemática do problema de reconfiguração de redes de distribuição, bem como técnicas de solução;
- investigar técnicas clássicas de alocação de custos da transmissão;
- elaborar uma metodologia robusta de reconfiguração de redes de distribuição integrada ao sistema de transmissão;
- desenvolver uma estratégia de solução do problema de reconfiguração de SDEEs integrado ao sistema de transmissão formada por três etapas fundamentais: reconfiguração de SDEEs; redistribuição de geração; e a alocação de custos de transmissão.
- realizar estudos computacionais para validar a metodologia de reconfiguração (desconsiderando os sinais econômicos das tarifas de transmissão) a partir de estudos comparativos reportando-se a resultados consolidados na literatura especializada e apresentar os resultados da reconfiguração de SDEEs, integrado ao sistema de transmissão.

1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

A dissertação está estruturada em seis capítulos, seguindo a seguinte organização:

Capítulo 2: este capítulo trata da revisão bibliográfica, denotando as modelagens matemáticas utilizadas e técnicas de solução pelos autores, investigando as principais metodologias adotadas nos últimos anos, esclarecendo suas características (função, objetivos e restrições) e os resultados obtidos, e finalizando com uma síntese do capítulo;

Capítulo 3: neste capítulo é efetuada uma investigação das principais técnicas de alocação de custos dos sistemas de transmissão, apresentando uma introdução sintetizada, bem como os desenvolvimentos matemáticos de cada método referenciados na bibliografia especializada;

Capítulo 4: apresenta a metodologia desenvolvida para reconfiguração de redes de distribuição, considerando os sinais locais do sistema de transmissão, denotando as estratégias adotadas, formulações matemáticas e softwares utilizados;

Capítulo 5: apresenta inicialmente a validação da metodologia de reconfiguração clássica, através de seu desenvolvimento em dois sistemas testes IEEE 33 e 69 nós. Aplica a metodologia proposta em um sistema de distribuição 54 nós, conectado e alimentado por um sistema de transmissão de 4 barras; finalizando, apresenta e analisa os resultados obtidos;

Capítulo 6: explana as principais conclusões obtidas no decorrer do trabalho, esclarecendo os principais aspectos e contribuições apresentados na metodologia, sugerindo inclusive assuntos para desenvolvimento de trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo é dedicado a apresentar o resultado da investigação bibliográfica dos principais trabalhos de reconfiguração de redes de distribuição, encontrados na literatura especializada. Esses resultados encontram-se sintetizados e estruturados em termos de: formulações matemáticas do problema de reconfiguração e de técnicas de solução. No âmbito da formulação matemática, a investigação da bibliografia é dividida em abordagens lineares e não lineares, assim como aos arranjos de funções objetivos e de restrições propostas pela academia. No tocante à solução do problema de reconfiguração, sintetizam-se as pesquisas em termos de técnicas de otimização matemática clássica, heurísticas e metaheurísticas.

2.1 FORMULAÇÕES MATEMÁTICAS

Na literatura especializada, o problema de reconfiguração de redes elétricas de distribuição tem sido formulado por meio de modelos não lineares e de modelos linearizados, apresentando diversas propostas de função de objetivo e restrições. Para exemplificar algumas formas de resolver o problema de reconfiguração em redes de distribuição, são apresentadas a seguir bibliografias com as principais formulações que estruturaram o desenvolvimento do trabalho.

Rao et al. (2013) propõem um modelo não linear, cuja função objetivo consiste em maximizar as reduções de perdas elétricas através da reconfiguração e alocação de geração distribuída ao longo da rede. As restrições consideradas no problema, são: a capacidade de condutores, os limites de tensão, o balanço de potência e de radialidade da rede.

$$\text{Maximizar } f = (\Delta_{Loss}^R + \Delta_{Loss}^{GD}) \quad (1)$$

$$s. a. V_{min} \leq |V_k| \leq V_{max} \quad (2)$$

$$|I_{k,k+1}| \leq |I_{k,k+1,max}| \quad (3)$$

$$\sum_{k=1}^n P_{GDk} \leq \sum_{k=1}^n (P_k + P_{Loss,k}) \quad (4)$$

$$\det(A) = 1 \text{ ou } -1 \text{ (radial)} \quad (5)$$

$$\det(A) = 0 \text{ (n\~{a}o radial)} \quad (6)$$

Sendo que ΔP_{Loss}^R refere-se à variaç~{a}o das perdas de pot~{e}ncia real; ΔP_{Loss}^{GD} é a variaç~{a}o de perdas de pot~{e}ncia real considerando a inserç~{a}o de geraç~{a}o distribuída; V_k refere-se à tens~{a}o na barra k ; V_{min} refere-se à tens~{a}o mínima no barramento k ; V_{max} refere-se à tens~{a}o máxíma no barramento k ; $I_{k,k+1}$ é a corrente na seç~{a}o de linha entre as barras k e $k+1$; $I_{k,k+1,max}$ é o limite máxímo de corrente na seç~{a}o de linha entre as barras k e $k+1$; P_{GDk} é a pot~{e}ncia real fornecida pela geraç~{a}o distribuída à barra k ; P_k é a pot~{e}ncia real saindo da barra k ; $P_{Loss,k}$ representa as perdas de energia na barra k .

Imran e Kowsalya (2014) prop~{o}em uma nova metaheurística denominada *Fireworks Algorithm* (FWA) para resolver o problema de reconfiguraç~{a}o de redes de distribuಿç~{a}o, objetivando melhores configuraç~{a}oes para minimizar as perdas elétricas e os perfis de tens~{a}o do sistema.

$$\Delta P_{TL}^R = \frac{P_{T,Loss}^R}{P_{T,Loss-B}} \quad (7)$$

$$\Delta V_D = \frac{(V_1 - V_k)}{V_1} \quad \forall k = 1, 2, \dots, n_t \quad (8)$$

$$\text{Minimize } F = (\Delta P_{TL}^R + \Delta V_D) \quad (9)$$

$$\text{subjected to } |V_1 - V_k| \leq \Delta V_{max} \quad (10)$$

$$|S_k| \leq |S_{k,max}| \quad (11)$$

Sendo que ΔP_{TL}^R refere-se à proporç~{a}o de perdas de energia total da rede; $P_{T,Loss}^R$ refere-se às perdas totais do sistema após reconfiguraç~{a}o; $P_{T,Loss-B}$ são as perdas totais de energia do sistema antes da reconfiguraç~{a}o (caso base); ΔV_D é o índice de desvio de tens~{a}o; V_1 é a de tens~{a}o de refer~{e}ncia do sistema verificada no barramento 1 (subestaç~{a}o); V_k é a magnitude de tens~{a}o no barramento k ; ΔV_{max} refere-se ao limite máxímo de desvio de tens~{a}o entre a barra 1 e a barra k ; S_k é a pot~{e}ncia aparente fluindo na seç~{a}o de rede entre as barras k e $k+1$; $S_{k,max}$ é o limite máxímo da capacidade do fluxo de pot~{e}ncia da seç~{a}o de rede entre os barramentos k e $k+1$.

Kouzou e Mohammadi (2015) trabalham com um modelo não linear, com a função objetivo de minimizar as perdas de potência, com restrições nos limites máximos e mínimos de tensão, na capacidade de potência nas linhas e mantendo a radialidade do sistema de distribuição. Estes autores ainda comentam que são efetuados testes para garantir a radialidade do sistema, garantem que nenhuma carga ficará desconectada, e que não haverá laços fechados no sistema.

$$P_{loss}(i) = r_i \cdot \left(\frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \right) \quad (12)$$

$$\text{Minimizar } F = P_{loss} = \sum_{i=2}^{N_{bus}} P_{loss}(i) \quad (13)$$

$$s. a. V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad , i = 2, 3, \dots, N_{bus} \quad (14)$$

$$|S_{li}| \leq S_{li}^{max} \quad , i = 2, 3, \dots, N_{bus} \quad (15)$$

Em que $P_{loss}(i)$ é a perda de energia na seção de rede i ; P_i representa as perdas de potência real na seção de rede i ; Q_i representam as perdas de potência reativa na seção de rede i ; V_i^{min} representa a tensão mínima admitida na barra i ; V_i representa a tensão verificada na barra i ; V_i^{max} é a tensão máxima admitida na barra i ; S_{li} é o carregamento verificado na seção de rede li ; S_{li}^{max} é o limite máximo de carregamento permitido na linha li .

Em (LARIMI, HAGHIFAM E MORADKHANI, 2016), é utilizada uma metodologia para reconfiguração, com três objetivos: redução dos custos de perdas; redução dos custos de chaveamento; e redução dos custos com penalidades para melhoria da confiabilidade.

$$\text{Minimise } Y_{t\omega, \varsigma, n_\omega} \quad (16)$$

$$(1 - \beta) \left\{ C_{loss}(X_c) + C_s(X_c) + \sum_{\omega=1}^{N_\Omega} \pi_\omega \sum_{t=1}^{N_T} \{C_{loss}(Y_{t\omega}) + C_s(Y_{t\omega}) + RP(Y_\omega)\} \right\} + \beta \left(\varsigma + \frac{1}{1 - \alpha} \sum_{\omega=1}^{N_\Omega} \pi_\omega n_\omega \right) \quad (17)$$

$$s. a. V_{min} \leq |V_k| \leq V_{max} \quad (18)$$

$$|I_{k,k+1}| \leq |I_{k,k+1,max}| \quad (19)$$

Sendo que C_{loss} é o custo de perda de energia; X_c representa as configurações candidatas para o primeiro período; C_s é o custo de mudança; π_ω é a probabilidade do cenário de consumo líquido ω ; ω é o índice de cenários, iniciando em 1 a N_Ω ; $Y_{t\omega}$ representa a configuração no período de tempo t e o cenário ω ; RP é o custo de recompensa ou penalidade; Y_ω representa a configuração para o cenário ω ; β é utilizado para estabelecer a aversão ao risco pelo centro de operações da distribuição; ζ é a variável auxiliar usada para o cálculo do valor condicional de risco; α é o grau de confiança estipulada pelo centro de operações; η_ω é uma variável auxiliar condicionada ao cenário ω e usada para calcular o valor condicional em risco; V_{min} representa o limite mínimo de tensão admitido na barra; V_k é a tensão verificada na barra k ; V_{max} representa o limite máximo de tensão admitido na barra; $I_{k,k+1}$ é a corrente na seção de linha entre as barras k e $k+1$; $I_{k,k+1,max}$ é o limite máximo de corrente na seção de linha entre as barras k e $k+1$.

Biswas et al. (2017) tratam a reconfiguração da distribuição como um modelo não linear, com função objetivo de minimizar as perdas elétricas e a alocação de geração distribuída. As restrições são relacionadas a: limites de tensão, capacidade de condução dos condutores e radialidade; porém, não especificam na formulação apresentada como a radialidade do sistema é mantida.

$$P_{Loss}(k, k + 1) = R_k \cdot \left(\frac{P_k^2 + Q_k^2}{|V_k|^2} \right) \quad (20)$$

$$\text{Minimizar } P_{T,Loss} = \sum_{k=1}^n P'_{Loss}(k, k + 1) \quad (21)$$

$$s. a. V_{min} \leq |V_k| \leq V_{max} \quad (22)$$

$$|I_{k,k+1}| \leq |I_{k,k+1,max}| \quad (23)$$

Onde $P_{T,Loss}$ representa a perda total de energia na rede; $P'_{Loss}(k, k + 1)$ é a perda de potência em cada seção de rede entre a barra k e $k+1$; V_{min} representa a tensão mínima admitida;

V_k representa a tensão verificada na barra k ; V_{max} é a tensão máxima admitida; $I_{k,k+1}$ é a corrente na seção de linha entre as barras k e $k+1$; $I_{k,k+1,max}$ é o limite máximo de corrente na seção de linha entre as barras k e $k+1$.

Esmaeilian (2015) desenvolve um modelo para a resolução do problema de reconfiguração de redes de distribuição, objetivando minimizar as perdas de potência, simultânea à alocação de geração distribuída (GD), prevendo restrições de tensão (mínimo e máximo), capacidade de condução de corrente nos condutores, potência máxima de inserção de GD e radialidade.

$$F = \min \left(\sum_{l=1}^L \left(\sum_{i=1}^{n_b} k_i \times R_i \times \frac{P_{il}^2 + Q_{il}^2}{V_{il}^2} \right) \times H_l \right) \quad (24)$$

$$s. a. \quad |V_i^{min}| \leq V_i \leq |V_i^{max}| \quad (25)$$

$$|I_{il}| \leq |I_{il}^{max}| \quad (26)$$

$$P_{DG}^l \leq DG_{penetration} \times P_{total}^l \quad (27)$$

Sendo que k_i representa o estado de comutação (0 ou 1) do ramo i ; R_i é a resistência do ramo i ; P_{il} representa a potência ativa no ramo i no intervalo de carga l ; Q_{il} representa a potência reativa no ramo i no intervalo de carga l ; V_{il} é a tensão no ramo i no intervalo de carga l ; H_l é o número de horas no intervalo de carga l ; V_i^{min} representa a tensão mínima admitida na barra i ; V_i representa a tensão verificada entre as barra i e l ; V_i^{max} é a tensão máxima admitida na barra; I_{il} é a corrente na seção de linha entre as barras i e l ; I_{il}^{max} é o limite máximo de corrente na seção de linha entre as barras i e l ; P_{DG}^l é o somatório das potências oriundas da geração distribuída no intervalo de carga l ; $DG_{penetration}$ é o nível de penetração pretendido de GD; P_{total}^l é a energia fornecida pela subestação.

Heidari (2017) apresentou uma solução para o problema de reconfiguração com um modelo não linear, objetivando minimizar as perdas elétricas e os desvios de tensão nos barramentos. Foram consideradas as restrições de tensão mínima e máxima, e a capacidade de corrente nos condutores. As restrições são relacionadas a: limites de tensão, capacidade de condução dos condutores e radialidade. O trabalho não especifica, na formulação apresentada, aspectos de como a radialidade do sistema é mantida.

$$P_{Loss}(i, i + 1) = R_{i,i+1} \cdot \left(\frac{P_i^2 + Q_i^2}{|V_i|^2} \right) \quad (28)$$

$$f_1 = \sum_{i=1}^n P_{Loss}(i, i + 1) \quad (29)$$

$$F_1(X) = \min(f_1) \quad (30)$$

$$f_2 = \sum_{i=1}^N \frac{|V_{Rating} - V_i|}{V_{Rating}} \quad (31)$$

$$F_2(X) = \min(f_2) \quad (32)$$

$$s. a. U_i^{min} \leq U_i \leq U_i^{max} \quad (33)$$

$$0,9U_i \leq U_i \leq 1,1U_i \quad (34)$$

$$I_{ij} \leq I_{ij}^{max} \quad (35)$$

$$\sum_{k=1}^{M_k} |S_i| \leq M_k - 1 \quad (36)$$

Considerando que $P_{Loss}(i, i + 1)$ representa a perda de potência no ramo entre as barras i e $i+1$; $R_{i,i+1}$ representa a resistência do ramo entre as barras i e $i+1$; P_i é a potência real no barramento i ; Q_i é a perda de potência reativa no barramento i ; V_i representa a tensão verificada no barramento i ; V_{Rating} representa a tensão nominal; U_i^{min} representa a tensão mínima admitida na barra i ; U_i^{max} é a tensão máxima admitida na barra i ; I_{ij} é a corrente na seção de linha entre as barras i e j ; I_{ij}^{max} é o limite máximo de corrente na seção de linha entre as barras i e j ; S_i é a potência verificada na barra i ; M_k representa a quantidade de ramificações no laço k .

2.2 TÉCNICAS DE SOLUÇÃO

O problema da reconfiguração de redes de distribuição vem sendo abordado através de modelos lineares e não lineares, observando um desempenho melhor quando aplicados os

modelos não lineares para a resolução de problemas de grande porte e expressiva complexidade (BABU et al., 2010). Diversas técnicas são propostas para tratar os problemas de reconfiguração, as quais são divididas em três principais grupos de técnicas de otimização: clássicas, heurísticas e metaheurísticas.

2.2.1 Metodologias Clássicas

As metodologias clássicas, provenientes de técnicas de programação matemática, são aconselháveis apenas para sistemas de pequeno porte; assim, são poucas as bibliografias que se aventuraram nessa metodologia.

Merlin e Back (1975) propuseram o que é considerado o primeiro estudo para a resolução de problemas de reconfiguração de redes de distribuição para minimizar perdas elétricas. Através do método de programação inteira *Branch and Bound*, o trabalho objetivou a redução das perdas totais mantendo a radialidade do sistema.

Em (GLAMOCANIN, 1990) a resolução do problema de reconfiguração se dá a partir da linearização das perdas, obtendo uma configuração inicial radial, e, a partir disso, é utilizado o método *Simplex* para resolver o problema de transporte com uma função de custos quadráticos, incluídas a esse problema algumas modificações, como limites de tensão e corrente. A metodologia foi aplicada em um sistema 10 nós, sendo que, segundo os autores, foi capaz de encontrar a solução ótima para o problema.

Sarma e Prakasa Rao (1995) apresentaram um novo método para a reconfiguração de redes de distribuição radiais, através de uma programação inteira binária, buscando minimizar as perdas de energia do sistema através de múltiplos chaveamentos simultâneos. O método proposto foi testado em um sistema 23 nós, e verificou uma redução global nas perdas de energia, representando uma diminuição na corrente do sistema de 66 ampères para 41 ampères.

Abur (1996) expôs um novo olhar sobre a metodologia de programação linear *simplex*, apresentada por Glamocanin (1990). A principal contribuição está relacionada à radialidade do sistema, ou seja, preocupou-se em manter configurações radiais enquanto resolve o problema de fluxo de custo mínimo. A função objetivo para esse problema foi a minimização de perdas, mantendo a radialidade do sistema e inserindo restrições de capacidade. O algoritmo proposto foi testado em um sistema 16 nós, onde foram analisados dois casos, o primeiro desconsiderando a restrição e o segundo com a restrição de capacidade incluída ao problema, obtendo-se resultados adequados para ambos os casos.

2.2.2 Metodologias Heurísticas

As metodologias heurísticas caracterizam-se como um procedimento, geralmente, iterativo, sendo que, através de estratégias definidas por especialista, oferecem bons resultados para problemas de grande complexidade. Os algoritmos heurísticos diferem-se pela escolha da barra inicial para iniciar a construção da rede, a caracterização dos pontos próximos e os critérios utilizados para a escolha do melhor ponto a ser conectada. Por se tratar de uma fundamentação de senso comum, e construção baseada em especialistas, os métodos heurísticos geralmente são utilizados para a resolução de problemas específicos.

Gomes et al. (2005) desenvolveram uma metodologia para reconfiguração em larga escala, em dois estágios. No primeiro estágio, uma heurística destrutiva considera inicialmente todo o sistema malhado, e a partir de então, efetua as aberturas baseadas em um cálculo de perdas de potência sistêmicas mínimas, até tornar o sistema radial. No segundo estágio, busca-se melhorar a solução encontrada através de uma técnica de troca de ramos, objetivando mínimas perdas sistêmicas. A metodologia é testada em três sistemas. Dois sistemas testes IEEE (16 e 33 nós) e um sistema real, composto por dois alimentadores, totalizando 476 nós. Os autores se referem aos resultados antes e após o processo de reconfiguração, apresentando configurações eficientes, minimizando as perdas de potência globais dos sistemas analisados.

Em (DAS, 2006) é apresentado, um algoritmo baseado na heurística de lógica difusa, do inglês *Fuzzy Logic*, para reconfiguração de redes de distribuição. Seus objetivos são: minimizar as perdas de energia; minimizar os desvios de tensão; minimizar a violação do carregamento máximo dos circuitos alimentadores; e melhorar o balanceamento das cargas nos circuitos alimentadores, respeitando a radialidade do sistema. O método é testado em um sistema 70 nós, alimentado por duas subestações. Nos resultados apresentados, após reconfiguração da rede, fica claro uma melhora significativa quando comparado com a configuração inicial. Um ponto negativo do trabalho foi a não validação da metodologia através da aplicação do método proposto em sistemas testes IEEE, ou seja, não comparando os valores obtidos com outros trabalhos da literatura e com seus resultados já validados.

Seguindo na mesma linha da pesquisa anterior de reconfiguração de redes de distribuição, baseada em heurística com uma abordagem *Fuzzy* multiobjetivos, Savier e Das (2007) desenvolveram um trabalho para minimizar as perdas de energia, garantindo os níveis de tensão dentro da faixa considerada adequada, não excedendo a capacidade nominal nos circuitos alimentadores e mantendo a radialidade do sistema analisado. Diferente de Das (2006), com relação à validação do método, os autores utilizaram o sistema teste IEEE 69 nós,

disponibilizando todos os dados do sistema teste, facilitando a compreensão dos valores obtidos. Como resultado do trabalho, apresentaram valores obtidos quando o sistema está com sua configuração inicial/original, e após a reconfiguração, apresentando inclusive os melhores resultados de perdas de energia em todo o sistema, e o valor mínimo de tensão verificado. Em uma análise geral, a reconfiguração da rede apresenta ótimos resultados no que se refere a perdas de energia, enquanto que, em uma análise em todos os ramos, verifica-se que na maioria há resultados positivos, porém em alguns há resultados negativos, havendo um aumento nas perdas de potência, penalizando parte da rede e demonstrando, assim, a complexidade que há no trabalho de reconfiguração de redes.

Bernardon et al. (2010) apresentam uma metodologia multicriterial *Fuzzi* para tratar o problema de reconfiguração da distribuição, considerando os objetivos de minimizar as perdas de energia sistêmicas (distribuição e subtransmissão), e a minimização no número de interrupções à clientes por ano. As restrições adotadas para a solução do problema foram o respeito à radialidade da rede, aos limites de corrente da rede e aos limites de mínimos e máximos de tensão. A metodologia foi testada em um sistema teste 96 nós e 28 chaves, e no estudo de caso de uma rede de distribuição com 2 subestações, 5 alimentadores, 922 nós, 99 chaves normalmente fechadas e 15 chaves de interligação. Os autores apresentaram os resultados obtidos referentes, às perdas de energia e o número de clientes interrompidos por ano, quando considerada apenas a reconfiguração da distribuição, e quando considerada a subtransmissão ao problema. As principais conclusões foram de que os resultados obtidos, quando considerada a subtransmissão no problema de reconfiguração foram os melhores resultados globais, permitindo confirmar a importância de efetuar uma análise global (distribuição/transmissão).

Farahani, Vahidi e Abyaneh (2012) elaboraram um algoritmo *Branch Exchange* para reconfiguração de redes de distribuição radiais, considerando simultaneamente a alocação de bancos capacitores. Nesse caso, foi utilizado um Algoritmo Genético Discreto para otimizar a localização e potência dos capacitores. O trabalho objetivou minimizar as perdas de energia em um horizonte de dois anos. O método foi testado em uma rede de distribuição real de 77 nós, em Sirjan, no Irã, inclusive sendo disponibilizados todos os dados da rede utilizada como base de testes. Os resultados, como em Farahani et al. (2010), foram apresentados em três casos distintos, comparando o melhor com o pior caso, havendo uma diferença de perdas de aproximadamente 46%.

Pfitscher et al. (2013) tratam de uma metodologia heurística multicritérios, baseada em processos hierárquicos analítico (AHP) para a otimização da rede de distribuição. São tratados

três objetivos no trabalho: a minimização das perdas de energia, a minimização do índice de frequência média de interrupção do sistema (ESAIIFI) e a minimização das energias esperadas não supridas (EENS). Além dos objetivos, algumas restrições são tratadas: a radialidade do sistema, a magnitude de tensão em cada nó deve estar dentro do permitido, a magnitude de corrente na rede e nos equipamentos de proteção deve estar dentro do permitido, os limites de corrente e tensão durante as comutações não devem ser violados. A metodologia basicamente utiliza a opinião de especialistas, dando pesos a cada um dos três objetivos, e a análise do paralelismo de alimentadores, usando o método de discretização de Euler, garante que a reconfiguração não violará as restrições estipuladas. O sistema é testado em um sistema real de uma concessionária de energia elétrica do Brasil, sendo a rede composta por 2 subestações, 5 alimentadores, 3 geradores distribuídos de 1 MW cada, 15 comutadores de interligação, e 99 normalmente fechados, sendo que os comutadores são controlados remotamente, permitindo a integração computacional no controle das otimizações do distribuição. O diferencial do trabalho é principalmente o de apresentar um algoritmo que trate do problema de reconfiguração da distribuição multicritério, apresentando bons resultados, e considerando os limites de transitórios relativos ao paralelismo como restrição. Talvez os únicos pontos negativos, foram a não apresentação da forma como ocorre a manutenção da radialidade do sistema, e quais são os limites de tensão e corrente considerados.

Dando sequência aos estudos tratados em Pfitscher et al. (2013), Bernardon et al. (2014) apresentaram uma metodologia heurística baseada em processos hierárquicos analítico (AHP) multicritérios para tratar o problema de reconfiguração em tempo real, considerando a geração distribuída. A metodologia foi acoplada a um sistema supervisor que permitiu o acesso a medições e permitiu comandos em tempo real. Os autores criaram seis perfis de carregamento, através de curvas típicas de carga (residenciais, industriais, comerciais e rurais), também foi considerada a inserção de GD (eólica, solar e hídrica) de forma que, durante a reconfiguração, ocorresse a análise simultânea da demanda e curvas de geração, verificando a disponibilidade de GD para inserção no sistema. Foram tratados três objetivos no trabalho: a minimização das perdas de energia, a minimização do índice de frequência média de interrupção do sistema (ESAIIFI) e a minimização das energias esperadas não supridas (EENS). O sistema foi testado em um sistema real de uma concessionária de energia elétrica do Brasil, sendo a rede composta por 2 subestações, 5 alimentadores, 3 geradores distribuídos de 1 MW cada, 15 comutadores de interligação, e 99 normalmente fechados, 21000 consumidores. Os autores verificaram a contribuição da GD na melhoria das perdas de energia e aumento da confiabilidade quando inserida no sistema, mostrando resultados satisfatórios para os diferentes cenários operacionais

considerados. Algumas lacunas ficaram em aberto, com relação a formulação do problema não foram apresentadas: a metodologia proposta para manutenção da radialidade do sistema, além dos limites de tensão e corrente considerados no trabalho não foram apresentados.

2.2.3 Metodologias Metaheurísticas

Denominado um método heurístico, ou conjunto deles, para determinar uma solução genérica a problemas de otimização, as metaheurísticas propiciam uma solução geral aos problemas (TALBI, 2009). As metaheurísticas têm sido amplamente utilizadas para resolverem o problema de RN.

Em (SHIN et al., 2004) é utilizada uma combinação de Busca Tabu, do inglês *Tabu Search* (TS), com um Algoritmo Genético (*Genetic Algorithms* - GA), surgindo o algoritmo denominado GTS, empregado para resolver problemas de reconfiguração de rede de distribuição e restauração dos serviços após falhas, objetivando minimizar as perdas de potência e custos de interrupções. Ao longo do trabalho proposto, os autores verificaram a necessidade de uma análise global, considerando os dois objetivos, preocupando-se com as perdas de energia e com os índices de confiabilidade (limite de corrente nos alimentadores e limites mínimos de tensão). A metodologia foi aplicada em um sistema com sete alimentadores e 46 nós para teste, e apresentou resultados satisfatórios. Um dos pontos negativos do trabalho foi a não apresentação de dados suficientes, que permitissem analisar se as tensões ficaram dentro dos limites regulatórios após o processo de reconfiguração.

Farahani et al. (2010) apresentaram um algoritmo genético discreto, com função objetivo de minimizar as perdas de potência totais do sistema, respeitando a radialidade do sistema e as restrições, que incluem os limites de tensão nos nós e a corrente máxima admissível nos condutores. O método foi testado em dois circuitos alimentadores de um sistema real de distribuição de 77 nós, tensão 20 kV/400 V, na cidade de Sirjan, no Irã, obtendo redução considerável (próximo a 42,5%) das perdas de energia do sistema quando comparado o pior com o melhor cenário de reconfiguração. Como ponto negativo, fica a mesma crítica a Das (2006), pois os autores não validaram os dados comparando-os com outras bibliografias.

Os autores Cebrian e Kagan (2010) desenvolveram um GA evolutivo para reconfiguração de redes de distribuição, mantendo a radialidade, com a função objetivo considerando as perdas de energia, além de assumir restrições referentes a níveis de tensão e carregamento dos condutores. Nesse trabalho, um diferencial foi a introdução dos aspectos referentes à qualidade de energia na tomada de decisão da reconfiguração, isso sendo possível

através da utilização do método de Monte Carlo para a determinação dos custos de interrupção de longa duração e afundamentos de tensão. Para testar o algoritmo proposto, foram utilizados dois sistemas, um sistema teste de 14 nós e um sistema real de 135 nós. O algoritmo proposto em conjunto com a interação com Monte Carlo resolve o problema da reconfiguração com resultados positivos, inclusive apresentando os custos de perdas e interrupções para os melhores cenários de reconfiguração encontrados. Entretanto, conforme os autores, exige um grande esforço computacional.

Amanulla, Chakrabarti, e Singh (2012) utilizaram a metodologia Enxame de Partículas, do inglês *Particle Swarm Optimization* (PSO), para a reconfiguração das redes de distribuição, considerando também o método de Monte Carlo para desenvolver modelos probabilísticos de confiabilidade que, juntos, objetivam diminuir a frequência e duração de faltas/falhas e minimizar as perdas de potência. A metodologia proposta é aplicada em dois sistemas de distribuição, nos sistemas IEEE 33 e 123 nós. Para ambos os sistemas, os autores apresentaram resultados positivos, porém a inclusão da confiabilidade nesse caso mostrou resultados pouco efetivos em termos do esforço computacional requerido, sendo que os resultados da reconfiguração de rede, objetivando somente as perdas de energia, quase se igualaram aos resultados considerando os dois objetivos (perdas de energia e confiabilidade).

Em (RAO et al., 2013) foi desenvolvida uma metaheurística *Harmony Search Algorithm* (HSA) para resolver o problema de reconfiguração e inserção de GD em pontos ótimos nas redes de distribuição, objetivando minimizar as perdas de potência real e melhorando o perfil de tensão. No trabalho os autores propõem cinco cenários. Inicia-se do cenário “base”, sem reconfiguração, até um cenário que há a reconfiguração simultânea da rede e a alocação de GD. O método proposto foi testado em dois sistemas, 33 e 69 nós IEEE, submetidos a três níveis diversos de carga (leve, normal, pesado). Os autores verificaram os melhores resultados quando houve a reconfiguração da rede simultaneamente com a alocação de GD em pontos ótimos. Outro aspecto positivo verificado foi a redução das perdas de potência e melhoria no perfil de tensão, quando comparado com os resultados dos métodos baseados em GA e RGA, desenvolvidos respectivamente por Nara et al. (1992) e Zhu (2002).

Kouzou e Mohammedi (2015) tratam da reconfiguração de redes de distribuição radiais, utilizando três metaheurísticas: uma baseada em Biogeografia, do inglês *Biogeography Based Optimization* (BBO); PSO; e GA. A reconfiguração busca minimizar as perdas de energia, mantendo níveis mínimos de tensão dos sistemas estudados. Para a validação do método, o algoritmo é validado nos sistemas IEEE 14, 33, 69 e 84 nós, mostrando resultados obtidos tanto na configuração original/inicial de cada sistema, quanto após as reconfigurações de rede.

Analisando os resultados, verifica-se a eficácia nas metodologias aplicadas, havendo uma minimização das perdas de energia, e melhoramento dos níveis de tensão nos nós, para todos os métodos testados.

Larimi, Haghifam e Moradkhani (2016) apresentam uma abordagem PSO de reconfiguração de redes baseada em risco, objetivando as perdas de energia e a confiabilidade com e sem inserção de GD no sistema de distribuição. Nessa metodologia são consideradas as incertezas do sistema através de previsões semanais de carga e de geração distribuída. As simulações foram efetuadas no período de um ano, sendo analisado com perfis de cargas e geração semanais, durante 52 semanas. A principal ideia dos autores foi facilitar a tomada de decisão de centros de operação da distribuição – COD na determinação de uma configuração ideal, podendo ser incluídos, na tomada de decisão, o custo anual esperado de confiabilidade e as variações de carga e geração. A metodologia proposta foi testada em um sistema de distribuição real, 95 nós, obtendo variadas configurações “ideais”, dependendo do fator de risco escolhido. Também ocorreu a alteração nas configurações “ideais” de rede quando houve a inserção de GD, pois alterou positivamente os resultados das perdas de energia e índices de confiabilidade.

Uma metodologia diferente das já apresentadas pode ser vislumbrada em (BISWAS et al., 2017). Os autores desenvolveram uma metaheurística Evolutiva Diferencial Adaptativa, com origem do inglês *Linear Success-History based Adaptive Differential Evolution* (LSHADE), para reconfiguração e alocação de GD simultaneamente, objetivando a minimização de perdas de potência no sistema de distribuição. O método foi testado nos sistemas IEEE 33 e 69 nós, apresentando os resultados em três casos distintos: somente reconfiguração de rede; somente alocação de GD; reconfiguração e alocação de GD simultâneas. No cenário onde há a reconfiguração da rede, simultaneamente com a alocação de GD, os resultados são melhores. Ainda, para a validação dos resultados e para mostrar a eficácia da metodologia, os autores compararam os resultados com outros algoritmos desenvolvidos em outras bibliografias.

Radwan et al. (2017) apresentam um algoritmo, baseado no método de varredura para frente/trás, origem do inglês *Backward/Forward Sweep*, para modelagem e reconfiguração de redes de distribuição, com o objetivo de minimizar as perdas de potência. O método foi validado em dois sistemas, o sistema IEEE 69 nós e em dois alimentadores reais de 11 kV do Egito médio. O resultado da reconfiguração minimiza as perdas, melhorando os níveis de tensão e liberando maior capacidade de carregamento, utilizando os mesmos ativos existentes.

Raut e Mishra (2017) apresentam um GA modificado, baseado em uma metodologia heurística que aprimora sua codificação cromossômica e a avaliação da função aptidão, criando

populações iniciais com, apenas, configurações radiais, diminuindo o tempo computacional. O algoritmo desenvolvido é denominado “GA PDNR”, tem função objetivo única de minimizar as perdas de potência ativa. A metodologia foi testada em sistemas IEEE 33, 69, 84 e 136 nós, demonstrando bons resultados quando comparados a metodologias diversas desenvolvidas em outras bibliografias de destaque.

2.3 SÍNTESE DA INVESTIGAÇÃO BIBLIOGRÁFICA

A Tabela 2 apresenta um quadro que sintetiza as bibliografias citadas neste capítulo.

Tabela 2 – Metodologias utilizadas na reconfiguração de redes de distribuição

(continua)

Referência	Metodologia	Função Objetivo	Sistema Testado
Shin (2004)	GA e Busca-Tabu	Confiabilidade	Sistema 46 nós
Gomes et al. (2005)	Heurística Destrutiva	Minimizar Perdas	Sistema IEEE 16 nós Sistema IEEE 33 nós Sistema real 476 nós
Das (2006)	Lógica Fuzzy	Minimizar perdas Melhorar os níveis de tensão Diminuir o carregamento em AL's Balanceamento de carga	Sistema 70 nós
Savier e Das (2007)	Lógica Fuzzy	Minimizar perdas Melhorar os níveis de tensão Diminuir o carregamento em AL's Balanceamento de carga em AL's	Sistema IEEE 69 nós
Farahani et al. (2010)	GA Discreto	Minimizar perdas	Sistema real 77 nós
Cebrian e Kagan (2010)	GA Evolutivo	Minimizar perdas	Sistema 14 nós Sistema real de 135 nós
Bernardon et al. (2009)	Heurístico Multicriterial Difuso	Reduzir perdas de Energia Minimizar número de clientes interrompidos	Sistemas 96 ramos Sistema real 922 ramos
Bernardon et al. (2010)	Heurístico Multicriterial Difuso	Reduzir perdas de Energia sistêmicas (distribuição/transmissão) Minimizar número de clientes interrompidos	Sistema real 922 ramos
Farahani, Vahidi e Abyaneh (2012)	Branch Exchange	Minimizar perdas	Sistema real 77 nós
Amanulla, Chakrabarti e Singh (2012)	PSO	Minimizar perdas minimizar falhas/faltas	Sistema IEEE 33 nós Sistema IEEE 125 nós
Pfitscher et al. (2012)	Heurística multicriterial, baseada em AHP	Minimizar perdas Minimizar os índices de frequência média de interrupção do sistema (ESAFI) Minimização as energias esperadas não supridas (EENS)	Sistema real 922 ramos

(conclusão)

Referência	Metodologia	Função Objetivo	Sistema Testado
Bernardon et al. (2013)	Heurístico Multicritério Difuso	Minimizar perdas Minimizar os índices de frequência média de interrupção do sistema (ESAIFI) Minimização das energias esperadas não supridas (EENS)	Sistema real 922 ramos Com inserção de GD
Rao et al. (2013)	HSA	Minimizar perdas	Sistema IEEE 33 nós Sistema IEEE 69 nós
Heidari (2015)	GA e Branch Exchange	Minimizar perdas Alocar GD	Sistema IEEE 33 nós Sistema IEEE 83 nós
Imran e Kowsalya (2014)	FWA	Minimizar perdas Melhorar os níveis de tensão	Sistema IEEE 33 nós Sistema IEEE 119 nós
Kouzou e Mohammedi (2015)	BBO, PSO, GA	Minimizar perdas	Sistema IEEE 33 nós Sistema IEEE 69 nós
Larimi, Haghifam e Moradkhani (2016)	PSO	Minimizar perdas Confiabilidade	Sistema real de 95 nós
Biswas et al. (2017)	L-SHADE	Minimizar perdas	Sistema IEEE 33 nós Sistema IEEE 69 nós
Heidari (2017)	PSO-ACO	Minimizar perdas Minimizar desvios de tensão	Sistema IEEE 33 nós
Radwan et al. (2017)	Varredura para frente/trás	Minimizar perdas	Sistema IEEE 69 nós
Raut e Mishra (2017)	GA Modificado	Minimizar perdas	Sistema IEEE 33 nós Sistema IEEE 69 nós Sistema IEEE 84 nós Sistema IEEE 136 nós

Fonte: Próprio autor

O quadro síntese da pesquisa bibliográfica realizada revela que os objetivos dos estudos de reconfiguração encontram-se, em sua maioria, endereçados à redução de perdas, à manutenção da radialidade da rede elétrica, atendendo restrições de tensão mínima e máxima e a capacidade dos condutores. Encontraram-se, ainda, algumas pesquisas sobre reconfiguração voltadas para melhorar os níveis de confiabilidade (LARIMI; HAGHIFAM; MORADKHANI, 2016; SHIN, 2004); para maximizar os níveis de tensão, diminuir o carregamento dos circuitos alimentadores e otimizar o balanceamento de cargas (DAS, 2006; SAVIER; DAS, 2007).

Destaca-se, ainda, uma gama expressiva de metodologias de soluções, dentre as quais são evidenciadas a utilização do GA e suas variantes, PSO, *Branch-Exchange* e heurísticas. Nota-se, ainda, que a análise de incertezas tem sido explorada com a aplicação de lógica *Fuzzy*.

Apesar dos avanços nos estudos nessa área, existem alguns aspectos ainda pouco explorados ou em fase embrionária de desenvolvimento. Dentre esses aspectos, destaca-se a

investigação dos sinais locais das tarifas de uso da transmissão na reconfiguração de redes de distribuição. A incorporação dos sinais econômicos locais da TUST ao problema de reconfiguração tende a racionalizar o uso dos ativos de transmissão e distribuição, bem como se torna uma importante ferramenta de apoio à tomada de decisão, relacionada aos aspectos contratuais da rede de transmissão por parte das distribuidoras.

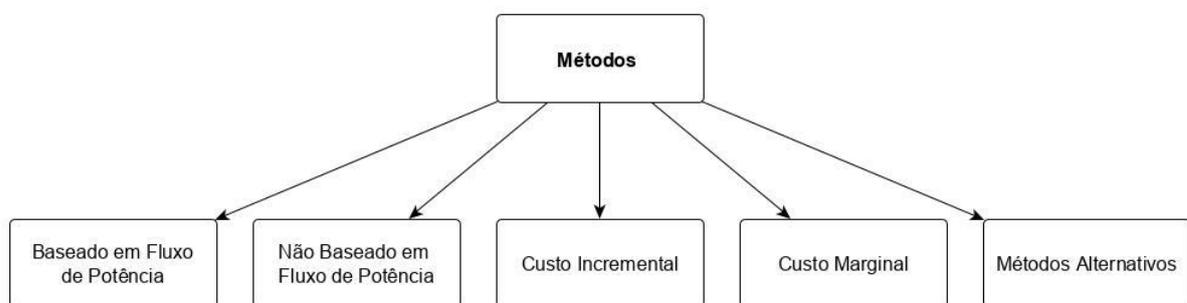
3 TARIFAS DO USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

Os sistemas de transmissão caracterizam-se pelo transporte de altos montantes de energia a longas distâncias, ou seja, das centrais geradoras aos centros consumidores, elevando os níveis de tensão e amenizando as perdas de energia nos trajetos. Esses sistemas conectam os diversos agentes do sistema elétrico (geradores, distribuidores e consumidores livres) (ANEEL, 2015).

Para adequado funcionamento do sistema de transmissão, como qualquer outro do setor elétrico, são necessários investimentos que garantam a operacionalidade do sistema. Esses investimentos só são possíveis através da remuneração dos agentes de transmissão, e para que isso aconteça de forma justa e ordenada são formadas as Tarifas do Uso dos Sistemas de Transmissão – TUST (ANEEL, 2019).

São inúmeras as metodologias utilizadas para alocar custos aos sistemas de transmissão; Benetti et al. (2018) dividem os métodos de tarifação da transmissão em cinco categorias, como se pode visualizar na Figura 3.

Figura 3 – Classificação de metodologias da tarifação de sistemas de transmissão



Fonte: BENETTI et al. (2018).

3.1 PRINCIPAIS METODOLOGIAS PARA ALOCAÇÃO DE CUSTOS DE TRANSMISSÃO

Neste item são discutidas as metodologias clássicas de alocação de custos de sistemas de transmissão, considerando principalmente a modelagem matemática dos métodos e a simbologia adotada por seus autores.

3.1.1 Método Selo Postal

O método Selo Postal (*Postage Stamp*), também conhecido como Pro Rata, não se baseia em fluxo de potência, apenas relaciona a demanda contratada (MW), bem como a distância elétrica entre as barras de geração e de consumo, gerando um único valor, que é rateado entre os usuários da rede, proporcional à extensão do uso da rede. Essa é uma das subdivisões da metodologia a preço fixo (SANTOS, 2017).

Tecnicamente, essa metodologia considera que toda a rede é afetada uniformemente quando submetida a uma transação, isso ocorrendo independentemente da localização dos pontos de incremento de geração e consumo de potência. A alocação dos custos totais entre os agentes conectados ocorre proporcionalmente às injeções de potência nas barras de geração e de carga (ILIC, GALIANA, FINK, 1998; LIMA; PADILHA-FELTRIN; CONTRERAS, 2009).

O uso total da rede de transmissão, por cada linha l , é dado em termos:

$$U_l = \sum_{k=1}^n U_l^{Gk} + \sum_{k=1}^n U_l^{Dk} = U_l^G + U_l^D \quad (37)$$

$$U_l^{Gk} = \left(\frac{P_{GerK}}{\sum_{k=1}^n P_{GK}} \right) \cdot U_l^G \quad (38)$$

$$U_l^{Dk} = \left(\frac{P_{DK}}{\sum_{k=1}^n P_{DK}} \right) \cdot U_l^D \quad (39)$$

Em que U_l é o uso da linha l ; U_l^{Gk} é o uso da linha l alocada para gerador localizado no barramento k ; U_l^{Dk} é o uso da linha l alocada para demanda localizada no barramento k ; U_l^G é o uso da linha l alocada para geradores; U_l^D é o uso da linha l alocada para demandas; P_{GerK} é a potência ativa gerada na barra k ; P_{DK} é a potência ativa consumida pela barra k .

Simplicidade de implementação e a capacidade de recuperar a totalidade dos custos da rede são suas principais vantagens; em contraponto, a principal desvantagem relaciona-se à forma como a divisão dos custos é efetuada, pois não considera a localização geográfica dos usuários, o que interfere diretamente na sinalização econômica (SANTOS, 2017).

3.1.2 Método de Divisão Proporcional

Conhecido também como *Proportional Sharing* (PS), como o próprio nome sugere, o método é baseado em um princípio de divisão proporcional, onde aloca custos pelo uso do sistema de transmissão através do fluxo de potência, garantindo que para cada injeção de potência em uma barra ocorra uma divisão proporcional entre as linhas de carga conectadas ao barramento (BIALEK, 1997; JUNQUEIRA et al., 2007; LIMA; PADILHA-FELTRIN; CONTRERAS, 2009).

Esse método é dividido em duas partes: *upstream looking algorithm* e *downstream looking algorithm*.

Algoritmo *upstream-looking*: aloca o uso da transmissão para os geradores do sistema (U_l^{Gk}), algebricamente podendo ser obtido através de:

$$U_l^{Gk} = \frac{P_{ij}}{P_{ii}} \cdot [A_u^{-1}]_{jk} \cdot P_{GerK} \quad \text{para } j \in \alpha_i^d \quad (40)$$

Sendo que, P_{ij} é o fluxo de potência ativa entre a barra i e a barra j ; P_{ii} é a injeção de potência na barra i ; $[A_u^{-1}]_{jk}$ representa o elemento (i,k) da matriz inversa de distribuição fluxo acima; P_{GerK} é a injeção de potência do gerador localizado na barra k ; α_i^d é o conjunto de barras supridas pela barra i .

Algoritmo *downstream-looking*: aloca o uso da transmissão entre as cargas do sistema (U_l^{Dk}), dado por:

$$U_l^{Dk} = \frac{P_{ij}}{P_{ii}} \cdot [A_d^{-1}]_{jk} \cdot P_{IDk} \quad \text{para } j \in \alpha_i^u \quad (41)$$

Sendo que $[A_d^{-1}]_{jk}$ representa o elemento (i,k) da matriz inversa de distribuição fluxo abaixo; P_{IDk} é a injeção de potência da carga localizada na barra k ; α_i^u é o conjunto de barras que suprem a barra i .

3.1.3 Método Intercâmbio Bilateral Equivalente

Também conhecido como EBE (*Equivalent Bilateral Exchanges*), Galiana, Conejo e Gil (2003) enfatizam que essa metodologia surge após a resolução do fluxo de potência ideal, sem perdas, satisfazendo todas as restrições tanto de geração quanto dos fluxos nas linhas, atendendo

às leis de Kirchhoff, respeitando a capacidade de fluxo nas linhas e os limites de geração. Após serem satisfeitas tais restrições, o método utiliza os chamados intercâmbios bilaterais equivalentes, que garantem que cada barramento de carga receba uniformemente uma fração de cada unidade geradora, e, ao contrário, cada unidade geradora atribui uniformemente uma fração de geração nos barramentos de carga, sempre respeitando as leis de Kirchhoff (GIL, 2005).

O fluxo de potência provocado nas linhas por cada unidade geradora e barramento de carga é contabilizado. Os fluxos negativos, que entram no barramento nesse caso, não são considerados para alívio da linha. Os fluxos e contrafluxos provocados nas linhas por unidades geradoras e barras de carga são contabilizados; e, referente a essa contabilização, é efetuada a alocação dos custos do sistema de transmissão. Nesse caso, o uso total da linha l (U_l), devido a todos os intercâmbios bilaterais equivalentes, é expresso por:

$$U_l = \sum_{i,j} |\gamma_{ijl}| \cdot GD_{ij} \quad (42)$$

Sendo que γ_{ijl} refere-se ao fator de distribuição de mudança de geração, esse parâmetro é que define a sensibilidade do fluxo de potência através da linha l , respeitando a injeção de potência na barra i , fixando como referência a barra j ; GD_{ij} refere-se ao intercâmbio de potência bilateral equivalente entre a geração na barra i , e a carga na barra j .

Sabendo o custo monetário da linha l (C_l), é possível determinar sua taxa de custo (T_l):

$$T_l = \frac{C_l}{U_l} \quad (43)$$

A determinação do uso da linha l pela geração P_{gi} é definida pelo somatório do uso da linha l por todos os intercâmbios equivalentes que envolvem o gerador i , e é dada por:

$$U_l^{Gi} = \sum_j |\gamma_{ijl}| \cdot GD_{ij} \quad (44)$$

Já o uso da linha l pela carga P_{Dj} é definido pelo somatório do uso da linha l por todos os intercâmbios equivalentes que envolvem a carga j , e é dado por:

$$U_l^{Dj} = \sum_i |\gamma_{ijl}| \cdot GD_{ij} \quad (45)$$

Após obter a taxa de custos e uso das linhas, devem ser calculados os custos de uso da transmissão alocados à geração (P_{gi}) e carga (P_{Dj}) pelo uso de todas as linhas do sistema, determinadas por:

$$C^{gi} = \frac{\sum_l T_l \cdot U_l^{Gi}}{2} \quad (46)$$

$$C^{Dj} = \frac{\sum_l T_l \cdot U_l^{Dj}}{2} \quad (47)$$

Sendo que, C^{gi} são os custos de uso da transmissão alocados a geração (P_{gi}); C^{Dj} são os custos de uso da transmissão alocados a carga (P_{Dj}).

3.1.4 Método Zbus

Em Conejo et al. (2007) é apresentado o método Zbus, que define o uso da rede e aloca os custos do sistema de transmissão através da teoria de circuitos, baseando-se no desenvolvimento da matriz de impedâncias nodais. O método determina os fluxos de potência ativa não linear em cada linha, através da determinação das injeções de corrente nas barras.

Os custos relativos ao sistema de transmissão são rateados entre as unidades geradoras e as barras de cargas, sendo essa divisão proporcional ao uso da rede. A seguir serão mostrados os desenvolvimentos matemáticos que se norteiam nos trabalhos de Conejo et al. (2007) e Lima, Padilha-Feltrin e Contreras (2009).

Para determinar o fluxo de potência ativa através da linha jk , referente à injeção de corrente $i(P_{jk}^i)$, calcula-se por:

$$P_{jk}^i = \Re (V_j \cdot a_{jk}^{i*} \cdot l_{ii}^*) \quad (48)$$

$$a_{jk}^{i*} = (Z_{ji} - Z_{ki}) \cdot Y_{j \rightarrow k} + Z_{ji} \cdot Y_{j \rightarrow k}^{sh} \quad (49)$$

Em que \Re é a parte real do número complexo; V_j é a tensão na barra j ; a_{jk}^{i*} é um parâmetro cuja magnitude fornece uma medida da distância elétrica entre a barra i e a linha jk ; Z_{ji} e Z_{ki} são os elementos ji e ki da matriz impedância; $Y_{j \rightarrow k}$ é a admitância série do circuito

equivalente π da linha jk ; $Y_{j \rightarrow k}^{sh}$ é a admitância *shunt* do circuito equivalente π da linha jk ; l_{ii} representa a injeção de corrente na barra i .

O uso da linha jk , associado à barra i , com o valor absoluto do componente de fluxo de potência ativa (U_{jk}^i), é definido por:

$$U_{jk}^i = |P_{jk}^i| \quad (50)$$

Já o uso total da linha jk (U_{jk}), é verificado através da formulação:

$$U_{jk} = \sum_{i=1}^n U_{jk}^i \quad (51)$$

A taxa de custo da linha jk (T_{jk}) é obtida através de:

$$T_{jk} = \frac{C_{jk}}{U_{jk}} \quad (52)$$

Para a barra i que tenha unidades geradoras e cargas conectadas a ela, deve-se adotar duas equações:

$$U_{jk}^{Gi} = [P_{Gi}/(P_{Gi} + P_{Di})] \cdot U_{jk}^i \quad (53)$$

$$U_{jk}^{Di} = [P_{Di}/(P_{Gi} + P_{Di})] \cdot U_{jk}^i \quad (54)$$

Sendo que U_{jk}^{Gi} é o uso da linha jk alocado à barra i que possua geradores; U_{jk}^{Di} é o uso da linha jk alocado à barra i que possua cargas; P_{Gi} é a potência ativa produzida pelo gerador localizado na barra i ; P_{Di} é a potência ativa consumida pela carga localizada na barra i ; U_{jk}^i é o uso da linha jk associado à barra i .

Munido dos resultados, podem ser calculados os custos totais do uso da rede de transmissão alocados aos geradores e cargas conectados na barra i , da seguinte forma:

$$C^{Gi} = \sum_{(j,k) \in \Omega_{nl}} T_{jk} \cdot U_{jk}^{Gi} \quad (55)$$

$$C^{Di} = \sum_{(j,k) \in \Omega_{nl}} T_{jk} \cdot U_{jk}^{Di} \quad (56)$$

Sendo que C^{Gi} são os custos totais do uso da rede de transmissão alocado aos geradores localizado na barra i ; C^{Di} são os custos totais do uso da rede de transmissão alocado às cargas localizadas na barra i ; Ω_{nl} é o conjunto de todas as linhas do sistema.

3.1.5 Método Nodal

Carlos (2016) e Santos (2017) definem o método Nodal como uma aproximação do método Custo Marginal de Longo Prazo (CMLP), sendo que Lima, Padilha-Feltrin e Contreras (2009) utilizam o método para a comparação de resultados, sendo que para obter resultados coerentes e manter a eficácia do algoritmo houve a necessidade de ajustes no método.

A metodologia baseia-se em tarifas nodais, sendo que o pagamento da rede se dá pelos seus usuários, em virtude do uso da rede, considerando sua localização e sua capacidade máxima de potência de carga ou de geração.

Em (LIMA, 2008), o custo pelo uso do sistema de transmissão alocado a cada agente é dado por uma matriz sensibilidade (β), sendo formada por fatores de distribuição de fluxo. Ela altera os fluxos de cada linha i , para as injeções de potência em cada barra j . Cada linha da matriz β está associada a uma linha do sistema, permitindo assim medir o efeito sobre ela, decorrente do incremento unitário de potência nas diferentes barras. A matriz β baseia-se no conceito de fluxo de potência linearizado.

Para calcular a diferença dos custos nodais, para as barras ρ e j , aplica-se:

$$\pi_{\rho} - \pi_j = \sum_{pq \in \Omega} \frac{C_{pq}}{f_{pq}} \cdot (\beta_{pq}^{\rho} - \beta_{pq}^j) = k_{\rho}^j \quad (57)$$

Sendo que π_{ρ} representa o custo nodal da barra ρ ; π_j é o custo nodal da barra j ; Ω é o conjunto de linhas da rede; C_{pq} é o custo da linha pq ; f_{pq} é a capacidade da linha pq ; β_{pq}^{ρ} é o fator de sensibilidade associado à barra ρ e à linha pq ; β_{pq}^j é o fator de sensibilidade associado à barra j e à linha pq ; k_{ρ}^j é uma constante que mede o impacto sobre todas as linhas, reflexo da injeção na barra ρ , subtraída do efeito provocado pela injeção em uma barra j .

Os custos totais do uso da rede de transmissão alocado aos geradores ($\pi_{\rho G}$) e cargas ($\pi_{\rho D}$), são descritos algebricamente por:

$$\pi_{\rho G} = \frac{RP^G + \sum_{j \in \Psi_G} K_{\rho}^j \cdot G_j}{\sum_{j \in \Psi_G} G_j} \quad (58)$$

$$\pi_{\rho D} = \frac{RP^D + \sum_{j \in \Psi_D} K_{\rho}^j \cdot D_j}{\sum_{j \in \Psi_D} D_j} \quad (59)$$

Em termos que RP^G é a receita permitida a ser recuperada junto à geração; G_j é a injeção de potência na barra j ; Ψ_G é o conjunto de barras que possuem geradores; Ψ_D é o conjunto de barras de carga.

O principal exemplo de aplicação do método é a sua utilização no Sistema Elétrico Brasileiro – SEB pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a partir de 1999, sendo que sua modelagem completa de aplicação está disponível no manual do usuário do programa nodal, disponibilizado no site da ANEEL (ANEEL, 2011).

3.2 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

A adequada tarifação dos sistemas de transmissão é fundamental para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro e o desenvolvimento harmonioso dos sistemas elétricos de potência. Dentre as características desejadas das metodologias de tarifação dos sistemas de transmissão, destacam-se: evitar subsídios cruzados; oferecer transparência na alocação dos custos; regulação simples; remuneração adequada aos agentes, tanto aos aspectos relacionados aos sistemas existentes, quanto para expansão; sinalização econômica para dimensionamento futuro; e continuidade das tarifas das redes existentes. Para alcançar tais objetivos são encontradas na literatura diversas metodologias. De modo geral o que diferencia tais metodologias é a forma como os custos de expansão e operação são atribuídos entre os usuários do sistema elétrico de potência, alguns mais simplistas (selo postal), o qual desconsidera o fluxo de potência para rateio da RAP, e outros mais complexos (EBE, Zbus e Nodal), que consideram fluxo de potência nas linhas, que se caracterizam por fornecer sinalizações econômicas importantíssimas para a racionalização dos ativos da transmissão, bem como para as expansões. Tal característica está no foco deste trabalho, a partir da internalização das sinalizações econômicas das TUSTs ao problema de reconfiguração, conforme é detalhado no capítulo seguinte.

4 METODOLOGIA

Este capítulo apresenta a metodologia para a solução do problema de reconfiguração de redes de distribuição, integradas ao sistema de transmissão. Inicialmente, detalha-se a formulação do problema de reconfiguração proposta e, em seguida, a estratégia de solução desenvolvida e, por fim, as ferramentas e softwares empregados.

4.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

A formulação proposta neste trabalho utiliza a Programação Não Linear Inteiro Misto (PNLIM) para representar o problema de reconfiguração de SDEEs, integrado ao sistema de transmissão. A função objetivo contempla minimizar a função custo composta de encargos de uso da rede de transmissão, de custos de perdas ativas em alimentadores e de operação e manutenção de subestações. O modelo proposto completo é descrito como:

$$\text{Min } f = C_{EUST}^D + C_{PERDAS} + C_{O\&M} \quad (60)$$

Sujeito a:

$$P_{Gi} - P_{Si} - P_{di} = 0 \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (61)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Si} - Q_{di} = 0 \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (62)$$

$$\underline{v} \leq v_i \leq \bar{v} \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (63)$$

$$n_{ij} \times (P_{ij}^2 + Q_{ij}^2) \leq \bar{S}_{ij}^2 \quad \forall_i \in \Omega_{ld} \quad (64)$$

$$P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \leq \bar{S}_{ij}^2 + \xi_{ij}^2 \quad \forall_i \in \Omega_{lt} \quad (65)$$

$$P_{Si}^2 + Q_{Si}^2 \leq \bar{S}_i^2 \quad \forall_i \in \Omega_s \quad (66)$$

$$\sum_{ij \in \Omega_{ld}} n_{ij} = n_{bd} - n_{bs} \quad (67)$$

$$n_{ij} \in \{0,1\} \quad (68)$$

$$\xi_{ij} \geq 0 \quad (69)$$

Sendo que:

C_{EUST}^D representa os encargos de uso do sistema de transmissão atribuídos à distribuição (UM);

C_{PERDAS} é o custo de perdas de energia elétrica (UM);

$C_{O\&M}$ é o custo de operação e manutenção de subestações (UM);

P_{G_i} é a potência ativa gerada na barra i (pu);

Q_{G_i} é a potência reativa gerada na barra i (pu);

P_{S_i} é a potência ativa total demandada na subestação i (pu);

Q_{S_i} é a potência reativa total demandada na subestação i (pu);

P_{d_i} é a potência ativa total demandada na barra i (pu);

Q_{d_i} é a potência reativa total demandada na barra i (pu);

Q_{G_i} é a potência reativa gerada na barra i (pu);

\underline{v} é o limite inferior admissível de tensão (pu);

\bar{v} é o limite superior admissível de tensão (pu);

v_i é a tensão barra i (pu);

\bar{S}_i é o limite máximo de carregamento da subestação i (pu);

n_{ij} é a variável binária de decisão que determina se o circuito entre as barras ij está aberto (0) ou fechado (1);

P_{ij} é o fluxo de potência ativa no circuito entre as barras ij ;

Q_{ij} é o fluxo de potência reativa no circuito entre as barras ij ;

\bar{S}_{ij} é o limite máximo de carregamento do circuito entre as barras ij ;

ξ_{ij} é a variável incremental variável de déficits de capacidade de linha de transmissão ij existente;

n_{bd} é a quantidade de barras do sistema de distribuição;

n_{bs} é a quantidade de subestações de fronteira entre o sistema de transmissão e de distribuição;

Ω_b é o conjunto de barras do sistema de transmissão e de distribuição;

Ω_s é o conjunto de subestações;

Ω_{ld} é o conjunto de ramos do sistema de distribuição; e

Ω_{lt} é o conjunto de ramos do sistema de transmissão.

Na equação (70), o custo de encargos de uso do sistema de transmissão (C_{EUST}^D) é definido como:

$$C_{EUST}^D = \sum_{i \in \Omega_s} P_{S_i} \times TUST_i^D \quad (70)$$

Em que P_{S_i} é a potência ativa total demandada na subestação i (pu); $TUST_i^D$ é a tarifa de uso da transmissão na subestação de fronteira i entre o sistema de transmissão e distribuição; e Ω_s é o conjunto de subestações.

O termo C_{PERDAS} refere-se ao custo de perdas de energia elétrica, expresso como:

$$C_{PERDAS} = \delta_l \sum_{ij \in \Omega_l} R_{ij} I_{ij}^2 \quad (71)$$

A constante δ_l transforma as perdas de potência em energia, ao mesmo tempo em que converte em valor presente os custos anuais em perdas, sendo descrita como:

$$\delta_l = 8760 \times \phi_l \times c_l \times \delta_{vp} \quad (72)$$

Em que ϕ_l é o fator de perdas típico anual; e c_l o custo unitário das perdas (UM/kWh). O termo δ_{vp} é o fator de conversão em valor presente de custos anuais, definido como:

$$\delta_{vp} = \frac{1}{\sum_{j=1}^h \left(1 + \frac{\tau}{100}\right)^j} \quad (73)$$

Sendo que τ é a taxa de atratividade (%); e h o horizonte de estudo (anos).

A última parcela de custos da função objetivo é custo de operação e manutenção de subestações ($C_{O\&M}$), dada por:

$$C_{O\&M} = \delta_o \sum_{i \in \Omega_s} (P_{S_i}^2 + Q_{S_i}^2) \quad (74)$$

O fator δ_o é utilizado para converter em valor presente os custos anuais de operação e manutenção, expresso em termos de:

$$\delta_o = 8760 \times c_{vi} \times \phi_l \times \delta_{vp} \quad (75)$$

Sendo que c_{vi} é o custo unitário de operação e manutenção de subestações (UM/kVA²).

Em termos de restrições, as equações (61) e (62) representam a primeira e segunda lei de Kirchoff que devem ser mantidas com vistas a atender as demandas de potência ativa e reativa do sistema. A restrição modelada pela equação (63) diz respeito aos limites de magnitude de tensão nas barras. A equação (64) representa o fluxo potência nos circuitos alimentadores do sistema de distribuição, considerando a capacidade disponível dos mesmos.

A equação (65) está relacionada à capacidade das linhas de transmissão, as quais estão sujeitas à expansão de capacidade. Nesse caso, a expansão de capacidade de linhas de transmissão é modelada pela variável de folga ξ_{ij} , que reflete o incremento de capacidade da linha de transmissão ij .

Destacadamente, a expansão da transmissão tem um efeito significativo na RAP, de modo a garantir o equilíbrio econômico-financeiro das transmissoras. No entanto, avaliar as repercussões da expansão da transmissão na evolução da RAP é uma tarefa complexa, tendo em vista que a expansão real do sistema de transmissão se dá de forma descontínua com a entrada em operação de novos empreendimentos. Tendo em vista que o foco deste trabalho é a reconfiguração do sistema de distribuição, adotou-se uma modelagem simplificada da evolução da RAP, admitindo que é possível expandir através de acréscimos marginais na capacidade de transmissão das rotas existentes, descrita na equação (76). Mesmo diante desses pressupostos, é importante destacar que a simplificação proposta permite uma análise de sensibilidade entre a reconfiguração da distribuição e da expansão da transmissão.

$$RAP = \sum_{i \in \Omega_{lt}} C_{ij} + (\xi_{ij} \times \pi_{ij}) \quad (76)$$

Sendo que C_{ij} é o custo anual da linha de transmissão do trecho ij ; ξ_{ij} é a variável incremental variável de déficits de capacidade de linha de transmissão ij existente; e π_{ij} é o custo marginal de expansão da linha de transmissão do trecho ij .

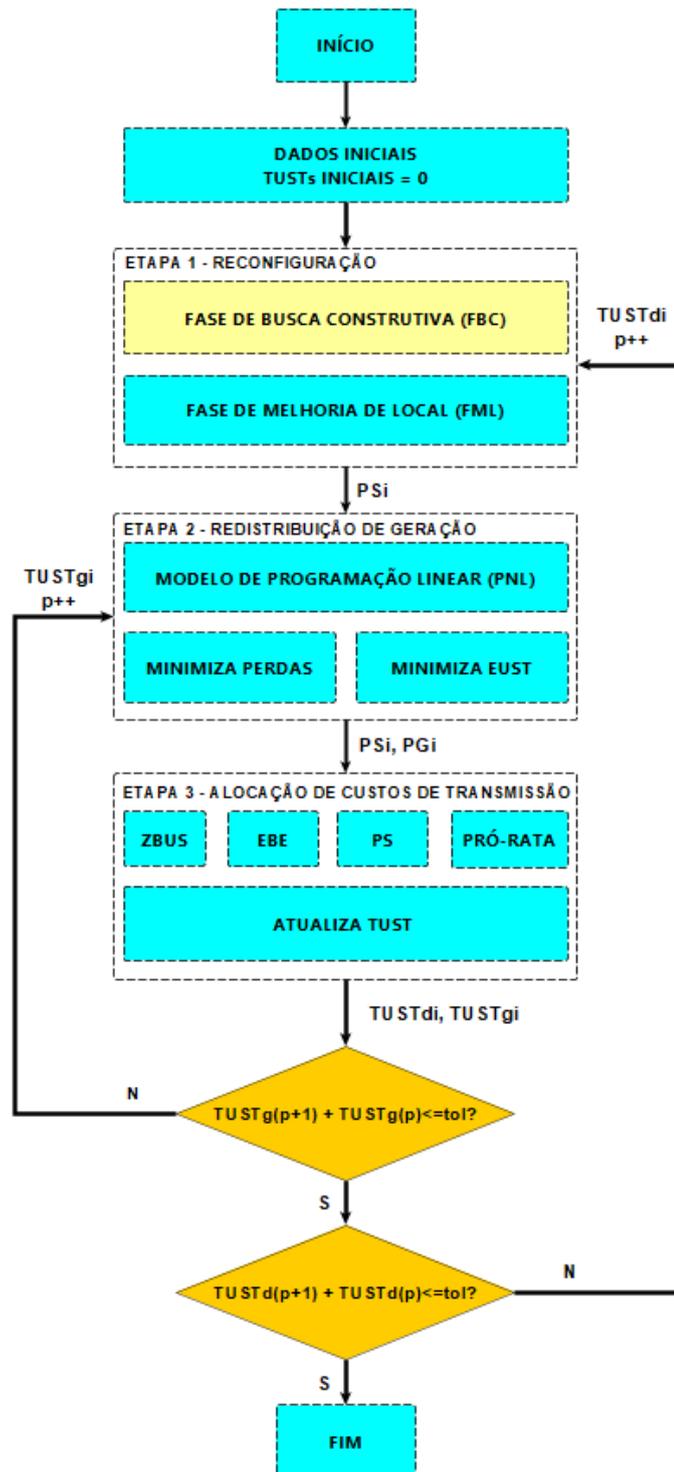
O limite de carregamento das subestações é expresso pela equação (66). O atendimento simultâneo das equações (61), (62) e (67) garantem a restrição de radialidade do sistema.

4.2 ESTRATÉGIAS DE SOLUÇÃO

A estratégia de solução do problema de reconfiguração de SDEEs integrado ao sistema de transmissão é formada por três etapas fundamentais: reconfiguração de SDEEs;

redistribuição de geração; e a alocação de custos de transmissão, conforme fluxograma macro a seguir, na Figura 4.

Figura 4 – Fluxograma macro da estratégia de solução proposta

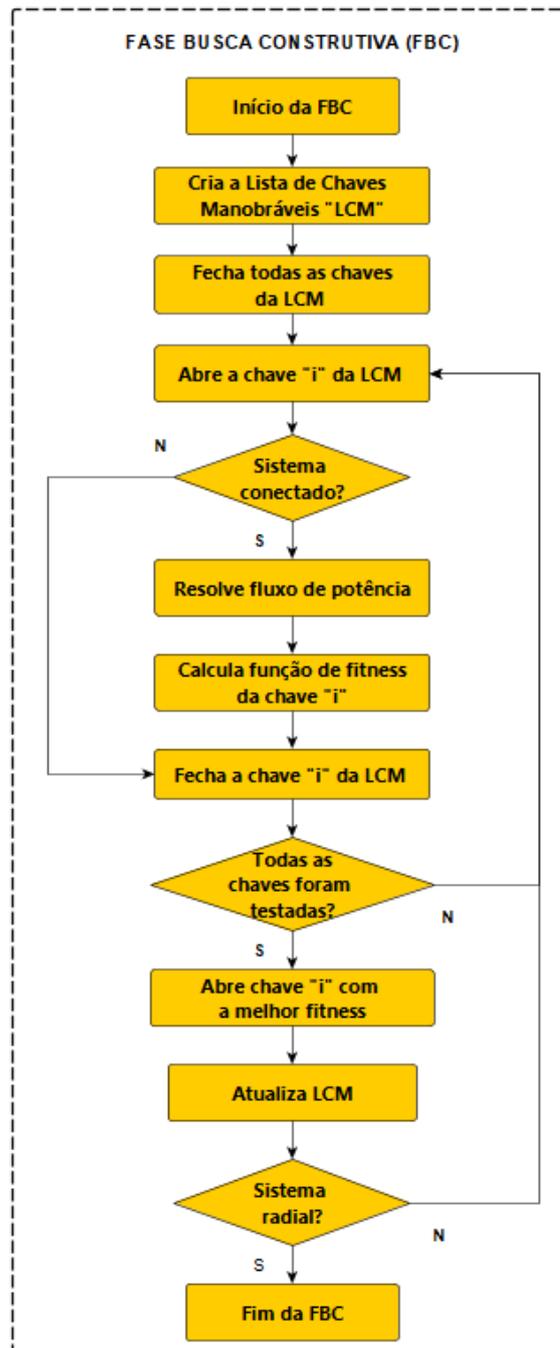


4.2.1 Etapa 1 - Reconfiguração

A etapa 1 é a base inicial da estratégia de solução, na qual é realizada a reconfiguração do SDEE através de uma metaheurística composta por duas etapas: fase de busca construtiva (FBC) e fase de melhoria local (FML).

Fluxograma da FBC proposta, apresentada na Figura 5.

Figura 5 – Fluxograma da fase de busca construtiva (FBC)



Na FBC é criada uma lista de chaves candidatas manobráveis (LCM). Inicialmente, todas as chaves da LCM se encontram fechadas, ou seja, a rede de distribuição encontra-se em uma topologia malhada. Em seguida, cada uma das chaves é aberta, enquanto todas as demais estão fechadas.

Se a rede não estiver conectada, a configuração será considerada inviável e a chave removida da LCM e o algoritmo passará para a próxima chave. Caso contrário, um fluxo de potência não linear será calculado. O resultado do fluxo de potência é utilizado para calcular a função de aptidão da chave, conforme equação (77).

$$fa = \frac{1}{C_{EUST} + C_{PERDAS} + C_{O\&M} + P1 + P2 + P3} \quad (77)$$

Sendo que $P1$ é a penalidade por violação da capacidade das subestações; $P2$ é a penalidade por violação da capacidade dos circuitos de distribuição; e $P3$ é a penalidade por violação dos limites de tensão. Aos fatores de penalidade $P1$, $P2$ e $P3$ são atribuídos valores expressivos, de modo que toda vez que uma restrição operacional seja violada a função de aptidão seja penalizada significativamente.

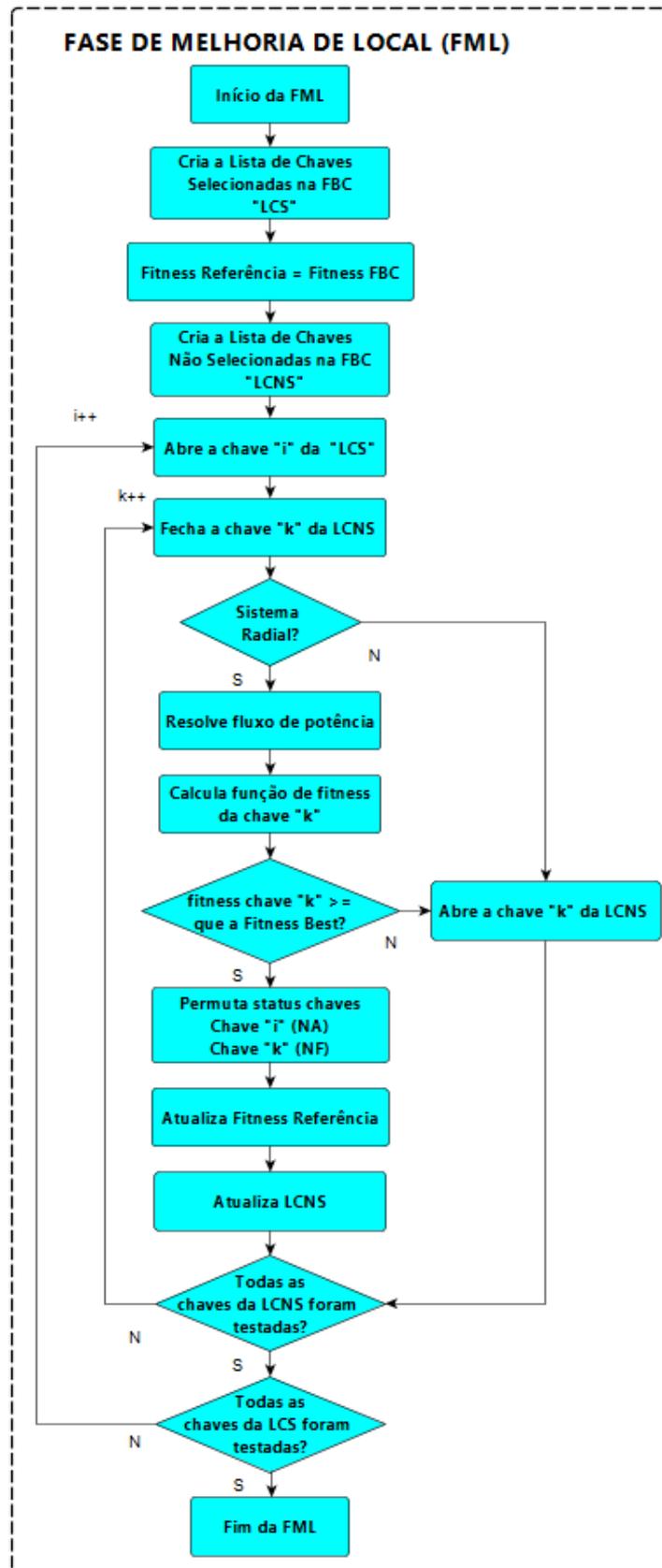
Calculada a função de aptidão, a mesma é armazenada e a chave é fechada. Esse processo é repetido até que a função de aptidão de todas as chaves seja obtida. Em seguida, a chave que resultar em maior aptidão (*fitness*) é selecionada para permanecer aberta definitivamente.

Após a abertura definitiva de uma determinada chave, a LCM é atualizada de forma que a chave selecionada seja removida. O procedimento acima é aplicado em sequência e a LCM é atualizada, até o momento em que fica vazia. Essa condição indica a abertura de todos os laços e, portanto, que a configuração da rede se tornou radial e uma solução factível foi encontrada.

Na FML, um segundo procedimento é executado para tentar melhorias na solução encontrada na FBC. Consiste simplesmente em fazer trocas entre as chaves selecionadas e não selecionadas na FBC, conforme fluxograma da Figura 6.

Primeiramente, cria-se uma lista de chaves selecionadas composta das chaves abertas em definitivo na FBC (LCS), que constitui a configuração inicial. A função de aptidão dessa configuração é definida como sendo a função de aptidão de referência (*fitness best*). Adicionalmente, cria-se uma lista de chaves candidatas, composta das chaves não selecionadas na FBC (LCNS).

Figura 6 – Fluxograma da fase de melhoria local (FML)



O procedimento seguinte consiste simplesmente em fazer trocas de estado das chaves (aberta ou fechada) da LCS e as chaves da LCNS. Uma operação de troca é definida como a ação de abrir uma chave da LCS e fechar uma chave da LCNS. Nesse caso, se a rede não mantiver a conectividade, a configuração será considerada inviável e a chave é removida da LCNS, e o algoritmo passará para a próxima chave. Caso contrário, um fluxo de potência não linear será calculado.

Para configuração assim obtida, a função de aptidão é processada, conforme a equação 77, e comparada com a função de aptidão de referência. Se a nova configuração resulta em um menor valor da função de aptidão, a chave da LCNS é fechada e o algoritmo passará para a próxima chave. Caso contrário, se a nova configuração resulta em um maior valor da função de aptidão, a mesma é escolhida para substituir a configuração inicial. Para tal, realiza-se a permuta de estado das chaves da LCS e da LCNS em definitivo, sendo a chave da LCNS removida. Em seguida, a função de referência e a LCNS é atualizada.

O processo acima é repetido até que todas as permutas de chaves da LCS e da LCNS sejam avaliadas.

4.2.2 Etapa 2 – Redistribuição de Geração

Na etapa 2 foi utilizada uma modelagem de redistribuição de geração simplificada, considerando que essa distribuição ocorra de forma a minimizar os encargos de uso do sistema de transmissão e os custos de perdas ativas, representado por um modelo de programação não linear (PNL), descrito como:

$$\text{Min } f = C_{EUST}^G + C_{PERDAS} \quad (78)$$

Sujeito a:

$$P_{G_i} - P_{S_i} - P_{d_i} = 0 \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (79)$$

$$Q_{G_i} - Q_{S_i} - Q_{d_i} = 0 \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (80)$$

$$\underline{v} \leq v_i \leq \bar{v} \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (81)$$

$$P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \leq \bar{S}_{ij}^2 + \xi_{ij}^2 \quad \forall_i \in \Omega_{lt} \quad (82)$$

$$P_{G_i}^2 + Q_{G_i}^2 \leq \bar{S}_{G_i}^2 \quad \forall_i \in \Omega_G \quad (83)$$

$$\xi_{ij} \geq 0 \quad (84)$$

Sendo que:

C_{EUST}^G representa os encargos de uso do sistema de transmissão atribuídos a gerações (UM);

C_{PERDAS} é o custo de perdas de energia elétrica (UM);

P_{G_i} é a potência ativa gerada na barra i (pu);

Q_{G_i} é a potência reativa gerada na barra i (pu);

P_{S_i} é a potência ativa total demandada na subestação i (pu);

Q_{S_i} é a potência reativa total demandada na subestação i (pu);

P_{d_i} é a potência ativa total demandada na barra i (pu);

Q_{d_i} é a potência reativa total demandada na barra i (pu);

\underline{v} é o limite inferior admissível de tensão (pu);

\bar{v} é o limite superior admissível de tensão (pu);

v_i é a tensão barra i (pu);

\bar{S}_{G_i} é o limite máximo de carregamento do gerador i (pu);

P_{ij} é o fluxo de potência ativa no circuito entre as barras ij ;

Q_{ij} é o fluxo de potência reativa no circuito entre as barras ij ;

\bar{S}_{ij} é o limite máximo de carregamento do circuito entre as barras ij ;

ξ_{ij} é a variável incremental variável de déficits de capacidade de linha de transmissão ij existente;

Ω_b é o conjunto de barras do sistema de transmissão e de distribuição;

Ω_G é o conjunto de geradores;

Ω_s é o conjunto de subestações;

Ω_{ld} é o conjunto de ramos do sistema de distribuição; e

Ω_{lt} é o conjunto de ramos do sistema de transmissão.

O termo C_{EUST}^G refere-se aos encargos de uso da transmissão alocados aos geradores, expresso como:

$$C_{EUST}^G = \sum_{i \in \Omega_s} P_{G_i} \times TUST_i^G \quad (85)$$

Sendo que P_{G_i} é a potência ativa total despachada no gerador i (pu); $TUST_i^G$ é a tarifa de uso da transmissão na barra de conexão da usina i ; e Ω_G é o conjunto de geradores.

As demais equações do modelo guardam idêntica correspondência ao modelo dado nas Equações (60)-(69), já detalhadas. No entanto, nesse modelo destaca-se que as variáveis de decisão são contínuas e correspondem à potência ativa P_{G_i} e reativa Q_{G_i} redistribuída por cada i gerador conectado na transmissão.

Para a solução do modelo de redistribuição de geração existem diversas ferramentas comerciais de otimização matemática. Neste trabalho, optou-se pelo desenvolvimento no software Matlab, principalmente por facilitar a interface com o software OpenDSS, a seguir discutido.

4.2.3. Etapa 3 – Alocação de custos da transmissão

As alocações dos custos do sistema de transmissão foram desenvolvidas através de quatro técnicas vastamente utilizadas e validadas, corroborando para resultados sólidos e confiáveis. As técnicas utilizadas para determinar as TUSTs, são: Selo Postal - PR, Divisões Proporcionais - PS, Intercâmbio Bilateral Equivalente - EBE e Zbus, considerando a descrição matemática de cada método apresentado no capítulo 3.

As TUSTs iniciais são igualadas (zeradas), sendo que, a partir da primeira etapa de reconfiguração da rede de distribuição e a redistribuição de geração, há a alocação dos custos da transmissão. O critério de parada do algoritmo está vinculado à estabilização nos resultados e dos cálculos de TUST entre uma iteração e outra, e isso é garantido através da determinação de uma tolerância mínima de 0,001 entre iterações. Essa abordagem garante resultados de EUST ótimos frente à estratégia de reconfiguração proposta.

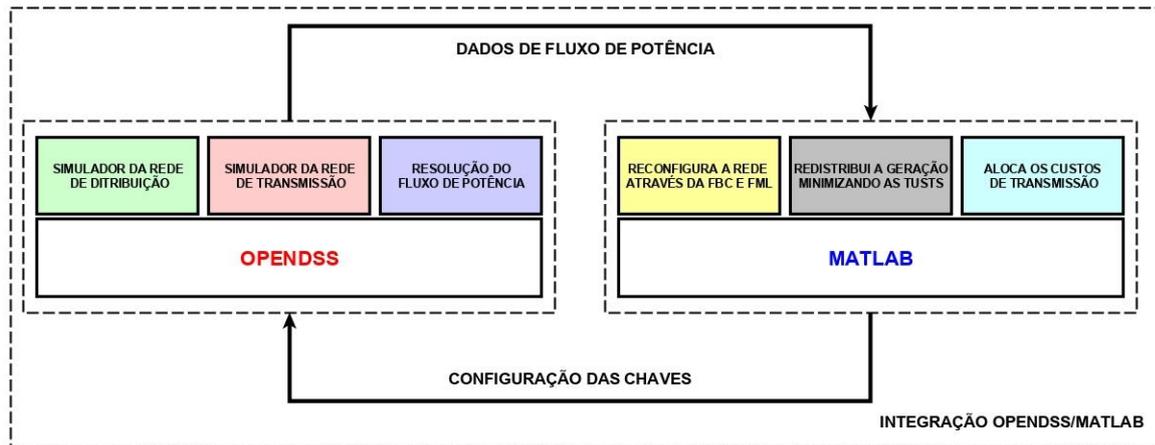
4.3 FERRAMENTAS DE SOFTWARE UTILIZADAS

A metodologia ora apresentada é desenvolvida através de uma interface entre os softwares Open Distribution System Simulation – OpenDSS e o software Matlab, conforme pode ser visto na Figura 7.

O OpenDSS é um software de simulação de redes de distribuição, o qual é utilizado neste trabalho para a modelagem dos sistemas de transmissão e distribuição, bem como para resolver os problemas de fluxo de potência, de modo a avaliar o estado da rede. O Matlab é um software interativo de alto desempenho voltado para o cálculo numérico, o qual é utilizado neste

trabalho para a programação da metaheurística de reconfiguração, redistribuição de geração e o desenvolvimento das técnicas de alocação de custos da transmissão. Mais detalhes acerca do software OpenDSS podem ser obtidos em (SOURCEFORGE; 2020; EPRI; 2020).

Figura 7 – Integração entre softwares OpenDSS e Matlab



Fonte: Próprio Autor

4.4 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentadas a metodologia e a estratégia de solução do problema, bem como as ferramentas utilizadas para obter os resultados da integração distribuição transmissão. Essa integração buscou mitigar os custos globais, basicamente ponderando os encargos de transmissão, perdas e custos operacionais. Para a resolução do problema, foi proposta uma formulação e estratégia de solução, compostas por três etapas: reconfiguração, redistribuição de geração e alocação de custos de transmissão.

A fim de garantir os índices de qualidade e sobrecargas no sistema ao longo da rede de distribuição, foram inseridas restrições de sobrecarga nas subestações e alimentadores, e limites de níveis de tensão. Analiticamente nota-se que o desenvolvimento das bases metodológicas e estratégias de solução alcançam os objetivos iniciais, garantindo os preceitos regulatórios dos sistemas de distribuição.

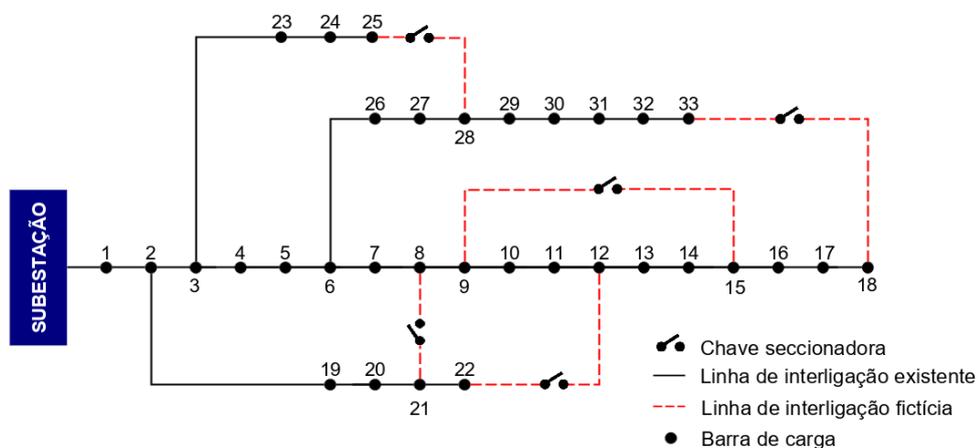
5 RESULTADOS OBTIDOS

Este capítulo traz os resultados computacionais de aplicação da metodologia desenvolvida. Inicialmente, apresenta-se a validação da metodologia de reconfiguração (desconsiderando os sinais econômicos das tarifas de transmissão) a partir de estudos comparativos, reportando-se à resultados consolidados na literatura especializada. Posteriormente, apresentam-se os resultados da reconfiguração de SDEEs, integrado ao sistema de transmissão. Conforme foi destacado no estudo de revisão bibliográfica, não foram encontradas pesquisas que explorem os sinais econômicos das tarifas de transmissão ao problema de reconfiguração. Desse modo, para a análise da metodologia optou-se por utilizar o sistema teste de distribuição de 54 nós, adaptado de Santos (2017). Esse trabalho é utilizado como uma investigação de referência, por ser um estudo pioneiro na análise dos impactos dos sinais econômicos das tarifas de transmissão. Destaca-se ainda, que o presente trabalho não é direcionado ao problema da expansão da distribuição.

5.1 VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA DE RECONFIGURAÇÃO

Para a validação da metodologia de reconfiguração, desconsiderando os sinais econômicos das tarifas de transmissão, são explorados os sistemas de distribuição IEEE 33 nós (AMANULLA; CHAKRABARTI; SINGH, 2012; BARAN; WU, 1989b; GOMES et al., 2005; RAO et al., 2013) e o sistema teste IEEE 69 nós (RADWAN et al. 2017; SAVIER; DAS, 2007).

Figura 8 – Sistema de distribuição IEEE 33 nós



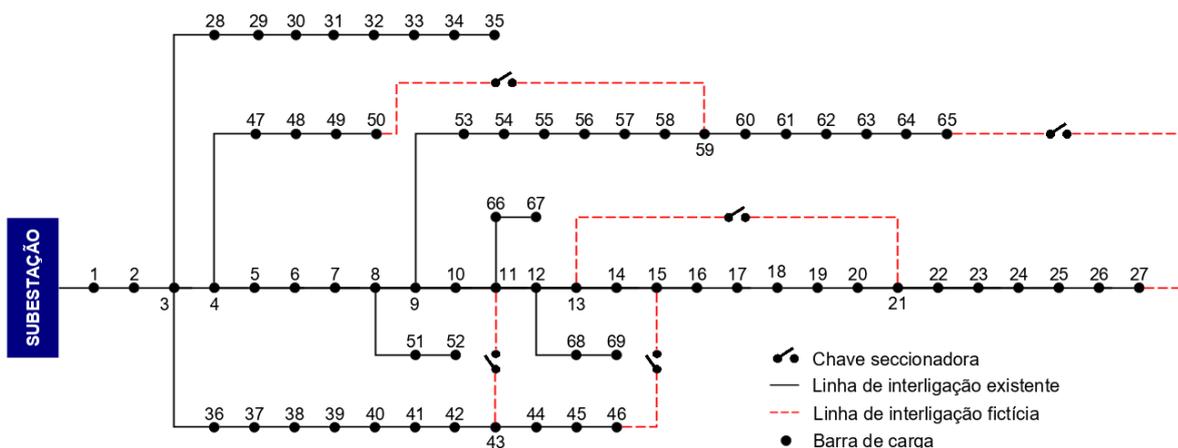
Fonte: Próprio Autor

O sistema teste IEEE 33 nós apresentado na Figura 8 e Anexo A é composto de 33 pontos de carga ou conexão, supridos por uma subestação 12,66 kV. A potência real total do sistema é de 3,715 MW e a potência reativa em 2,3 MVAR; os dados das linhas e cargas conectadas estão disponibilizados no Anexo B.

O segundo sistema teste utilizado para validação é o IEEE 69 nós de 12,66 kV, amplamente investigado em pesquisas que tratam do problema de reconfiguração de redes de distribuição (BARAN; WU, 1989a; CHIANG; JEAN-JUMEAU, 1990; HUANG, 2002; SAVIER; DAS, 2007). O sistema representa uma potência total real de 3,791 MW, e uma potência reativa de 2,694 MVAR.

Os dados do sistema teste (condutores e cargas) estão disponíveis no Anexo D, e o diagrama unifilar é ilustrado na Figura 9 e Anexo C.

Figura 9 – Sistema de distribuição IEEE 69 nós



Fonte: Próprio Autor

Os sistemas apresentados nas Figuras 8 e 9 foram modelados com o auxílio do software OpenDSS, que calcula o fluxo de potência na rede e determina as perdas técnicas.

Para propósitos de comparação, a Tabela 3 apresenta os resultados obtidos pelas abordagens da literatura e a metodologia proposta. Apresenta-se a configuração inicial e a configuração ideal, e as respectivas perdas para o sistema teste IEEE 33 nós.

Nota-se que a metodologia proposta atinge a configuração ideal (abertura trechos 7, 9, 14, 32 e 37), resultando em perdas de 139,7 kW. Após reconfigurações na rede, a maioria das referências apresentaram valores coerentes, registrando diferenças máximas de perdas de 1,19% (RAO et al., 2013). Porém, o cálculo do fluxo de potência utilizado pelo autor é o método recursivo simplificado, possibilitando, assim, um erro maior nos resultados obtidos.

Tabela 3 – Sistema teste IEEE 33 nós - Resultados comparativos

ABERTURAS	REFERÊNCIA	ALGORITMO	PERDAS (kW)	MIN. TENSÃO (p.u.)
33, 34, 35, 36, 37	Caso Base	HEURÍSTICO	203,028	0,91177
7, 9, 14, 32, 37	METODOLOGIA PROPOSTA	HEURÍSTICO	139,7000	0,93679
7, 9, 14, 32, 37	(RAO et al., 2013)	HSA	138,0600	0,93420
7, 9, 14, 28, 32	(LANDEROS, 2018)	FPEO	140,3350	0,93830
7, 9, 14, 17, 37	(KOUZOU; MOHAMMEDI, 2015)	PSO	147,4922	0,92750
7, 9, 14, 32, 37	(KOUZOU; MOHAMMEDI, 2015)	BBO, GA, DE	139,5191	0,93783
7, 9, 14, 32, 37	(BISWAS et al., 2017)	L-SHADE	139,5500	0,93780
7, 9, 14, 32, 37	(IMRAN; KOWSALYA; KOTHARI, 2014)	FWA	139,5500	0,93780
7, 9, 14, 32, 37	(BAIAT; BAGHERI; NOROOZIAN, 2016)	UVDA	139,5500	0,93780
7, 9, 14, 32, 37	(SEBAA; GELEN; NOURI, 2019)	CE	139,5540	-

Fonte: Próprio Autor

A Tabela 4 sumariza os resultados obtidos para o sistema teste IEEE 69 nós.

Tabela 4 – Sistema teste IEEE 69 nós - Resultados comparativos

ABERTURAS	REFERÊNCIA	ALGORITMO	PERDAS (kW)	MIN. TENSÃO (p.u.)
69, 70, 71, 72, 73	CASO BASE	HEURÍSTICO	224,9160	0,90919
14, 58, 61, 69, 70	METODOLOGIA PROPOSTA	HEURÍSTICO	99,6000	0,94275
13, 18, 56, 61, 69	RAO et al. (2013)	HSA	99,3500	0,94280
14, 55, 61, 69, 70	LANDEROS (2018)	FPEO	98,9200	0,94300
14, 55, 61, 69, 70	KOUZOU E MOHAMMEDI (2015)	PSO, GA	99,5852	0,94277
14, 57, 61, 69, 70	KOUZOU E MOHAMMEDI (2015)	BBO, DE	99,5852	0,94277
14, 56, 63, 69, 70	SAVIER E DAS (2007)	FUZZY	99,5944	0,94830
14, 55, 61, 69, 70	(BISWAS et al., 2017)	L-SHADE	98,6000	0,94950
14, 56, 61, 69, 70	(IMRAN; KOWSALYA; KOTHARI, 2014)	FWA	98,5900	0,94950
14, 58, 61, 69, 70	(BAIAT; BAGHERI; NOROOZIAN, 2016)	UVDA	98,5800	0,94950

Fonte: Próprio Autor

Os resultados extraídos da Tabela 4 sinalizam que o algoritmo proposto atingiu as expectativas, convergindo para uma solução satisfatória com diferenças mínimas nas perdas de energia resultantes após a reconfiguração da rede. As diferenças encontradas se dão principalmente nas metodologias utilizadas para o cálculo do fluxo de potência, tais como:

- Rao et al. (2013) utilizam equações recursivas simplificadas para determinar o fluxo de potência;
- Biswas et al. (2017) utilizam o método de *Newton-Rhapson* com o auxílio da ferramenta MATPOWER para determinar o fluxo de potência;
- Imran e Kowsalya (2014) utilizam uma metodologia simplificada para determinação do fluxo de potência;

- o Baiat, Bagheri e Noroozian (2016) utilizam, para determinar o fluxo de potência, o método de varredura para frente e para trás.

De modo geral, considerando os diversos métodos de cálculos apresentados e diante do estudo de validação em tela, conclui-se que a metodologia desenvolvida é adequada, apresentando resultados semelhantes aos da literatura especializada.

5.2 RECONFIGURAÇÃO CONSIDERANDO OS CUSTOS LOCACIONAIS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

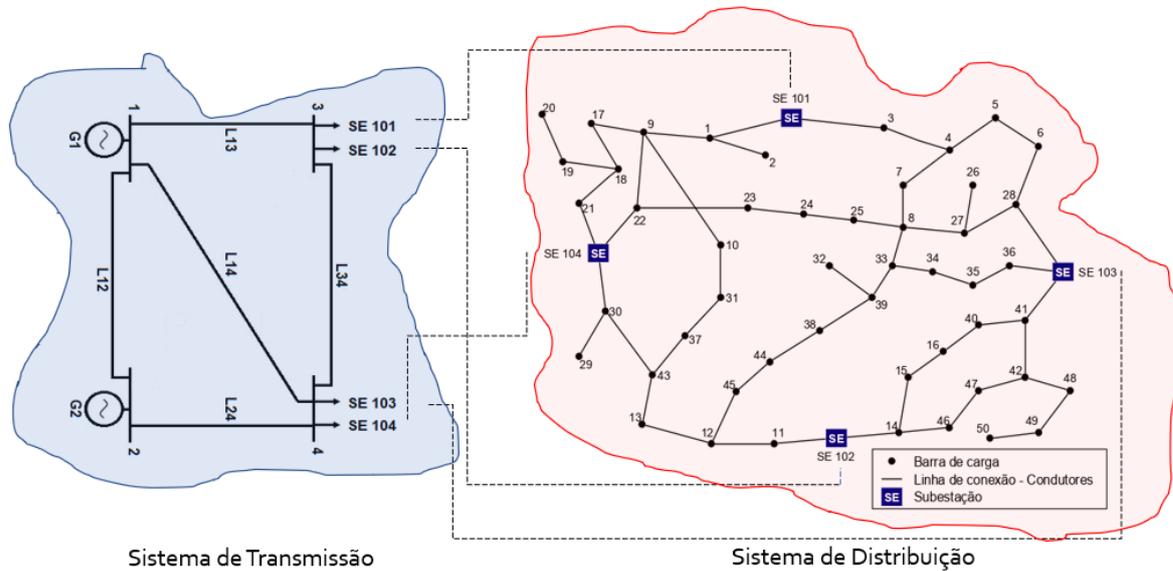
A reconfiguração de redes de distribuição, que incorpora os custos locacionais da transmissão, é avaliada a partir da modelagem integrada do sistema teste de distribuição com 4 subestações e 54 nós, adaptado de Santos (2017), e o sistema de transmissão de 4 barras é apresentado em Bialek (1997) e Galiana, Conejo e Gil (2003). Ambos os sistemas são modelados com o auxílio do software OpenDSS para resolver o problema de fluxo de potência. O algoritmo de reconfiguração de rede e de alocação de custos de transmissão é desenvolvido em ambiente Matlab.

A interconexão do sistema de transmissão à distribuição se dá através das barras 3 e 4 do sistema de transmissão e as subestações de distribuição SE 101 e SE 102, e SE 103 e SE 104, como indicado na Figura 10. Inicialmente, considera-se que o sistema 54 nós encontra-se todo malhado, ocorrendo as aberturas durante o processo de reconfiguração da rede.

De modo a avaliar o impacto de eventuais investimentos para elevar marginalmente a capacidade do sistema de transmissão e as respectivas repercussões no problema de reconfiguração do sistema de distribuição, consideram-se diferentes cenários de capacidade das linhas de transmissão, detalhados a seguir.

- o Cenário 1: capacidade da linha LT-13 de 25 MVA, demais linhas 100 MVA;
- o Cenário 2: capacidade da linha LT-24 de 25 MVA, demais linhas 100 MVA;
- o Cenário 3: capacidade da linha LT-14 de 25 MVA, demais linhas 100 MVA;
- o Cenário 4: capacidade da linha LT-21 de 25 MVA, demais linhas 100 MVA;
- o Cenário 5: capacidade da linha LT-43 de 25 MVA, demais linhas 100 MVA.

Figura 10 – Sistema teste de distribuição 54 nós integrado ao sistema de transmissão 4 barras



Fonte: Próprio Autor.

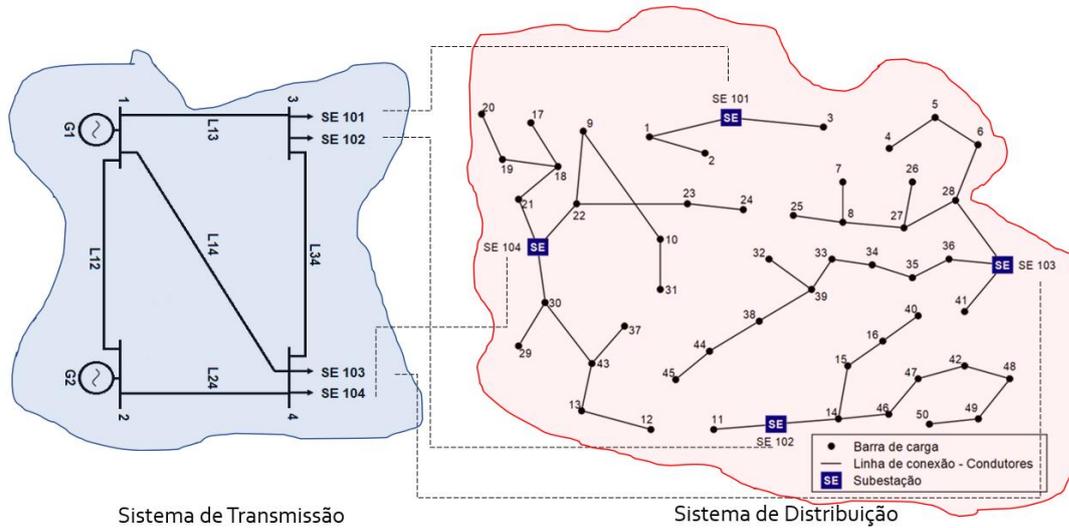
Tais cenários são avaliados a partir da abordagem clássica de reconfiguração frente à estratégia proposta, que aporta os sinais econômicos locais das tarifas de transmissão no modelo de otimização. Os resultados são comparados do ponto de vista topológico e de custo global. Nos Anexos E, F e G são apresentados respectivamente o diagrama unifilar do sistema 54 nós e dados das linhas e dos nós. No Anexo H são apresentados os dados técnicos e econômicos utilizados na modelagem.

5.2.1 Cenário 1 – Restrição de capacidade da linha LT-13

O cenário 1 caracteriza-se por limitar a capacidade da linha de transmissão LT-13 em 25 MVA e as demais em 100 MVA, resultando nas soluções topológicas de reconfigurações de rede de distribuição, ilustradas nas Figuras 11 e 12.

Comparando as topologias das Figuras 11 e 12, nota-se que, quando os EUSTs são minimizados, se tem uma quantidade expressiva de nós conectadas às subestações SE-103 e SE-104, em relação às SEs 101 e 102. Outro aspecto a destacar é que o resultado da reconfiguração da distribuição, desconsiderando EUST encontrado no Cenário 1, é o mesmo dos encontrados nos cenários 2, 3, 4 e 5, tendo em vista que nesses casos as restrições da transmissão não afetam a reconfiguração da distribuição.

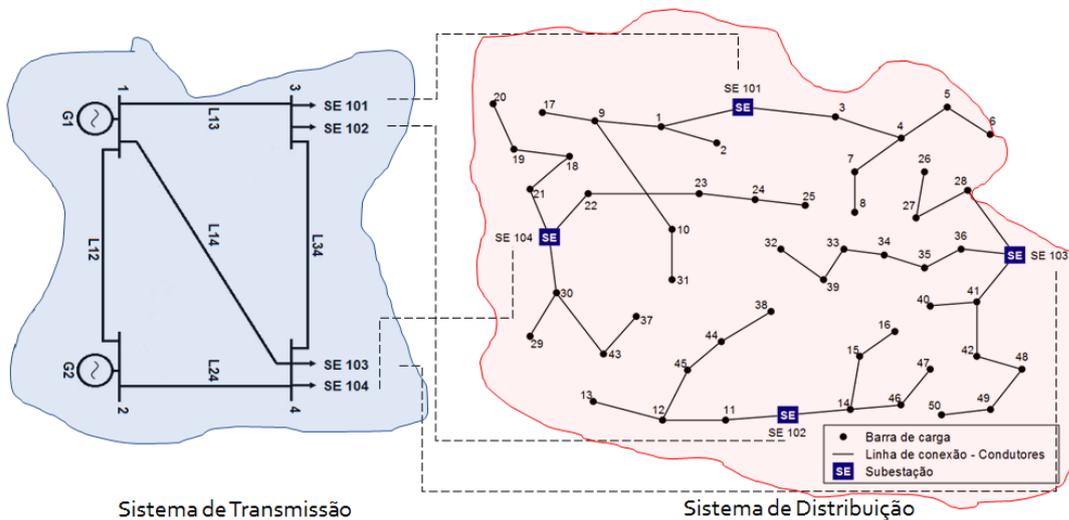
Figura 11 – Cenário 1 - Resultado da reconfiguração da distribuição considerando EUST



Fonte: Próprio Autor.

Na Figura 12 é apresentado o resultado quando não é considerado o sistema de transmissão no problema.

Figura 12 – Cenário 1 - Resultado da reconfiguração da distribuição desconsiderando EUST



Fonte: Próprio Autor.

Na Tabela 5, apresentam-se os MUSTs e as TUSTs nas subestações de distribuição 101, 102, 103 e 104.

Tabela 5 – Cenário 1 - MUST e TUST nas subestações de distribuição

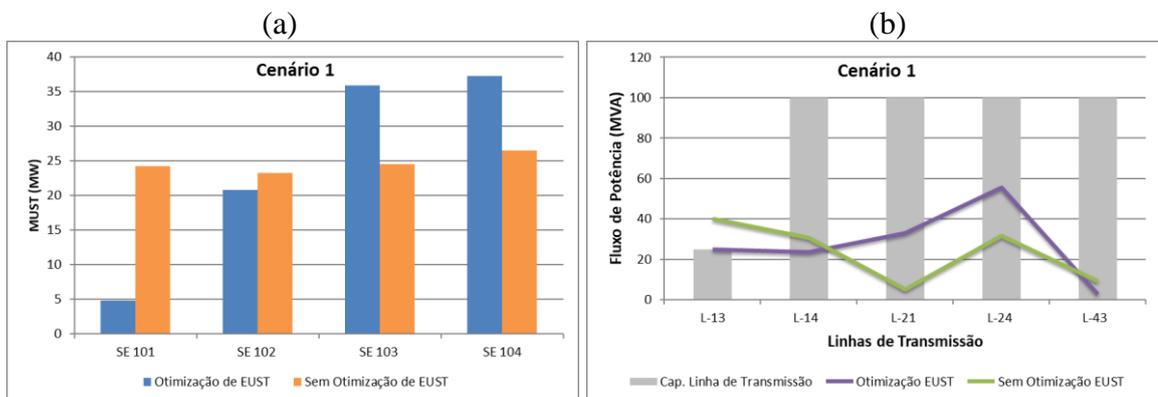
	MUST - DISTRIBUIÇÃO (MW)				TUST GERAÇÃO (\$/MWh)		TUST SUBESTAÇÕES (\$/MWh)		
	TAC	SE 101	SE 102	SE 103	SE 104	BARRA 1	BARRA 2	SE 101 e SE 102	SE 103 e SE 104
COM OTIMIZAÇÃO DEEUST	EBE					2,6371	2,3716	3,0992	2,2301
	PS	4,7621	20,8264	35,8809	37,2967	2,3175	2,4609	2,6981	2,3704
	PR					2,4296	2,4296	2,4553	2,4553
	ZBUS					2,6942	3,1600	1,7787	1,8344
SEM OTIMIZAÇÃO DEEUST	EBE					6,3946	5,7138	8,1586	4,4759
	PS	24,2245	23,2404	24,533	26,5091	7,1068	3,9854	6,6157	5,9108
	PR					6,1959	6,1959	6,2504	6,2504
	ZBUS					7,6138	7,5993	6,4402	3,3217

Fonte: Próprio Autor

Os resultados extraídos da Tabela 5 demonstram que as técnicas de alocação de custos da transmissão EBE, PS, PR e ZBUS resultaram na mesma distribuição de MUST entre as subestações, ou seja, a mesma solução de reconfiguração. Entretanto, em relação às TUSTs, os resultados são muito distintos. Pontua-se, novamente, que não é escopo deste trabalho avaliar o mérito das técnicas de alocação de custos da transmissão, contudo destaca-se a relevância do tema, que é amplamente explorado em Benetti e Sperandio, 2020.

Com relação ao impacto da reconfiguração no sistema de transmissão, apresentam-se na Figura 13 os fluxos resultantes nas linhas. Na Figura 13 (b) verifica-se que o fluxo de potência nas linhas de transmissão não ultrapassa sua capacidade, quando considerada a reconfiguração do sistema de distribuição, vislumbrando a otimização de EUST. Em contraponto, quando não é considerado o sistema de transmissão, nota-se um fluxo de potência superior à capacidade na linha L-13.

Figura 13 – Cenário 1 (a) Carregamento das subestações e (b) Capacidade de linhas de transmissão

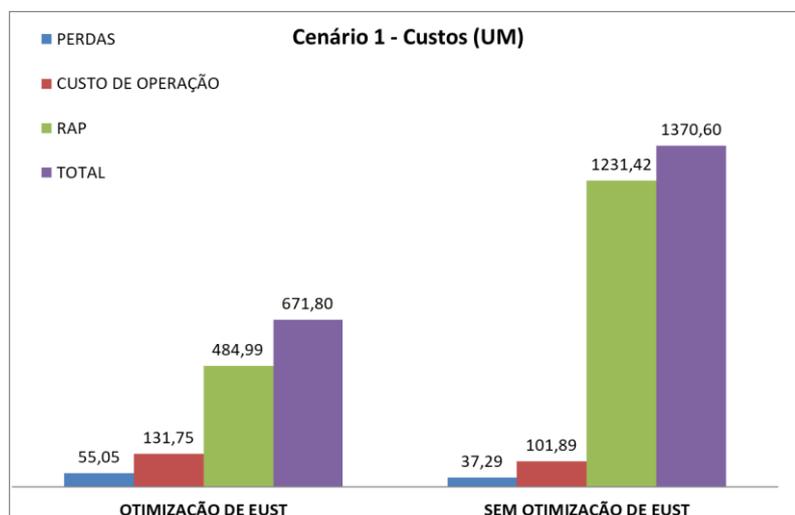


Fonte: Próprio Autor

No gráfico apresentado na Figura 13 (a), percebem-se diferenças significativas de MUST nas subestações quando se considera, ou não, o EUST no problema. No modelo clássico de reconfiguração da rede de distribuição, em que se busca minimizar exclusivamente as perdas e os custos de operação, tem-se uma distribuição equilibrada de MUST entre as subestações (entre 22 a 25 MW). No entanto, há a necessidade de expansão da capacidade da LT-13 de, no mínimo, 14,92 MVA.

De outra parte, quando incorporado o EUST ao problema de otimização, tem-se um aumento expressivo de MUST nas subestações SE-103 e 104, atingindo o valor de 35,88 MW e 37,29 MW, respectivamente (Tabela 5). Consequentemente, o MUST das demais subestações é reduzido. Essa redistribuição de MUST evita que o fluxo de potência ultrapasse a capacidade na linha de transmissão LT-13 (Figura 13 (b)) e, por conseguinte, evita-se a necessidade de expansão do sistema de transmissão. Assim sendo, não há necessidade de incremento de RAP para cobrir custos de expansão quando os sinais econômicos das tarifas de transmissão são considerados no problema de reconfiguração, conforme Figura 14.

Figura 14 – Cenário 1 - Custos globais



Fonte: Próprio Autor

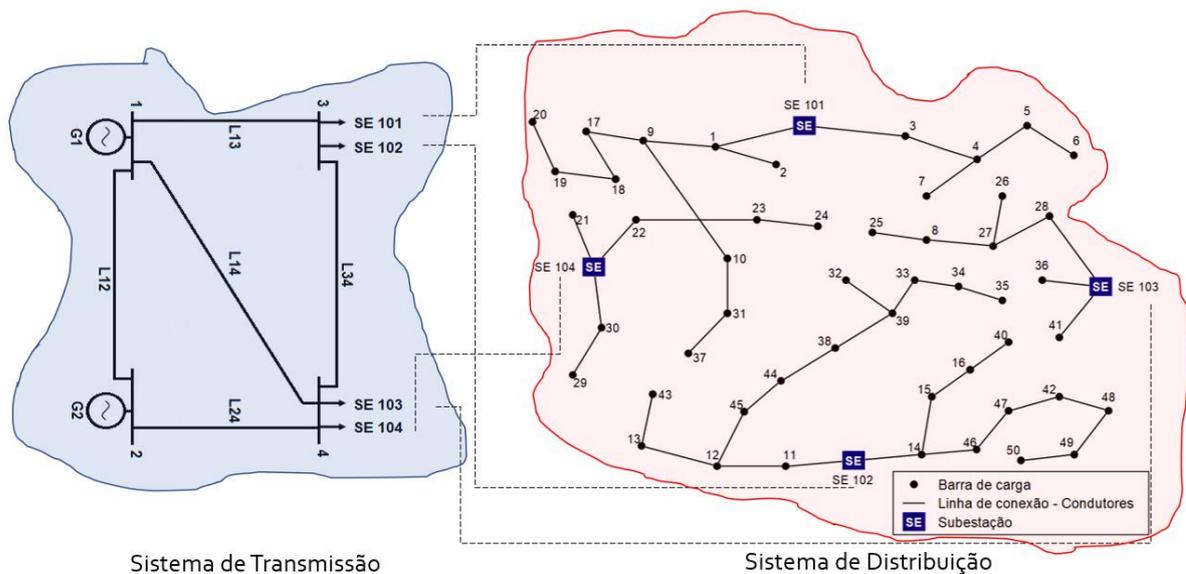
Em termos financeiros, a reconfiguração desprezando os custos da transmissão reflete um aumento expressivo da RAP (1.231,42 UM), para remunerar os investimentos em expansão da linha de transmissão LT-13. Em termos percentuais, tem-se um aumento da RAP de cerca de 153%, em relação a RAP obtida no modelo em que se busca minimizar o EUST (484,99 UM).

A respeito dos custos das perdas (55,05 UM) e de operação (131,75 UM) aumentarem no modelo de otimização de EUST, em relação ao modelo que o negligencia na reconfiguração (perdas 37,29 UM e operação 101,89 UM), o custo global resultante é significativamente reduzido (671,80 UM) frente ao modelo clássico (1.370,60 UM).

5.2.2 Cenário 2 - Restrição de capacidade da linha LT-24

No cenário 2, a capacidade da linha de transmissão L-24 é de 25 MVA e nas demais linhas de 100 MVA. Nesse caso, a topologia de rede de distribuição resultante da reconfiguração é apresentada na Figura 15.

Figura 15 – Cenários 2 - Resultado após reconfiguração da rede de distribuição considerando EUST



Fonte: Próprio Autor.

Examinando a topologia obtida, percebe-se que há uma quantidade expressiva de nós de carga conectadas às subestações SE-101 e SE-102, em relação às SEs 103 e 104. Tal distribuição de carga mostra-se oposta à obtida no cenário 1 (Figura 12). Remete-se a esse comportamento o fato da linha L-24 ter menor capacidade (25 MVA) e ser o principal tronco de atendimento às subestações SE-103 e SE-104. Assim sendo, a reconfiguração da rede de distribuição condiciona a redução de carregamento da SE-103 e 104. Comportamento semelhante se obteve no cenário 1, porém associado à restrição de capacidade da linha LT-13, que repercute na redução de carregamento das SEs 101 e 102.

Conforme já mencionado, o resultado da reconfiguração da distribuição desconsiderando EUST é o mesmo obtido no Cenário 1 (Figura 12).

Na Tabela 6, apresentam-se os MUSTs e as TUSTs nas subestações de distribuição 101, 102, 103 e 104.

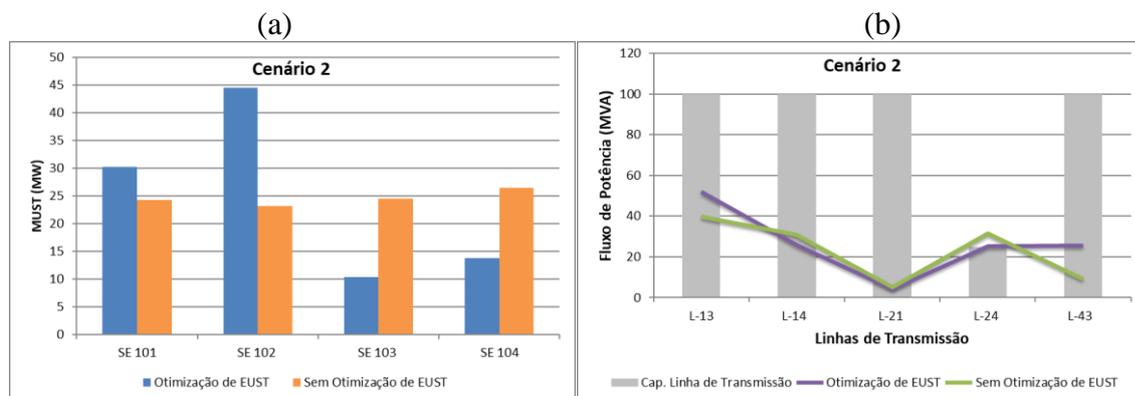
Tabela 6 – Cenário 2 - MUST e TUST nas subestações de distribuição

	MUST - DISTRIBUIÇÃO (MW)				TUST GERAÇÃO (\$/MWh)		TUST - TRANSMISSÃO (\$/MWh)		
	TAC	SE 101	SE 102	SE 103	SE 104	BARRA 1	BARRA 2	SE 101 e SE 102	SE 103 e SE 104
OTIMIZADA O EUST	EBE					2,2549	3,2746	2,4293	2,7371
	PS	30,2569	44,5531	10,3509	13,8027	1,6063	5,5731	2,0651	3,865
	PR					2,4793	2,4793	2,5044	2,5044
	ZBUS					2,6622	5,3186	1,5092	2,4105
S/ OTIMIZADA O EUST	EBE					3,3324	5,8996	3,7999	4,4129
	PS	24,2245	23,2404	24,533	26,5091	1,7461	9,7493	2,1504	5,9468
	PR					4,0816	4,0816	4,1175	4,1175
	ZBUS					3,8860	9,7841	1,5817	3,5055

Fonte: Próprio Autor

Os resultados da Tabela 6 demonstram que as técnicas de alocação de custos da transmissão EBE, PS, PR e ZBUS resultaram na mesma distribuição de MUST entre as subestações, ou seja, a mesma solução de reconfiguração. Em relação às TUSTs, tem-se resultados distintos, principalmente entre as técnicas EBE, PS e ZBUS.

Figura 16 – Cenário 2 (a) Carregamento das subestações e (b) Capacidade de linhas de transmissão



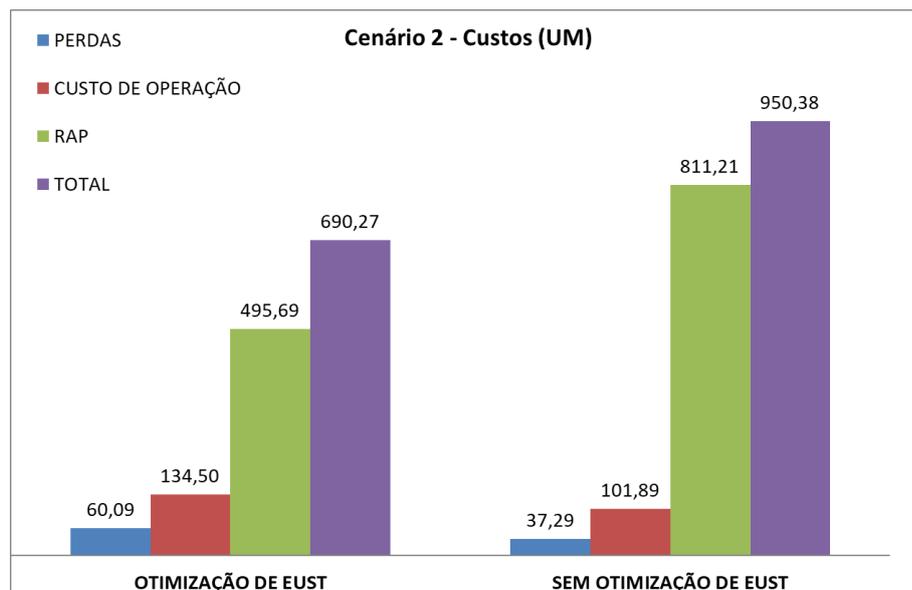
Fonte: Próprio Autor

Na Figura 16 apresentam-se os fluxos resultantes nas linhas de transmissão e a distribuição de MUST entre as subestações. Nota-se que quando incorporado o EUST ao problema da otimização tem-se um aumento expressivo de MUST nas subestações SE-101 e

102, atingindo o valor de 30,25 MW e 44,55 MW, respectivamente (Tabela 6). Conseqüentemente, o MUST das demais subestações é reduzido. Essas redistribuições de MUST evitam que o fluxo de potência ultrapasse a capacidade na linha de transmissão LT-24 (Figura 16 (b)) e, por conseguinte, evita-se a necessidade de expansão do sistema de transmissão. Assim sendo, não há a necessidade de incremento de RAP, resultando em redução de custos, conforme Figura 17.

Na reconfiguração em que se negligenciam os custos da transmissão, tem-se um aumento expressivo da RAP (811,21 UM), para remunerar os investimentos em expansão da linha de transmissão LT-24. Em termos percentuais, o aumento representa 63,56%, em relação à RAP obtida no modelo em que se busca minimizar o EUST (495,69 UM), ainda representando um aumento nos custos globais de cerca de 37%.

Figura 17 – Cenário 2 - Custos globais



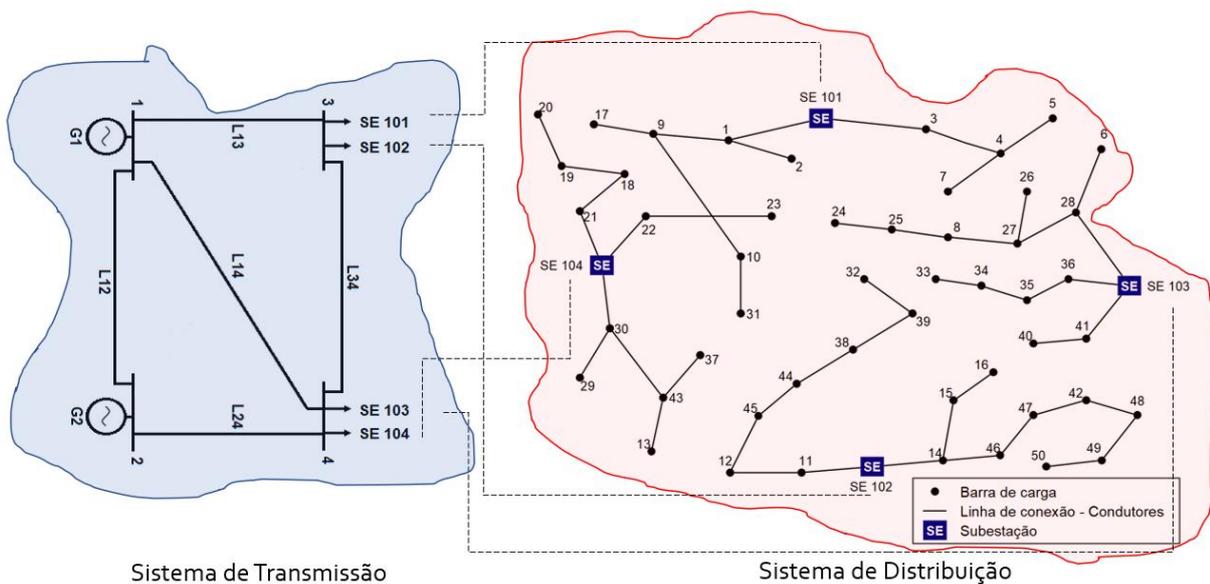
Fonte: Próprio Autor

Embora os custos de perdas (60,09 UM) e de operação (134,5 UM) aumentem no modelo de otimização de EUST, em relação ao modelo que negligencia a reconfiguração (perdas 37,29 UM e operação 101,89 UM), o custo global resultante é significativamente reduzido (690,27 UM) frente ao modelo clássico (950,38 UM). Em termos percentuais, a aplicação da metodologia proposta resulta em uma redução de custos globais de cerca de 37,6%, quando comparado à reconfiguração clássica.

5.2.3 Cenário 3 – Restrição de capacidade da linha LT-14

No cenário 3 a capacidade da linha de transmissão LT-14 é fixada em 25 MVA e nas demais em 100 MVA. O resultado das soluções topológicas das reconfigurações da rede de distribuição, quando considerados os métodos EBE, PS e Zbus para alocação dos custos do sistema de transmissão, é mostrado na Figura 18.

Figura 18 – Cenário 3 - Resultado após reconfiguração da rede de distribuição considerando EUST



Fonte: Próprio Autor.

Na Tabela 7 apresentam-se os MUSTs e as TUSTs nas subestações de distribuição 101, 102, 103 e 104, em que se percebe a diferenciação dos resultados na reconfiguração da rede de distribuição pela variação dos resultados de MUST.

Tabela 7 – Cenário 3 - MUST e TUST nas subestações de distribuição

	MUST - DISTRIBUIÇÃO (MW)				TUST GERAÇÃO (\$/MWh)		TUST - TRANSMISSÃO (\$/MWh)		
	TAC	SE 101	SE 102	SE 103	SE 104	BARRA 1	BARRA 2	SE 101 e SE 102	SE 103 e SE 104
OTIMIZAÇÃO O EUST	EBE					2,3094	2,5738	2,5515	2,3606
	PS					1,8538	3,0627	2,1527	2,7941
	ZBUS	19,9206	31,4204	21,2129	26,0213	2,4369	2,4369	2,4601	2,4601
	PR					2,4924	3,7807	1,5965	1,9727
S/ OTIMIZAÇÃO O EUST	EBE					4,0814	3,4124	3,3448	4,4555
	PS					3,8099	4,0712	3,5902	4,2273
	PR	24,2245	23,2404	24,533	26,5091	3,8861	3,8861	3,9203	3,9203
	ZBUS					4,9993	5,0814	2,3081	3,2058

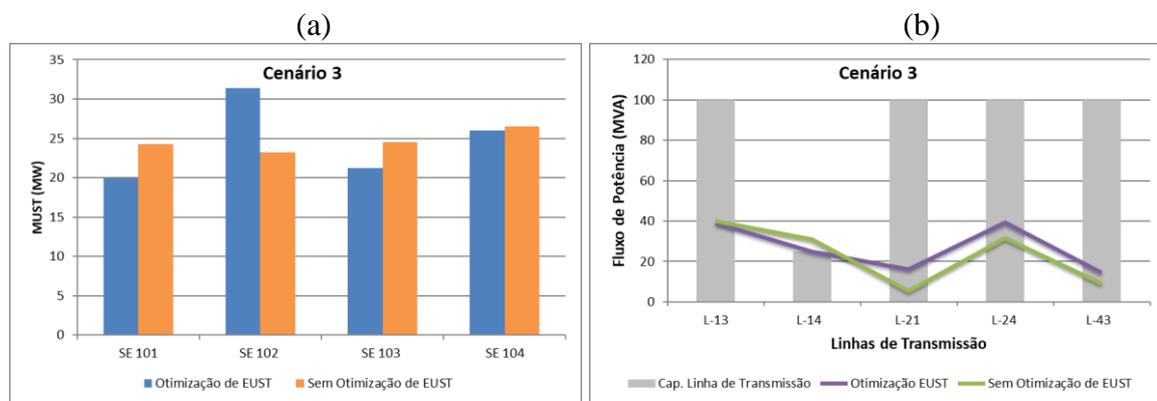
Fonte: Próprio Autor

Relativo às respostas verificadas para os diferentes métodos de tarifação do sistema de transmissão, na Tabela 7 fica evidente a elevação das TUST para ambos os métodos quando desconsiderado o EUST no problema de reconfiguração. Com relação às respostas obtidas pelos métodos de tarifação da transmissão, os melhores resultados foram apresentados pelos métodos PS e Zbus, que incentivaram o sistema de distribuição a reconfigurar a rede, potencializando o maior carregamento na barra 3, evitando ultrapassagem da capacidade da linha restringida.

Nesse cenário, a capacidade de carregamento na linha restringida L-14 é violada quando não considerada a otimização de EUST. No entanto, quando otimizado o EUST, a capacidade da linha não é violada.

Na Figura 19 (a) e 19 (b) ambas apresentam a distribuição de MUST entre as subestações, considerado a otimização de EUST para as diferentes respostas obtidas. Assim, a reconfiguração ocorre de forma a não violar a capacidade da linha de transmissão L-14, evitando custos de expansão.

Figura 19 – Cenário 3 (a) Carregamento das subestações (b) Capacidade de linhas de transmissão



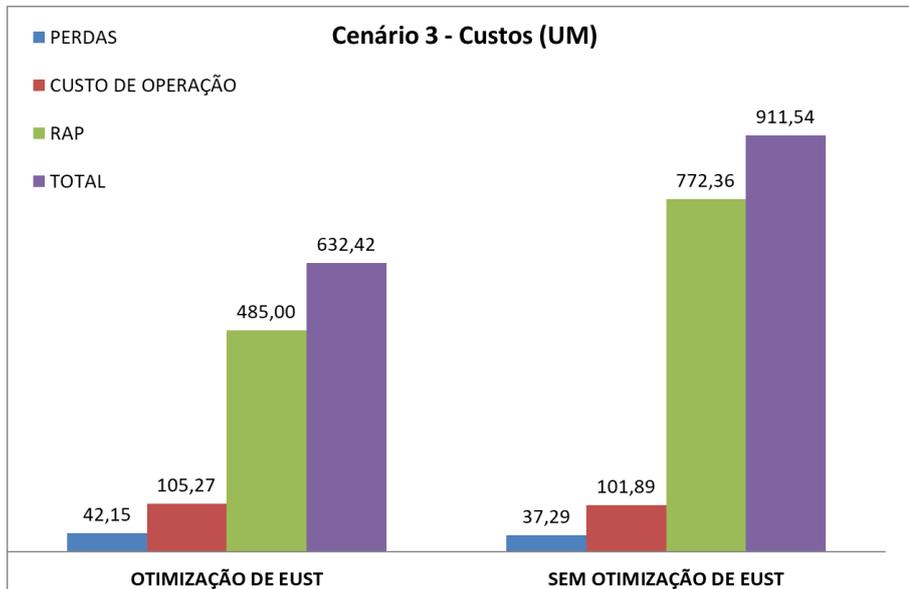
Fonte: Próprio Autor

Quando não é considerada a otimização de EUST, não é percebida a mesma resposta, pois a reconfiguração visa exclusivamente otimizar as perdas e os custos de operação referentes ao sistema de distribuição, mantendo assim, um maior equilíbrio de cargas das subestações, e resultando na ultrapassagem da capacidade da linha de transmissão L-14.

Mesmo considerando um pequeno aumento nos valores referentes a perdas e custos operacionais, quando o EUST é tratado no problema, há uma diminuição considerável no custo total, de cerca de 44%, isso ocorrendo principalmente pela minimização do valor da RAP, como

pode ser visualizado na Figura 20. Essa minimização no valor da RAP está diretamente ligada à não expansão no sistema de transmissão.

Figura 20 – Cenário 3 - Custos globais



Fonte: Próprio Autor

5.2.4 Cenários 4 e 5 - Restrição de capacidade da linha LT-21 e LT-43

Nos cenários 4 e 5 há restrição de carregamento respectivamente nas linhas de transmissão LT-21 e LT-43 em 25 MVA, e para as demais em 100 MVA.

Em ambos os cenários, a aplicação da metodologia clássica de reconfiguração e a metodologia proposta resultaram na mesma solução. Atribui-se a esse comportamento o fato da capacidade das linhas LT-21 e LT-43 não restringir a reconfiguração da distribuição. Tais linhas não se caracterizam como troncos de atendimento às subestações. Assim sendo, a reconfiguração da rede de distribuição não condiciona a redução de carregamento das subestações, bem como não implica na necessidade de expansão da transmissão.

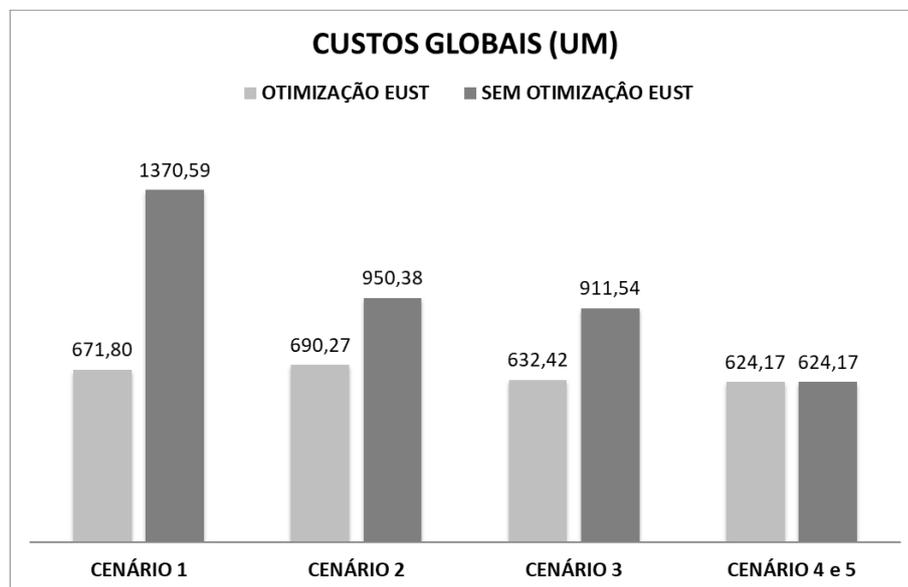
5.2.5 Comparação dos custos globais

Analisando os resultados relativos aos custos globais, verifica-se que as restrições de cada linha forçam respostas diferentes do algoritmo de reconfiguração, evidenciando a importância da análise conjunta do setor elétrico, nesse caso distribuição e transmissão. Isso fica evidente na Figura 21, que mostra que os cenários 1, 2 e 3, necessariamente, forçam uma

redistribuição da geração para suprir a carga solicitada pelas barras de carga além dos limites das linhas restringidas, gerando a necessidade de expansão do sistema de transmissão, e por consequência, “penalizando” o sistema de distribuição pela necessidade de investimentos que é imposta através de encargos de transmissão.

Algo diferente ocorre nos cenários 4 e 5, onde a restrição nas barras não gera a necessidade de expandir a transmissão, mantendo a RAP constante, restando com isso, apenas a reconfiguração da distribuição, objetivando a redução nos custos de perdas de distribuição e custos operacionais de subestações.

Figura 21 – Resumo dos custos globais



Fonte: Próprio Autor

5.3 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Este capítulo objetivou a validação da metodologia proposta no capítulo 4, validando a metodologia de reconfiguração da distribuição com a bibliografia especializada, apresentando e discutindo os resultados. Também foi apresentada a integração de um sistema teste de distribuição 54 nós e um sistema teste de transmissão 4 barras.

A validação do algoritmo de reconfiguração da distribuição mostrou-se eficaz, isso segundo os resultados apresentados para a resolução da reconfiguração da distribuição em dois sistemas testes, os IEEE 33 e 69 nós, ambos vastamente utilizados em bibliografias especializadas. Observou-se que o algoritmo minimizou as perdas, respeitando os níveis de tensão estabelecidos.

O acoplamento dos sistemas de transmissão e de distribuição ocorreu através da conexão dos sistemas testes 54 nós (distribuição) e 4 barras (transmissão), comprovando que a reconfiguração da rede de distribuição responde aos sinais locais da transmissão, elevando minimamente os custos de perdas e operação, mas minimizando os custos globais, que penalizam os sistemas de distribuição pela sinalização de expansão do sistema, caso haja a reconfiguração da rede de distribuição simples e puramente visualizando a si própria.

6 CONCLUSÃO

O trabalho tratou de uma nova visão frente ao problema de reconfiguração de redes de distribuição, conduzindo as reconfigurações, no intuito de vislumbrar a otimização dos custos de forma sistêmica, quebrando barreiras, considerando aspectos além do sistema de distribuição, diferente do que vem sendo apresentado na vasta bibliografia disponível sobre o assunto.

A nova abordagem proposta, além de garantir resultados coerentes com a bibliografia especializada, no que se refere a reconfiguração de redes de distribuição, incluiu ao problema a sinalização econômica das TUSTs. Hoje há inúmeras técnicas de precificação dos sistemas de transmissão, cada uma com suas peculiaridades, transmitindo maior ou menor confiança nos cálculos das tarifas; neste trabalho optou-se pela utilização de quatro diferentes técnicas, amplamente referenciadas: *Equivalent Bilateral Exchanges* - EBE, *Proportional Sharing* - PS, Zbus, e Pró-rata - PR.

Para tratar do problema, foi desenvolvido um algoritmo heurístico que reconfigura a rede de distribuição, minimizando os custos de perdas de energia elétrica, os custos operacionais e os encargos do uso do sistema de transmissão, respeitando as restrições de carregamento das subestações e condutores dos circuitos alimentadores, além de manter adequada a tensão em todos os barramentos do sistema.

Para validar o algoritmo, houve uma ampla testagem nos sistemas IEEE 33 e 69 nós, avaliando apenas a reconfiguração da distribuição, desconsiderando em um primeiro momento os encargos de transmissão, sendo que demonstrou eficácia, apresentando uma divergência máxima de 1,19%, resultados considerados aceitáveis, principalmente pelas diversas formas utilizadas para a modelagem dos sistemas e cálculo do fluxo de potência na literatura.

Para a correta análise do problema, houve a integração do sistema teste de distribuição com 4 subestações e 54 nós e um sistema teste de transmissão de 4 barras; além disso, foram criados cinco cenários de simulação, onde cada um deles restringiu a capacidade de uma das linhas de transmissão. O que se percebeu foi a resposta positiva do algoritmo frente às restrições, pois quando considerada a minimização de EUST ao problema, nos cenários 1, 2 e 3 houve a redistribuições de MUST entre as subestações de distribuição, evitando que o fluxo de potência ultrapassasse a capacidade nas linhas de transmissão restringidas, reduzindo assim os custos totais. Nos cenários 4 e 5, por representarem respectivamente a restrição de carregamento das linhas de transmissão L-21 e L-43, sendo que essas linhas não fazem uma conexão direta entre

cargas e geradores, não houve a violação de suas capacidades, obtendo o mesmo resultado quanto à reconfiguração da rede.

Baseado no exposto ao longo do trabalho, confirma-se que os objetivos foram atingidos, uma vez que os custos globais foram reduzidos, otimizando os ativos existentes de distribuição e transmissão, mostrando-se uma ótima ferramenta de auxílio à tomada de decisão no planejamento, tanto da transmissão quanto da distribuição. Outro fator positivo está atrelado à melhor utilização dos ativos existentes de distribuição e transmissão, isso ficando evidente, pois, em três dos cinco casos, o algoritmo evitou investimentos em expansão dos sistemas de transmissão, apenas reconfigurando a distribuição. Essas ações não aumentam os encargos da transmissão, e sim proporcionam diretamente uma modicidade tarifária aos consumidores conectados aos sistemas de distribuição.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

Como o trabalho dá início a uma nova linha de pesquisa científica, instigando os planejadores do sistema elétrico através de novos pontos de vista, algumas lacunas são abertas, e abrem margem para novas investigações e trabalhos futuros, sendo alguns descritos a seguir:

- ✓ explorar sistemas de transmissão, acoplados a sistemas de distribuição, maiores e com diversos agentes conectados;
- ✓ investigar o impacto da minimização do EUST na tarifa;
- ✓ integrar o planejamento da expansão da transmissão com um modelo de decisão inteiro;
- ✓ implantar a metodologia proposta em sistemas realísticos;
- ✓ desenvolver uma metodologia de precificação da transmissão que considere os critérios das redes de distribuição.

REFERÊNCIAS

- ABUR, A. A modified linear programming method for distribution system reconfiguration. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 18, n 7, p. 469–474, 1996. doi:10.1016/0142-0615(96)00005-1
- AMANULLA, B.; CHAKRABARTI, S.; SINGH, S. N. Reconfiguration of Power Distribution Systems Considering Reliability and Power Loss. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 27, n. 2, p. 918–926, 2012. doi:10.1109/tpwrd.2011.2179950.
- BABU, P. R.; VANAMALI, M. P. R.; KUMAR, M. P. V. V. R.; HEMACHANDRA, V. S. Network reconfiguration in distribution systems using L-E method. **2010 Annual IEEE India Conference (INDICON)**, 2010. doi:10.1109/indcon.2010.5712636.
- BAIAT, A.; BAGHERI, A.; NOROOZIAN, R. Optimal siting and sizing of distributed generation accompanied by reconfiguration of distribution networks for maximum loss reduction by using a new UVDA-based heuristic method. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 77, p. 360–371, 2016. doi: 10.1016/j.ijepes.2015.11.039.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Optimal capacitor placement on radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 4, n.1, p. 725–734, 1989a. doi:10.1109/61.19265.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 4, n. 2, p 1401–1407, 1989b. doi:10.1109/61.25627.
- BENETTI, M. A.; SPERANDIO, M.; SANTOS, M. M.; LUCCHESI, F. C. Precificação dos Sistemas de Transmissão: Uma Discussão sobre o Estado da Arte de Modelos, Métodos e Pesquisas Futuras. **XIV Symposium of Specialists in electric operational and Expansion Planning**, Recife, 2018.
- BENETTI, M. A.; SPERANDIO, M. Transmission Pricing: Right Insights for Suitable Cost Allocation Methods. *Electricity Markets - New Players and Pricing Uncertainties*. Springer Nature Switzerland AG 2020, ed. Sayyad Nojavan, Kazem Zare, cap. 4, p 61-90, 2020 doi: 10.1007/978-3-030-36979-8_4.
- BERNARDON, D. P.; GARCIA, V. J.; FERREIRA, A. S. Q.; CANHA, L. N. Electric distribution network reconfiguration based on a fuzzy multi-criteria decision making algorithm. **Electric Power Systems Research**, v. 79, n. 10, p. 1400–1407, 2009. doi: 10.1016/j.epsr.2009.04.012.
- BERNARDON, D. P.; GARCIA, V. J.; FERREIRA, A. S. Q.; CANHA, L. N. Multicriteria Distribution Network Reconfiguration Considering Subtransmission Analysis. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 25, n. 4, p. 2684–2691, 2010. doi: 10.1109/tpwrd.2010.2041013.
- BERNARDON, D. P.; MELLO, A. P. C.; PFITSCHER, L.L; CANHA, L. N.; ABAIDE, A. R.; FERREIRA, A. A. B. Real-time reconfiguration of distribution network with distributed generation. **Electric Power Systems Research**, v. 107, p. 59–67, 2014. doi: 10.1016/j.epsr.2013.09.011.

BIALEK, J. Topological Generation and Load Distribution Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 12, n. 3, p. 1185-1193, 1997.

BISWAS, P. P.; MALLIPEDDI, R.; SUGANTHAN, P. N.; AMARATUNGA, G. A. J. Optimal reconfiguration and distributed generator allocation in distribution network using an advanced adaptive differential evolution. **2017 IEEE Symposium Series on Computational Intelligence (SSCI)**, 2017. doi:10.1109/ssci.2017.8280824.

CARLOS, E. T., Alocação de custos pelo uso do sistema de transmissão via otimização binível. **Tese de Doutorado** – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2016

CEBRIAN, J. C.; KAGAN, N. Reconfiguration of distribution networks to minimize loss and disruption costs using genetic algorithms. **Electric Power Systems Research**, v 80, n 1, 53–62, 2010. doi: 10.1016/j.epsr.2009.08.005.

CHIANG, H.-D; JEAN-JUMEAU, R. Optimal network reconfigurations in distribution systems. II. Solution algorithms and numerical results. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 5, n.3, p 1568–1574,1990. doi:10.1109/61.58002.

CONEJO, A. J.; CONTRERAS, J.; LIMA, D. A.; PADILHA-FELTRIN, A. Z_bus Transmission Network Cost Allocation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 1, p. 342–349, 2007. doi:10.1109/tpwrs.2006.889138.

DAS, D. A. Fuzzy Multiobjective Approach for Network Reconfiguration of Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 21, n. 1, p. 202–209, 2006. doi:10.1109/tpwr.2005.852335.

EL HAGE, F. S.; FERRAZ, L. P. C.; DELGADO, M. A. P. A Estrutura Tarifária de Energia Elétrica – Teoria e Aplicação, Rio de Janeiro, Editora Synergia, 2011.

ESMAEILIAN, H. R.; FADAEINEDJAD, R. Energy Loss Minimization in Distribution Systems Utilizing an Enhanced Reconfiguration Method Integrating Distributed Generation. **IEEE Systems Journal**, v. 9 n. 4, p 1430–1439, 2015. doi:10.1109/jsyst.2014.2341579.

FARAHANI, V.; SADEGHI, S. H. H.; ASKARIAN, H.; MAZLUMI, K. An Improved Reconfiguration Method for Maximum Loss Reduction Using Discrete Genetic Algorithm. **The 4th International Power Engineering and Optimization Conf. (PEOCO2010)**, Sha Alam. Anais, MALAYSIA, IEEE, p. 178-183, 2010.

FARAHANI, V.; VAHIDI, B.; ABYANEH, H. A. Reconfiguration and Capacitor Placement Simultaneously for Energy Loss Reduction Based on an Improved Reconfiguration Method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 2, p. 587–595, 2012.

GALIANA, F. D.; CONEJO, A. J.; GIL, H. A. Transmission network cost allocation based on equivalent bilateral exchanges. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 4, p. 1425–1431, 2003. doi:10.1109/tpwrs.2003.818689.

GIL, H. A.; GALIANA, F. D.; CONEJO, A. J. Multiarea Transmission Network Cost Allocation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 3, p. 1293–1301, 2005. doi:10.1109/tpwrs.2005.851951.

GLAMOCANIN, V. Optimal loss reduction of distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 5, n. 3, p. 774–782, 1990. doi:10.1109/59.65905.

GOMES, F. V.; CARNEIRO, S.; PEREIRA, J. L. R.; VINAGRE, M. P.; GARCIA, P. A. N.; ARAUJO, L. R. A New Heuristic Reconfiguration Algorithm for Large Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, p. 3, 1373–1378, 2005. doi:10.1109/tpwrs.2005.851937.

HEIDARI, M. A. Optimal network reconfiguration in distribution system for loss reduction and voltage-profile improvement using hybrid algorithm of PSO and ACO. **CIREC - Open Access Proceedings Journal 2017**, v. 1, p. 2458–2461, 2017. doi:10.1049/oap-cired.2017.1007.

HUANG, Y.-C. Enhanced-genetic-algorithm-based fuzzy multi-objective approach to distribution network reconfiguration. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 149, n. 5, p. 615, 2002. doi:10.1049/ip-gtd:20020512.

ILIC, M; GALIANA, F; FINK, L. Power Systems Restructuring: Engineering and Economics. **Springer Science+Business Media**, 1998.

IMRAN, M. A.; KOWSALYA, M. A new power system reconfiguration scheme for power loss minimization and voltage profile enhancement using Fireworks Algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 62, p. 312–322, 2014. doi:10.1016/j.ijepes.2014.04.034.

IMRAN, M. A.; KOWSALYA, M.; KOTHARI, D. P. A novel integration technique for optimal network reconfiguration and distributed generation placement in power distribution networks. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 63, p. 461–472, 2014. doi:10.1016/j.ijepes.2014.06.011.

JUNQUEIRA, M.; DA COSTA, L. C.; BARROSO, L. A.; OLIVEIRA, G. C.; THOME, L. M.; PEREIRA, M. V. An Aumann-Shapley Approach to Allocate Transmission Service Cost Among Network Users in Electricity Markets. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22 n. 4, p. 1532–1546, 2007. doi:10.1109/tpwrs.2007.907133.

KOUZOU, A.; MOHAMMEDI, R. D. Optimal reconfiguration of a radial power distribution network based on Meta-heuristic optimization algorithms. **2015 4th International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS)**, 2015. doi:10.1109/epecs.2015.7368517.

LANDEROS, A. Smart Reconfiguration of Electric Power Distribution Networks for Power Loss Minimization and Voltage Profile Optimization, **Dissertação de Mestrado**, Islândia, 2018.

LARIMI, S. M. M.; HAGHIFAM, M. R.; MORADKHANI, A. Risk-based reconfiguration of active electric distribution networks. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 10, n. 4, p. 1006–1015, 2016. doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0777.

LIMA, D. A.; PADILHA-FELTRIN, A. Estudo comparativo dos métodos Nodal e Zbus para alocação de custos pelo uso do sistema de transmissão. **Revista Controle & Automação**, v. 19, n. 2, p. 165–177, 2008.

LIMA, D. A.; PADILHA-FELTRIN, A.; CONTRERAS, J. An overview on network cost allocation methods. **Electric Power Systems Research**, v. 79, n. 5, p. 750–758, 2009.

MERLIN, A.; BACK, H. Search for a Minimal-Loss Operation Spanning Tree Configuration in an Urban Power Distribution System. **Proceedings of 5th Power System Computation Conference - PSCC**, v. 1, p. 1-18, 1975.

NARA, K.; SHIOSE, A.; KITAGAWA, M.; ISHIHARA, T. Implementation of genetic algorithm for distribution systems loss minimum re-configuration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7 n. 3, p. 1044–1051, 1992. doi:10.1109/59.207317.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. Sistema Interligado Nacional – Rede de Operação – Horizonte 2023. URL: <http://sindat.ons.org.br/SINDAT/Home/ControleSistema>, acesso em 05.05.2020.

PFITSCHER, L.L.; BERNARDON, D. P.; CANHA, L. N.; MONTAGNER, V. F.; GARCIA, V. J., ABAIDE, A. R. Intelligent system for automatic reconfiguration of distribution network in real time. **Electric Power Systems Research**, v. 97, p. 84–92, 2013. doi: 10.1016/j.eprsr.2012.12.007

RADWAN, A. A.; FODA, M. O.; ELSAYED, A.-H. M.; MOHAMED, Y. S. Modeling and reconfiguration of middle Egypt distribution network. **2017 Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)**, 2017. doi: 10.1109/mepcon.2017.8301343.

RAO, R. S.; RAVINDRA, K.; SATISH, K.; NARASIMHAM, S. V. L. Power Loss Minimization in Distribution System Using Network Reconfiguration in the Presence of Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v 28, n 1, p. 317–325, 2013. doi: 10.1109/tpwrs.2012.2197227.

RAUT, U.; MISHRA, S. Power distribution network reconfiguration for loss minimization using a new graph theory based genetic algorithm. **2017 IEEE Calcutta Conference (CALCON)**, Kolkata, 2017, p. 1-5. doi: 10.1109/CALCON.2017.8280684.

SANTOS, M. M. Planejamento da Expansão de Sistemas Elétricos de Distribuição Considerando a tarifa da transmissão e aspectos de confiabilidade. **Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)** – Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Santa Maria, 2017.

SANTOS, M. M.; ABAIDE, A. R.; SPERANDIO, M. Distribution Networks Expansion Planning under the perspective of the locational Transmission Network Use of System tariffs. **Electric Power Systems Research**, v. 128, p. 123–133, 2015.

SAVIER, J. S.; Das, D. Impact of Network Reconfiguration on Loss Allocation of Radial Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 22, n. 4, p. 2473–2480, 2007. doi: 10.1109/tpwrd.2007.905370.

SEBAA, K.; GELEN, A.; NOURI, H. Cross-entropy method for distribution power systems reconfiguration. **Engineering Reports**, v. 1, p. 1–18, 2019, doi: 10.1002/eng2.12052.

SHIN, D.-J.; KIM, J.-O.; KIM, T.-K.; CHOO, J.-B.; e SINGH, C. Optimal service restoration and reconfiguration of network using Genetic-Tabu algorithm. **Electric Power Systems Research**, v. 71, n. 2, p. 145–152, 2004, doi: 10.1016/j.epsr.2004.01.016.

SARMA, N. D. R.; PRAKASA RAO, K. S. A new 0-1 integer programming method of feeder reconfiguration for weakly meshed distribution and transmission networks. **Electric Power Systems Research**, v. 33, n. 2, p. 125-131, 1995, doi:10.1016/0378-7796(95)00934-a.

SILVA, E. L; Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica, Editora Sagra Luzzatto, Porto Alegre, 2001.

TALBI, E. Metaheuristics: From Design to Implementation/ El-ghazali Talbi. New Jersey - USA, 2009. ISBN 978-0-470-27858-1.

ZHU, J. Z. Optimal reconfiguration of electrical distribution network using the refined genetic algorithm. **Electric Power Systems Research**, v. 62 n. 1, p 37–42, 2002. doi: 10.1016/S0378-7796(02)00041-X.

ANEEL. Serviço público de transmissão de energia elétrica. URL: <http://www.aneel.gov.br/transmissao5> (acesso em 01/10/2019), 2015.

ANEEL. Metodologia de cálculo tarifário da transmissão – Receita Anual Permitida. https://www.aneel.gov.br/calculo-tarifario-e-metodologia/-/asset_publisher/6pqBPPJq59Ts/content/receita-anual-permitida-rap/654800?inheritRedirect=false (acesso em 25/11/2019), 2015.

ANEEL. Regulação dos serviços de distribuição. URL: https://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao?p_p_id=101_INSTANCE_nHNpDfkNeRpN&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=4 (acesso em 25/11/2019), 2015.

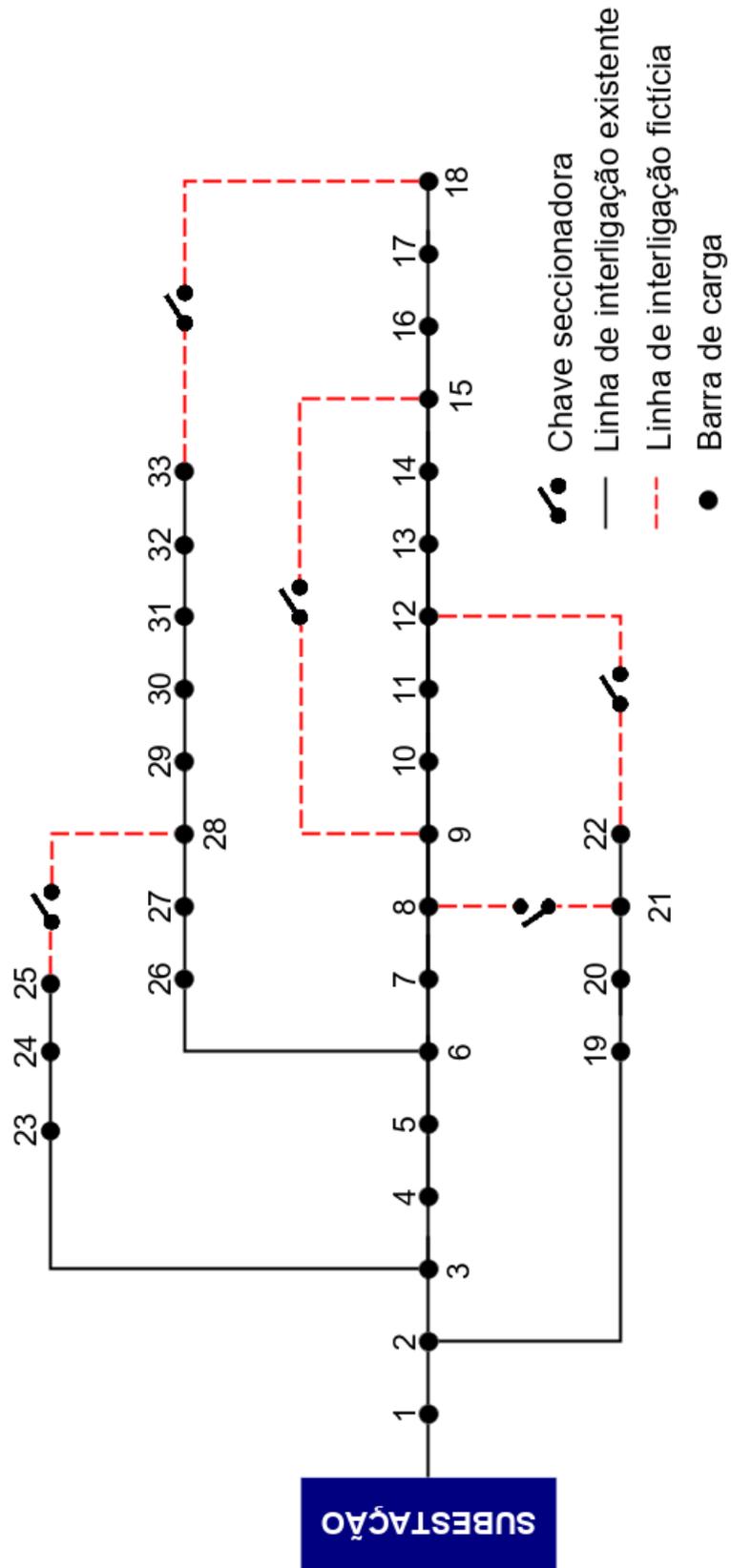
ANEEL. Informações Técnicas Tarifas Transmissão. URL: <https://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=97&idPerfil=2> (acesso em 18/11/2019), 2019.

ANEEL. Programa Nodal. Versão 4.5 – Manual do Usuário. URL: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Manual_Nodal_v45.pdf (acesso em 18/11/2019), 2011.

SOURCEFORGE. OpenDSS - EPRI Distribution System Simulator .URL: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/files/latest/download> (acesso em 11.05.2020), 2020.

Electric Power Research Institute - EPRI. OpenDSS. URL: <https://www.epri.com/#/pages/sa/openss?lang=en> (acesso em 11.05.2020)

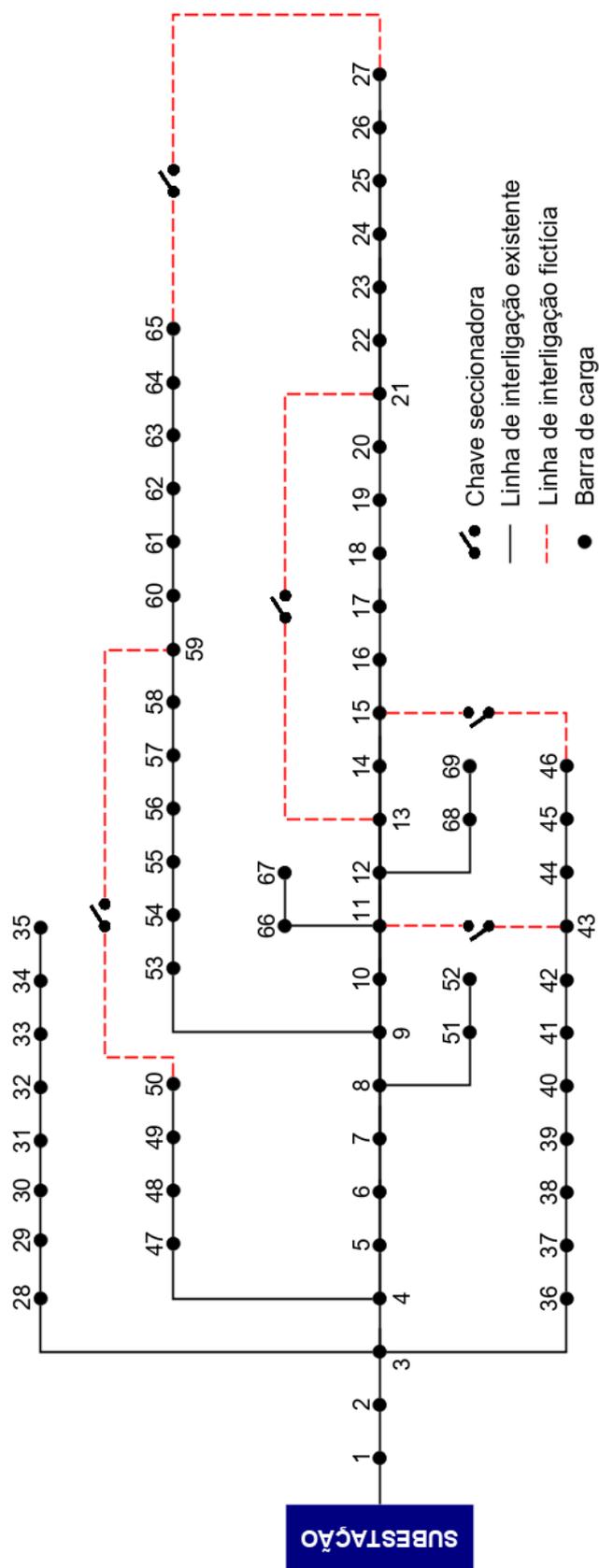
ANEXO A – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA IEEE 33 NÓS



ANEXO B – DADOS DE LINHAS E CARGAS DO SISTEMA IEEE 33 NÓS

Barra (1)	Barra (2)	Resistência (ohms)	Reatância (ohms)	Potência Nominal nas barras	
				P (KW)	Q (KVAR)
1	2	0,0922	0,0470	100	60
2	3	0,4930	0,2511	90	40
3	4	0,3660	0,1864	120	80
4	5	0,3811	0,1941	60	30
5	6	0,8190	0,7070	60	20
6	7	0,1872	0,6188	200	100
7	8	0,7114	0,2351	200	100
8	9	1,0300	0,7400	60	20
9	10	1,0440	0,7400	60	20
10	11	0,1966	0,0650	45	30
11	12	0,3744	0,1298	60	35
12	13	1,4680	1,1550	60	35
13	14	0,5416	0,7129	120	80
14	15	0,5910	0,5260	60	10
15	16	0,7463	0,5450	60	20
16	17	1,2890	1,7210	60	20
17	18	0,7320	0,5740	90	40
18	19	0,1640	0,1565	90	40
19	20	1,5042	1,3554	90	40
20	21	0,4095	0,4784	90	40
21	22	0,7089	0,9373	90	40
22	23	0,4512	0,3083	90	50
23	24	0,8980	0,7091	420	200
24	25	0,8960	0,7011	420	200
25	26	0,2030	0,1034	60	25
26	27	0,2842	0,1447	60	25
3	28	1,0590	0,9337	60	20
28	29	0,8042	0,7006	120	70
29	30	0,5075	0,2585	200	600
30	31	0,9744	0,9630	150	70
31	32	0,3105	0,3619	210	100
32	33	0,3410	0,5302	60	40
33**	34**	2,0000	2,0000		
34**	35**	2,0000	2,0000		
3**	36**	2,0000	2,0000		
36**	37**	0,5000	0,5000		
37**	38**	0,5000	0,5000		

ANEXO C – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA IEEE 69 NÓS



ANEXO D – DADOS DE LINHAS E CARGAS DO SISTEMA IEEE 69 NÓS

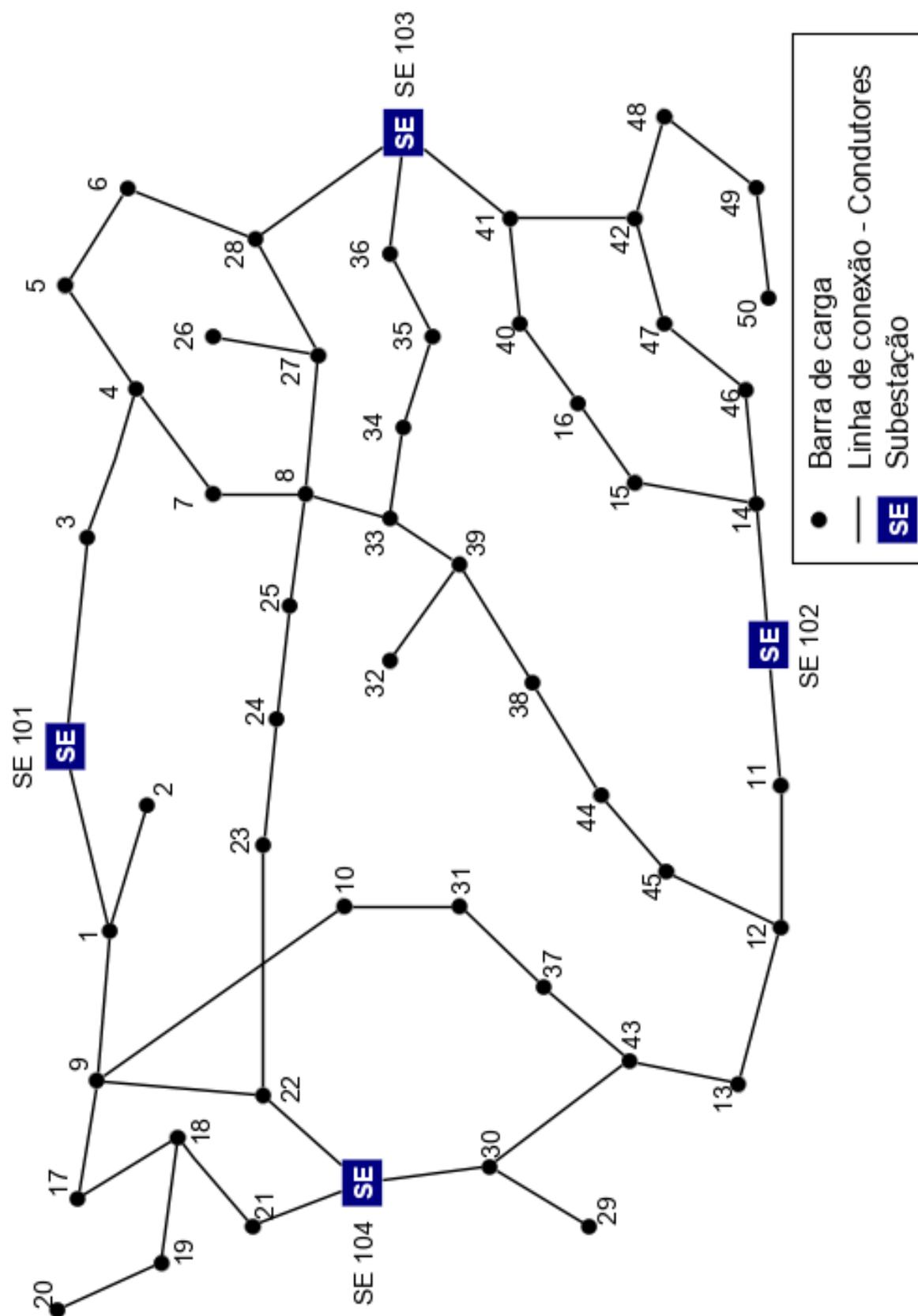
(continua)

Barra (de)	Barra (para)	Resistência (ohms)	Reatância (ohms)	Potência Nominal nas barras	
				P (KW)	Q(KVAR)
1	2	0,0005	0,0012	0	0
2	3	0,0005	0,0012	0	0
3	4	0,0015	0,0036	0	0
4	5	0,0251	0,0294	0	0
5	6	0,3660	0,1864	2,6	2,2
6	7	0,3811	0,1941	40,4	30
7	8	0,0922	0,0470	75	54
8	9	0,0493	0,0251	30	22
9	10	0,8190	0,2707	28	19
10	11	0,1872	0,0619	145	104
11	12	0,7114	0,2351	145	104
12	13	1,0300	0,3400	8	5
13	14	1,0440	0,3450	8	5,5
14	15	1,0580	0,3496	0	0
15	16	0,1966	0,0650	45,5	30
16	17	0,3744	0,1238	60	35
17	18	0,0047	0,0016	60	35
18	19	0,3276	0,1083	0	0
19	20	0,2106	0,0690	1	0,6
20	21	0,3416	0,1129	114	81
21	22	0,0140	0,0046	5	3,5
22	23	0,1591	0,0526	0	0
23	24	0,3463	0,1145	28	20
24	25	0,7488	0,2475	0	0
25	26	0,3089	0,1021	14	10
26	27	0,1732	0,0572	14	10
3	28	0,0044	0,0108	26	18,6
28	29	0,0640	0,1565	26	18,6
29	30	0,3978	0,1315	0	0
30	31	0,0702	0,0232	0	0
31	32	0,3510	0,1160	0	0
32	33	0,8390	0,2816	14	10
33	34	1,7080	0,5646	9,5	14
34	35	1,4740	0,4873	6	4
3	36	0,0044	0,0108	26	18,55
36	37	0,0640	0,1565	26	18,55
37	38	0,1053	0,1230	0	0
38	39	0,0304	0,0355	24	17

(conclusão)

Barra (de)	Barra (para)	Resistência (ohms)	Reatância (ohms)	Potência Nominal nas barras	
				P (KW)	Q(KVAR)
39	40	0,0018	0,0021	24	17
40	41	0,7283	0,8509	1,2	1
41	42	0,3100	0,3623	0	0
42	43	0,0410	0,0478	6	4,3
43	44	0,0092	0,0116	0	0
44	45	0,1089	0,1373	39,22	26,3
45	46	0,0009	0,0012	39,22	26,3
4	47	0,0034	0,0084	0	0
47	48	0,0851	0,2083	79	56,4
48	49	0,2898	0,7091	384,7	274,5
49	50	0,0822	0,2011	384,7	274,5
8	51	0,0928	0,0473	40,5	28,3
51	52	0,3319	0,1114	3,6	2,7
9	53	0,1740	0,0886	4,35	3,5
53	54	0,2030	0,1034	26,4	19
54	55	0,2842	0,1447	24	17,2
55	56	0,2813	0,1433	0	0
56	57	1,5900	0,5337	0	0
57	58	0,7837	0,2630	0	0
58	59	0,3042	0,1006	100	72
59	60	0,3861	0,1172	0	0
60	61	0,5075	0,2585	1244	888
61	62	0,0974	0,0496	32	23
62	63	0,1450	0,0738	0	0
63	64	0,7105	0,3619	227	162
64	65	1,0410	0,5302	59	42
11	66	0,2012	0,0611	18	13
66	67	0,0047	0,0014	18	13
12	68	0,7394	0,2444	28	20
68	69	0,0047	0,0016	28	20
11**	43**	0,5000	0,5000		
13**	21**	0,5000	0,5000		
15**	46**	1,0000	1,0000		
50**	59**	2,0000	2,0000		
27**	65**	1,0000	1,0000		

ANEXO E – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA 54 NÓS



ANEXO F – DADOS DE BARRA DO SISTEMA 54 NÓS

(continua)

Dados dos barramentos			
Barra	SD (kVA)	FP	Tensão (KV)
1	2012,648	0,98	33
2	1676,078	0,98	33
3	1166,385	0,98	33
4	1839,106	0,98	33
5	4350,950	0,98	33
6	1166,385	0,98	33
7	1674,574	0,98	33
8	3177,294	0,98	33
9	2003,655	0,98	33
10	3180,303	0,98	33
11	500,918	0,98	33
12	3012,762	0,98	33
13	1839,106	0,98	33
14	2510,357	0,98	33
15	2340,007	0,98	33
16	3177,294	0,98	33
17	1166,385	0,98	33
18	2003,655	0,98	33
19	2340,007	0,98	33
20	1338,188	0,98	33
21	3012,762	0,98	33
22	1839,106	0,98	33
23	1674,574	0,98	33
24	837,287	0,98	33
25	1502,737	0,98	33
26	1000,716	0,98	33
27	1676,078	0,98	33
28	1166,385	0,98	33
29	2340,007	0,98	33
30	4350,950	0,98	33
31	1166,385	0,98	33
32	2840,925	0,98	33
33	3180,303	0,98	33
34	2003,655	0,98	33
35	1502,737	0,98	33
36	500,918	0,98	33
37	3513,663	0,98	33

(conclusão)

Barra	SD (kVA)	FP	Tensão (KV)
38	1839,106	0,98	33
39	1674,574	0,98	33
40	2340,007	0,98	33
41	1502,737	0,98	33
42	2003,655	0,98	33
43	2175,475	0,98	33
44	2340,007	0,98	33
45	1338,188	0,98	33
46	3012,762	0,98	33
47	1674,574	0,98	33
48	1338,188	0,98	33

ANEXO G – DADOS DE LINHA DO SISTEMA 54 NÓS

(continua)

Ramo	Barra 1 (De)	Barra 2 (Para)	Dist. (km)
1	101	1	0,281
2	101	3	0,218
3	3	4	0,312
4	4	7	0,250
5	4	5	0,312
6	7	8	0,312
7	5	6	0,250
8	1	9	0,343
9	1	2	0,312
10	9	10	0,718
11	102	14	0,375
12	14	15	0,375
13	15	16	0,281
14	102	11	0,281
15	11	12	0,312
16	12	136	0,437
17	19	20	0,312
18	18	19	0,250
19	17	18	0,406
20	9	17	0,430
21	18	21	0,312
22	104	21	0,250
23	104	22	0,375
24	9	22	0,468
25	22	23	0,343
26	23	24	0,281
27	24	25	0,218
28	25	8	0,281
29	8	27	0,375
30	26	27	0,343
31	27	28	0,312
32	6	28	0,500
33	104	30	0,281
34	29	30	0,312
35	30	43	0,406
36	37	43	0,250
37	31	37	0,187
38	10	31	0,312

(conclusão)

Ramo	Barra 1 (De)	Barra 2 (Para)	Dist. (km)
39	13	43	0,375
40	12	45	0,250
41	44	45	0,218
42	38	44	0,312
43	38	39	0,343
44	32	39	0,406
45	33	39	0,281
46	8	33	0,468
47	33	34	0,187
48	34	35	0,218
49	35	36	0,218
50	103	36	0,250
51	103	28	0,312
52	103	41	0,312
53	40	41	0,375
54	16	40	0,250
55	41	42	0,375
56	42	48	0,250
57	48	49	0,375
58	49	50	0,218
59	42	47	0,312
60	46	47	0,312
61	14	46	0,343

ANEXO H – CAPACIDADE DE CONDUTOR, DADOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS UTILIZADOS

Condutor tipo	Capacidade (A)	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)
1	510	0,6115	0,4133

Dados técnicos e econômicos	
Fator de Carga	0.5
Fator de Perdas	0.5
Desvio de tensão mínimo (pu)	0,93
Desvio de tensão máximo (pu)	1,05
Custo O&M das subestações	$4 \text{ e}^{-5} \text{ UM/kW}^2$
Custo de perdas	1,6 UM/KW
Taxa de atratividade	10 %/ano
Horizonte de estudo	1 ano