

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

JAIRO GONZALO YUMBLA ROMERO

**Metodologia para Reconfiguração de Redes Ativas de Distribuição de Energia
Elétrica Através de uma Matheurística Baseada em Critérios de Vizinhaça**

Ilha Solteira - SP

2021

JAIRO GONZALO YUMBLA ROMERO

**Metodologia para Reconfiguração de Redes Ativas de Distribuição de Energia
Elétrica Através de uma Matheurística Baseada em Critérios de Vizinhança**

Dissertação de mestrado apresentada à
Faculdade de Engenharia do Campus de
Ilha Solteira – UNESP, como requisito
para obtenção do título de Mestre em
Engenharia Elétrica
Área de Conhecimento: Automação

JOSÉ ROBERTO SANCHES MANTOVANI

Orientador

JUAN MANUEL HOME ORTIZ

Coorientador

Ilha Solteira

2021

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

Y95m Yumbla Romero, Jairo Gonzalo.
Metodologia para reconfiguração de redes ativas de distribuição de energia elétrica através de uma matheurística baseada em critérios de vizinhança / Jairo Gonzalo Yumbla Romero. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2021
114 f. : il.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Engenharia Elétrica, Automação, 2021

Orientador: José Roberto Sanches Mantovani
Co-orientador: Juan Manuel Home Ortiz
Inclui bibliografia

1. Reconfiguração. 2. Matheurística. 3. Sistemas de distribuição de energia elétrica.

Raiane da Silva Santos
Raiane da Silva Santos

Supervisora Técnica de Seção

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

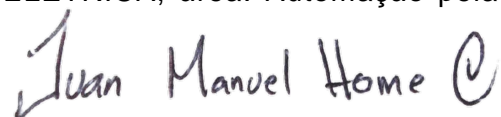
TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Metodologia para Reconfiguração de Redes Ativas de Distribuição de Energia Elétrica Através de uma Matheurística Baseada em Critérios de Vizinhaça

AUTOR: JAIRO GONZALO YUMBLA ROMERO

ORIENTADOR: JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI

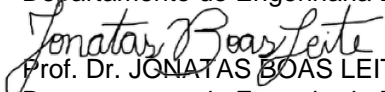
COORIENTADOR: JUAN MANUEL HOME ORTIZ

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

A handwritten signature in dark ink, reading "Juan Manuel Home Ortiz".

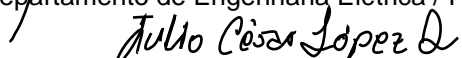
Dr. JUAN MANUEL HOME ORTIZ (Participação Virtual)

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP

A handwritten signature in dark ink, reading "Jonatas Boas Leite".

Prof. Dr. JONATAS BOAS LEITE (Participação Virtual)

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP

A handwritten signature in dark ink, reading "Julio Cesar Lopez Quizhpi".

Prof. Dr. JULIO CESAR LOPEZ QUIZHPI (Participação Virtual)

Electrical and Computer Engineering / Iowa State University - USA

Ilha Solteira, 26 de agosto de 2021

DEDICO

Aos meus pais, **Ligia Nube** e **Lauro Rolando**,
que sempre estiveram presentes com seu apoio
incondicional.

AGRADECIMENTOS

A Deus,

Por ser o pilar estrutural do meu dia a dia.

Aos meus pais e irmãos,

Por serem sempre refúgio de amor e esperança.

Aos Doutores:

- José Roberto Sanches Mantovani, pelo grande apoio e confiança depositada em mim.
- Juan Manuel Home Ortiz, pelo acompanhamento e grande ajuda brindada durante o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço infinitamente a orientação fornecida e os conhecimentos compartilhados comigo, pois sem esses fatores, os resultados e satisfações pessoais não teriam sido os mesmos.

Aos professores do LaPSEE e colegas que tive o agrado de conhecer e muito para aprender.

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

“Lembre-se de que você é um ator de um drama,
do tipo que o autor deseja fazer. Se Ele o quiser
breve, breve será o drama, se longo, longo...”

(EPICTETO)

RESUMO

As redes modernas de distribuição de energia elétrica são redes ativas que possuem recursos energéticos distribuídos desenhados para injetar e armazenar energia de forma estratégica. Para o planejamento da operação de curto prazo deve ser considerada a natureza estocástica das variáveis envolvidas nos modelos matemáticos com vistas a obter resultados realistas e aplicáveis pelas empresas distribuidoras. Neste trabalho é apresentada uma metodologia para solução do problema de reconfiguração de sistemas ativos de distribuição, que possuem geração distribuída renovável fotovoltaica e não renovável, bancos de capacitores e bancos de baterias para o armazenamento de energia. A variabilidade que apresentam as cargas e a geração distribuída fotovoltaica, é analisada através de uma janela de tempo preestabelecida. Essa variabilidade é obtida após o processamento de dados históricos através do método de agrupamento *K-means*, que permite a criação de cenários representativos com os valores dos parâmetros aleatórios. O problema de reconfiguração, do ponto de vista da programação matemática, é de alta complexidade devido à natureza das variáveis e a não linearidade das restrições. A solução é de natureza computacional complexa para sistemas reais de grande porte mesmo através do uso de softwares comerciais. Para contornar estes problemas e oferecer contribuições ao estado da arte com relação a uma nova técnica de solução, propõe-se uma metodologia que aproveita as características da programação matemática baseada em otimização clássica, na estrutura de um algoritmo metaheurístico, sendo que esta integração de otimização clássica e metas-heurísticas, é conhecida como técnica matheurística. Neste caso, é usada a linguagem AMPL e o solver CPLEX, para implementar um processo de busca tabu que evolui de maneira iterativa obtendo soluções vizinhas. Para demonstrar a eficiência e escalabilidade desta metodologia, apresenta-se uma comparação entre os resultados fornecidos pelo algoritmo proposto e o uso do solver CPLEX. Os testes são realizados com os sistemas de 69, 136 e 880 barras, encontrados na literatura especializada.

Palavras Chaves – busca tabu; geração distribuída; matheurística; metaheurística; otimização; programação cônica de segunda ordem inteira mista; reconfiguração; sistemas de distribuição.

ABSTRACT

The modern electrical distribution networks are active systems that have distributed energy resources designed to inject and store energy strategically. In addition, for the short-term operation planning, the stochastic nature of the variables involved in the mathematical models must be considered, with the purpose to obtaining realistic results applicable by the companies. This work presents a methodology to solve the problem of reconfiguration of active distribution systems, equipped with the following photovoltaic and dispatchable distributed generation, capacitor banks and battery banks for energy storage. The variability of loads and distributed photovoltaic generation is analyzed through a pre-established time window. This variability is obtained after processing historical data through the K-means clustering method, which allows the creation of representative scenarios with random parameter values. The reconfiguration problem, from the point of view of mathematical programming, is highly complex due to the mixed nature of the variables and the non-linearity of the constraints. The solution is computationally complex for large real systems even using commercial software. To circumvent these problems and offer contributions to the state of the art regarding a new solution technique, a new methodology is proposed. It takes advantage of the characteristics of mathematical programming based on classical optimization, within of the structure of a metaheuristic algorithm. Thereby, a matheuristic technique is obtained due to the interact of mathematical programming and metaheuristics. In this case, the AMPL language and the CPLEX solver are used to implement a tabu search process that iteratively evolves obtaining neighboring solutions. To demonstrate the efficiency and scalability of this methodology, a comparison between the results provided by the proposed algorithm and the commercial solver CPLEX is presented. The tests are carried out with the 69, 136 and 880 bus systems, found in the specialized literature.

Keywords –distributed generation; distribution systems; matheuristic; metaheuristic; mixed-integer second-order conic programing; optimization; reconfiguration. tabu search.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Exemplo de variáveis de radialidade.....	37
Figura 2. Representação de um gerador despachável; a) Esquema de conexão; b) Curva de capacidade térmica.....	38
Figura 3. Processo de obtenção de cenários pelo método <i>k-means</i>	43
Figura 4. a) Probabilidade de ocorrência de cada cenário. b) Custo da energia. c) Nível de carga. d) Irradiação solar.	45
Figura 5. Sistema teste de 69 Barras.....	51
Figura 6. Operação do sistema Antes e Depois da reconfiguração Caso A . a) Função Objetivo. b) Potência ativa total gerada. c) Emissões de CO ₂ . d) Potência reativa total gerada.....	53
Figura 7. Sistema teste de 136 barras.	56
Figura 8. Operação do sistema Antes e Depois da reconfiguração Caso A . a) Função Objetivo. b) Potência ativa total gerada. c) Emissões de CO ₂ . d) Potência reativa total gerada.....	58
Figura 9. Operação do sistema Antes e Depois da reconfiguração Caso A . a) Função Objetivo. b) Potência ativa total gerada. c) Emissões de CO ₂ . d) Potência reativa total gerada.....	62
Figura 10. Processo de busca do algoritmo <i>Hill-Climbing</i>	65
Figura 11. Algoritmo básico de Busca Tabu.	66
Figura 12. Matheurística implementada para resolver o problema de RSDEE.	68
Figura 13 Exemplo de codificação de uma solução no sistema IEEE de 14 barras.....	70
Figura 14. Vetor solução.	71
Figura 15. Algoritmo de reconhecimento de laços e geração de vizinhos.....	72
Figura 16. Definição de vizinhança radial; a) Topologia radial inicial; b) Fechadura de linha e definição de linhas a serem desabilitadas.	73
Figura 17. Vetor de bandeiras das linhas identificadas durante a varredura.....	74
Figura 18. Tempo de resolução empregado para os sistemas de 69, 136 e 880 barras.	80
Figura 19. Tempo de resolução empregado para a resolução para cada um dos sistemas.	82
Figura 20. Tempo de resolução empregado para os sistemas de 69, 136 e 880 barras.	84

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Cenários obtidos pelo método <i>k-means</i> , para um dia típico.....	44
Tabela 2. Parâmetros de emissões de CO ₂	47
Tabela 3. Parâmetros de cálculo da função objetivo no Caso A	50
Tabela 4. Recursos energéticos distribuídos instalados no sistema de 69 Barras.	52
Tabela 5. Valores de função objetivo obtidos no Caso A – CPLEX 69 Barras.	53
Tabela 6. Valores de função objetivo obtidos no Caso B – CPLEX 69 Barras.....	54
Tabela 7. Valores de função objetivo obtidos no Caso C – CPLEX 69 Barras.	55
Tabela 8. Recursos energéticos distribuídos instalados no sistema de 136 Barras.	57
Tabela 9. Valores de função objetivo obtidos no Caso A – CPLEX 136 Barras.	58
Tabela 10. Valores de função objetivo obtidos no Caso B – CPLEX 136 Barras.....	59
Tabela 11. Valores de função objetivo obtidos no Caso C – CPLEX 136 Barras.	60
Tabela 12. Recursos energéticos distribuídos instalados no sistema de 880 Barras.	61
Tabela 13. Valores de função objetivo obtidos no Caso A – CPLEX 880 Barras.	61
Tabela 14. Valores de função objetivo obtidos no Caso B – CPLEX 880 Barras.....	62
Tabela 15. Valores de função objetivo obtidos no Caso C – CPLEX 880 Barras.	63
Tabela 16. Variáveis e parâmetros de controle da Busca Tabu.	67
Tabela 17. Estado das variáveis de radialidade na configuração atual.	74
Tabela 18. Valores de função objetivo obtidos no Caso A – MH 69 Barras.....	75
Tabela 19. Valores de função objetivo obtidos no Caso B – MH 69 Barras.....	75
Tabela 20. Valores de função objetivo obtidos no Caso C – MH 69 Barras.....	76
Tabela 21. Valores de função objetivo obtidos no Caso A – MH 136 Barras	76
Tabela 22. Valores de função objetivo obtidos no Caso B – MH 136 Barras.....	76
Tabela 23. Valores de função objetivo obtidos no Caso C – MH 136 Barras.....	77
Tabela 24. Valores de função objetivo obtidos no Caso A – MH 880 Barras.....	77
Tabela 25. Valores de função objetivo obtidos no Caso B – MH 880 Barras.....	77
Tabela 26. Valores de função objetivo obtidos no Caso C – MH 880 Barras.....	78
Tabela 27. Comparação de resultados para nível máximo de demanda – Caso A.....	79
Tabela 28. Desempenho da matheurística com respeito ao solver – Demanda máxima.	80
Tabela 29. Comparação de resultados para um dia de operação sem equipamentos – Caso B.	81
Tabela 30. Comparação do desempenho da matheurística com respeito ao solver – Dia de operação sem equipamentos.....	82
Tabela 31. Comparação de resultados para um dia de operação com equipamentos – Caso C.	82
Tabela 32. Desempenho da matheurística com respeito ao solver – Dia de operação com equipamentos.	83

LISTA DE ABREVIATURAS

AMPL	A Modeling Language for Mathematical Programming
BCC	Banco de capacitores chaveado
BCF	Banco de capacitores fixo
BT	Busca tabu
CA	Corrente alternada
CD	Corrente direta
FC	Fluxo de carga
FGR	Fontes de geração renovável
GD	Geração distribuída
LT	Lista tabu
PCSO	Programação cônica de segunda ordem
PCSOIM	Programação cônica de segunda ordem inteira mista
PNLIM	Programação não linear inteira mista
PM	Programação matemática
PT	Período tabu
RSDEE	Reconfiguração de sistemas de energia elétrica
SAE	Sistemas de armazenamento de energia
SDA	Sistemas de distribuição ativos
SDEE	Sistemas de distribuição de energia elétrica

LISTA DE SÍMBOLOS

Conjuntos e índices:

Ω_B	Conjunto de barras do sistema
Ω_{BCC}	Conjunto de barras que possuem bancos de capacitores chaveados
Ω_{BT}	Conjunto de barras que possuem bancos de baterias
Ω_C	Conjunto de cenários de demanda e geração
Ω_{FV}	Conjunto de barras que possuem o instalação de geração fotovoltaica
Ω_{GD}	Conjunto de barras que possuem a instalação de geradores despacháveis
Ω_L	Conjunto de linhas do sistema
Ω_{SE}	Conjunto de barras conectadas a subestações
Ω_T	Conjunto de períodos do dia
i	Índice de barra
ki/ij	Índice de linha
c	Índice de cenário de operação
t	Índice de período do dia

Variáveis Discretas:

e_i^{BT}	Estado de conexão ou desconexão dos bancos de baterias
k_{ij}	Variável associada a radialidade do sistema que indica o estado de conexão ou desconexão da linha ij
$n_{i,c}^{bcc}$	Número de unidades do banco de capacitores que estão conectadas na barra i durante o cenário c
β_{ij}	Variável associada à radialidade do sistema que indica fluxo de potência $j \rightarrow i$

Variáveis contínuas:

$E_{i,c}^{BT}$	Nível de energia disponível no banco de baterias durante o cenário c
$I_{ij,c}$	Magnitude do fluxo de corrente na linha ij durante o cenário c
$I_{ij,c}^{sqr}$	Quadrado da magnitude do fluxo de corrente na linha ij durante o cenário c
$P_{ij,c}$	Fluxo de potência ativa na linha ij durante o cenário c
$P_{i,c}^{BT,+}$	Potência injetada pelo banco de baterias durante o cenário c
$P_{i,c}^{BT,-}$	Potência absorvida pelo banco de baterias durante o cenário c
$P_{i,c}^{GD}$	Injeção de potência ativa do gerador despachável na barra i no cenário c
$P_{i,c}^S$	Injeção de potência ativa da subestação conectada na barra i durante o cenário c

$Q_{ij,c}$	<i>Fluxo de potência reativa na linha ij durante o cenário c</i>
$Q_{i,c}^{DG}$	<i>Injeção de potência reativa do gerador despachável na barra i no cenário c</i>
$Q_{i,c}^{FV}$	<i>Injeção de potência reativa do gerador fotovoltaico na barra i no cenário c</i>
$Q_{i,c}^S$	<i>Injeção de potência reativa da subestação conectada na barra i no cenário c</i>
$Q_{i,c}^{bcc}$	<i>Injeção de potência reativa do banco de capacitores conectado na barra i no cenário c</i>
$V_{i,c}$	<i>Magnitude de tensão na barra i no cenário c</i>
$V_{i,c}^{sqr}$	<i>Quadrado da magnitude de tensão na barra i no cenário c</i>

Parâmetros:

E_i^{BT}	<i>Limite inferior de carga do banco de baterias</i>
\overline{E}_i^{BT}	<i>Limite superior de carga do banco de baterias</i>
ε_i^{BT}	<i>Taxa de descarga do banco de baterias</i>
G_c	<i>Irradiação solar no cenário de operação c</i>
\overline{I}_{ij}	<i>Magnitude de corrente máxima permitida na linha ij</i>
\overline{n}_i^{bcc}	<i>Número de unidades do banco de capacitores que estão instaladas na barra i</i>
η_i^-	<i>Eficiência de descarga do banco de baterias</i>
η_i^+	<i>Eficiência de carga do banco de baterias</i>
$NOCT_i$	<i>Temperatura da célula fotovoltaica conectada na barra i baixo condições nominais</i>
$\underline{P}_i^{BT,+}$	<i>Limite inferior de injeção de potência para os bancos de baterias</i>
$\overline{P}_i^{BT,+}$	<i>Limite superior de injeção de potência para os bancos de baterias</i>
$\underline{P}_i^{BT,-}$	<i>Limite inferior de absorção de potência para os bancos de baterias</i>
$\overline{P}_i^{BT,-}$	<i>Limite superior de absorção de potência para os bancos de baterias</i>
P_i^D	<i>Pico de demanda de potência ativa na barra i</i>
$P_{i,c}^D$	<i>Demanda de potência ativa na barra i durante o cenário c</i>
P_i^{FV}	<i>Injeção de potência ativa do gerador fotovoltaico na barra i</i>
\overline{P}_i^{FV}	<i>Capacidade máxima de geração de potência ativa do gerador fotovoltaico na barra i</i>
P_i^{stc}	<i>Injeção de potência ativa do gerador fotovoltaico em condições nominais</i>

$Prob_c$	Probabilidade de ocorrência do cenário c
Q_i^D	Pico de demanda de potência reativa na barra i
$Q_{i,c}^D$	Demanda de potência reativa na barra i durante o cenário c
q_i^{bcc}	Capacidade de injeção de potência reativa de cada unidade que faz parte do banco de capacitores conectado na barra i
R_{ij}	Resistência da linha ij
\overline{S}_i^{GD}	Capacidade máxima de injeção de potência aparente do gerador despachável na barra i
\overline{S}_i^S	Capacidade máxima de injeção de potência aparente da subestação na barra i
T_i^{amb}	Temperatura ambiente da célula fotovoltaica conectada na barra i
T_i^{cell}	Temperatura da célula fotovoltaica conectada na barra i
\overline{V}_i	Magnitude de tensão máxima permitida na barra i
\underline{V}_i	Magnitude de tensão mínima permitida na barra i
X_{ij}	Reatância da linha ij
Z_{ij}	Impedância da linha ij
δ_i	Coefficiente de potência – temperatura do gerador fotovoltaico da barra i
$\varphi_i^{c,GD}, \varphi_i^{i,GD}$	Fator de potência capacitivo e indutivo do gerador despachável
$\varphi_i^{c,FV}, \varphi_i^{i,FV}$	Fator de potência capacitivo e indutivo do gerador fotovoltaico

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	O PROBLEMA DE RECONFIGURAÇÃO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA	17
1.2	ESTADO DA ARTE	20
1.3	OBJETIVOS DO TRABALHO	31
1.4	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	31
2	ABORDAGEM DO PROBLEMA DE RECONFIGURAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	33
2.1	MODELO DE PROGRAMAÇÃO CÔNICA DE SEGUNDA ORDEM PARA O CÁLCULO DE FLUXOS DE POTÊNCIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	33
2.2	LIMITES OPERACIONAIS DOS SDEE	35
2.3	RESTRIÇÕES DE RADIALIDADE	36
2.4	MODELAGEM DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	38
2.4.1	Geradores despacháveis	38
2.4.2	Geração solar fotovoltaica	38
2.5	MODELAGEM DE BANCOS DE CAPACITORES	39
2.6	MODELAGEM DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	40
2.7	MODELAGEM DE INCERTEZAS POR MEIO DE CENÁRIOS	41
2.8	MODELO ESTOCÁSTICO DE RSDEE COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	45
2.8.1	Função objetivo	45
2.8.2	Restrições de operação	47
2.9	TESTES E RESULTADOS DO MODELO CÔNICO DE RSDEE	50
2.9.1	Sistema de 69 Barras	51
2.9.2	Sistema de 136 Barras	56
2.9.3	Sistema de 880 Barras	60
3	MATHEURÍSTICA BASEADA EM CRITÉRIOS DE VIZINHANÇA APLICADA AO PROBLEMA DE RSDEE	64
3.1	ALGORITMO DE BUSCA TABU	64
3.2	MATHEURÍSTICA BASEADA EM CRITÉRIOS DE VIZINHANÇA APLICADA AO PROBLEMA DE RSDEE	66
3.2.1	Representação das soluções	70

3.2.2	Geração de vizinhança – soluções radiais	71
3.2.3	Lista Tabu e Período Tabu	74
3.3	TESTES E RESULTADOS OBTIDOS COM A METODOLOGIA PROPOSTA	74
3.3.1	Sistema de 69 Barras	75
3.3.2	Sistema de 136 Barras	76
3.3.3	Sistema de 880 Barras	77
4	COMPARAÇÃO DE RESULTADOS	79
4.1	COMPARAÇÃO DE RESULTADOS OBTIDOS PARA O CASO A – DEMANDA MÁXIMA	79
4.2	COMPARAÇÃO DE RESULTADOS OBTIDOS PARA O CASO B – OPERAÇÃO DIÁRIA SEM EQUIPAMENTOS	81
4.3	COMPARAÇÃO DE RESULTADOS OBTIDOS PARA O CASO C - OPERAÇÃO DIÁRIA COM EQUIPAMENTOS	82
5	CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	85
	REFERÊNCIAS	86
	ANEXO A. Cenários de operação	96
	ANEXO B. Dados dos sistemas testados	97
	Sistema de distribuição de 69 Barras	97
	DADOS DAS LINHAS	97
	DADOS DAS BARRAS	97
	Sistema de distribuição de 136 Barras	98
	DADOS DAS LINHAS	98
	DADOS DAS BARRAS	100
	Sistema de distribuição de 880 Barras	101
	DADOS DAS LINHAS	101
	DADOS DAS BARRAS	108

1 INTRODUÇÃO

1.1 O PROBLEMA DE RECONFIGURAÇÃO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Os sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE), como objeto de estudo, necessitam de alterações topológicas e físicas que otimizem a sua operação. Como caso particular, a reconfiguração é considerada uma das estratégias mais acessíveis para minimizar as perdas e aumentar a confiabilidade dos sistemas de distribuição (RITCHIE *et al.*, 1988 citado por TAHER; KARIMI, 2014). A reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica (RSDEE), consiste em mudar a topologia das redes mediante manobras adequadas de abertura/fechamento de linhas de interconexão e seccionamento, conservando a operação radial do sistema. De forma geral, resolver o problema de RSDEE consiste em obter a topologia que representa a solução ótima da função objetivo proposta; que pode ser entre outras, a minimização de perdas, melhoramento de perfil de tensão, redução de custos operacionais etc. (AZIZIVAHED *et al.*, 2018; CRUZ *et al.*, 2017; MISHRA; DAS; PAUL, 2017; SANTOS *et al.*, 2017; TYAGI; VERMA; BIJWE, 2017).

De acordo com a extensa bibliografia sobre a temática, são inúmeras as argumentações bem fundamentadas para considerar o planejamento da reconfiguração, tendo em vista os benefícios técnicos e econômicos obtidos após um estudo que atende critérios técnicos e operacionais. Além da redução de perdas, a reconfiguração também melhora outros parâmetros operacionais tais como a qualidade da energia fornecida, eficiência de operação, segurança e confiabilidade, perfis de magnitudes de tensão e balanceamento das cargas do sistema (KUMAR; SAW; BOHRE, 2020; OFFICE OF ENERGY POLICY AND SYSTEMS; USA GOVERNMENT, 2021).

O problema de reconfiguração de redes é um tema estudado há muitos anos, partindo do trabalho de Merlin e Back (1975), considerado pioneiro. No entanto, a RSDEE, ainda representa um grande desafio tanto sob o aspecto do modelo matemático como no desenvolvimento de técnicas de solução para sistemas de grande porte (ZHENG *et al.*, 2020). Outros aspectos relevantes são as ferramentas computacionais e matemáticas disponíveis atualmente e que quando as pesquisas na área foram iniciadas eram impensáveis. Em termos de complexidade computacional, o problema de reconfiguração é de tipo NP-Hard (*Non-deterministic polynomial-time hardness*); apresenta grande complexidade combinatória; além disso, o problema precisa ser

analisado a partir de novas abordagens devido à natureza de operação dos SDEE que têm passado por mudanças estruturais com a integração de sistemas de geração distribuída, e outros equipamentos, os quais estão conectados diretamente no nível de tensão de distribuição.

A geração distribuída (GD) é por definição uma fonte de energia elétrica conectada diretamente no sistema de distribuição ou no ponto do medidor do usuário, a qual pode ter uma capacidade de geração que varia entre valores de $5kW - 300MW$ (ACKERMANN, 2001), e cuja tecnologia depende da localização, custo de geração, disponibilidade da fonte primária de energia, etc. As vantagens que apresenta a instalação de GD nos SDEE têm impacto técnico, econômico e ambiental; este último no caso da geração distribuída renovável (VIRAL; KHATOD, 2012), fazendo com que a instalação de geradores distribuídos seja uma opção muito interessante e que deve fazer parte do planejamento da operação dos sistemas. Na literatura, vários trabalhos concluem que alguns dos principais benefícios da geração distribuída na rede de distribuição são a redução de perdas, melhoramento de níveis das magnitudes de tensão, redução no custo na energia, e no caso de GD renovável é possível obter uma redução na emissão de CO_2 e a redução no investimento de combustível (DUGAN; MCDERMOTT; BALL, 2001; MATHER; YUAN, 2020; OCHOA; HARRISON, 2011; VIRAL; KHATOD, 2012). Porém, quando a penetração de GD na rede de distribuição é grande, a estabilidade do sistema pode ser prejudicada, pois os SDEE existentes foram projetados para operar com um fluxo de potência unidirecional. Como consequência desses problemas, estudos de planejamento precisam considerar certas limitações que podem se apresentar na rede de distribuição, tais como, fluxo de potência reverso, variação na frequência do sistema, projeto de sistemas de proteção, incertezas na disponibilidade de geração, etc. (MONTROYA-BUENO; MUNOZ; CONTRERAS, 2015).

O cenário de operação normal dos SDEE, atualmente, compreende a utilização de diferentes tecnologias de GD, entre elas, as mais comuns são os geradores despacháveis, geração solar fotovoltaica e geração eólica. Junto com o uso de fontes de geração renováveis (FGR) e a aleatoriedade do nível de geração (irradiação solar e velocidade do vento), é comum a implementação de sistemas para armazenamento da energia. Normalmente nos horários do dia de menor demanda, existe uma excedência de energia que pode ser armazenada em bancos de baterias para seu uso posterior. Outros componentes importantes que devem ser considerados na análise de operação, é a

presença de bancos de capacitores fixos (BCF) e chaveados (BCC), usados para compensação de potência reativa.

Baixo o cenário comentado acima, as abordagens necessárias para estudar o problema de reconfiguração deveriam considerar a presença de equipamentos que também fazem parte dos SDEE e desenvolver ferramentas computacionais com a capacidade de fornecer soluções adequadas e em tempos computacionais adequados.

Um dos aspectos fundamentais ligados ao uso das FGR, como já foi mencionado anteriormente, é modelar a aleatoriedade dos parâmetros que controlam a potência gerada. Tanto a irradiação solar como a velocidade do vento, que são variáveis imprevisíveis de natureza estocástica, atualmente estão recebendo muita atenção em estudos de planejamento. Normalmente, estudos que consideram presença de FGR utilizam dados históricos de medição solar e eólica ou curvas de probabilidade para ter uma previsão do comportamento dos sistemas e considerar as incertezas envolvidas (MELGAR-DOMINGUEZ; POURAKBARI-KASMAEI; MANTOVANI, 2019; MONTOYA-BUENO; MUNOZ; CONTRERAS, 2015; PFENNINGER; STAFFELL, 2016; SANNIGRAHI; GHATAK; ACHARJEE, 2020; STAFFELL; PFENNINGER, 2016).

Na literatura, ressalta-se que considerar um estado de operação fixo do sistema para a análise, não é o mais adequado devido que as condições naturais fazem com que diferentes parâmetros sejam dinâmicos (OCHOA; HARRISON, 2011). Por exemplo, um dia típico pode ser muito bem representado usando demandas máximas, mas para o caso de uma análise dinâmica, que avalie um período temporal específico (semanal, mensal, sazonal etc.), a curva de demanda varia totalmente em função da estação do ano e hábitos dos consumidores.

A criação de um conjunto de cenários que represente vários estados de operação dos sistemas é uma abordagem mais apropriada para analisar o comportamento da rede e ter uma previsão das condições necessárias para um funcionamento correto (BARINGO; CONEJO, 2013; SANNIGRAHI; GHATAK; ACHARJEE, 2020). A realização de estudos sob esta perspectiva, permite levar em consideração dados históricos de fontes primárias renováveis e comportamento de consumo para elaborar um esquema de análise dinâmico e composto por diferentes cenários hipotéticos baseados nestes dados.

Na seguinte seção, são revisados com brevidade as contribuições mais relevantes na área da reconfiguração de sistemas de energia elétrica. Como será observado, existe

uma diversidade de abordagens e metodologias para tratar esse problema e será possível determinar as contribuições realizadas dentro da área de pesquisa.

1.2 ESTADO DA ARTE

Nesta seção, apresenta-se uma revisão dos trabalhos desenvolvidos ao longo dos anos que abordam o problema da reconfiguração, a evolução dessas abordagens, as projeções de futuras formulações do problema e técnicas de solução de acordo com as necessidades de mudança dos sistemas de potência. Inicialmente, a reconfiguração foi uma estratégia proposta para reduzir a quantidade de perdas ativas de uma rede. No entanto, durante condições de emergência, a reconfiguração é aplicada para fornecer energia a tantos usuários quanto possível após uma falha ou uma interrupção planejada do serviço (MISHRA; DAS; PAUL, 2017) essa abordagem é conhecida como o problema de restauração. As técnicas propostas na literatura para solução do problema, basicamente podem ser classificadas em:

- Técnicas heurísticas.
- Técnicas metas-heurísticas.
- Técnicas clássicas de otimização ou exatas.
- Técnicas híbridas baseadas nas anteriores.

As técnicas heurísticas são processos de otimização capazes de fornecer uma aproximação à solução ótima do problema (BADRAN *et al.*, 2017); caracterizam-se por realizar um ou vários passos para obter uma topologia radial a partir de um estado inicial do sistema analisado. Normalmente, uma solução é atingida rapidamente, pois os cálculos realizados durante o processo de solução são simples (MISHRA; DAS; PAUL, 2017). De acordo com os trabalhos publicados, as técnicas heurísticas para o problema de reconfiguração podem ser classificadas segundo a estratégia usada. Em Ferdavani *et al.* (2011) apresenta-se quatro tipos de estratégias que são: troca de chaves do sistema, sistema com todas as chaves abertas, sistema com todas as chaves fechadas e estratégia híbrida com o uso de otimização não linear para o cálculo de perdas. A estratégia de troca de chaves evoluiu até formar o procedimento hoje conhecido como *Branch-Exchange*, que consiste em fechar uma chave criando um laço no sistema e em seguida é testada de forma repetitiva a redução das perdas quando são abertas diferentes chaves que desfazem o laço criado. A seguinte estratégia, de sistema com todas as chaves abertas, por um lado considera como ponto de partida a abertura de todas as chaves do sistema, a seguir o processo consiste em determinar o fechamento de uma linha após

outra até atingir uma topologia radial do sistema. Por outro lado, a terceira estratégia de sistema com todas as chaves fechadas, parte de um ponto contrário ao anterior, pois todas as chaves do sistema são fechadas, e o processo avalia uma após outra as chaves a serem abertas até obter uma topologia radial. A avaliação de redução de perdas usado para determinar o fechamento e abertura de chaves das estratégias anteriores, geralmente foi calculado de forma aproximada e existia uma margem de erro nos valores obtidos, de forma alternativa, a quarta estratégia considera o cálculo de perdas a través de otimização não linear.

As técnicas heurísticas, serviram como base para o desenvolvimento do seguinte tipo de técnicas conhecidas como meta-heurísticas. Um processo de solução meta-heurístico evolui de forma iterativa gerando soluções com o objetivo de explorar o espaço de busca de maneira eficiente. As estratégias usadas para gerar soluções são geralmente de aprendizado e inteligentes o qual ajuda ao processo a se deslocar de forma adequada para convergir em soluções ótimas ou próximas às ótimas (BADRAN *et al.*, 2017). A aplicação de meta-heurísticas contorna o principal problema presente no uso das técnicas heurísticas que é a convergência em ótimos locais, devido às estratégias de diversificação e intensificação (SILVEIRA *et al.*, 2021) para explorar o espaço de busca, é simples escapar de um ótimo local e se deslocar por novas regiões antes da convergência. No entanto, sempre houve uma relação estreita entre o uso de técnicas heurísticas e metas-heurísticas juntas. Geralmente, existem muitos trabalhos em que uma heurística é usada para encontrar uma solução inicial, que serve de ponto de partida para a meta-heurística. Entre as meta-heurísticas mais usadas no problema de reconfiguração de sistemas de distribuição estão *Recozimento Simulado* (CHIANG; JEAN-JUMEAU, 1990a, 1990b; YOUNG-JAE JEON; JAE-CHUL KIM, 2000), *Busca Tabu* (ABDELAZIZ *et al.*, 2010; BAGHERI; BAGHERI; LORESTANI, 2020; FRANCO *et al.*, 2012; RUGTHAICHAROENCHEEP; SIRISUMRANNUKUL, 2009; VIOTTO, MARCEL EDUARDO, 2009), *Algoritmos Evolutivos* (OLAMAEI *et al.*, 2010; OLAMEI *et al.*, 2011; RADHA; RUGHOOPUTH, 2010; SUN; LIU, 2019), *Algoritmo Genético* (DUAN *et al.*, 2015; NARA *et al.*, 1992; ZHU, 2002), *Colônia de Formigas* (ABDELAZIZ *et al.*, 2010; DANIEL; KHAN; RAVICHANDRAN, 2005; DAUD; KONDOJ; PATABO, 2018; GHORBANI; HOSSEINIAN; VAHIDI, 2008; YANG, 2020), *Otimização de Enxame de Partículas* (CHUNYI *et al.*, 2015; LI *et al.*, 2016; REZAEI; VAKILIAN, 2010; WANG; ZHANG, 2006; XIAO; LI; WANG, 2008), *Algoritmo de Busca Harmônica* (LIU; YU; LI, 2012; SRINIVASA RAO *et al.*, 2011;

SUDHA RANI; SUBRAHMANYAM; SYDULU, 2012, 2014; VAHID; SADEGH, 2015)

Relacionados às técnicas exatas os modelos desenvolvidos para serem resolvidos dessa maneira, são métodos aproximados, simplificados ou relaxados que devem cumprir certas condições para que técnicas, como *Branch and bound* ou métodos de *Ponto Interior*, sejam aplicáveis.

Historicamente, o problema de reconfiguração surgiu com o trabalho de Merlin e Back (1975), que propôs dois métodos para alterar a topologia convencional de uma rede de distribuição. Esses métodos são algoritmos que visam a redução de perdas de potência ativa, inerentes à operação normal do sistema. O primeiro, é um algoritmo heurístico que parte de uma configuração totalmente malhada, e que durante cada iteração, desconecta-se a linha que possua o menor fluxo de corrente. O processo é repetido até atingir a radialidade do sistema. Este algoritmo, fecham-se inicialmente todas as chaves de interconexão disponíveis na rede; e, em cada iteração é resolvido o problema de fluxo de carga (FC) linearizado. O resultado do (FC), determina a linha que tem o menor fluxo de corrente e, portanto, que deve ser aberta.

O segundo método é um algoritmo *Branch and Bound* que usa como limitantes superior e inferior as perdas correspondentes à configuração totalmente malhada e a configuração radial obtida pelo primeiro método. O fato desse algoritmo *Branch and Bound* precisar como parâmetros esses limitantes, faz com que o processo seja exigente em termos de esforço computacional.

A partir dessa primeira proposta, vários trabalhos procedentes abordaram o problema de reconfiguração, apresentando novos e diferentes algoritmos heurísticos para mudar a topologia de uma rede de distribuição. No final da década seguinte, foram publicados dois métodos bastante usados até a data de publicação desta dissertação. O algoritmo de *Branch-Exchange* apresentado por (CIVANLAR *et al.*, 1988) que ordenadamente, fecha uma linha de interconexão e abre uma linha de seccionamento alterando as condições das restrições de operação. As perdas de cada topologia testada são obtidas mediante o processamento de um FC linear e são comparadas iterativamente. O segundo, é o algoritmo de Shirmohammadi e Hong (1989) que baseado em Merlin e Back, também iniciam o procedimento de restauração a partir de uma rede malhada, mas o cálculo de variáveis é feito através do FC ótimo padrão, definindo assim as linhas a serem abertas.

O objetivo desses diferentes trabalhos clássicos, tem sido a redução das perdas totais de potência ativa, no entanto, anos mais adiante, tal como será citado nessa revisão bibliográfica, têm sido consideradas novas abordagens que contribuem na otimização dos SDEE.

Baran e Wu (1989) propõem um trabalho com várias contribuições importantes ao estado da arte existente até a data de sua publicação. Inicialmente, o problema de reconfiguração é abordado para obter simultaneamente uma redução de perdas ativas e o balanceamento de cargas visando aliviar o sobre carregamento em linhas, transformadores e chaves, proporcionando assim um enfoque mais prático ao problema. Uma segunda contribuição importante dos autores, são um conjunto de equações recursivas para o cálculo de fluxo de carga, as quais são denominadas “*DistFlow branch equations*”. Este conjunto de equações são propostas para obter eficiência em desempenho computacional e usam os valores de potência ativa, reativa e magnitude de tensão no extremo final de cada ramo para calcular as mesmas quantidades no extremo inicial do ramo. Da mesma forma, os cálculos podem ser feitos de maneira inversa, ou seja, a partir das quantidades definidas no extremo inicial, é possível obter os valores das variáveis no extremo final dos ramos. Estes processos são denominados como “*Backward update*” e “*Forward update*” respectivamente. A terceira contribuição definida pelos autores é um método heurístico de busca para obter sistematicamente topologias radiais através do conceito “*Branch-Exchange*”. O método heurístico consiste em utilizar uma topologia inicial e realizar a troca de ramos de forma sucessiva fechando cada linha de interconexão disponível. Uma vez testadas cada topologia gerada, é selecionada a melhor e o processo é repetido até que não exista melhoria na função objetivo. Embora que o processo é eficiente, não garante otimalidade já que as soluções achadas dependem de dois fatores, a escolha de ramos a serem abertos durante cada “*Branch-Exchange*” e o cálculo de fluxo de carga para testar a qualidade de cada topologia. Visando contornar esse segundo problema, os autores propõem uma quarta e quinta contribuição que são dois métodos aproximados para estimar o fluxo de carga após uma troca de ramos, desta forma não é necessário calcular um fluxo de potência para cada topologia obtida durante o processo de busca, mas é possível aproximar a variação existente na função objetivo após a troca de ramos.

Em Goswami (1992) propõe-se um algoritmo heurístico para reconfigurar a rede mediante o fechamento e abertura imediata de linhas durante o processo de reconfiguração. O autor menciona que o trabalho de Shirmohammadi e Hong, apresenta

limitações por calcular o FC para redes malhadas, pois não garante que as linhas escolhidas para abrir sejam as mais apropriadas.

Jeon e Kim (2000) abordam o problema de reconfiguração mediante o uso das metas-heurísticas Recozimento Simulado e Busca Tabu. O desempenho individual delas mostram que o algoritmo de recozimento simulado requer uma quantidade de tempo computacional excessivo para fornecer um resultado aceitável. Por outro lado, a busca tabu não garante uma convergência de boa qualidade, apresentando como resultados, ótimos locais de melhoria escassa. Em consequência, os autores propõem uma técnica híbrida, que combina estas duas metas-heurísticas visando obter uma metodologia de maior eficiência. A meta-heurística híbrida proposta fornece resultados em tempos computacionais menores do que os obtidos com as outras duas, separadamente.

No trabalho de Mantovani *et al.* (2000) propõe-se um algoritmo heurístico capaz de fornecer uma ou um conjunto de configurações que permitam operar os sistemas com um nível mínimo de perdas. O algoritmo faz uso do limite máximo de quedas de tensão para eliminar possíveis configurações que são infactíveis, e assim reduzir o número de candidatos do espaço de busca. Também é proposto um método aproximado rápido e robusto de cálculo para o FC o qual ajuda a reduzir o esforço computacional.

Oliveira (2004) propõe uma ferramenta de simulação gráfica para reconfigurar e alocar as perdas existentes em nós. A alocação de perdas mostra a influência que tem cada nó nas perdas totais. A metodologia usada na reconfiguração, é um algoritmo heurístico baseado no critério de queda de tensão máxima apresentado no parágrafo anterior, entanto o cálculo de FC é realizado pelo método de varredura *Backward-Forward*.

Tanabe *et al.* (2008) apresentam uma metodologia para solução do problema de planejamento multi-objetivo para reconfigurar sistemas desbalanceados considerando a existência de GD instalada na rede. A função objetivo visa reduzir as perdas ativas e penalizar o desbalanço de tensão e correntes nas fases. A metodologia usada é baseada na meta-heurística de busca tabu e o cálculo de FC é executado através do método de Gauss-Seidel.

Rugthaicharoencheep e Sirisumrannukul (2009) propõem uma nova abordagem para o problema da reconfiguração tendo em consideração três aspectos: a minimização de perdas, o nível de balanceamento das cargas e o número de chaveamentos requeridos para alterar a topologia. Na metodologia proposta usa-se a meta-heurística de busca tabu e um esquema de otimização difuso multi-objetivo. O enfoque difuso faz que cada

solução candidata tenha um valor de função de pertinência baseado nas perdas de potência em uma função de tipo trapezoidal.

Wu *et al.* (2010) abordam a busca de soluções de reconfiguração próximas à ótima mediante o uso da meta-heurística de busca de colônia de formigas e compara com o desempenho de outras meta-heurísticas como o algoritmo genético. A função objetivo visa reduzir a quantidade de perdas e aumentar o fator de balanço entre as cargas com GD instalada na rede. O procedimento usa a mesma ideia das heurísticas apresentadas nos trabalhos de Baran e Wu (1989) e Goswami (1992), em que todas as linhas são fechadas para depois identificar os laços existentes e selecionar as linhas candidatas a serem abertas. O processo de seleção é abordado como um problema de combinatória e é administrado pela meta-heurística. Os resultados mostram que a busca de colônia de formigas é mais eficiente que o algoritmo genético.

Zidane *et al.* (2011), propõem uma metodologia heurística para realizar a reconfiguração de redes com presença de GD e obter resultados ótimos ou próximos ao ótimo. O processo parte de uma topologia malhada e o cálculo de FC CA que não precisa ser feito de forma repetitiva. Uma vez que o fluxo é calculado na rede malhada por uma única vez, os valores de corrente são usados como índices para determinar as linhas a serem abertas em cada laço da rede recuperando assim a radialidade. Abrir as linhas que possuam a menor quantidade de corrente em cada laço do sistema, gerará uma topologia radial com baixa perturbação no fluxo calculado com antecedência. A eficiência do método em termos computacionais é demonstrada com os testes nos sistemas de pequeno porte de 16 barras (balanceado); e, 19 e 25 barras (desbalanceados).

O trabalho de Jabr *et al.* (2012), é uma contribuição significativa no estudo da reconfiguração de redes com instalação de GD, em que os autores propõem para o problema de restauração um modelo exato cônico inteiro misto que possui uma relaxação contínua e convexa, que garante a solução ótima global mediante o uso do método de *Branch and cut*. Esse é o primeiro modelo encontrado na literatura que considera um método de cálculo exato das perdas. Para resolver modelos de grande porte, é totalmente prático relaxar o gap de otimalidade do método de solução para obter soluções em um tempo computacional aceitável. Os resultados obtidos são comparados com um modelo não linear inteiro misto que fornece soluções de boa qualidade, mas que exige mais tempo computacional para sua solução. Como resultado, os autores recomendam o uso do modelo cônico inteiro misto para aplicações em tempo real,

enquanto o modelo não linear inteiro misto pode ser usado para planejamento que não depende do tempo de solução. Esses modelos podem ser facilmente resolvidos mediante o uso de *solvers* comerciais.

Franco *et al.* (2012) propõem uma implementação eficiente da busca tabu na resolução do problema de reconfiguração aproveitando as características principais da meta-heurística, que é a maneira como é obtida a vizinhança de uma solução corrente, a maneira como é definida a função objetivo e a técnica para reduzir o número de soluções candidatas. O valor da função objetivo de uma solução candidata é obtido de maneira aproximada visando reduzir o tempo de cálculo do FC. O método estima o valor da função objetivo dos vizinhos a partir da solução atual sem precisar calcular o FC para cada vizinho. Os resultados mostram que a meta-heurística de busca tabu implementada nesse trabalho, fornece resultados de maior qualidade que os obtidos com métodos heurísticos ou outras meta-heurísticas.

Franco *et al.* (2013) propõem um modelo de programação linear inteiro misto para o problema da reconfiguração com GD operando na rede. O problema é modelado através de aproximações lineares das partes reais e imaginárias das tensões, correntes e potências do sistema. O modelo proposto é equivalente a um modelo não linear inteiro misto, que pode ser resolvido utilizando métodos de otimização clássica e solvers. Este modelo requer a linearização das equações de correntes de carga, linearização da magnitude de fluxo de correntes e a linearização das magnitudes das tensões. Os resultados mostram o bom desempenho do modelo em comparação com o método *Backward-forward* de fluxo de potência.

Tian *et al.* (2016) propõem um modelo matemático cônico de segunda ordem inteiro misto para resolver em conjunto o problema de reconfiguração e a injeção de reativos por parte de geradores distribuídos e compensadores de VAR. A função objetivo proposta visa reduzir as perdas e melhorar os níveis de tensão nos nós da rede. Os autores enfatizam a importância do controle dos níveis de tensão do sistema, pois com um alto nível de penetração de GD e um baixo nível de carga ou vice-versa pode ocorrer a perda de estabilidade nos sistemas. Esta perda de estabilidade naturalmente não poderia ser controlada simplesmente com o controle de saída dos geradores ou como a compensação de reativos, é aí que a reconfiguração pode ajudar a controlar essa possível perda de estabilidade. As variáveis controláveis do modelo são a injeção de potências ativa e reativa dos GD, injeção de reativos dos compensadores e controle dos taps e, finalmente, o estado de conexão/desconexão das linhas. São analisados diferentes

cenários com um variado índice de penetração de GD e diferentes níveis de carga. O modelo é resolvido usando o solver comercial CPLEX.

Patiño (2016) apresenta uma proposta baseada em uma metodologia multipartida para a resolução da reconfiguração de redes modelada como um problema de programação não linear inteiro misto que é inicializado com o algoritmo de Prim e o FC para sistemas fracamente malhados para obter soluções radiais de boa qualidade. A metodologia multipartida é dividida em duas fases; onde a primeira obtém uma solução factível, e a segunda fase melhora essa solução obtida em primeira instância. Assim, cada iteração produz uma solução local que depois é melhorada. Cada proposta de solução obtida pelo algoritmo de Prim, é avaliada por um FC para sistemas radiais para verificar a sua factibilidade. Essa metodologia mostra um bom desempenho com relação aos tempos computacionais necessários para convergência do algoritmo.

Sosic e Stefanov (2016) propõem uma heurística para reconfigurar redes trifásicas desbalanceadas, esse método é baseado no cálculo de fluxo de potência *Backward-forward*, onde a partir dos resultados do FC se selecionam as linhas mais apropriada para serem fechadas e abertas, respetivamente. As manobras das linhas dependem da diferença de tensão existente entre os seus terminais. Quando existe um laço, a linha a ser aberta é aquela que tem a maior diferença de tensão entre nós. O resultado não garante um ótimo global, mas fornece resultados de boa qualidade com uma boa eficiência computacional.

Tyagi *et al.* (2017) propõem um método heurístico similar ao proposto por Sosic e Stefanov (2016), que se caracteriza por ser simples e ter um bom desempenho tanto para redes balanceadas quanto desbalanceadas e requerer esforço computacional muito baixo. A função objetivo é reduzir o custo de compra de energia de vários fornecedores ao ter vários alimentadores conectados com várias subestações, essa redução de custo é obtida reduzindo as perdas e melhorando os níveis de tensão do sistema. A heurística parte de um FC de CA com o sistema malhado, que tem todas as suas linhas fechadas. Após este cálculo de fluxo, cada linha é associada com um valor de ranking em uma lista ascendente. Esse ranking indica a variação de custo que teria a função objetivo se a linha fosse aberta. Dessa maneira as linhas são abertas, de tal forma que tenha uma variação mínima na função objetivo, caso uma linha de ranking elevado seja aberta e existe violação de alguma restrição operacional, essa opção é descartada e é selecionada a linha seguinte do ranking. O processo é repetido até alcançar a topologia radial. A

heurística fornece resultados muito próximos aos obtidos mediante aplicação de metas-heurísticas.

Benmiloud *et al.* (2017) propõem a meta-heurística de evolução diferencial para solução do problema de restauração, comparando os resultados obtidos com os encontrados na literatura para alguns sistemas testes. Esta meta-heurística apresenta muita similaridade com o algoritmo genético, e utiliza no processo de busca os operadores de seleção, mutação e cruzamento. Essa metodologia fornece melhores resultados que os disponíveis na literatura até a data de publicação deste trabalho. De acordo com os autores, o desempenho da evolução diferencial mostra ser melhor do que outras meta-heurísticas propostas na literatura como o algoritmo de fogos de artifício, busca tabu e a otimização de colônia de formigas.

Jabr *et al.* (2017) propõem um método para realizar a reconfiguração em tempo real para sistemas multi-fases com GD em operação. O método é baseado na compensação de troca de linhas para evitar refatorização da matriz de admitância durante o processo de cálculo de FC do método *Backward-forward*.

Gangwar *et al.* (2017) propõem uma metodologia para reconfigurar sistemas trifásicos desbalanceados baseada na combinação de pares de chaves a serem abertas e fechadas, respectivamente. O algoritmo proposto aplica-se tanto para reconfiguração em operação normal, como em condições de pós-falha, cada combinação é avaliada pelo método de cálculo de FC *Backward-forward*. As simulações são realizadas para níveis de carga leve, nominal e pesado. O tempo de resolução é aceitável e os autores afirmam que pode ser aplicado em tempo real.

Home-Ortiz *et al.* (2019) apresentam um modelo de programação cônica de segunda ordem inteira mista para resolver os problemas de reconfiguração e alocação de bancos de capacitores fixos e comutáveis, em conjunto, na rede de distribuição. A função objetivo do modelo visa a redução de investimento nos bancos de capacitores e o custo da energia relacionada às perdas ativas de operação. Os autores também propõem uma estratégia para redução de nós candidatos para instalação dos BCF e BCC. Os resultados mostram que podem ser obtidas melhores soluções resolvendo esses dois problemas de maneira simultânea do que sequencialmente. Abordar esses problemas de forma sequencial pode levar a soluções infatíveis.

No trabalho de Marinho (2020), apresenta-se uma metodologia que combina o desempenho de três meta-heurísticas para obter uma solução ótima sob a análise de um nível de carga. O método proposto é de programação dinâmica que produz árvores com

descendentes variados. As meta-heurísticas utilizadas e as suas funções são: GRASP para obter uma configuração inicial de boa qualidade, em segundo lugar a busca tabu como um procedimento de busca local e, finalmente, a meta-heurística *Path Relinking* como um mecanismo de pós-otimização.

Na literatura também existem trabalhos que consideram a variação temporal das cargas, para dessa maneira determinar uma topologia mais realista, que seja eficiente com os diferentes cenários e níveis de cargas que os sistemas, normalmente, experimentam durante um determinado período. Um dos primeiros trabalhos que reportam a avaliação da reconfiguração e a variação diárias das cargas em determinadas estações do ano é o apresentado por Lee e Brooks (1988). Neste trabalho os autores apresentam a estratégia para reduzir as perdas de um sistema de distribuição por meio da reconfiguração e a alteração das cargas. As cargas são analisadas e modeladas segundo o seu comportamento anual, fornecendo diferentes perfis para o inverno, outono, verão e primavera, respectivamente. Cada estação do ano é representada por um dia do meio semanal (de segunda a sexta-feira) e um dia do meio de final de semana (sábado, domingo e dias feriados). Essa estratégia é usada para aproveitar a vantagem da diversidade das cargas. Neste trabalho conclui-se que visando o benefício econômico e impulsionar a automação dos sistemas, é recomendável realizar uma reconfiguração diária do que uma reconfiguração por estação no período de um ano.

Zidan e El-Saadany (2012) apresentam um método heurístico simples para reconfigurar sistemas balanceados ou desbalanceados com presença de DG; os autores desenvolvem a metodologia que pode ser aplicada tanto para a redução de perdas como para a restauração de serviço após falhas durante operação normal e de emergência respectivamente. O processo consiste em fechar todas as chaves disponíveis do sistema visando obter um fluxo de carga para sistemas malhados, que minimize as perdas de potência ativa, a radialidade do sistema é recuperada após abrir sequencialmente uma chave de cada laço. O critério para abrir uma chave está baseado num índice de potência aparente relacionado a cada linha do sistema, desta forma a chave com o maior índice é selecionada. O trabalho propõe dois cenários para abordar a diversidade da demanda, visando obter uma comparação de resultados e concluir a melhor. Por um lado, considera-se obter uma topologia fixa para o período de análise (24 horas) e por outro lado propõe-se variar a topologia de forma horaria. A segunda proposta, a priori parece ser a mais flexível e apropriada para se acoplar as variações de demanda e geração distribuída, no entanto, as desvantagens de realizar chaveamentos de forma repetida

durante o dia, poderia causar distúrbios transitórios na rede afetando a sua estabilidade; assim como também acarreta o aumento de custos operacionais e redução na vida útil de switches. Finalmente, após a análise de resultados obtidos, os autores concluem que é mais eficiente manter uma configuração fixa devido à redução de perdas e à menor quantidade de chaveamentos requeridos.

Ding e Loparo (2014), propõem uma metodologia para reconfiguração horária da rede de distribuição em conjunto com a alocação e dimensionamento de fontes de GD. A função objetivo considera a variação das cargas, saída da geração distribuída e a ocorrência de faltas no sistema, visando minimizar o custo das perdas de energia e o custo de geração. A metodologia é baseada no conceito de reconfiguração hierárquica descentralizada.

Macedo (2015) propõe a aplicação da meta-heurística de busca em vizinhança variável e suas variantes para efetuar a comparação de resultados. O problema é abordado para um nível de demanda fixo e para o nível de demanda variável, a função objetivo visa minimizar as perdas ativas. O objetivo é encontrar uma topologia única que responda de melhor forma às variações das cargas durante um período de planejamento predeterminado. Os resultados são comparados entre as diferentes meta-heurísticas de BVNS; VND; RVNS; GVNS.

Entre os trabalhos mais atuais, destaca-se o de Zheng *et al.* (2020), em que os autores mencionam a importância que tem a volatilidade das FGR e o impacto que geram na operação dos sistemas, portanto um estudo de reconfiguração deve considerar todos os detalhes característicos da GD. Devido às previsões probabilísticas consideradas, existe ambiguidade nos dados de entrada para realizar a reconfiguração. Os autores propõem um modelo distribuído robusto e adaptativo que considera as incertezas das FGR e as cargas. O modelo visa obter a configuração ótima para o pior cenário fornecido pela distribuição de probabilidade modelada, utilizando as vantagens da otimização estocástica e da otimização robusta.

No presente trabalho propõe-se uma metodologia para resolver o problema de planejamento da operação a curto prazo de SDEE através da reconfiguração da rede considerando a presença de GD com fontes renováveis e não renováveis, bancos de capacitores e bancos de baterias, com o objetivo de reduzir o custo operacional do sistema. O problema é abordado como um modelo estocástico de programação cônica de segunda ordem inteira mista, em combinação com uma meta-heurística de busca tabu para resolver sistemas de grande porte mediante o uso de solvers. A variação de geração

renovável e demanda elétrica é administrada através da criação de cenários usando o método de agrupamento *k-means*.

1.3 OBJETIVOS DO TRABALHO

Os objetivos deste trabalho são:

- Desenvolver uma metodologia Matheurística baseada em busca tabu para a resolução do problema de reconfiguração de sistemas de distribuição em presença de recursos energéticos distribuídos.
- Analisar o comportamento dos sistemas em um horizonte temporal determinado.
- Modelar de maneira adequada os cenários de geração e carga considerando a sazonalidade do consumo para definir os períodos de planejamento.
- Considerar as incertezas existentes nos parâmetros de demanda e geração solar fotovoltaica para obter uma proximidade com a realidade da operação dos sistemas.
- A metodologia desenvolvida deve ser eficiente e de grande escalabilidade para poder considerar a realidade da operação dos sistemas de distribuição.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

A estrutura deste trabalho está organizada em 5 capítulos com duas seções de Anexos da seguinte maneira:

No capítulo dois são apresentados, individualmente, os conceitos teóricos e os modelos matemáticos de cada elemento ou equipamento a ser considerado no problema de reconfiguração. É explicada a operação de sistemas em estado estático, os limites operacionais, restrições de radialidade, operação dos geradores síncronos despacháveis, geradores fotovoltaicos e bancos de capacitores. É exposta também a metodologia de agrupamento *K-means* utilizada para obter os cenários de geração e demanda para incluir as incertezas na análise. Após todas as considerações anteriores, é apresentado o modelo completo de reconfiguração que finalmente é utilizado para realizar simulações nos sistemas de 69, 136 e 880 barras considerando três diferentes casos de estudo para cada sistema.

No capítulo três é apresentada a meta-heurística de busca tabu, o seu processo de desenvolvimento e as suas aplicações na área da Engenharia Elétrica. Após esse preâmbulo é apresentada a metodologia proposta pelo autor que realiza uma associação da

busca tabu e a utilização do solver CPLEX para resolver o modelo de reconfiguração. O capítulo termina com a avaliação dos sistemas apresentados no capítulo dois utilizando a metodologia proposta, da mesma forma, os três diferentes casos de estudo são simulados e apresentam-se os resultados obtidos.

No capítulo quatro apresenta-se inicialmente uma comparação entre os resultados obtidos mediante o solver e a metodologia proposta para os sistemas de 69, 118, 136 e 204 barras considerando apenas o nível máximo de demanda. Também é apresentada uma comparação entre os resultados obtidos pelo solver e a metodologia proposta para os sistemas operando sob diferentes cenários de operação.

No capítulo cinco apresentam-se as conclusões e considerações finais obtidas após obter os resultados usando o solver e a Matheurística.

No Anexo A apresenta-se o conjunto de cenários considerados para as simulações dos capítulos dois, três e quatro.

No Anexo B apresentam-se os dados completos de demanda, parâmetros de linhas, especificações de equipamentos utilizados em cada um dos sistemas usados nas simulações.

2 ABORDAGEM DO PROBLEMA DE RECONFIGURAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Neste capítulo apresentam-se os conceitos teóricos e o modelo matemático do problema de reconfiguração de redes radiais com GDs de fontes renováveis e não renováveis em operação.

2.1 MODELO DE PROGRAMAÇÃO CÔNICA DE SEGUNDA ORDEM PARA O CÁLCULO DE FLUXOS DE POTÊNCIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

O cálculo de fluxo de potência para a resolução dos problemas de planejamento, é uma técnica matemática de fundamental importância para obter resultados com nível de precisão e qualidade e assim orientar o planejamento da operação e expansão dos sistemas elétricos de potência. Estes cálculos permitem um correto desenvolvimento da metodologia com a finalidade de tomar decisões com precisão, qualidade, e dentro de tempos computacionais adequados.

A diferença dos métodos utilizados para calcular os fluxos de potência em redes de transmissão, é a estrutura radial das redes de distribuição o que permite o desenvolvimento e implementação de algoritmos simplificados, rápidos e eficientes para o fluxo de potência nestes sistemas. Essa condição faz com que os métodos conhecidos de Newton-Raphson, Gauss-Seidel e métodos desacoplados não forneçam soluções em tempos adequados e dependendo da estrutura da rede sob análise, eles podem não convergir devido a estrutura não dominante das matrizes de redes que estes métodos utilizam (PARIHAR; MALIK, 2018). Em contraste, existem várias alternativas para determinar o ponto de operação de um sistema de distribuição, as quais se caracterizam por serem métodos iterativos de varredura e estão focadas nos cálculos de injeção de potências ou correntes; alguns deles podem ser pesquisados em (BARAN; WU, 1989; KERSTING, 1984; SHIRMOHARMNADI; HONG; LUO, 1988).

Segundo o contexto anterior, a formulação não linear do fluxo de potência em distribuição faz com que as opções disponíveis para resolver o problema sejam métodos iterativos. No entanto, esses métodos nem sempre garantem soluções de qualidade ou convergência já que, dependem muito das características físicas dos sistemas (TRIPATHY *et al.*, 1982). Por outro lado, o cálculo de fluxo de carga para sistemas radiais também tem sido analisado a partir de uma abordagem de programação matemática formulando-o como um modelo de programação cônica de segunda ordem

(FARIVAR; LOW, 2013; FRANCO; RIDER; ROMERO, 2014; JABR, 2006; MACEDO *et al.*, 2015).

Para o desenvolvimento deste trabalho, foi utilizada a formulação apresentada por Franco (2014) que é detalhada a seguir. O conjunto de equações geralmente usadas nos métodos de varredura para calcular o FC em redes de distribuição são:

$$\sum_{ki \in \Omega_L} P_{ki} - \sum_{ij \in \Omega_L} (P_{ij} + R_{ij} I_{ij}^2) + P_i^S = P_i^D \quad \forall i \in \Omega_B \quad (1)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_L} Q_{ki} - \sum_{ij \in \Omega_L} (Q_{ij} + X_{ij} I_{ij}^2) + Q_i^S = Q_i^D \quad \forall i \in \Omega_B \quad (2)$$

$$V_i^2 - V_j^2 = 2(R_{ij} P_{ij} + X_{ij} Q_{ij}) + Z_{ij}^2 I_{ij}^2 \quad \forall ij \in \Omega_L \quad (3)$$

$$I_{ij}^2 V_j^2 = P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \quad \forall ij \in \Omega_L \quad (4)$$

As equações (1) e (2) representam o balanço de potência ativa e reativa respectivamente, em cada nó i do sistema. No lado esquerdo, o primeiro termo de cada equação equivale à soma de potências que o nó recebe; o segundo termo representa a soma de potências de cada linha que deixa o nó, incluindo as perdas de cada linha; os terceiros termos, P_i^S e Q_i^S , respetivamente, indicam a injeção de potência na subestação, caso a barra tenha conexão com alguma subestação. No lado direito das equações, os termos P_i^D e Q_i^D representam as demandas ativas e reativas, respetivamente. As quedas de tensão em cada ramo ij , são determinadas pela equação (3), e cujo valor depende dos fluxos de potências ativa e reativa, magnitude de corrente e dos parâmetros das linhas. A equação (4), estabelece a relação entre o fluxo de potência ativa e reativa pelo ramo ij , o quadrado da magnitude de tensão no final do circuito e o quadrado do fluxo de corrente pelo ramo.

Para contornar as não linearidades desse conjunto de equações, é preciso realizar duas mudanças de variáveis e tornar convexa uma restrição. Como pode ser verificado, (1)–(4) têm os termos I_{ij}^2 e V_i^2 em comum e, portanto, pode-se realizar as seguintes substituições:

$$V_i^{sqr} = V_i^2 \quad \forall i \in \Omega_B \quad (5)$$

$$I_{ij}^{sqr} = I_{ij}^2 \quad \forall ij \in \Omega_L \quad (6)$$

Após estas substituições, as equações (1)–(3) se convertem em lineares e por outro lado, a não linearidade da equação (4) pode se tornar convexa mediante o relaxamento da igualdade, obtendo assim uma restrição cônica de segundo ordem:

$$I_{ij}^{sqr} V_i^{sqr} \geq P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \quad \forall ij \in \Omega_L \quad (7)$$

Após essas modificações, o FC de sistemas de distribuição com otimização das perdas é definido finalmente pelas equações (8)–(12) como um problema de programação cônica de segunda ordem (PCSO).

$$\text{Min. } \sum_{ij \in \Omega_L} R_{ij} \cdot I_{ij}^{sqr} \quad \forall i \in \Omega_B \quad (8)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_L} P_{ki} - \sum_{ij \in \Omega_L} (P_{ij} + R_{ij} I_{ij}^{sqr}) + P_i^S = P_i^D \quad \forall i \in \Omega_B \quad (9)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_L} Q_{ki} - \sum_{ij \in \Omega_L} (Q_{ij} + X_{ij} I_{ij}^{sqr}) + Q_i^S = Q_i^D \quad \forall i \in \Omega_B \quad (10)$$

$$V_i^{sqr} - V_j^{sqr} = 2(R_{ij} P_{ij} + X_{ij} Q_{ij}) + Z_{ij}^2 I_{ij}^{sqr} \quad \forall ij \in \Omega_L \quad (11)$$

$$I_{ij}^{sqr} V_j^{sqr} \geq P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \quad \forall ij \in \Omega_L \quad (12)$$

A natureza convexa do problema garante que o ponto de solução sempre seja o ótimo global. Em Franco (2014), ressalta-se que na solução ótima, sempre a restrição (12) está ativa, então essa equação é equivalente a calcular (4).

2.2 LIMITES OPERACIONAIS DOS SDEE

A operação dos SDEE está sujeita a condições físicas e operacionais que devem ser mantidas para garantir a qualidade e continuidade do serviço. As variáveis envolvidas nos limites operacionais são magnitude das tensões, correntes e potências restritas por limites máximos como é mostrado nas inequações (13)–(14).

$$\underline{V} \leq V_i \leq \overline{V} \quad \forall i \in \Omega_B \quad (13)$$

$$0 \leq I_{ij} \leq \overline{I}_{ij} \quad \forall ij \in \Omega_L \quad (14)$$

A inequação (13) indica os limites das magnitudes de tensão nos nós impostos pela agência reguladora. Por outro lado, a inequação (14) representa o limite de corrente em cada linha; a restrição quadrática (15), limita a capacidade de uma subestação.

$$(P_i^S)^2 + (Q_i^S)^2 \leq (\bar{S}_i^S)^2 \quad \forall i \in \Omega_{SE} \quad (15)$$

Os limites (13)–(15) têm que ser satisfeitos para garantir o desempenho operacional do sistema. Para adaptar essas equações ao modelo cônico descrito anteriormente, algumas modificações podem ser feitas com base nas mudanças de variável mostradas em (5) e (6), obtendo-se as inequações (16)–(17).

$$\underline{V}^2 \leq V_i^{sqr} \leq \bar{V}^2 \quad \forall i \in \Omega_B \quad (16)$$

$$0 \leq I_{ij}^{sqr} \leq \bar{I}_{ij}^2 \quad \forall ij \in \Omega_L \quad (17)$$

Desta maneira, as inequações (16)–(17), podem ser adicionadas ao modelo cônico de FC ótimo para reduzir perdas ativas. Desta maneira, as restrições que controlam a operação de estado estável dos SDEE reduzindo perdas ativas são (8)–(12) e (15)–(17).

A seguir nas próximas subseções, são apresentadas as restrições que correspondem à parte de planejamento do modelo matemático assim como a operação dos recursos energéticos distribuídos que injetam/absorvem energia da rede de distribuição.

2.3 RESTRIÇÕES DE RADIALIDADE

Normalmente, a topologia do sistema de distribuição tem uma operação radial e laços não são considerados durante a operação da rede. Isto obriga que um único caminho de alimentação seja considerado para cada nó do sistema. No trabalho de Jabr (2012), menciona-se que numa rede radial, todos os nós, exceto a subestação devem ter um nó gerador. Assim, a radialidade do sistema pode ser representada pelas expressões (20)–(23) como uma árvore geradora.

$$\beta_{ij} + \beta_{ji} = k_{ij} \quad \forall ij \in \Omega_L \quad (18)$$

$$\sum_{j \in \Omega_N \mid ij \in \Omega_B \text{ or } ji \in \Omega_B} \beta_{ij} = 1 \quad \forall ij \in \Omega_L \quad (19)$$

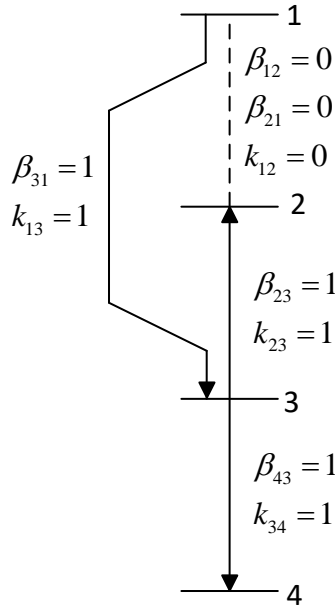
$$\beta_{ij} = 0 \quad \forall ij \in \Omega_L \mid i \in \Omega_{SE} \quad (20)$$

$$\beta_{ji} = 0 \quad \forall ij \in \Omega_L \mid j \in \Omega_{SE} \quad (21)$$

$$\beta_{ij}, \beta_{ji}, k_{ij} \in \{0,1\}$$

O estado operacional das linhas é determinado pela variável binária k_{ij} . Se a linha ij está ativa, então $k_{ij} = 1$, caso contrário $k_{ij} = 0$. As variáveis binárias β_{ij} e β_{ji}

Figura 1. Exemplo de variáveis de radialidade.



Fonte: Elaboração do próprio autor

associadas à linha ij , indicam o sentido de fluxo de potência na linha. Se $\beta_{ij} = 1$ indica que a direção de conexão usando como referência a subestação do sistema é no sentido $j \rightarrow i$. No sistema didático da Figura 1, cujo nó gerador é o nó 1, apresentam-se as variáveis de estado de cada linha k_{ij} e as variáveis de direção de fluxo β_{ij} .

Desta forma, a equação (18) indica que pode existir fluxo em um sentido somente quando a linha estiver ativa ($k_{ij} = 1$). Neste caso, a direção do fluxo é indicada por um valor de “1” em β_{ij} ou β_{ji} . Caso a linha estiver desconectada ($k_{ij} = 0$), as variáveis β_{ij} e β_{ji} são iguais a zero. A restrição (19) determina que todo nó deve ter uma linha somente que esteja entregando potência a este nó. Finalmente, as equações (20) e (21) indicam que não pode existir fluxo entrante em um nó que seja subestação.

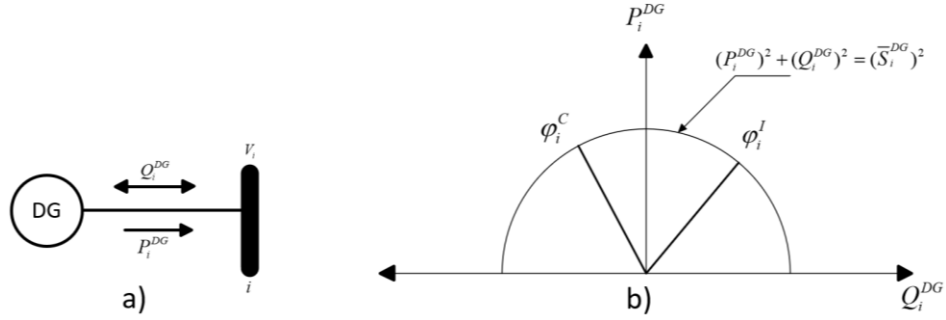
2.4 MODELAGEM DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.4.1 Geradores despacháveis

Neste trabalho é assumido que a GD despachável é composta por máquinas síncronas que fornecem potência ativa P_i^{GD} e reativa Q_i^{GD} à rede. Considera-se também que os geradores operam limitados por um fator de potência indutivo, $\phi_i^{I,GD}$, e capacitivo, $\phi_i^{C,GD}$; e que a tensão no nó de conexão pode variar dentro dos limites estabelecidos pelo sistema.

As equações (22)–(24) representam o modelo matemático de operação de um gerador despachável, e na Figura 2 apresenta-se o esquema de conexão, e a sua curva de capacidade térmica.

Figura 2. Representação de um gerador despachável; a) Esquema de conexão; b) Curva de capacidade térmica.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

$$P_i^{GD} \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_{GD} \quad (22)$$

$$-P_i^{GD} \cdot \tan(\cos^{-1}(\phi_i^{C,GD})) \leq Q_i^{GD} \leq P_i^{GD} \cdot \tan(\cos^{-1}(\phi_i^{I,GD})) \quad \forall i \in \Omega_{GD} \quad (23)$$

$$(P_i^{GD})^2 + (Q_i^{GD})^2 \leq (\overline{S}_i^{GD})^2 \quad \forall i \in \Omega_{GD} \quad (24)$$

2.4.2 Geração solar fotovoltaica

Os geradores fotovoltaicos transformam a irradiação solar em potência, e dependem da temperatura acumulada pelo número de células conectadas. O modelo matemático representado pelas equações lineares (25) e (26), é o mesmo proposto por Montoya-Bueno (2014), e representa o comportamento do gerador solar fotovoltaico.

$$P_i^{FV} = P_i^{stc} \left\{ \frac{G_c}{1000} [1 + \delta_i (T_i^{cell} - 25)] \right\} \quad \forall i \in \Omega_{FV} \quad (25)$$

$$T_i^{cell} = T_i^{amb} + \left(\frac{NOCT_i - 20}{800} \right) G_c \quad \forall i \in \Omega_{FV} \quad (26)$$

Sendo:

P_i^{FV} : Potência ativa gerada pelo painel fotovoltaico (W).

P_i^{stc} : Potência ativa gerada pelo painel fotovoltaico em condições nominais (W).

δ_i : Coeficiente de potência-temperatura (%/°C).

T_i^{cell} : Temperatura da célula (°C).

T_i^{amb} : Temperatura ambiente (°C).

$NOCT_i$: Temperatura da célula baixo condições nominais (°C).

G_c : Irradiação solar (W/m²).

Atualmente, é possível controlar a injeção de potência reativa de um painel fotovoltaico e, portanto os limites de operação podem ser modelados pelas seguintes equações:

$$\begin{aligned} -P_i^{FV} \cdot \tan(\cos^{-1}(\varphi_i^{c,FV})) &\leq Q_i^{FV} \\ &\leq P_i^{FV} \cdot \tan(\cos^{-1}(\varphi_i^{i,FV})) \end{aligned} \quad \forall i \in \Omega_{PV} \quad (27)$$

$$0 \leq P_i^{FV} \leq \overline{P_i^{FV}} \quad \forall i \in \Omega_{PV} \quad (28)$$

Sendo (27) a representação da potência reativa injetada que depende da potência ativa gerada segundo (28), e os fatores de potência capacitivo e indutivo, respetivamente.

2.5 MODELAGEM DE BANCOS DE CAPACITORES

Os bancos de capacitores usados para compensação de potência reativa nos SDEE, podem ser bancos de capacitores fixos (BCF), que sempre se encontram conectados à rede injetando potência reativa, e por outro lado estão os bancos de capacitores chaveados (BCC), os quais dispõem de várias unidades que podem estar total ou parcialmente conectadas à rede. É importante definir a diferença que existe entre o número de unidades *conectadas* no nó i e o número de unidades *instaladas* no mesmo nó. Na resolução do problema, calcula-se como variável inteira, o número ótimo de capacitores que devem estar conectados, e por outro lado, o total de capacitores instalados é um parâmetro.

No modelo matemático do problema, os BCF são representados como um parâmetro fixo de injeção de potência reativa, no entanto, a operação dos BCC é dada por (29)-(31). A restrição (29) define a potência reativa Q_i^{scb} injetada no nó i assim como o número de unidades conectadas n_i^{scb} . A potência reativa nominal q_i^{scb} é a capacidade de cada unidade do banco. A restrição (30) limita o número de unidades n_i^{scb} conectadas no nó i :

$$Q_i^{bcc} = n_i^{bcc} \cdot q_i^{bcc} \quad \forall i \in \Omega_{BCC} \quad (29)$$

$$0 \leq n_i^{bcc} \leq \bar{n}_i^{bcc} \quad \forall i \in \Omega_{BCC} \quad (30)$$

$$n_i^{bcc} \in \mathbb{Z}^{\geq} \quad \forall i \in \Omega_{BCC} \quad (31)$$

Sendo:

Q_i^{bcc} : Potência reativa total injetada pelo banco de capacitores (W).

n_i^{bcc} : Variável inteira positiva que indica o número de unidades conectadas.

q_i^{bcc} : Potência reativa fornecida por cada unidade.

\bar{n}_i^{bcc} : Parâmetro inteiro positivo que indica o número total de unidades instaladas no banco.

2.6 MODELAGEM DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Os sistemas de armazenamento de energia (SAE), são tecnologias inerentes à geração distribuída renovável, no caso específico deste trabalho, por causa dos níveis de geração durante a presença de sol e que nem sempre está sendo consumida, o excedente de energia precisa ser armazenado. A importância de uso dos SAE, é devido a sua habilidade para relaxar o perfil diário de demanda alternando o consumo e fornecimento de energia (OLIVARES, 2014). Geralmente, as análises de SDEE que consideram a presença de SAE, definem uma proposta de operação de carga e descarga durante um tempo definido (SABILLON-ANTUNEZ *et al.*, 2017). No entanto, a operação dos SAE deve atingir rigorosamente a faixa tolerável do estado de carga definida pelas restrições e projeto do fabricante (LI *et al.*, 2019).

As restrições de operação dos SAE consideradas são:

$$\underline{P}_i^{BT,+} \cdot e_i^{BT} \leq P_i^{BT,+} \leq \bar{P}_i^{BT,+} \cdot e_i^{BT} \quad \forall i \in \Omega_{BT} \quad (32)$$

$$\underline{P}_i^{BT,-} \cdot (1 - e_i^{BT}) \leq P_i^{BT,-} \leq \bar{P}_i^{BT,-} \cdot (1 - e_i^{BT}) \quad \forall i \in \Omega_{BT} \quad (33)$$

$$E_{i,c}^{BT} = E_{i,c-1}^{BT} + \eta_i^- \cdot T \cdot P_i^{BT,-} - \left(\frac{1}{\eta_i^+} \right) \cdot T \cdot P_i^{BT,+} - \varepsilon_i^{BT} \cdot T \cdot E_{i,c}^{BT} \quad \forall i \in \Omega_{BT} \mid \forall c \in \Omega_c \quad (34)$$

$$\underline{E}_i^{BT} \leq E_{i,t}^{BT} \leq \overline{E}_i^{BT} \quad \forall i \in \Omega_{BT} \quad (35)$$

$$e_i^{BT} \in \{0,1\}$$

Sendo:

$P_i^{BT,+}; \overline{P}_i^{BT,+}$: Limites mínimo e máximo de potência injetada na rede (W).

$P_i^{BT,-}; \overline{P}_i^{BT,-}$: Limites mínimo e máximo de potência absorvida da rede (W).

$\underline{E}_i^{BT}; \overline{E}_i^{BT}$: Limites mínimo e máximo da energia armazenada na bateria (kWh).

$P_i^{BT,+}$: Potência injetada na rede (W).

$P_i^{BT,-}$: Potência absorvida da rede (W).

e_i^{BT} : Variável binária que representa o estado operacional da bateria. Se 1 \rightarrow *Injeta*; ou 0 \rightarrow *absorbe*

$E_{i,t}^{BT}$: Quantidade de energia armazenada na bateria no cenário c .

$\eta_i^-; \eta_i^+$: Eficiência de carga y eficiência de descarga.

ε_i^{BT} : Taxa de descarga.

T : Tempo de duração do cenário de carga ou descarga.

Com os parâmetros e variáveis apresentados anteriormente, as restrições (32) e (33) mantêm os limites de capacidade de potência injetada $P_i^{BT,+}$ e potência absorvida $P_i^{BT,-}$ durante o processo de descarga e carga, respectivamente. A equação (34) representa a quantidade de energia armazenada na bateria no cenário c . A variável $E_{i,t}^{BT}$ depende diretamente do nível de carga no cenário anterior e dos parâmetros de eficiência de carga ou descarga do dispositivo, assim como da taxa de descarga ε_i^{BT} e o tempo de duração T do cenário. Por último, a restrição (35) garante que o nível de energia armazenada esteja dentro dos limites do dispositivo.

2.7 MODELAGEM DE INCERTEZAS POR MEIO DE CENÁRIOS

As incertezas que, naturalmente, são parte dos parâmetros aleatórios envolvidos no comportamento dos SDEE, fazem com que seja difícil e insuficiente modelar um único estado padrão das redes. Portanto, com o objetivo de ter uma abordagem mais realista no estudo de planejamento, as incertezas devem ser consideradas para realizar uma análise detalhada que produza resultados mais próximos das condições reais de operação dos sistemas. Como consequência desta modelagem, é possível ter uma melhor tomada de decisões no planejamento e operação dos sistemas. Morales e Perez-Ruiz (2007), afirmam que as soluções obtidas, considerando esta modelagem, permitem

simultaneamente atingir redução de custo de operação e melhorias na confiabilidade do sistema.

Na literatura especializada, geralmente, os parâmetros sujeitos às incertezas são especificados como valores fixos estabelecidos de forma determinística. Por outro lado, existe uma variedade de técnicas utilizadas para modelar a incerteza dos parâmetros estocásticos. Essas técnicas podem ser classificadas nas seguintes categorias: Abordagem probabilística, abordagem possibilista, abordagem híbrida probabilística-possibilista, teoria de decisão baseado na informação do gap (IGDT), otimização robusta e análise de intervalos (AIEN; HAJEBRAHIMI; FOTUHI-FIRUZABAD, 2016).

Estas técnicas podem ser entendidas brevemente da seguinte maneira, uma *Abordagem probabilística* pode ser usada quando é conhecida a função de densidade de probabilidade das variáveis de interesse (DANTZIG, 1955), a *Abordagem possibilista* é aplicável se cada parâmetro possui uma função de pertinência relativa à lógica nebulosa (Fuzzy arithmetic) (ZADEH, 1965). A *Abordagem híbrida (probabilística-possibilista)* é aplicável quando se tem parâmetros de ambos tipos estocásticos e possibilistas (AIEN; RASHIDINEJAD; FOTUHI-FIRUZABAD, 2014). A *Teoria de decisão baseada na informação do gap* é útil quando se tem informação sobre o desvio de erros, ou seja a diferencia entre os parâmetros e as estimações, a proposta pioneira na área foi (BEN-HAIM, 2006). A *Otimização robusta* visa utilizar as incertezas nos parâmetros de entrada para definir a incerteza existente nas variáveis de saída, desta forma os resultados mantem a otimalidade para o pior cenário (SOYSTER, 1973). Finalmente, a técnica de *Análise de intervalos* assume que os parâmetros de entrada variam dentro de limites conhecidos e por tanto, podem ser determinados os limites das variáveis de saída (MOORE; KEARFOTT; CLOUD, 2009).

O enfoque deste trabalho tem como objetivo considerar as incertezas inerentes aos três parâmetros presentes nessa análise que são: **custo da energia, irradiação solar e nível de consumo de energia dos usuários**. Isto pode ser obtido mediante o processamento de medições históricas do custo da energia, irradiação solar e dos níveis de demanda, respectivamente, criando assim um conjunto de cenários que representem adequadamente as condições ambientais de um período temporal específico.

A técnica de clustering *K-means* é caracterizada por ser eficiente na análise de dados e apropriada para criar um conjunto de ‘K’ cenários de custo, geração e demanda. Neste método dividem-se em grupos menores o total de dados históricos iniciais onde o

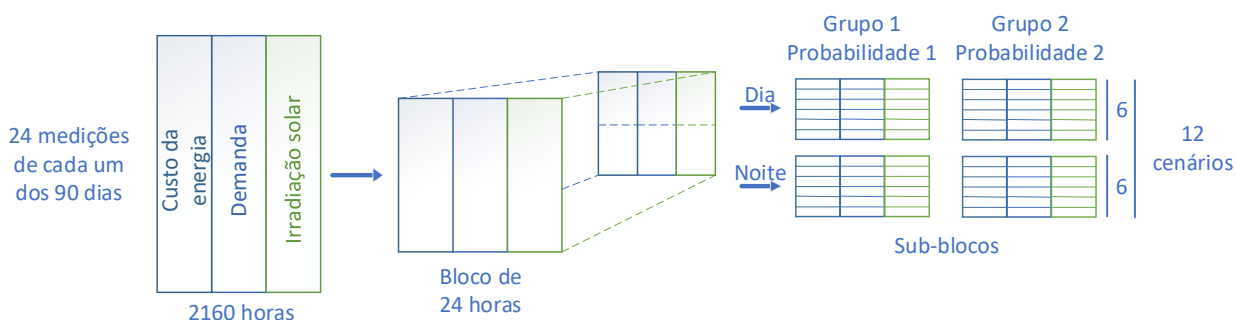
critério para que um elemento faça parte de um k -ésimo grupo, depende do quadrado da distância desse elemento até o centroide do grupo. Cada centroide, é definido como o valor médio da distância mínima quadrática total entre cada ponto do conjunto e seu valor é recalculado de forma iterativa até atingir uma certa tolerância (DABBURA, 2020).

Os dados históricos disponíveis para a criação dos cenários contêm a hora, custo de energia, demanda elétrica e radiação solar, e correspondem a um período temporal de três meses (2160 horas). O objetivo é obter um conjunto de cenários e as suas respectivas probabilidades de ocorrência (baseado na distribuição de probabilidade). Como é explicado a seguir, deseja-se representar um dia típico de operação para os sistemas testados.

O esquema de obtenção de cenários é realizado segundo o proposto em Home-Ortiz (2019). Devido à eficiência de desempenho, é utilizada a função *K-means* disponível em Matlab (THE MATHWORKS, 2018). Como pode ser verificado na Figura 3, o total de informação (2160 horas) é organizado e dividido em quatro sub-blocos, formando os grupos 1 e 2. Dois sub-blocos representam o dia com presença de sol, e outros dois, representam a noite com ausência de sol. Cada sub-bloco tem seis elementos de cada medição, ou seja, é necessário calcular seis centroides que irão formar cada cenário. O passo a passo do processamento das informações é o seguinte:

1. Representar todos os valores em por unidade (*pu*), dividindo cada um deles pelo valor máximo;
2. Definir o número de sub-blocos que se deseja obter;
3. Dividir o bloco de 24 horas segundo o nível de radiação solar para representar o dia e a noite;
4. Executar a função *k-means* para calcular seis centroides por sub-bloco.

Figura 3. Processo de obtenção de cenários pelo método *k-means*.



Fonte: (HOME ORTIZ, 2019) e adaptada pelo autor.

Após realizar o processamento explicado acima, foram obtidos os valores da Tabela 1 que representam o estado dos parâmetros para os horários especificados. Nesta tem-se os cenários obtidos após o processo *k-means*. Segundo a organização da tabela, é necessário ressaltar:

- O modelo usado para realizar este trabalho é estocástico e, portanto, a quarta coluna de cada grupo, apresenta a probabilidade de ocorrência de cada cenário. Essa probabilidade é calculada pela função do MATLAB a partir da distribuição de probabilidade dos dados históricos fornecidos.
- Cada cenário contém quatro valores que correspondem ao custo de energia, nível de demanda, irradiação solar e a sua probabilidade de ocorrência.
- Cada período do dia tem um par de cenários com sua respectiva probabilidade de ocorrência e cujo valor é complementar. Por exemplo, para o período das 0:00 horas tem-se o cenário do grupo 1 cuja probabilidade é 0,55 e, por outro lado, a probabilidade do grupo 2 é 0,45; a soma dessas duas probabilidades é igual a 1. O mesmo ocorre para todos os pares de cenários.
- O dia típico está representado por 12 períodos, ou seja, cada par de cenários mostra os valores mais representativos dos parâmetros para duas horas específicas do dia.

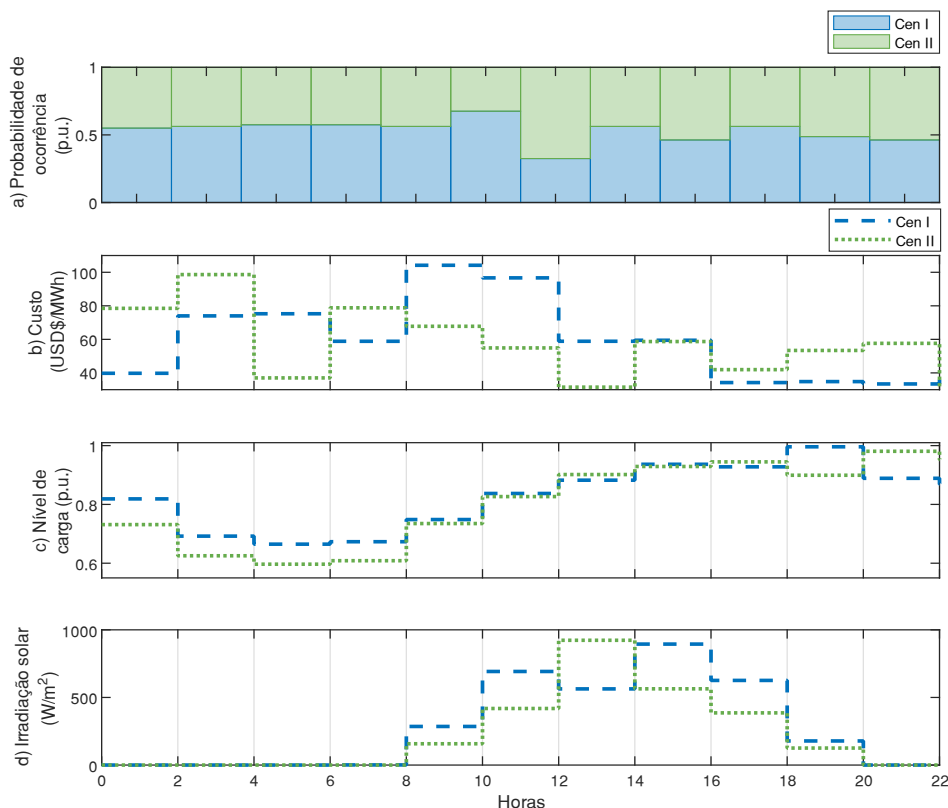
Tabela 1. Cenários obtidos pelo método *k-means*, para um dia típico.

Hora	GRUPO 1				GRUPO 2			
	Custo da energia (\$/MWh)	Nível de demanda (pu.)	Irradiação solar (W/m ²)	Probabilidade	Custo da energia (\$/MWh)	Nível de demanda (pu.)	Irradiação solar (W/m ²)	Probabilidade
0:00	39,7685	0,8188	0	0,55	78,4922	0,7313	0	0,45
2:00	73,9988	0,6921	0	0,5625	98,6298	0,6253	0	0,4375
4:00	75,2704	0,6648	0	0,575	37,0123	0,5966	0	0,425
6:00	58,8475	0,6731	1,0408	0,575	78,8128	0,6085	0	0,425
8:00	104,1852	0,7485	285,4986	0,5625	67,7923	0,7349	157,4853	0,4375
10:00	96,674	0,8372	692,0944	0,675	54,893	0,8266	418,2571	0,325
12:00	58,8618	0,8824	563,262	0,325	31,4995	0,9016	922,7541	0,675
14:00	59,4628	0,9365	894,5216	0,5625	58,6966	0,929	563,8209	0,4375
16:00	34,2293	0,9278	625,9332	0,4625	41,9453	0,9447	385,9255	0,5375
18:00	34,8095	0,996	178,2862	0,5625	53,3886	0,8992	125,7397	0,4375
20:00	33,4076	0,8888	0,0001	0,4875	57,6207	0,9807	0,0002	0,5125
22:00	41,9502	0,8686	0	0,4625	31,2187	0,9521	0	0,5375

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Figura 4 apresentam-se as curvas de custos, nível de demanda e irradiação solar ao longo do dia de análise junto com a probabilidade de ocorrência de cada cenário, observe que cada período abrange duas horas do dia.

Figura 4. a) Probabilidade de ocorrência de cada cenário. b) Custo da energia. c) Nível de carga. d) Irradiação solar.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

2.8 MODELO ESTOCÁSTICO DE RSDEE COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O modelo matemático completo do problema de RSDEE reúne todas as considerações apresentadas nas seções anteriores, e tem como objetivo obter uma topologia que otimize a operação das redes em análise. A melhoria na operação é quantificada pela redução de perdas de potência o que reduz diretamente o custo de operação dentro do período de análise considerado.

2.8.1 Função objetivo

Segundo o estado da arte a função objetivo clássica, considerada no problema de RSDEE, tem sido a redução de perdas de potência ativa. No entanto, essa abordagem pode ser ampliada para atingir outros critérios que estejam direcionados a otimizar a operação dos SDEE. Um tópico de interesse atual internacional é a abordagem ambiental e os mercados de energia focados na descarbonização dos sistemas de potência. A descarbonização surge com o crescimento das energias renováveis, que hoje em dia tem se tornado dominante em certas partes do mundo, claros são os exemplos de

Texas e Califórnia em Estados Unidos, assim como também em Dinamarca e Espanha na Europa (PES MAGAZINE, 2021). No entanto, o mercado elétrico ainda precisa de incentivo e leis governamentais para propor estratégias de atuação no mercado de baixas emissões de carbono.

Na prática, um importante número de companhias norte-americanas tem introduzido metas de abastecimento de energia gerada 100% por fontes renováveis e não despacháveis, como é explicado em (ELA *et al.*, 2021). Esses objetivos podem ser alcançados mediante o planejamento de um mercado elétrico eficiente e diferente do atual. O exemplo mais claro nesse contexto, é o obtido em Ontário cujos níveis de produção têm alcançado 95% de energia livre de carbono (ELA *et al.*, 2021). Com relação à Europa, também tem incentivado a descarbonização do seu sistema elétrico, tendo como objetivo diminuir até em 40% as emissões de gases de efeito estufa até o ano 2030 (STRBAC *et al.*, 2021).

A penalização por emissões de poluentes, é uma via eficiente para alcançar metas de descarbonização a curto e longo prazo. Segundo as análises de dados empíricos apresentados em (HE *et al.*, 2019), os autores demonstram que a partir de um sistema de penalização proposto do ponto de vista científico, é possível obter uma redução de poluentes. Os autores apresentam os efeitos dos impostos ambientais em países membros da Organização para cooperação econômica e desenvolvimento e a China, concluindo que a cobrança desses impostos, reduz as emissões de poluentes desde que seja realizado uma análise do desenvolvimento industrial e econômico do local sob estudo.

Devido estes aspectos relacionados com as emissões de carbono, neste trabalho propõe-se um modelo de otimização que considera a redução de custo por perdas de potência ativa e penalidade por emissões de carbono. O custo de emissões é aplicado usando um imposto ambiental que depende dos níveis de produção de carbono por unidade de energia vinda tanto das subestações como dos GD. Note-se que essa abordagem é realizada para com foco na distribuidora, considerando-a proprietária e com a capacidade de controle das tecnologias consideradas, que são geração despachável, painéis fotovoltaicos, baterias e bancos de capacitores. No entanto, no futuro deve-se analisar uma estratégia de mercado que considere a atuação econômica dos consumidores '*prosumers*'.

A função objetivo é composta por duas parcelas, segundo a equação (36). O valor da função objetivo, depende da probabilidade $Prob_c$ de ocorrência do cenário e do

tempo T_c de duração do período. Por outro lado, os termos C_c^{Perdas} e C_c^{Emis} , correspondem ao custo gerado pelas perdas de potência ativa e o custo devido às emissões de carbono.

$$\text{Min } \mathcal{F} = \sum_{c \in \Omega_C} \text{Prob}_c \cdot T_c \cdot (C_c^{Perdas} + C_c^{Emis}) \quad (36)$$

Sendo:

$$C_c^{Perdas} = C_c^P \left(\sum_{ij \in \Omega_L} R_{ij} \cdot I_{ij,c}^{sqr} \right) \quad \forall c \in \Omega_C \quad (37)$$

$$C_c^{Emis} = C^{imp} \left(\sum_{i \in \Omega_{SE}} e^{se} P_{i,c}^S + \sum_{i \in \Omega_{GD}} e^{gd} P_{i,c}^{GD} \right) \quad \forall c \in \Omega_C \quad (38)$$

A equação (37), representa o custo de perdas totais geradas pelo sistema, sendo C_c^P o custo por unidade de energia (\$/MWh), enquanto a expressão entre parêntese representa a soma das perdas de potência em cada trecho da rede, observando-se que existe um valor de custo por perdas para cada cenário “ c ” de operação. A segunda parte da função objetivo, é dada pela equação (38), sendo que C_c^{Emis} representa o custo por emissões de carbono durante o cenário “ c ”, sendo C^{imp} o custo por unidade de emissão, ou seja a tonelada de CO₂ produzida. Por outro lado, os parâmetros e^{se} e e^{gd} são os coeficientes de emissão e indicam os quilogramas de CO₂ produzidos por cada kWh. O primeiro coeficiente de emissão e^{se} corresponde às emissões produzidas para gerar a energia fornecida pela subestação, enquanto e^{gd} corresponde às emissões inerentes ao uso dos geradores despacháveis. Os valores dos parâmetros utilizados para as simulações das seções seguintes, serão valores fixos segundo a Tabela 2.

Tabela 2. Parâmetros de emissões de CO₂.

e^{se}	e^{gd}	C^{imp}
(kg CO ₂ /kWh)	(kg CO ₂ /kWh)	(\$/Ton)
2,17	0,63	10,00

Fonte: Elaboração do próprio autor.

2.8.2 Restrições de operação

As restrições de operação são obtidas a partir dos modelos matemáticos dos equipamentos apresentados nas seções anteriores.

Restrições de estado estacionário

$$\sum_{ki \in \Omega_L} P_{ki,c} - \sum_{ij \in \Omega_L} (P_{ij,c} + R_{ij} I_{ij,c}^{sqr}) + P_{i,c}^S + P_{i,c}^{GD} + P_{i,c}^{FV} + P_{i,c}^{BT,+} - P_{i,c}^{BT,-} = P_{i,c}^D \quad \forall i \in \Omega_B \mid \forall c \in \Omega_C \quad (39)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_L} Q_{ki,c} - \sum_{ij \in \Omega_L} (Q_{ij,c} + X_{ij} I_{ij,c}^{sqr}) + Q_{i,c}^S + Q_{i,c}^{GD} + Q_{i,c}^{bc} + Q_{i,c}^{bcc} + Q_{i,c}^{FV} = Q_{i,c}^D \quad \forall i \in \Omega_B \mid \forall c \in \Omega_C \quad (40)$$

$$V_{i,c}^{sqr} - V_{j,c}^{sqr} + \gamma_{ij,c} = 2(R_{ij} P_{ij,c} + X_{ij} Q_{ij,c}) + Z_{ij}^2 I_{ij,c}^{sqr} \quad \forall ij \in \Omega_L \mid \forall c \in \Omega_C \quad (41)$$

$$I_{ij,c}^{sqr} V_{j,c}^{sqr} \geq P_{ij,c}^2 + Q_{ij,c}^2 \quad \forall ij \in \Omega_L \mid \forall c \in \Omega_C \quad (42)$$

$$|\gamma_{ij,c}| \leq (\bar{V}^2 - \underline{V}^2)(1 - k_{ij}) \quad \forall ij \in \Omega_L \mid \forall c \in \Omega_C \quad (43)$$

Restrições dos limites operacionais

$$\underline{V}^2 \leq V_{i,c}^{sqr} \leq \bar{V}^2 \quad \forall i \in \Omega_B \mid \forall c \in \Omega_C \quad (44)$$

$$0 \leq I_{ij,c}^{sqr} \leq \bar{I}_{ij}^2 \cdot k_{ij} \quad \forall ij \in \Omega_L \mid \forall c \in \Omega_C \quad (45)$$

$$(P_{i,c}^S)^2 + (Q_{i,c}^S)^2 \leq (\bar{S}_{i,c}^S)^2 \quad \forall i \in \Omega_{SE} \mid \forall c \in \Omega_C \quad (46)$$

Restrições de radialidade

$$\beta_{ij} + \beta_{ji} = k_{ij} \quad \forall ij \in \Omega_L \quad (47)$$

$$\sum_{j \in \Omega_B \mid ij \in \Omega_L \text{ or } ji \in \Omega_L} \beta_{ij} = 1 \quad \forall ij \in \Omega_L \quad (48)$$

$$\beta_{ij} = 0 \quad \forall ij \in \Omega_L \mid i \in \Omega_{SE} \quad (49)$$

$$\beta_{ji} = 0 \quad \forall ij \in \Omega_L \mid j \in \Omega_{SE} \quad (50)$$

Restrições dos geradores despacháveis

$$P_{i,c}^{GD} \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_{GD} \mid \forall c \in \Omega_C \quad (51)$$

$$-P_{i,c}^{GD} \cdot \tan(\cos^{-1}(\varphi_i^{c,GD})) \leq Q_{i,c}^{GD} \leq P_{i,c}^{GD} \cdot \tan(\cos^{-1}(\varphi_i^{i,GD})) \quad \forall i \in \Omega_{GD} \mid \forall c \in \Omega_C \quad (52)$$

$$(P_i^{GD})^2 + (Q_i^{GD})^2 \leq (\overline{S_i^{GD}})^2 \quad \forall i \in \Omega_{GD} \mid \forall c \in \Omega_C \quad (53)$$

Restrições dos geradores fotovoltaicos

$$P_{i,c}^{FV} = P_i^{stc} \left\{ \frac{G_c}{1000} [1 + \delta_i (T_i^{cell} - 25)] \right\} \quad \forall i \in \Omega_{FV} \mid \forall c \in \Omega_C \quad (54)$$

$$\begin{aligned} -P_{i,c}^{FV} \cdot \tan(\cos^{-1}(\varphi_i^{c,FV})) &\leq Q_{i,c}^{FV} \\ &\leq P_{i,c}^{FV} \cdot \tan(\cos^{-1}(\varphi_i^{i,FV})) \end{aligned} \quad \forall i \in \Omega_{FV} \mid \forall c \in \Omega_C \quad (55)$$

$$0 \leq P_{i,c}^{FV} \leq \overline{P_i^{FV}} \quad \forall i \in \Omega_{FV} \mid \forall c \in \Omega_C \quad (56)$$

Restrições dos bancos de capacitores chaveados

$$Q_{i,c}^{bcc} = n_{i,c}^{bcc} \cdot q_i^{bcc} \quad \forall i \in \Omega_{bcc} \mid \forall c \in \Omega_C \quad (57)$$

$$0 \leq n_{i,c}^{bcc} \leq \overline{n_i^{bcc}} \quad \forall i \in \Omega_{bcc} \mid \forall c \in \Omega_C \quad (58)$$

$$n_{i,c}^{bcc} \in \mathbb{Z}^{\geq} \quad \forall i \in \Omega_{bcc} \mid \forall c \in \Omega_C \quad (59)$$

Restrições dos bancos de baterias

$$\underline{P}_i^{BT,+} \cdot e_{i,c}^{BT} \leq P_{i,c}^{BT,+} \leq \overline{P}_i^{BT,+} \cdot e_{i,c}^{BT} \quad \forall i \in \Omega_{BT} \mid \forall c \in \Omega_C \quad (60)$$

$$\underline{P}_i^{BT,-} \cdot (1 - e_{i,c}^{BT}) \leq P_{i,c}^{BT,-} \leq \overline{P}_i^{BT,-} \cdot (1 - e_{i,c}^{BT}) \quad \forall i \in \Omega_{BT} \mid \forall c \in \Omega_C \quad (61)$$

$$\begin{aligned} E_{i,c}^{BT} &= E_{i,c-1}^{BT} + \eta_i^- \cdot T \cdot P_{i,c}^{BT,-} - \left(\frac{1}{\eta_i^+} \right) \cdot T \cdot P_{i,c}^{BT,+} - \varepsilon_i^{BT} \\ &\quad \cdot T \cdot E_{i,c}^{BT} \end{aligned} \quad \forall i \in \Omega_{BT} \mid \forall c \in \Omega_C \quad (62)$$

$$\underline{E}_i^{BT} \leq E_{i,c}^{BT} \leq \overline{E}_i^{BT} \quad \forall i \in \Omega_{BT} \mid \forall c \in \Omega_C \quad (63)$$

Note-se que foi adicionada a variável $\gamma_{ij,c}$ na restrição (43). Esta é considerada uma variável de folga necessária para o cálculo de queda de tensão (41) e depende do estado de operação da linha ij . Pois no caso que a linha esteja fora de serviço ($k_{ij} = 0$), a variável $\gamma_{ij,c}$ atua como uma variável de folga devido a que não existe queda de tensão no ramo. Note-se também que a variável de radialidade k_{ij} está relacionada com a restrição (45) na qual o fluxo de corrente através do ramo ij é zero caso a linha estiver desconectada.

2.9 TESTES E RESULTADOS DO MODELO CÔNICO DE RSDEE

O modelo apresentado por (36)–(63) é um modelo de otimização cônico de segunda ordem inteiro misto que para ser avaliado neste trabalho, foi modelado e resolvido na linguagem AMPL através do solver CPLEX. Nesta seção são apresentados testes para os sistemas de 69, 136 e 880 barras que são encontrados na literatura e em diferentes casos para serem reconfigurados. As características do computador usado nos testes são: processador Intel(R)Core(TM) i7-5500U CPU @2.40GHz, 8GB de memória RAM e sistema operacional WINDOWS.

Todas as configurações do solver estão em seus estados ‘*default*’ com exceção do **Caso C** no qual foi necessário alterar o limite de tempo e o *gap* de otimalidade como é explicado no parágrafo correspondente.

Para cada teste, são simulados três casos de estudo em diferentes condições para testar a validade e robustez do modelo:

- **Caso A:** Reconfiguração considerando o nível máximo de demanda durante um período de duas horas e BCF instalados na rede.
- **Caso B:** Reconfiguração considerando os vinte e quatro cenários de demanda apresentados na Tabela 1, sem considerar GD, BCC nem SAE.
- **Caso C:** Reconfiguração com GD, BCF, BCC e SAE instalados na rede e considerando os vinte e quatro cenários de geração e demanda da Tabela 1.

Para a situação especial do **Caso A**, que usa os valores máximos de demanda, é considerado também o valor máximo do custo de energia obtido na Tabela 1. Desse modo, os parâmetros para o cálculo da função objetivo são determinados segundo a Tabela 3.

Tabela 3. Parâmetros de cálculo da função objetivo no **Caso A**.

e^{se} (kg CO ₂ /kWh)	e^{gd} (kg CO ₂ /kWh)	C^P (\$/MWh)	C^{imp} (\$/Ton)
2,17	0,63	104,19	10,00

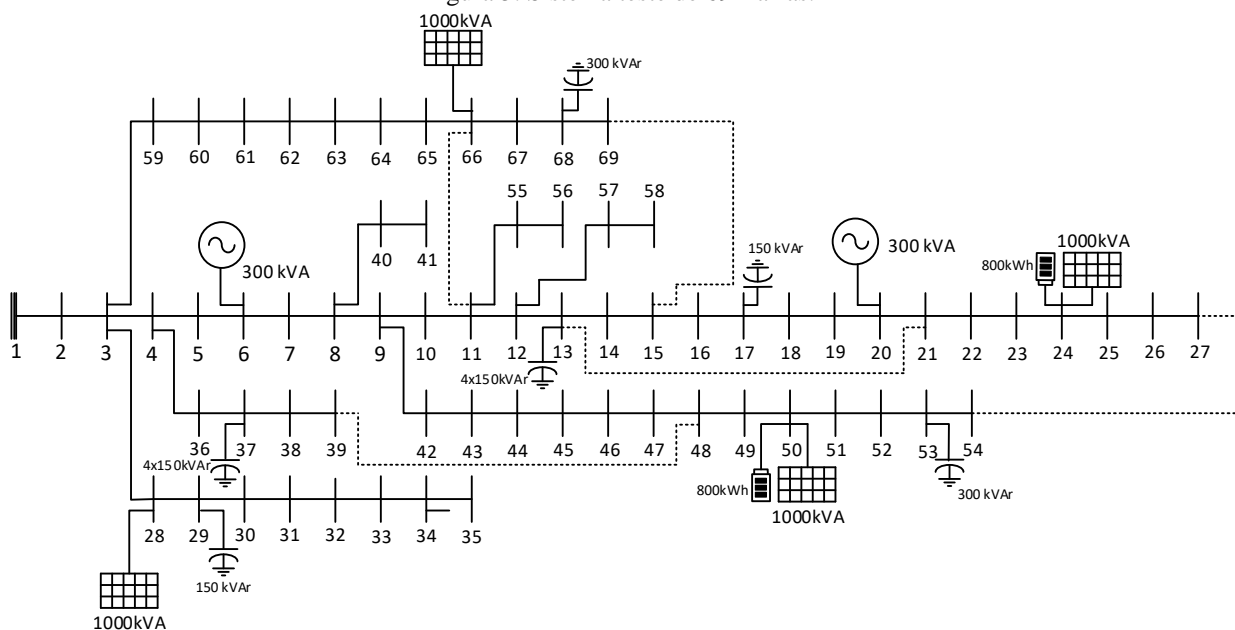
Fonte: Elaboração do próprio autor.

2.9.1 Sistema de 69 Barras

Este sistema teste possui 48 barras de carga, uma subestação que alimenta o nó 1 e 73 linhas que possuem chaves de manobras. Adotam-se como tensão e potência base, os valores de 12,66 kV e 10 MVA, respectivamente. Verifica-se na Figura 5, que o sistema tem 5 linhas de interconexões (linhas pontilhadas), identificadas como 11-66, 13-21, 15-69, 39-48 e 27-54. O sistema atende uma demanda instalada de 3.802,39 kW e 2695,6 kVAr de potências ativa e reativa, respectivamente, sendo um total de 4660,95 kVA. Os limites de magnitudes de tensão mínima e máxima permitidos são 0,95 p.u. e 1,05 p.u., respectivamente, e o limite de corrente nas linhas considerado é 300 A. Os dados do sistema estão apresentados no Anexo B, e o resumo dos recursos energéticos distribuídos instalados na rede na Tabela 4.

Para todos os casos de análise, a configuração inicial (CI) é a topologia da Figura 5, ou seja, com as linhas (11,66) (13,21) (15,69) (39,48) e (27,54) abertas.

Figura 5. Sistema teste de 69 Barras.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Tabela 4. Recursos energéticos distribuídos instalados no sistema de 69 Barras.

Elemento	Nó de conexão(<i>i</i>)	Especificações			
SE	1	\bar{S}_i^S (kVA)	V_i (pu.)		
		10 000	1,05		
GD	6 - 20 - 34	\bar{S}_i^{GD} (kVA)	$\varphi_i^{c,GD}$	$\varphi_i^{i,GD}$	
		300	0,8	0,8	
FV	24 – 28 – 50 – 66	P_i^{stc} (kVA)	$\varphi_i^{c,FV}$	$\varphi_i^{i,FV}$	
		1 000	0,9	0,9	
BT	24 – 50	$\bar{P}_i^{BT,+}$ (kW)	$\bar{P}_i^{BT,-}$ (kW)	\bar{E}_i^{BT} (kWh)	\bar{E}_i^{BT} (kWh)
		800	800	0	800
BCC	13 – 37	q_i^{bcc} (kVAr)	\bar{n}_i^{bcc}	$total(kVAr)$	
		150	4	600	
BCF	17 - 29 53 - 68	q_i^{bcf} (kVAr)			
		150 300			

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Caso A:

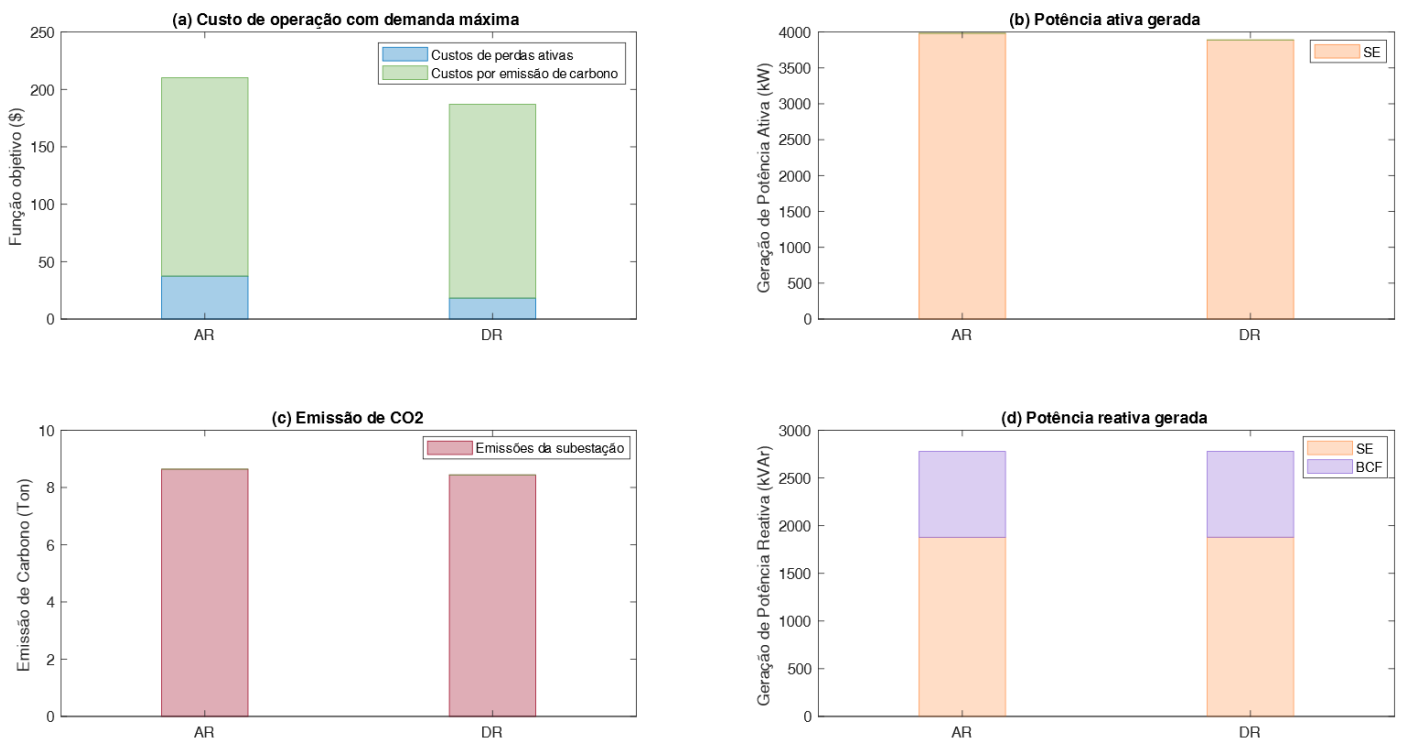
Os parâmetros para o cálculo da função objetivo correspondem aos apresentados na Tabela 3. Antes da reconfiguração o sistema tem um custo de operação de \$ 210,19. Este custo total, é composto por \$ 37,38; correspondente às perdas de potência ativa mais \$ 172,81 por emissões de CO₂. A tensão mínima do sistema apresenta um valor de 0,943 p.u. no nó 54. Desse modo, o sistema não está em conformidade com os limites de magnitudes de tensão permitidos.

O solver fornece como resultado uma configuração com um valor de função objetivo de \$ 187,06. Resultado composto por \$ 18,24 de custo por perdas ativas e \$ 168,82 de custo por emissões de carbono. A redução obtida após a reconfiguração é de 11% no custo de operação considerando as duas horas de operação. A tensão mínima apresenta-se na barra 50 com uma magnitude de 0,976 p.u., dessa forma as magnitudes de tensão de todos os nós do sistema estão dentro do limite de operação. O tempo computacional para resolver esse problema foi 38,15 s de CPU. Na Tabela 5, apresentam-se os valores de função objetivo e topologias antes da reconfiguração (AR) e depois da reconfiguração (DR). Por outro lado, na Figura 6, apresentam-se os valores de função objetivo, emissão de CO₂ e potência total gerada antes e depois da reconfiguração.

Tabela 5. Valores de função objetivo obtidos no **Caso A** – CPLEX 69 Barras.

			Custo Total (\$)	Linhas abertas
AR	Perdas (kWh)	358,75	37,38	
	Emissões (Ton)	17,28	172,81	CI
	FO		210,19	
DR	Perdas (kWh)	175,08	18,24	(12,13) (46,47) (50,51)
	Emissões (Ton)	16,88	168,82	(11,66) (13,21)
	FO		187,06	

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 6. Operação do sistema Antes e Depois da reconfiguração **Caso A**. a) Função Objetivo. b) Potência ativa total gerada. c) Emissões de CO₂. d) Potência reativa total gerada

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Caso B

Para o caso de diferentes cenários de operação, é assumida uma variação de demanda durante vinte e quatro horas segundo a Tabela 1. Antes da reconfiguração, o sistema tem um custo de operação diário de \$ 1.845,17. Este custo total, é composto por \$ 154,98; correspondente às perdas de potência ativa mais \$ 1.690,19 por emissões de CO₂. A magnitude de tensão mínima do sistema apresenta um valor de 0,943 p.u. no nó 54. Desse modo, o sistema não está em conformidade com os limites de tensão permitidos. Note-se que no **Caso A**, o nó com menor nível de tensão, era o no 54

também, além que apresentam o mesmo nível de tensão de 0,943 p.u. às 19h que é o período de demanda máxima.

O solver fornece como resultado uma configuração com um valor de função objetivo de \$ 1.740,44. Resultado composto por \$ 80,27 de custo por perdas ativas e \$ 1.660,16 de custo por emissões de carbono. A redução obtida após a reconfiguração é de 5,68 % no custo de operação durante o dia de análise. A tensão mínima apresenta-se no nó 50 com uma magnitude de 0,976 p.u. Novamente o nó com a menor tensão no sistema coincide com o do **Caso A**. Dessa vez, as magnitudes de tensão de todos os nós do sistema estão dentro do limite de operação. O tempo computacional para resolver esse problema foi 3,396.48 s de CPU. Na Tabela 6, apresentam-se os valores de função objetivo e topologias antes da reconfiguração (AR) e depois da reconfiguração (DR).

Tabela 6. Valores de função objetivo obtidos no **Caso B** – CPLEX 69 Barras.

		Custo Total (\$)		Linhas abertas		
AR	Perdas (kWh)	2.840,58	154,98			
	Emissões (Ton)	169,02	1690,19	CI		
	FO		1.845,17			
DR	Perdas (kWh)	1.456,89	80,27			
	Emissões (Ton)	166,02	1.660,16	(12,13)	(47,48)	(50,51)
	FO		1.740,44	(11,66)	(13,21)	

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Caso C

Para este caso, a operação é simulada considerando que todos os recursos energéticos distribuídos mostrados na Tabela 4 estão instalados na rede. Os equipamentos instalados são GDs, BCCs, FVs e SAE. Antes da reconfiguração, o sistema tem um custo de operação diário de \$ 947,28. Este custo total, é composto por \$ 84,67; correspondente às perdas de potência ativa mais \$ 862,61 por emissões de CO₂. A tensão mínima do sistema apresenta um valor de 0,953 p.u. no nó 54. Note que devido à presença dos recursos energéticos distribuídos, o nível de tensão se encontra dentro dos limites permitidos na configuração inicial.

Após a reconfiguração, o sistema apresenta um custo de operação diário de \$ 882,04, obtendo assim uma redução de 6,89% do valor obtido na configuração inicial. Esse custo de operação total é composto por \$ 38,06 devido as perdas ativas mais o valor de \$ 843,98 por emissões de CO₂. O valor de tensão mínima do sistema é 0,983 p.u., e ocorre na barra 51 no período das 20h. Dessa forma, todos os valores de tensão

encontram-se dentro dos valores permitidos. O tempo computacional para obter esta solução foi de 4 horas.

O tempo de solução imposto de 4h foi escolhido pelas seguintes razões: A simulação foi realizada em princípio sem limite de tempo e o solver não convergiu depois de 24h de busca. Após realizar vários testes, a diferença de resultado entre simulações de 8h e 4h foi apenas de 0,2%. Conclui-se que embora a diferença de tempo de solução seja o duplo, a qualidade entre elas não é relevante. No manual de usuário do solver CPLEX (CPLEX User's guide, 2010), recomenda-se alterar as configurações do solver para conseguir resultados satisfatórios no caso de modelos muito complexos. Essas alterações podem ser realizadas visando melhorar a qualidade das soluções ou reduzir o tempo de solução, porém, a qualidade das soluções obtidas pode melhorar ao alterar vários desses parâmetros simultaneamente. Um motivo pelo qual o solver tem uma elevada carga computacional é o valor de tolerância default, mas testar com valores diferentes pode reduzir o tempo de solução.

O solver CPLEX utiliza diferentes métodos para resolver os modelos inteiro-mistos, entre eles está o '*Barrier Algorithm*' para lidar com as restrições quadráticas e cuja tolerância de convergência tem um valor prefixado de $1E^{-7}$. Por outro lado, a tolerância de otimalidade geral tem um valor prefixado de $1E^{-6}$. Se estes valores são alterados para diminuir a tolerância, é possível obter uma redução no tempo computacional. Uma situação parecida pode-se encontrar no trabalho de Jabr *et al.* (2012)

Os resultados apresentados na Tabela 7 foram obtidos com uma tolerância de restrições quadráticas e otimalidade de valores iguais a $1E^{-5}$, e apresentam melhores resultados que os obtidos com as tolerâncias prefixadas do solver e tempos prolongados.

Tabela 7. Valores de função objetivo obtidos no **Caso C** – CPLEX 69 Barras.

			Custo Total (\$)	Linhas abertas
AR	Perdas (kWh)	812,65	84,67	CI
	Emissões (Ton)	86,26	862,62	
	FO		947,29	
DR	Perdas (kWh)	365,29	38,06	(4,5) (12,13) (14,15) (19,20) (45,46)
	Emissões (Ton)	84,40	843,98	
	FO		882,04	

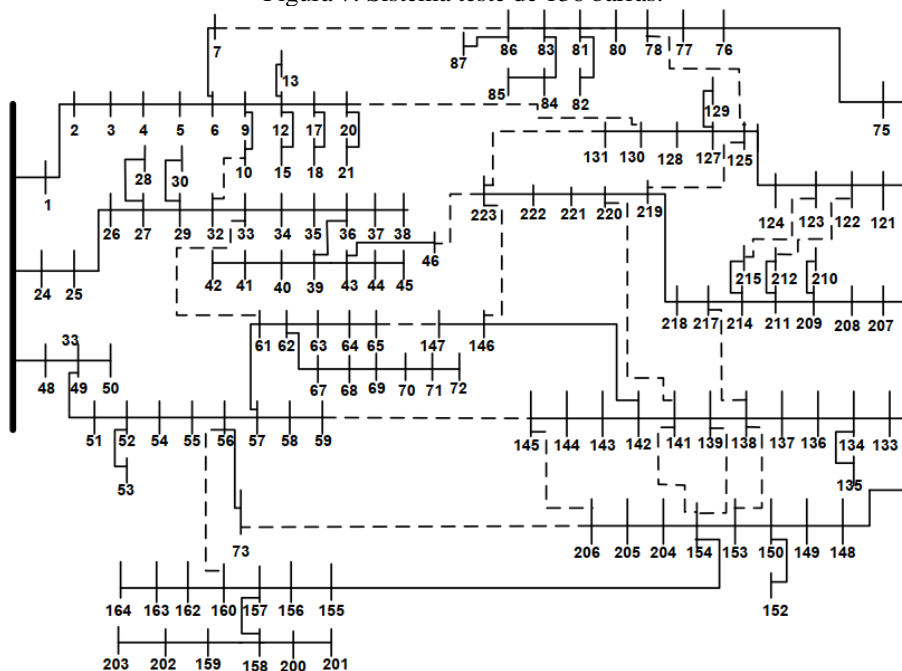
Fonte: Elaboração do próprio autor.

2.9.2 Sistema de 136 Barras

O sistema de 136 barras corresponde ao apresentado em (MANTOVANI; CASARI; ROMERO, 2000) possui 107 barras de carga fornecidas por uma subestação conectada no nó 1. O sistema possui 21 linhas de interconexão e 156 chaves de manobras. A tensão base é 13,8 kV e a potência base 100 MVA. A demanda do sistema é de 18.313,81 kW e 7.932,53 kVAr de potência ativa e reativa, respectivamente, 28.392,42 kVA. Os limites de magnitudes de tensão mínimo e máximo são 0,95 p.u. e 1,05 p.u.; o limite de corrente das linhas é 300 A. Os dados do sistema são apresentados no Anexo B, e na Figura 7 ilustra-se a topologia base do sistema com os equipamentos usados no teste. O resumo dos recursos energéticos distribuídos instalados na rede estão detalhados na Tabela 8.

Para todos os casos de análise, a configuração inicial (CI) é a topologia da Figura 7, ou seja, com as linhas (7,86) (59,145) (131,223) (141,220) (223,147) (10,32) (65,147) (139,154) (145,206) (20,130) (73,206) (138,217) (160,56) (46,223) (78,125) (138,153) (212,122) (33,61) (125,219) (141,154) (215,123); abertas.

Figura 7. Sistema teste de 136 barras.



Fonte: (RUPOLO; ROBERTO SANCHES MANTOVANI, 2015)

Tabela 8. Recursos energéticos distribuídos instalados no sistema de 136 Barras.

Elemento	Nó de conexão(<i>i</i>)	Especificações			
SE	1	\overline{S}_i^S (kVA)	V_i (pu.)		
		100 000	1,00		
GD	15 – 42 – 63 83 – 156	\overline{S}_i^{GD} (kVA)	$\varphi_i^{c,GD}$	$\varphi_i^{i,GD}$	
		250	0,9	0,9	
		400	0,8	0,8	
FV	12 – 30 – 83 – 87	P_i^{stc} (kVA)	$\varphi_i^{c,FV}$	$\varphi_i^{i,FV}$	
		1 000	0,9	0,9	
BT	30 – 83	$\overline{P}_i^{BT,+}$ (kW)	$\overline{P}_i^{BT,-}$ (kW)	\underline{E}_i^{BT} (kWh)	\overline{E}_i^{BT} (kWh)
		800	800	0	800
BCC	5 – 21 59 – 136	q_i^{bcc} (kVA _r)	\overline{n}_i^{bcc}	total(kVA _r)	
		120	2	240	
		120	4	480	
BCF	18 – 35 – 55 – 87 – 135 - 155	q_i^{bcf} (kVA _r)			
		150			

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Caso A:

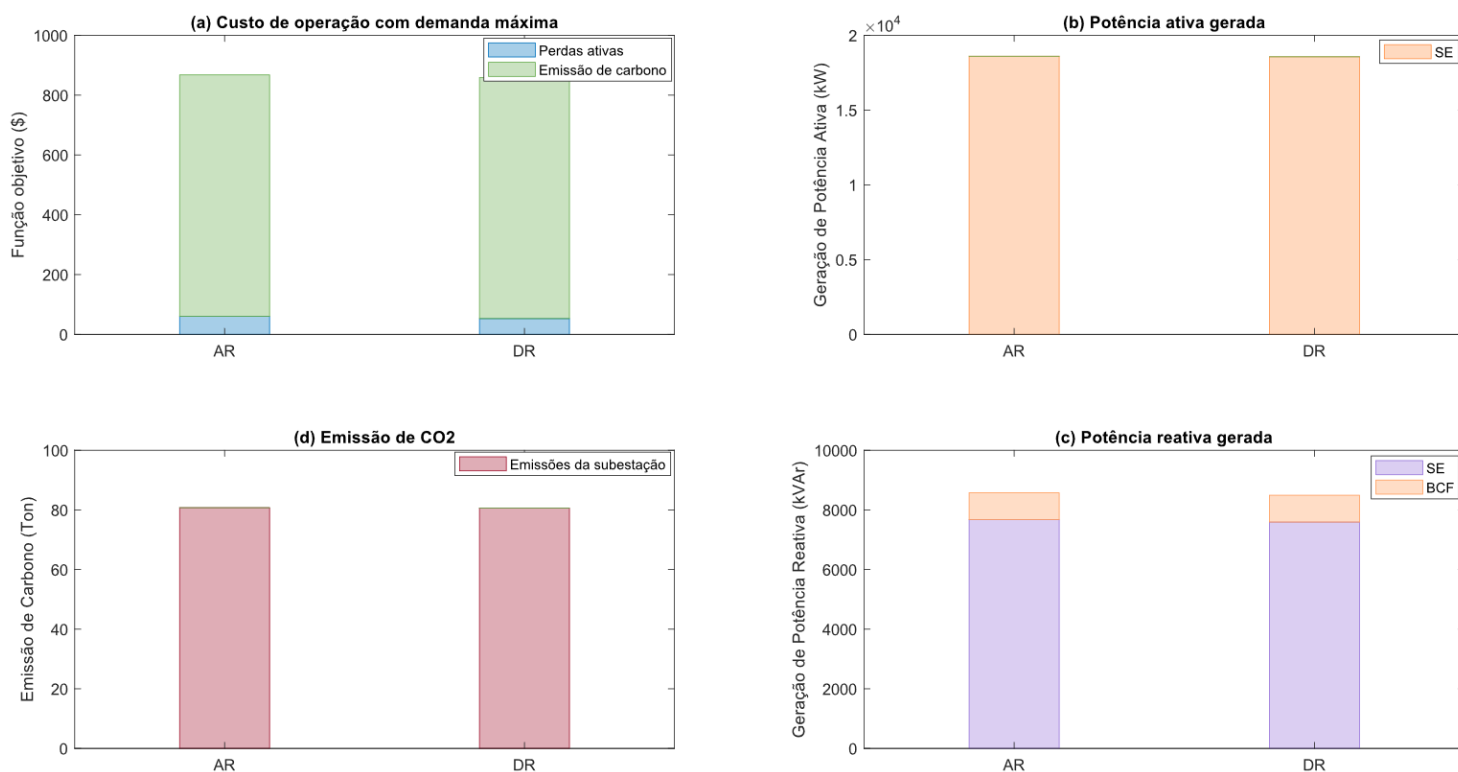
Antes da reconfiguração o sistema apresenta um valor de perdas de \$ 872,52. Este custo total, é composto por \$ 64,30; correspondente às perdas de potência ativa, mais \$ 808,21 por emissões de CO₂. A tensão mínima do sistema apresenta um valor de 0,935 p.u. no nó 202.

Depois da reconfiguração, o solver fornece como resultado uma topologia com um valor de função objetivo de \$ 862,73. Resultado composto por \$ 56,20 de custo por perdas ativas e \$ 806,53 de custo por emissões de carbono. A redução obtida após a reconfiguração é de 1.12% no custo de operação para as duas horas de análise. A tensão mínima ocorre no nó 155 com uma magnitude de 0,964 p.u. O tempo computacional para resolver esse problema foi de 2.909,65 s. Na Tabela 9, apresentam-se os valores de função objetivo e topologias antes da reconfiguração (AR) e depois da reconfiguração (DR), enquanto que a Figura 8 ilustram-se as características de função objetivo e os valores de potência total gerada antes e depois da reconfiguração .

Tabela 9. Valores de função objetivo obtidos no **Caso A** – CPLEX 136 Barras.

			Custo Total (\$)	Linhas abertas					
				CI					
AR	Perdas (kWh)	617,22	64,30						
	Emissões (Ton)	80,82	808,21						
	FO		872,52						
DR	Perdas (kWh)	539,44	56,20	(6,7)	(137,138)	(214,215)	(78,125)	(141,220)	(43,46)
	Emissões (Ton)	80,65	806,53	(144,145)	(222,223)	(125,219)	(57,61)	(155,156)	
	FO		862,73	(10,32)	(139,154)	(63,64)	(154,204)	(20,130)	
				(138,217)	(130,131)	(211,212)	(59,145)	(141,154)	

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 8. Operação do sistema Antes e Depois da reconfiguração **Caso A**. a) Função Objetivo. b) Potência ativa total gerada. c) Emissões de CO₂. d) Potência reativa total gerada

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Caso B

Antes da reconfiguração, o sistema tem um custo de operação diário de \$ 8.229,20. Este custo total, é composto por \$ 276,22; correspondente às perdas de potência ativa mais \$ 7.952,99 por emissões de CO₂. A magnitude de tensão mínima do sistema apresenta um valor de 0,935 p.u. no nó 202 no período do dia das 18 horas.

O solver fornece como resultado uma configuração com um valor de função objetivo de \$ 7.648,34. Resultado composto por \$ 68,15 de custo por perdas ativas e \$ 7.580,19 de custo por emissões de carbono. A redução obtida após a reconfiguração é de 7,06 % no custo de operação durante o dia de análise. A magnitude de tensão mínima ocorre no nó 202 com um valor de 0,973 p.u. O tempo computacional para resolver esse problema foi 4 horas. Na Tabela 10, apresentam-se os valores de função objetivo e topologias antes da reconfiguração (AR) e depois da reconfiguração (DR).

Tabela 10. Valores de função objetivo obtidos no **Caso B** – CPLEX 136 Barras.

			Custo Total (\$)	Linhas abertas					
AR	Perdas (kWh)	5.035,26	276,22	CI					
	Emissões (Ton)	795,30	7.952,99						
	FO		8.229,20						
DR	Perdas (kWh)	506,40	68,15	(6,7)	(39,43)	(57,61)	(137,138)	(144,145)	(155,156)
	Emissões (Ton)	758,02	7.580,19	(154,204)	(211,212)	(222,223)	(10,32)	(20,130)	
	FO		7.648,34	(59,145)	(65,147)	(78,125)	(125,219)	(131,223)	
				(139,154)	(138,217)	(141,154)	(141,220)	(215,123)	

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Caso C

Para este caso, a operação é simulada considerando que estão instalados na rede todos os recursos energéticos distribuídos apresentados na Tabela 8. Os equipamentos instalados consistem em GDs, BCCs, FVs e SAE. Antes da reconfiguração, o sistema tem um custo de operação diário de \$ 7.351,16. Este custo total, é composto por \$ 184,68; correspondente às perdas de potência ativa mais \$ 7.166,48 por emissões de CO₂. A magnitude de tensão mínima do sistema apresenta um valor de 0,972 p.u. no nó 202. Note que devido à presença dos recursos energéticos distribuídos, o nível de magnitude de tensões encontra-se dentro dos limites permitidos na configuração inicial.

Após a reconfiguração, o sistema apresenta um custo de operação diária de \$ 6.981,49, obtendo assim uma redução de 5,03% do valor obtido na configuração inicial. Esse custo de operação total é composto por \$ 117,06 por perdas ativas mais o valor de \$ 6.864,43 por emissões de CO₂. O valor da magnitude de tensão mínima do sistema é 0,977 p.u., e ocorre na barra 202 no período das 18h. O tempo computacional para obter esta solução foi de 4 horas.

Tabela 11. Valores de função objetivo obtidos no **Caso C** – CPLEX 136 Barras.

			Custo Total (\$)	Linhas abertas						
AR	Perdas (kWh)	1.772,53	184,68							
	Emissões (Ton)	716,65	7.166,48	CI						
	FO		7.351,16							
DR	Perdas (kWh)	1.123,52	117,06	(9,10)	(43,46)	(56,57)	(58,59)	(62,63)	(128,130)	
	Emissões (Ton)	686,44	6.864,43	(130,131)	(137,138)	(155,156)	(154,204)	(211,212)		
	FO		6.981,49	(7,86)	(78,125)	(125,219)	(139,154)	(138,217)		
				(141,154)	(141,220)	(145,206)	(215,123)	(223,147)		

Fonte: Elaboração do próprio autor.

2.9.3 Sistema de 880 Barras

O sistema aqui analisado encontra-se em (PEÑALOZA MORÁN; YUMBLA ROMERO, 2018), possui 13 linhas de interconexões e 878 barras de carga fornecidas por duas subestações conectadas nas barras 1 e 416, respectivamente, cada subestação fornece energia para três alimentadores. Um total de 168 linhas possuem chaves e, portanto, podem ser manobradas. O sistema tem uma tensão base de 6,3 kV e uma potência base de 100 MVA; atende uma demanda instalada de 2.625,46 kW e 603,61 kVAr de potência ativa e reativa, respectivamente, sendo um total de 2.693,95 kVA. Os limites de tensão mínima e máxima permitidos são 0,95 p.u. e 1,05 p.u., respectivamente e o limite de corrente das linhas é 300 A. O resumo dos recursos energéticos distribuídos instalados da rede se mostram na Tabela 12.

Para todos os casos de análise, a configuração inicial (CI) tem abertas as linhas (44,108) (176,79) (753,636) (616,244) (803,350) (261,216) (502,542) (725,578) (570,280) (381,172) (515,439) (558,123) e (397,688).

Caso A:

Antes da reconfiguração o sistema tem um custo de operação de \$ 119,81. Este custo total, é composto por \$ 4,85; correspondente às perdas de potência ativa, mais \$ 114,96 por emissões de CO₂. A tensão mínima do sistema apresenta um valor de 0,977 p.u. no nó 225.

Tabela 12. Recursos energéticos distribuídos instalados no sistema de 880 Barras.

Elemento	Nó de conexão(<i>i</i>)	Especificações			
		\bar{S}_i^S (kVA)	V_i (pu.)		
SE	1 - 416	100 000	1,00		
GD	23 – 218 – 246 – 317 – 652 – 746	\bar{S}_i^{GD} (kVA)	$\varphi_i^{c,GD}$	$\varphi_i^{i,GD}$	
		250	0,8	0,8	
FV	219 – 325 – 548 – 593 – 796	P_i^{stc} (kVA)	$\varphi_i^{c,FV}$	$\varphi_i^{i,FV}$	
		1 000	0,9	0,9	
BT	219 – 548 – 837	$\bar{P}_i^{BT,+}$ (kW)	$\bar{P}_i^{BT,-}$ (kW)	\underline{E}_i^{BT} (kWh)	\bar{E}_i^{BT} (kWh)
		800	800	0	800
BCC	215 – 367 – 741 – 806	q_i^{bcc} (kVar)	\bar{n}_i^{bcc}	$total(kVar)$	
		150	4	600	
BCF	14 – 146 – 168 – 298 – 413 – 426 – 590 – 611 – 876	q_i^{bcf} (kVar)			
		50			

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Após a reconfiguração, o solver fornece como resultado uma topologia com um valor de função objetivo de \$ 118,97. Resultado composto por \$ 4,16 de custo por perdas ativas e \$ 114,81 de custo por emissões de carbono. A redução obtida após a reconfiguração é de 0,7% no custo de operação durante as duas horas de análise. A tensão mínima apresenta-se no nó 225 com uma magnitude de 0,976 p.u.

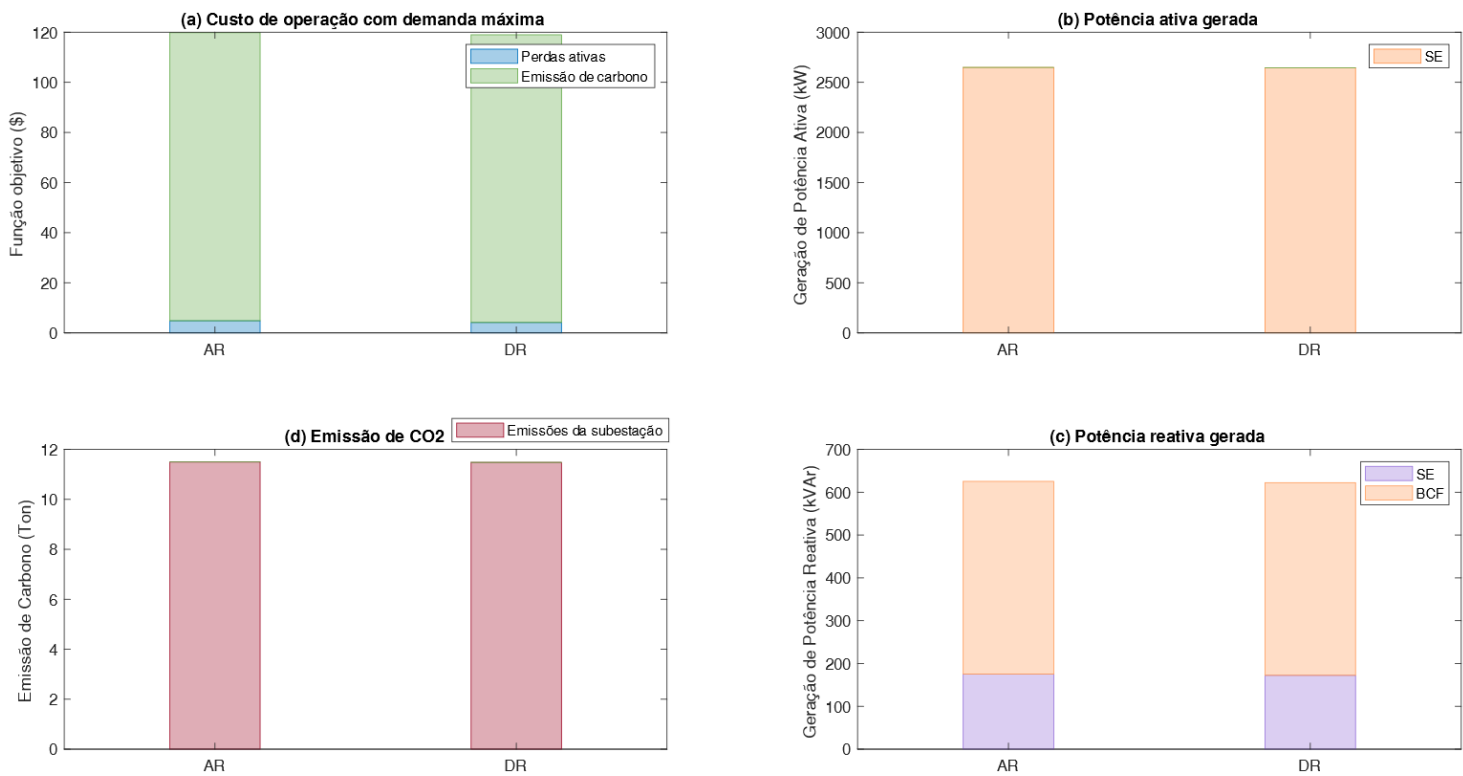
O tempo computacional para resolver esse problema foi de 4 horas. Na Tabela 13, apresentam-se os valores de função objetivo e topologias antes da reconfiguração (AR) e depois da reconfiguração (DR). Por outro lado, na Figura 9 apresenta-se a função objetivo e a potência total gerada antes e depois da reconfiguração.

Tabela 13. Valores de função objetivo obtidos no **Caso A** – CPLEX 880 Barras.

			Custo Total (\$)		Linhas abertas						
AR	Perdas (kWh)	46,60		4,85							
	Emissões (Ton)	11,50		114,96	CI						
	FO			119,81							
DR	Perdas (kWh)	39,94		4,16	(62,63)	(376,377)	(614,613)	(558,123)	(803,350)	(106,107)	
	Emissões (Ton)	11,48		114,81	(518,519)	(261,216)	(570,280)	(184,185)	(526,527)	(515,439)	
	FO			118,97	(397,688)						

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 9. Operação do sistema Antes e Depois da reconfiguração **Caso A**. a) Função Objetivo. b) Potência ativa total gerada. c) Emissões de CO₂. d) Potência reativa total gerada



Caso B

Considerando a variação da demanda e com a topologia inicial, o sistema tem um custo de operação diário de \$ 1.153,52. Este custo total, é composto por \$ 20,83; correspondente às perdas de potência ativa, mais \$ 1.132,69 por emissões de CO₂. A tensão mínima do sistema apresenta um valor de 0,977 p.u. na barra 225 no período das 18h.

Após a reconfiguração, o solver fornece como resultado uma topologia com um valor de função objetivo de \$ 986,47. Resultado composto por \$ 71,28 de custo por perdas ativas e \$ 915,19 de custo por emissões de carbono. A redução obtida após a reconfiguração é de 14,48 % no custo de operação durante o dia de análise. A tensão

Tabela 14. Valores de função objetivo obtidos no **Caso B** – CPLEX 880 Barras.

		Custo Total (\$)		Linhas abertas						
AR	Perdas (kWh)	199,92	20,83	CI						
	Emissões (Ton)	113,27	1.132,69							
	FO		1.153,52							
DR	Perdas (kWh)	684,13	71,28	(191,192)	(44,108)	(381,172)	(176,79)	(502,542)	(515,439)	
	Emissões (Ton)	91,52	915,19	(753,636)	(725,578)	(558,123)	(616,244)	(570,280)	(397,688)	
	FO		986,47	(803,350).						

Fonte: Elaboração do próprio autor.

mínima apresenta-se na barra 225 com uma magnitude de 0,982 p.u. O tempo computacional para resolver esse problema foi de 4 horas. Na Tabela 14, apresentam-se os valores de função objetivo e topologias antes da reconfiguração (AR) e depois da reconfiguração (DR).

Caso C

Para este caso final, a operação é simulada com a presença de todos os recursos energéticos distribuídos mostrados na Tabela 4. O equipamento instalado consiste em GDs, BCCs, FVs e SAE. Antes da reconfiguração, o sistema tem um custo de operação diário de \$ 952,94. Este custo total, é composto por \$ 15,73; correspondente às perdas de potência ativa mais \$ 937,21 por emissões de CO₂. A tensão mínima do sistema apresenta um valor de 0,977 p.u. na barra 225. Note que devido à presença dos recursos energéticos distribuídos, o nível de magnitude de tensão encontra-se dentro dos limites permitidos na configuração inicial.

Após a reconfiguração, o sistema apresenta um custo de operação diária de \$ 734,25, obtendo assim uma redução de 22,95% do valor obtido na configuração inicial. Esse custo de operação total é composto por \$ 16,81 por perdas ativas mais o valor de \$ 717,44 por emissões de CO₂. O valor de tensão mínima do sistema é 0,983 p.u., e ocorre na barra 327 no período das 22 h. Dessa forma, todos os valores de magnitude de tensão encontram-se dentro dos valores permitidos. O tempo computacional para obter esta solução foi de 4 horas.

Tabela 15. Valores de função objetivo obtidos no **Caso C** – CPLEX 880 Barras.

		Custo Total (\$)		Linhas abertas					
AR	Perdas (kWh)	150,97	15,73	CI					
	Emissões (Ton)	93,72	937,21						
	FO		952,94						
DR	Perdas (kWh)	161,34	16,81	(45,46)	(81,82)	(107,408)	(158,159)	(233,234)	(300,301)
	Emissões (Ton)	71,74	717,44	(768,769)	(381,172)	(515,439)	(725,578)	(616,244)	(570,280)
	FO		734,25	(803,350)					

Fonte: Elaboração do próprio autor.

3 MATHEURISTICA BASEADA EM CRITÉRIOS DE VIZINHANÇA APLICADA AO PROBLEMA DE RSDEE

As técnicas de otimização matheurística são algoritmos heurísticos que combinam técnicas de otimização clássica e algoritmos metas-heurísticas para resolver problemas de grande complexidade, explorando as características do problema a ser resolvido. Em termos gerais um algoritmo matheurístico tem como objetivo aproveitar a eficiência e facilidade das técnicas metas-heurísticas e a precisão da otimização clássica.

Neste capítulo, apresenta-se um algoritmo matheurístico baseado em critérios de vizinhança e modelos reduzidos de programação cônica inteira mista a partir do modelo de RSDEE (36)-(63).

A implementação do algoritmo foi desenvolvida usando princípios de vizinhanças da busca característicos da Busca Tabu (BT), Heurística Hill Climbing e Redução de vizinhança. A seguir apresentam-se estes conceitos para entender de maneira integral o funcionamento da Matheurística.

3.1 ALGORITMO DE BUSCA TABU

A Busca Tabu foi proposta por Fred Glover (GLOVER, 1990); e é uma meta-heurística sofisticada para a resolução de problemas de natureza combinatória e capaz de encontrar uma solução ótima, ou próxima à ótima mediante a exploração de subconjuntos de vizinhanças. O seu modo de operação consiste em administrar um algoritmo heurístico de busca local, oferecendo a capacidade de escapar de ótimos locais e se deslocar por novos espaços de busca (MONTICELLI; ROMERO; ASADA, 2008). Essa habilidade, é atingida devido ao uso de memória, conceito tomado da inteligência artificial (DU; PARDALOS, 1998), e que permite guiar o processo tendo em vista o seu histórico, ou seja; neste processo analisa-se os passos passados e avança em função deste histórico. É importante ressaltar que esse aprendizado durante o processo de busca, torna o processo inteligente.

A estrutura básica do algoritmo, parte com a utilização de um esquema de busca heurística *Hill-Climbing*, conhecido também como *Greedy-Search* ou *Busca-Gulosa*, que se caracteriza por ter um progresso unidirecional desde o seu ponto de partida até um ótimo local. O processo é mostrado na Figura 10, sendo X o espaço de soluções factíveis; $S(x)$ o conjunto de movimentos possíveis a partir da solução atual x ; e $c(x)$ é o valor da função objetivo no ponto x .

Figura 10. Processo de busca do algoritmo *Hill-Climbing*

Algoritmo *Hill - Climbing*

1) Selecionar uma solução inicial $x \in X$.

2) Selecionar alguma $s \in S(x)$ tal que:
 $c(s(x)) < c(x)$

Se não existe nenhum movimento s que reduza a função objetivo, satisfazendo a inequação anterior, então x é um ótimo local e o algoritmo para.

Caso contrário:

3) Fazer $x := s(x)$ e voltar para o passo 2).

Fonte: (GLOVER, 1989).

A limitação mais prevalente da heurística *Hill - Climbing*, é que a solução ótima encontrada no seu ponto de parada, nem sempre é a solução ótima global, razão pela que a BT induz a heurística para continuar com o seu processo de exploração sem voltar a soluções já visitadas, embora não sejam realizados movimentos de melhoria durante algumas iterações, visando explorar novos espaços de busca e possíveis melhores soluções.

A estrutura de memória consiste em armazenar as soluções já visitada em cada iteração dentro de uma estrutura conhecida como Lista Tabu (LT). Os elementos contidos na LT, indica ao processo de busca que aquelas soluções não poderão ser visitadas novamente durante um número determinado de iterações conhecido como Período Tabu (PT).

Como pode ser verificado na Figura 11, um componente importante da BT, é o conjunto $\{S(x) - LT\}$, que contém todas as soluções (movimentos) possíveis para avançar mais uma iteração no processo de busca. Da mesma maneira que na Figura 10, $S(x)$ representa a vizinhança do ponto x , portanto o conjunto $\{S(x) - LT\}$ refere-se à vizinhança do ponto x , excluindo aquelas soluções que fazem parte da LT. Desta forma, as soluções proibidas influem diretamente na seleção de futuros movimentos, que fazem parte da lista. Um fato importante e que mostra a essência da BT acontece no passo 2; a expressão $s_k(x) = \text{ótimo}(s(x): s \in \{S(x) - LT\})$ indica que se no caso existam movimentos disponíveis, deve ser escolhido o melhor movimento da vizinhança. Assim, não é uma exigência que essa solução seja melhor do que a melhor encontrada até o momento (incumbente). Este tipo de movimento faz com que a qualidade das soluções

se deteriore durante algumas iterações para explorar novas vizinhanças, pois em geral isso acontece toda vez que um ótimo local é alcançado.

Figura 11. Algoritmo básico de Busca Tabu.

Algoritmo de *Busca Tabu*

- 1) Selecionar uma solução inicial $x \in X$ e fazer $x^* := x$.

Fazer o contador de iterações $Iter = 0$ e começar com a LT vazia.

- 2) Se o conjunto $\{S(x) - LT\}$ é vazio, ir para o passo 4)

De outro modo, faça $Iter = Iter + 1$; e selecione $s_k \in \{S(x) - LT\}$ tal que:
 $s_k(x) = \text{ótimo}(s(x): s \in \{S(x) - LT\})$.

- 3) Fazer $x := s(x)$

Se: $c(x) < c(x^*)$, sendo x^* a melhor solução encontrada até o momento,
 Faça: $x^* := x$.

- 4) Se um número predeterminado de iterações tiver decorrido e

- Atingiu o total de iterações permitidas, ou,
- Não ocorre um movimento de melhoria para x^* , ou,
- Se $\{S(x) - LT\} = \emptyset$ ao chegar nesse passo diretamente a partir do passo 2), o algoritmo para.

Caso contrário, atualizar a LT e voltar para o passo 2).

Fonte: (GLOVER, 1989) adaptada pelo próprio autor.

3.2 MATHEURÍSTICA BASEADA EM CRITERIOS DE VIZINHANÇA APLICADA AO PROBLEMA DE RSDEE

A BT tem sido amplamente aplicada na pesquisa de sistemas de potência, pois, devido à sua robustez e inteligência, ao longo dos anos tornou-se uma ferramenta muito útil para solução de problemas de difíceis como a reconfiguração, planejamento da expansão, alocação de fontes de geração distribuída, banco de capacitores e outros equipamentos. Na literatura especializada encontram-se uma grande quantidade de trabalhos que fazem uso dessa técnica e demonstram o seu potencial para tratar problemas de sistemas de potência (CERBANTES *et al.*, 2016; FRANCO *et al.*, 2012; MANTOVANI, 2009; MARINHO, 2020; ORTIZ *et al.*, 2018; RUGTHACHAROENCHEEP; SIRISUMRANNUKUL, 2009; TANABE *et al.*, 2008).

Na meta-heurística implementada nesse trabalho é necessário como ponto inicial definir os parâmetros de controle do algoritmo apresentados na Tabela 16. Como explicado nas seguintes seções o valor desses parâmetros dependem da dimensão do sistema analisado e são detalhados a seguir.

- n_v indica o número de vizinhos que serão gerados para a solução atual.
- n_l representa o número de linhas que se fecham de maneira simultânea para gerar um vizinho da solução atual.
- n_{lmax} é o máximo de linhas que se pode fechar de maneira simultânea.
- IT_{max} indica o número de iterações máximas que o processo de busca pode avançar sem melhorar o valor da *Solução Incumbente*, uma vez que este número de iterações é atingido, o processo de busca finaliza.
- $TABU_P$ é o período tabu, e representa o número de iterações que uma solução é proibida e, portanto, faz parte da *Lista_Tabu*.

Tabela 16. Variáveis e parâmetros de controle da Busca Tabu.

Variáveis e parâmetros de interesse	
Variáveis	Parâmetros
k_i	n_v
FO	n_l
<i>Incumbente</i>	n_{lmax}
<i>Solução atual</i>	IT_{max}
<i>Iterações</i>	$TABU_P$
<i>IteraçõesTabu</i>	

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Durante cada iteração da meta-heurística, é calculada uma função objetivo identificada como FO que corresponde ao valor de (36) com uma configuração obtida pelo algoritmo. A *Solução Incumbente* é o melhor valor da função objetivo encontrado durante o processo. Cada vez que uma solução é melhor que a anterior, a *Solução Incumbente* é atualizada com esse valor atual da FO .

A estrutura de solução apresentada na Figura 12, está dividida em três etapas, sendo as duas primeiras uma preparação para a terceira que corresponde à busca tabu propriamente dita.

Na primeira etapa do algoritmo, o estado do sistema é avaliado com a sua configuração inicial calculando tensões, correntes e potências assim como o valor da FO e salvando-a como solução inicial *Sol_inicial*.

Na segunda etapa é criada a lista *Lista_Tabu* que terá como primeiro integrante a configuração inicial e permanecerá nela durante o número de iterações definido por *TABU_P*.

Figura 12. Matheurística implementada para resolver o problema de RSDEE.

Algoritmo dedicado ao problema de RSDEE	
1.	a) Salvar configuração atual b) Faça: $Incumbente = FO$ $Sol_{inicial} = FO$
	a) Criar <i>Lista_Tabu</i> de dimensões ($TABU_P \times OL_n$) b) Codificar solução c) Atualizar <i>Lista_Tabu</i>
3.	a) Faça: $Iterações = 0$ $IteraçõesTabu = 0$ b) Repita enquanto $IteraçõesTabu \leq IT_{max}$
	1) A partir da configuração atual k_{ij} , realizar a geração de vizinhança; criar n_v vizinhos fechando n_l linhas por cada. 2) Tomar o melhor vizinho. 3) O vizinho selecionado faz parte da <i>Lista_Tabu</i> ? - Sim: Tomar o seguinte melhor vizinho e voltar para o passo 3). - Não: Ir para o passo 4). 4) $Sol_{atual} = \text{melhor vizinho selecionado}$. 5) É a $Sol_{atual} < Incumbente$? - Sim: • Faça $Incumbente = Sol_{atual}$. • Calcule o $GAP = 100 \cdot \frac{Sol_{inicial} - Incumbente}{Sol_{inicial}}$. • Salvar os valores da variável ki . • Faça $IteraçõesTabu = 1$. - Não: Faça $IteraçõesTabu = IteraçõesTabu + 1$. 6) Faça: - $Iterações = Iterações + 1$. - $n_l = n_l + 1$. 7) Atualizar <i>Lista_Tabu</i> . 8) É $n_l > n_{l_{max}}$? - Sim: Faça $n_l = 1$. c) Não: Ir para o passo 1).

Fonte: Elaboração do próprio autor.

A *Lista_Tabu* é uma estrutura de memória que tem dimensão $TABU_P \times OL_n$, sendo OL_n o número de linhas de conexão que dispõe o sistema para a reconfiguração. A rotina de atualização da *Lista_Tabu* consiste em armazenar cada solução visitada na primeira posição da lista, e com cada atualização, a última solução abandona a lista após cumprir o número de iterações definido pelo período tabu $TABU_P$.

A terceira etapa do algoritmo é a busca tabu que começa com o literal a), atribuído valores de zero às variáveis *Iterações* e *IteraçõesTabu*, que são contadores, o primeiro para indicar o número total de iterações do processo de busca e o segundo que controla a interrupção do algoritmo. O literal b) indica que o loop deve se repetir até atingir o valor de IT_{max} .

A variável de interesse para desenvolver a busca é k_i , que armazena a configuração atual do sistema e que a partir dela é gerada a vizinhança de cada iteração. Um vizinho é gerado fechando n_l linhas e o número de vizinhos gerados dessa maneira é n_v .

Considerando que foram fechadas n_l linhas, é necessário abrir o mesmo número delas para retomar a radialidade do sistema. Este é o ponto-chave da Matheurística, pois baseado no modelo (36)-(63), o uso de um solver determinará as linhas mais apropriadas a serem abertas. Neste trabalho a resolução do modelo é realizado mediante o uso do solver CPLEX (ILOG CPLEX OPTIMIZATION STUDIO - OVERVIEW, 2021), assim cada vizinho que participa para ser selecionado no passo 2) é determinado pelo solver.

Como parte da explicação geral do algoritmo pode-se continuar com os passos 3) e 4) que indicam a seleção da melhor solução vizinha sempre e quando ela não faz parte da *Lista_Tabu*. Após essa seleção, no passo 5) verifica se a solução atual supera em qualidade à melhor solução encontrada até o momento; caso esta verificação for verdadeira, a *Solução Incumbente* é atualizada. A porcentagem de redução de perdas com relação à solução inicial é identificada como *GAP*. A variável k_{ij} é armazenada e o valor de *IteraçõesTabu* é reiniciado com o valor de 1. Caso a verificação de 5) não seja verdadeira, ao valor do contador de controle *IteraçõesTabu* acrescenta-se uma unidade.

O passo 6) faz com que o parâmetro n_l seja dinâmico, ou seja, em cada iteração, uma vizinhança será definida fechando um número diferente de linhas. Por exemplo se no começo do algoritmo o parâmetro n_l foi definido com o valor 2, na

primeira iteração os vizinhos serão definidos fechando duas linhas por vez. O passo 6) faz que na segunda iteração, os vizinhos sejam definidos fechando três linhas por vez e assim sucessivamente.

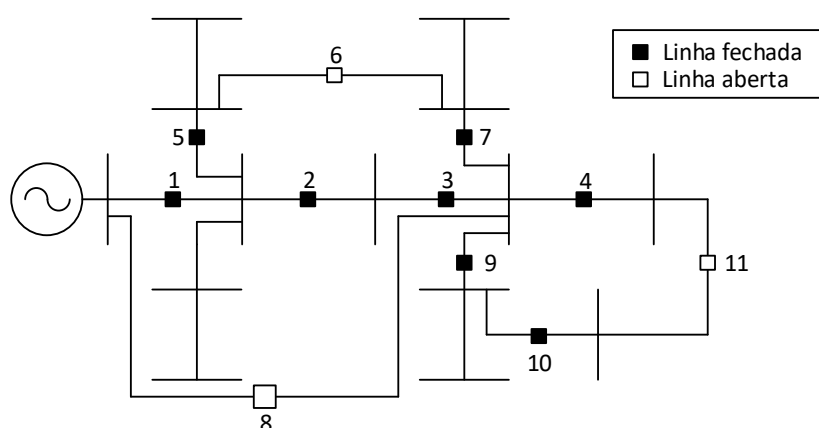
O passo 7) atualiza a *Lista_Tabu* com a solução atual como já foi explicado nos parágrafos anteriores, e por último, o passo 8) controla-se o número n_l de linhas que devem ser fechadas por vez, em função da dimensão do sistema. Fechar um número considerável de linhas faz com que as variáveis a serem calculadas aumentem, e isso tornaria maior o tempo computacional para obter uma solução. Assim o número de linhas a serem fechadas é controlado por n_{lmax} , e uma vez atingido esse valor, o parâmetro n_l é reiniciado em 1.

Nas seguintes subseções são apresentadas as características do algoritmo de BT em combinação com o modelo matemático implementado nesse trabalho.

3.2.1 Representação das soluções

A representação das soluções é um aspecto fundamental para que um problema seja resolvido adequadamente usando metas-heurísticas. Na implementação do algoritmo foi usada uma codificação compacta que indica o índice das linhas que estão abertas, assim, as soluções obtidas são armazenadas no vetor de nome $OL_vec(OL_n)$. Exemplificando essa ideia, seja o seguinte sistema de 14 barras, com três linhas de conexão e que tem a topologia de operação da Figura 13.

Figura 13 Exemplo de codificação de uma solução no sistema IEEE de 14 barras.



Fonte: Elaboração do próprio autor

A topologia apresentada na Figura 13, sendo considerada como uma solução visitada durante o processo de otimização, ela seria representada como o vetor da Figura 14.

Figura 14. Vetor solução.

6	8	11
---	---	----

Fonte: Elaboração do próprio autor

É importante indicar que um critério de aspiração não teria sentido devido que se uma solução faz parte da LT, o seu valor de função objetivo já foi considerado como melhor e salvo durante a evolução da meta-heurística. Analisando-se sob outro aspecto, uma solução proibida não fornece uma função objetivo de melhor qualidade do que a melhor encontrada até esse momento.

3.2.2 Geração de vizinhança – soluções radiais

O fato de percorrer espaços de busca onde todas as soluções candidatas sejam radiais é muito importante para o desenvolvimento eficiente do algoritmo (POSSAGNOLO, 2015); e uma das técnicas mais utilizadas na literatura que gera vizinhos radiais é a técnica *Branch Exchange* (GOSWAMI; BASU, 1992). Esse algoritmo consiste em formar um laço fechando uma chave que esteja normalmente aberta e abrir uma outra para retomar a radialidade.

Neste trabalho procura-se aplicar o conceito anterior visando reduzir o tempo de processamento e cálculo computacional; ou seja, obter soluções vizinhas que atinjam a radialidade de maneira implícita, e identificar a parcela de variáveis com as quais é necessário trabalhar durante cada manobra, obtendo mais eficiência no processo. O fato de fixar e liberar variáveis antes de resolver um modelo matemático completo permite que uma parte de um conjunto total de variáveis, realmente necessária, seja calculada, reduzindo assim o tempo de cálculo. Para o problema de reconfiguração o interesse está focado sobre a variável binária $k_{ij} \in \{0, 1\}$, que indica o estado de desconexão ou conexão da linha ij .

No trabalho de Home (2019) é aplicado o conceito de *Branch Exchange* e o reconhecimento de laços para redução de vizinhança que são usados no desenvolvimento desse trabalho. Na Figura 15 apresenta-se o algoritmo implementado para realizar esse processo. Para este algoritmo utiliza-se um vetor chamado *bandeira*,

e tem uma posição (coluna) para cada linha do sistema. O valor inicial de cada posição é zero, mas esse valor assume o valor 1 se o algoritmo identifica que a linha faz parte de um laço. Nos parágrafos seguintes, será explicado em detalhe a funcionalidade desse vetor. A letra l é usada para se referir a uma linha qualquer do sistema, e os índices a, i e j são índices usados para indicar os nós conectados por uma linha.

Figura 15. Algoritmo de reconhecimento de laços e geração de vizinhos.

Algoritmo de geração de vizinhança

- 1) Fechar uma linha l que conecta os nós ij . Esta linha deve estar na lista OL
 - 2) É i uma subestação?
 - **Sim:** Ir para o passo 3).
 - **Não:**
 - Identificar a linha ai tal que $k_{ai} = 1$ e $\beta_{ai} = 1$
 - Faça a bandeira da linha ai $bandeira = bandeira + 1$.
 - Faça $a = i$.
 - Voltar para 2).
 - 3) É j uma subestação?
 - **Sim:** Ir para o passo 4).
 - **Não:**
 - Identificar a linha aj tal que $k_{aj} = 1$ e $\beta_{aj} = 1$
 - Faça a bandeira da linha aj $bandeira = bandeira + 1$.
 - Faça $a = j$.
 - Voltar para 3).
 - 4) Fixar a variável k_{ij} no valor atual, para todas as linhas que têm $bandeira_{(l,i,j)} = 0$.
 - 5) Resolver o modelo completo (36) - (63) para encontrar a melhor linha a ser aberta – **Cplex**.
-

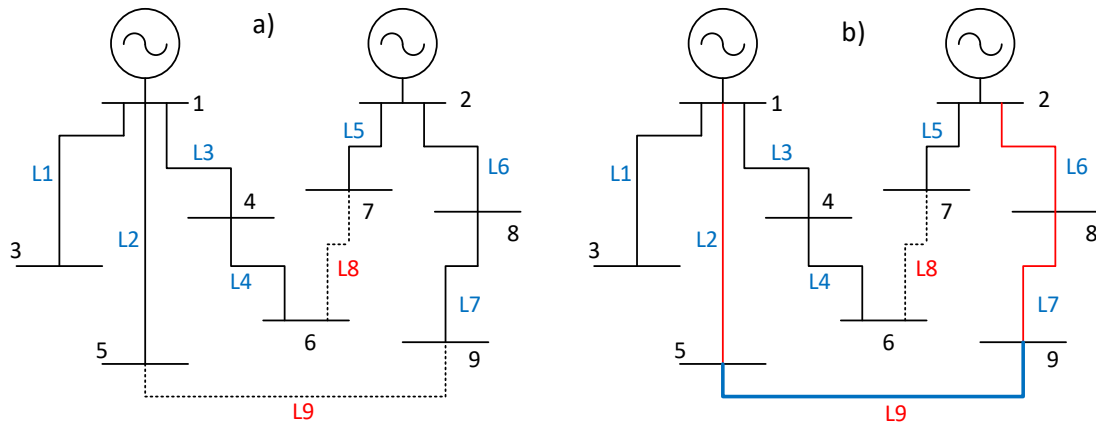
Fonte: Elaboração do próprio autor.

Note que o passo final do algoritmo, passo 5); requer que seja resolvido o modelo de RSDEE completo (36)-(63) para definir a nova solução vizinha. Esse modelo completo, exige menor esforço computacional para ser resolvido, pois no passo 4) fixa-se uma parcela das variáveis binárias k_{ij} , que reduz a complexidade do modelo para ser resolvido pelo solver CPLEX.

A funcionalidade do algoritmo de geração de vizinhança pode ser entendida na prática com o exemplo seguinte o qual é o sistema fictício da Figura 16. Este sistema possui duas subestações, opera radialmente e tem duas linhas de conexões entre alimentadores ($L8 - L9$) (linhas pontilhadas).

Um conjunto de soluções vizinhas da configuração inicial Figura 16 a), pode ser obtido, fechando a linha $L9$ Figura 16 b) e desabilitando qualquer outra que faça parte do laço formado mostrado em vermelho.

Figura 16. Definição de vizinhança radial; a) Topologia radial inicial; b) Fechadura de linha e definição de linhas a serem desabilitadas.



Fonte: Elaboração do próprio autor

Neste sistema pequeno, na Figura 16(b) as variáveis k_{ij} a serem calculadas simplesmente devem ser das linhas $L2$, $L6$ e $L7$, enquanto o resto de linhas do sistema permanecem fixas; essa sistemática aplicada em sistemas de grande porte produz uma redução considerável de variáveis.

Um laço é identificado realizando a análise das variáveis β_{ij} e β_{ji} mediante uma varredura a partir de i e j , respectivamente, até chegar a um nó que seja uma subestação. Durante o processo de varredura, para cada linha ij que é visitada atribui-se um valor de 1 na sua bandeira. Se uma linha tem um valor 1 na sua bandeira, o algoritmo libera sua variável k_{ij} para que o solver CPLEX resolva o estado de conexão ou desconexão.

Neste exemplo, quando é realizada a conexão da linha $L9$, que une os nós 5 e 9, respectivamente, a varredura começa no nó $i = 5$, e é necessário encontrar a linha que conecta esse nó. Essa informação é obtida a partir das variáveis β_{5j} e β_{j5} (valores mostrados na Tabela 17), que têm os valores $\beta_{51} = 1$ e $\beta_{15} = 0$. O valor de β_{51} indica que existe uma conexão entre o nó 5 e a subestação 1, portanto a bandeira $bandeira_{15} = 1$.

Tabela 17. Estado das variáveis de radialidade na configuração atual.

Linha - ij	β_{ij}	β_{ji}	k_{ij}
L1 – 1-3	0	1	1
L2 – 1-5	0	1	1
L3 – 1-4	0	1	1
L4 – 4-6	0	1	1
L5 – 2-7	0	1	1
L6 – 2-8	0	1	1
L7 – 8-9	0	1	1
L8 – 6-7	0	0	0
L9 – 5-9	0	0	0

Fonte: Elaboração do próprio autor

Em seguida, a varredura a partir do nó $j = 9$ mostra que $\beta_{98} = 1$ e $\beta_{89} = 0$ e, portanto, $bandeira_{89} = 1$. Finalmente, com $j = 8$ as variáveis têm os valores $\beta_{82} = 1$ e $\beta_{28} = 0$, portanto, $bandeira_{28} = 1$. Assim, o vetor de bandeiras marcadas durante a varredura, Figura 17, permite identificar as linhas candidatas a serem abertas, neste caso L2, L6, L7.

Figura 17. Vetor de bandeiras das linhas identificadas durante a varredura.

L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9
0	1	0	0	0	1	1	0	0

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Uma vez terminado esse processo, o modelo de RSDEE (36)-(63) é resolvido considerando as linhas L2, L6, e L7 como as únicas variáveis binárias do problema, enquanto as outras linhas do sistema (L1, L3, L4, L5, L8, e L9) permanecem fixas no seu estado atual, obtendo assim a melhor solução vizinha; ou seja, a linha que precisa ser desabilitada para obter a menor quantidade de perdas no sistema.

3.2.3 Lista Tabu e Período Tabu

Uma vez que uma solução é escolhida como a melhor da vizinhança, ela ingressa na LT e não pode ser visitada novamente durante n iterações, onde n é o valor do PT. O valor do PT é preestabelecido no início da análise como um parâmetro.

3.3 TESTES E RESULTADOS OBTIDOS COM A METODOLOGIA PROPOSTA

Nesta seção, são analisados os três sistemas teste do capítulo 2 usando a Matheurística desenvolvida. As condições e características dos sistemas de 69, 136 e 880 barras testados no capítulo 2 são mantidas sem alterações. Dessa maneira, é

possível estabelecer comparações dos resultados obtidos e os tempos de solução requeridos pelas metodologias empregadas.

Para cada teste, são simulados os três casos de estudo do capítulo anterior e que são definidos como:

- **Caso A:** Reconfiguração considerando o nível máximo de demanda durante duas horas de operação em presença de BCF.
- **Caso B:** Reconfiguração considerando os vinte e quatro cenários de demanda apresentados na Tabela 1, sem considerar GD, BCC nem SAE.
- **Caso C:** Reconfiguração em presença de GD, BCF, BCC e SAE considerando os vinte e quatro cenários de geração e demanda.

3.3.1 Sistema de 69 Barras

Caso A:

A matheurística fornece a topologia mostrada na Tabela 18. O tempo computacional para resolver esse problema é 79,36 s.

Tabela 18. Valores de função objetivo obtidos no **Caso A** – MH 69 Barras.

			Custo Total (\$)	Linhas abertas		
DR	Perdas (kWh)	175,08	18,24	(12,13)	(46,47)	(50,51)
	Emissões (Ton)	16,88	168,82	(11,66)	(13,21)	
	FO		187,06			

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Caso B:

A matheurística fornece como resultado a topologia mostrada na Tabela 19 com um valor de função objetivo de \$ 1.740,44. A magnitude de tensão mínima apresenta-se na barra 50 com um valor de 0,976 p.u. O tempo computacional para resolver esse problema é 193,14 s.

Tabela 19. Valores de função objetivo obtidos no **Caso B** – MH 69 Barras.

			Custo Total (\$)	Linhas abertas		
DR	Perdas (kWh)	1.456,89	80,27	(12,13)	(47,48)	(50,51)
	Emissões (Ton)	166,02	1.660,16	(11,66)	(13,21)	
	FO		1.740,44			

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Caso C

Após a reconfiguração, o sistema apresenta um custo de operação diária de \$ 882,04 segundo explicado na Tabela 20. O valor da magnitude de tensão mínima do

sistema é 0,983 p.u., e ocorre na barra 51 no período das 20h. O tempo computacional para obter esta solução é de 452,94 s.

Tabela 20. Valores de função objetivo obtidos no **Caso C** – MH 69 Barras.

			Custo Total (\$)	Linhas abertas
DR	Perdas (kWh)	365,29	38,06	(4,5) (12,13) (14,15) (19,20)
	Emissões (Ton)	84,40	843,98	(45,46)
	FO		882,04	

Fonte: Elaboração do próprio autor.

3.3.2 Sistema de 136 Barras

Caso A:

Depois da reconfiguração, o solver fornece como resultado uma topologia com um valor de função objetivo de \$ 862,73 como apresentado na Tabela 21. A magnitude de tensão mínima ocorre no nó 155 com um valor 0,964 p.u. O tempo computacional para resolver esse sistema é de 899,51 s

Tabela 21. Valores de função objetivo obtidos no **Caso A** – MH 136 Barras .

			Custo Total (\$)	Linhas abertas
DR	Perdas (kWh)	539,44	56,20	(6,7) (137,138) (214,215) (78,125) (141,220) (43,46)
	Emissões (Ton)	80,65	806,53	(144,145) (222,223) (125,219) (57,61) (155,156) (10,32)
	FO		862,73	(139,154) (63,64) (154,204) (20,130) (138,217) (130,131)

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Caso B

A matheurística fornece como uma configuração com um valor de função objetivo de \$ 7.640,19. A tensão magnitude de tensão mínima ocorre no nó 202 com um valor de 0,978 p.u. O tempo computacional para resolver esse problema é 1.359,44 s.

Tabela 22. Valores de função objetivo obtidos no **Caso B** – MH 136 Barras.

			Custo Total (\$)	Linhas abertas
DR	Perdas (kWh)	535,66	55,81	(9,10) (62,63) (137,138) (155,156) (154,204) (211,212)
	Emissões (Ton)	758,43	7.584,38	(222,223) (7,86) (20,130) (46,223) (33,61) (59,145)
	FO		7.640,19	(78,125) (125,219) (139,154) (138,217) (141,154)

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Caso C

Após a reconfiguração, o sistema apresenta um custo de operação diária de \$ 6.974,42, segundo a Tabela 23. O valor de magnitude de tensão mínima do sistema é 0,971 p.u., e ocorre na barra 235 no período das 22h. O tempo computacional para obter esta solução é de 1.741,08 s.

Tabela 23. Valores de função objetivo obtidos no **Caso C** – MH 136 Barras.

Custo Total (\$)			Linhas abertas						
DR	Perdas (kWh)	675,88	70,42	(6,7)	(43,46)	(57,61)	(155,156)	(10,32)	(20,130)
	Emissões (Ton)	690,36	6903,58	(59,145)	(65,147)	(73,206)	(78,125)	(125,219)	
	FO		6.974,42	(131,223)	(139,154)	(138,217)	(138,153)	(141,154)	
				(141,220)	(145,206)	(212,122)	(215,123)	(223,147)	

Fonte: Elaboração do próprio autor.

3.3.3 Sistema de 880 Barras

Caso A:

A matheurística fornece como resultado, após a reconfiguração, uma topologia com um valor de função objetivo de \$ 94,42, segundo a Tabela 24. A magnitude de tensão mínima apresenta-se no nó 352 com um valor 0,976 p.u. O tempo computacional para resolver esse problema é de 1.861,53 s.

Tabela 24. Valores de função objetivo obtidos no **Caso A** – MH 880 Barras.

Custo Total (\$)			Linhas abertas						
DR	Perdas (kWh)	39,93	4,16	(52,53)	(143,144)	(250,251)	(543,544)	(803,350)	(106,107)
	Emissões (Ton)	9,03	90,26	(518,519)	(261,216)	(570,280)	(184,185)	(526,527)	(515,439)
	FO		94,42	(397,688)					

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Caso B

A matheurística fornece como resultado, após a reconfiguração, uma topologia com um valor de função objetivo de \$ 958,71, segundo a Tabela 25. A magnitude de tensão mínima apresenta-se na barra 225 com um valor de 0,978 p.u. O tempo computacional para resolver esse problema é de 2.369,96 s.

Tabela 25. Valores de função objetivo obtidos no **Caso B** – MH 880 Barras.

Custo Total (\$)			Linhas abertas						
DR	Perdas (kWh)	684,13	71,28	(143,144)	(220,221)	(253,254)	(352,353)	(502,542)	(405,406)
	Emissões (Ton)	91,52	915,19	(457,458)	(574,575)	(687,688)	(730,731)	(838,839)	(261,216)
	FO		958,71	(558,123)					

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Caso C

O sistema apresenta, após a reconfiguração, um custo de operação diária de \$ 726,83 . O valor da magnitude de tensão mínima do sistema é 0,985 p.u., e ocorre na barra 225 no período das 18 h. O tempo computacional para resolver esse problema é de 3.872,16 s.

Tabela 26. Valores de função objetivo obtidos no **Caso C** – MH 880 Barras.

		Custo Total (\$)		Linhas abertas				
DR	Perdas (kWh)	770,42	80,27	(368,369)	(459,460)	(541,542)	(614,613)	(704,705) (768,769)
	Emissões (Ton)	64,66	646,56	(801,802)	(818,819)	(846,847)	(872,873)	(176,79) (558,123)
	FO		726,83	(803,350)				

Fonte: Elaboração do próprio autor.

4 COMPARAÇÃO DE RESULTADOS

Como foi apresentado nos dois capítulos anteriores, o problema de RSDEE é modelado e resolvido através de um modelo de PCSOIM no capítulo 2, e com a metodologia Matheuristica proposta no capítulo 3. Os diferentes tipos de testes realizados, mostram o desempenho e eficiência que cada um desses abordagens oferece. Nesta seção, apresenta-se comparação dos resultados obtidos para concluir quais foram as principais diferenças de desempenho.

4.1 COMPARAÇÃO DE RESULTADOS OBTIDOS PARA O CASO A – DEMANDA MÁXIMA

Tabela 27. Comparação de resultados para nível máximo de demanda – Caso A.

Método		CPLEX	Matheuristica
69 Barras	Função Objetivo (\$)	187,06	187,06
	Iterações	-----	5
	Tempo	38,15 s	79,36 s
136 Barras	Função Objetivo (\$)	862,73	862,73
	Iterações	-----	9
	Tempo	2.909,65 s	899,51 s
880 Barras	Função Objetivo (\$)	118,97	94,42
	Iterações	-----	15
	Tempo	14.400 s	1.861,53 s

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Tabela 27, apresentam-se os resultados das simulações executadas para o Caso A com nível máximo de demanda e sem a instalação de equipamentos. Como se pode verificar, de maneira geral, os tempos de solução da matheuristica são melhores do que os tempos do solver conforme aumenta a complexidade do problema, em função da dimensão do sistema.

Para o sistema de 69 barras, o solver CPLEX apresenta um tempo 51,93% melhor do que a matheuristica, no entanto, a topologias encontradas são as mesmas. A matheuristica emprega tempo na geração da vizinhança e a solução do modelo várias vezes (uma por cada solução vizinha), durante cinco iterações, o que torna o processo de solução mais custoso computacionalmente.

Na simulação dos sistemas de 136 e 880 barras, existe um melhor desempenho computacional da matheurística, sendo ela 69,09% mais eficiente para o sistema de 136 barras e 87,07% para o segundo.

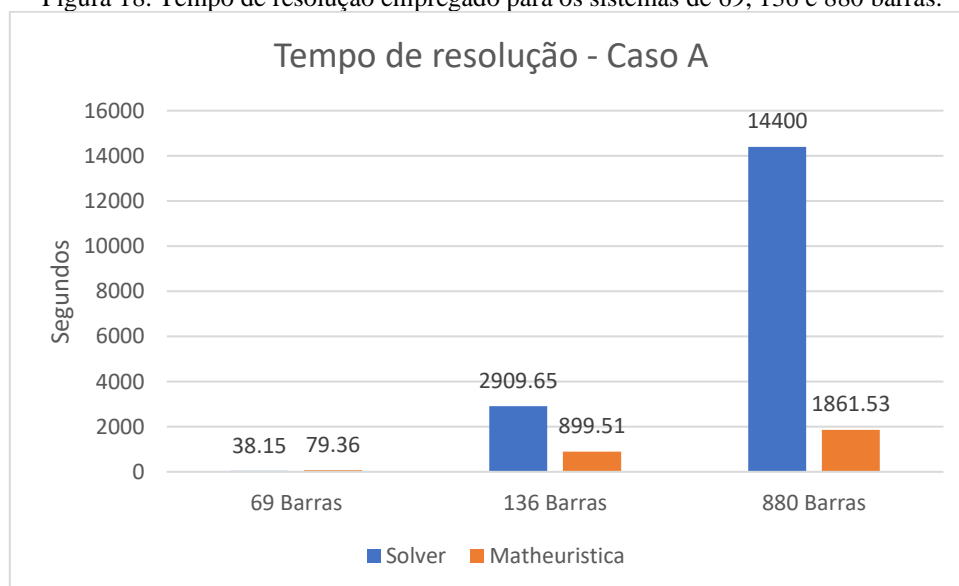
Os resultados obtidos nas simulações do sistema de 880 barras mostram a eficiência que oferece o uso da matheurística conforme a dimensão e complexidade dos sistemas aumentam. Preliminarmente, foi necessário impor um tempo de parada de quatro horas para o processo de solução do solver, pois devido à dimensão do sistema e o número de variáveis, a resolução tende a se prolongar de maneira indeterminada. No entanto, a matheurística após 15 iterações encontrou uma solução de melhor qualidade em um tempo 7 vezes menor do que no primeiro caso. Na Tabela 28 resumem-se as principais características do desempenho da matheurística com relação ao solver e na Figura 18 apresentam-se as diferenças em tempos de resolução.

Tabela 28. Desempenho da matheurística com respeito ao solver – Demanda máxima.

Desempenho da matheurística		
Função objetivo		Tempo de solução
69 Barras	Solução ótima	51,93% menos eficiente
136 Barras	Solução ótima	69,09% mais eficiente
880 Barras	Solução de melhor qualidade – 20,64% melhor	87,07% mais eficiente

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 18. Tempo de resolução empregado para os sistemas de 69, 136 e 880 barras.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

4.2 COMPARAÇÃO DE RESULTADOS OBTIDOS PARA O CASO B – OPERAÇÃO DIÁRIA SEM EQUIPAMENTOS

Tabela 29. Comparação de resultados para um dia de operação sem equipamentos – Caso B.

	Método	CPLEX	Matheurística
69 Barras	Função Objetivo (\$)	1.740,44	1.740,44
	Iterações	-----	5
	Tempo	3.396,48 s	193,14 s
136 Barras	Função Objetivo (\$)	7.648,34	7.640,19
	Iterações	-----	14
	Tempo	14. 400 s	1.359,44 s
880 Barras	Função Objetivo (\$)	986,47	958,71
	Iterações	-----	18
	Tempo	14.400 s	2.369,96 s

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Tabela 29, apresentam-se os resultados das simulações executadas para 24 níveis de demanda que representa um dia de operação do sistema, e sem a instalação de equipamentos. Na simulação do sistema de 69 barras, a matheurística atinge a solução ótima após 5 iterações com um tempo de processamento 94,31% mais rápido que o solver.

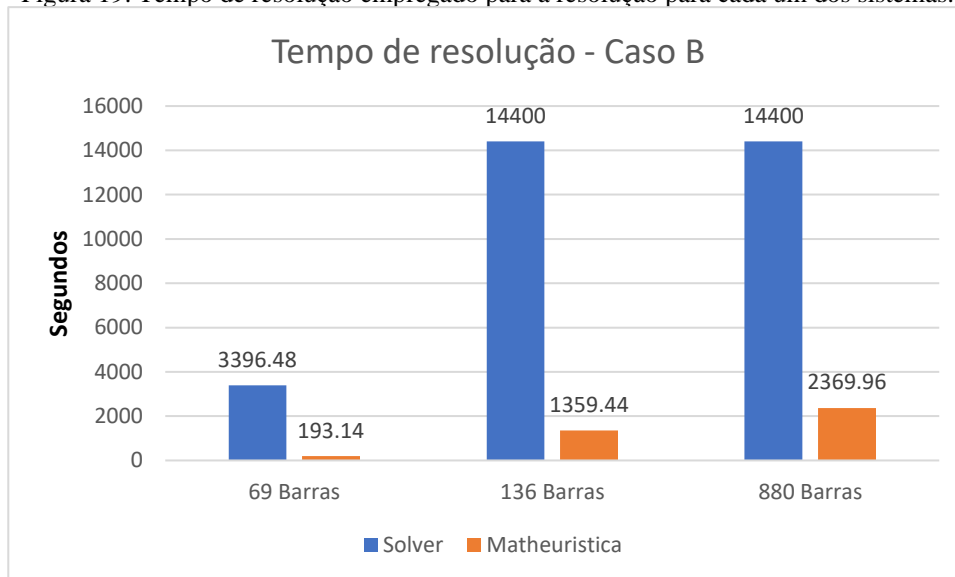
Para a reconfiguração dos sistemas de 136 e 880 barras através do solver, foi imposto um tempo de parada de 4 horas, que não garante a obtenção da solução ótima, mas obtém-se soluções de boa qualidade. Em ambos os casos, as soluções fornecidas pela matheurística são melhores do que as obtidas pelo solver, 0,11% melhor no sistema de 136 barras e 2,81% melhor no sistema de 880 barras. O tempo de solução exigido pela matheurística no sistema de 136 barras após 14 iterações é aproximadamente a décima parte do tempo empregado pelo solver, obtendo assim uma redução de 13.040,6 segundos (217,34 min). Na reconfiguração do sistema de 880 barras a matheurística é aproximadamente 6 vezes mais rápida do que o solver reduzindo o tempo de solução em 12.030 segundos (200,5 min).

Na Tabela 30 que resumem-se as principais características do desempenho da matheurística com relação solver, e na Figura 19 apresentam-se as diferenças em tempos de resolução para cada um dos sistemas simulados.

Tabela 30. Comparação do desempenho da matheurística com respeito ao solver – Dia de operação sem equipamentos.

Desempenho da matheurística		
	Função objetivo	Tempo de solução
69 Barras	Solução ótima	94,31% mais eficiente
136 Barras	Solução de melhor qualidade – 0,11% melhor	90,56% mais eficiente
880 Barras	Solução de melhor qualidade – 2,81% melhor	83,54% mais eficiente

Figura 19. Tempo de resolução empregado para a resolução para cada um dos sistemas.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

4.3 COMPARAÇÃO DE RESULTADOS OBTIDOS PARA O CASO C - OPERAÇÃO DIÁRIA COM EQUIPAMENTOS

Tabela 31. Comparação de resultados para um dia de operação com equipamentos – Caso C.

	Método	CPLEX	Matheurística
69 Barras	Função Objetivo (\$)	882,04	882,04
	Iterações	-----	10
	Tempo	14.400 s	452,94 s
136 Barras	Função Objetivo (\$)	6.981,49	6.974,42
	Iterações	-----	16
	Tempo	14.400 s	1.741,08
880 Barras	Função Objetivo (\$)	734, 25	726,83
	Iterações	-----	23
	Tempo	14.400 s	3.872,16 s

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Tabela 31 apresentam-se os resultados das simulações executadas para um dia de operação, considerando a operação de equipamentos instalados. Como pode se verificar de maneira geral, os tempos de solução da matheurística são melhores do que os tempos do solver. Para o sistema de 69 barras, o solver CPLEX e a Matheurística convergem para o mesmo resultado, no entanto o tempo da matheurística é 96,85% melhor do que o solver.

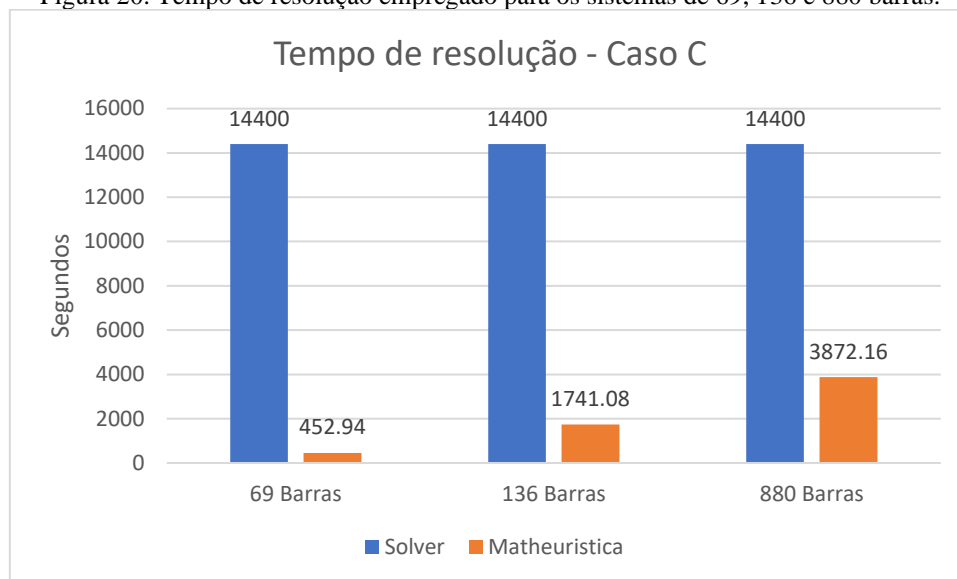
Na simulação dos sistemas de 136 e 880 barras, também existe um melhor desempenho por parte da matheurística sendo 87,91% mais rápida para o primeiro sistema e 73,11% para o segundo. Preliminarmente, foi necessário impor um tempo de parada de quatro horas e configuração de otimalidade com um valor de $1E^{-4}$ para o processo de solução do solver, pois devido à complexidade do problema, ele não foi capaz de fornecer uma solução inteira fatível com o seu valor 'default' de $1E^{-7}$. Na Tabela 28 apresenta-se o resumo das principais características do desempenho da matheurística com relação ao solver, e na Figura 18 apresentam-se as diferenças em tempos computacionais para a resolução dos sistemas de 69, 136 e 880 barras, no Caso C de estudo.

Tabela 32. Desempenho da matheurística com respeito ao solver – Dia de operação com equipamentos.

Desempenho da matheurística		
	Função objetivo	Tempo de solução
69 Barras	Solução ótima	96,85% mais eficiente
136 Barras	Solução de melhor qualidade – 0,1% melhor	87,91% mais eficiente
880 Barras	Solução de melhor qualidade – 1,01% melhor	73,11% mais eficiente

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 20. Tempo de resolução empregado para os sistemas de 69, 136 e 880 barras.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Verifica-se que a metodologia proposta neste trabalho consegue obter resultados de igual ou melhor qualidade do que o solver em tempos computacionais significativamente menores. Embora os resultados para sistemas pequenos, o solver apresente melhor desempenho, para sistemas maiores, a matheurística reduz significativamente o tempo de resolução. Para a resolução do problema com o solver, foi necessário estabelecer um limite de tempo de processamento para apresentar a solução encontrada, caso contrário, devido à dimensão e complexidade dos sistemas e a quantidade das variáveis, o solver continua procurando o ótimo global para os problemas, mas o tempo de solução são ineficientes.

5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho é proposta uma metodologia Matheuristica para resolver o problema de reconfiguração de sistemas de energia elétrica considerando a rede de distribuição operando com a instalação de geração distribuída despachável e renovável. A análise é realizada para diferentes cenários que representam o comportamento das cargas e a disponibilidade de radiação solar durante um dia, isto devido à natureza estocástica dos parâmetros. A geração de cenários que representem o comportamento dos parâmetros estocásticos foi realizada mediante a técnica de agrupamento *K-means*.

A Matheuristica usa os conceitos de busca tabu e o solver CPLEX, mediante uma modelagem cônica de segunda ordem inteira mista do problema e foi programada no ambiente AMPL. É utilizada uma técnica de geração de vizinhança radial variável simulando a energização e desenergização de k linhas durante o processo iterativo. É usado um algoritmo de redução de variáveis para reduzir o tempo de solução do solver e que a Matheuristica possa evoluir eficientemente. O objetivo do trabalho é determinar uma configuração a curto prazo para cada sistema que forneça a menor quantidade de perdas ativas durante a estação do ano analisada.

Os testes foram realizados para níveis máximos de demanda e para cenários que representam a variação das cargas e a disponibilidade de irradiação solar para a geração dos painéis fotovoltaicos durante um dia. Os casos de estudo foram resolvidos através de solver e da metodologia proposta. A comparação desses resultados mostra a efetividade da Matheuristica e a rapidez para obter resultados otimizados ou próximos ao ótimo, enquanto o solver exige mais tempo para chegar aos resultados esperados.

A técnica Matheuristica apresentada mostra ser uma metodologia adequada para resolver sistemas de médio e grande porte, que normalmente o solver CPLEX não consegue resolver em tempos computacionais aceitáveis ou até mesmo não possui a habilidade de resolvê-los.

Para trabalhos futuros, deve-se desenvolver melhorias nos critérios de vizinhança para obter mais eficiência. Considerar na modelagem diversos dispositivos do sistema de distribuição como reguladores de tensão, taps de transformadores, operação na forma de microrredes da geração distribuída, introdução no modelo de cargas de carros elétricos, entre outros temas atuais. Incluir os consumidores dentro da modelagem matemática considerando tipo de demanda (industrial, comercial e residencial), programas de resposta à demanda e modelo de carga dependente da tensão.

REFERÊNCIAS

- ABDELAZIZ, A. Y.; MOHAMED, F. M.; MEKHAMER, S. F.; BADR, M. A. L. Distribution system reconfiguration using a modified Tabu Search algorithm. **Electric Power Systems Research**, [s. l.], v. 80, n. 8, p. 943–953, 2010.
- ACKERMANN, T. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, [s. l.], p. 10, 2001.
- AIEN, M.; HAJEBRAHIMI, A.; FOTUHI-FIRUZABAD, M. A comprehensive review on uncertainty modeling techniques in power system studies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 57, p. 1077–1089, 2016.
- AIEN, M.; RASHIDINEJAD, M.; FOTUHI-FIRUZABAD, M. On possibilistic and probabilistic uncertainty assessment of power flow problem: A review and a new approach. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 37, p. 883–895, 2014.
- AZIZIVAHED, A.; NARIMANI, H.; FATHI, M.; NADERI, E.; SAFARPOUR, H. R.; NARIMANI, M. R. Multi-objective dynamic distribution feeder reconfiguration in automated distribution systems. **Energy**, [s. l.], v. 147, p. 896–914, 2018.
- BADRAN, O.; MEKHILEF, S.; MOKHLIS, H.; DAHALAN, W. Optimal reconfiguration of distribution system connected with distributed generations: A review of different methodologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 73, p. 854–867, 2017.
- BAGHERI, A.; BAGHERI, M.; LORESTANI, A. Optimal reconfiguration and DG integration in distribution networks considering switching actions costs using tabu search algorithm. **Journal of Ambient Intelligence and Humanized Computing**, [s. l.], 2020. Disponível em: <<http://link.springer.com/10.1007/s12652-020-02511-z>>. Acesso em: 9 mar. 2021.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Optimal capacitor placement on radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [s. l.], v. 4, n. 1, p. 725–734, 1989.
- BARINGO, L.; CONEJO, A. J. Correlated wind-power production and electric load scenarios for investment decisions. **Applied Energy**, [s. l.], v. 101, p. 475–482, 2013.
- BATISTA, B. M.; GLOVER, F. Introducci'ón a la Bu'squeda Tabu'. [s. l.], p. 36, [s.d.].
- BEN-HAIM, Y. **Info-Gap Decision Theory: Decisions Under Severe Uncertainty**. [s.l.] : Elsevier, 2006. Google-Books-ID: yR9H_WbkIHkC.
- BENMILOUD, O.; DAOUDI, B. E.; ARIF, S. Reconfiguration of Distribution Power Systems for Optimal Operation. **Signal Processing**, [s. l.], p. 6, 2017.
- CERBANTES, M. C.; MANTOVANI, J. R. S.; FERNANDEZ-BLANCO, R.; ORTEGA-VAZQUEZ, M. A. Optimal Power Flow with Voltage-Sensitive Loads in Distribution Networks. In: 2016 IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING (PESGM) 2016, Boston, MA, USA. **Anais...** . In: 2016 IEEE POWER AND

ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING (PESGM). Boston, MA, USA: IEEE, 2016. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7741302/>>. Acesso em: 1 jan. 2021.

CHIANG, H.-D.; JEAN-JUMEAU, R. Optimal network reconfigurations in distribution systems. II. Solution algorithms and numerical results. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [s. l.], v. 5, n. 3, p. 1568–1574, 1990. a.

CHIANG, H.-D.; JEAN-JUMEAU, R. Optimal network reconfigurations in distribution systems. I. A new formulation and a solution methodology. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [s. l.], v. 5, n. 4, p. 1902–1909, 1990. b.

CHUNYI, W.; JIE, G.; WEI, S.; HONG, M.; XU, N. Static distribution network reconfiguration based on an improved particle swarm optimization algorithm. In: 2015 11TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON NATURAL COMPUTATION (ICNC) 2015, **Anais...** . In: 2015 11TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON NATURAL COMPUTATION (ICNC). [s.l: s.n.]

CIVANLAR, S.; GRAINGER, J. J.; YIN, H.; LEE, S. S. H. Distribution feeder reconfiguration for loss reduction. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [s. l.], v. 3, n. 3, p. 1217–1223, 1988.

CPLEX. AMPL, [s.d.]. Disponível em: <<https://ampl.com/products/solvers/solvers-we-sell/cplex/>>. Acesso em: 2 mar. 2021.

CRUZ, M. R. M.; SANTOS, S. F.; FITIWI, D. Z.; CATALAO, J. P. S. Coordinated distribution network reconfiguration and distributed generation allocation via genetic algorithm. In: 2017 IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENVIRONMENT AND ELECTRICAL ENGINEERING AND 2017 IEEE INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS EUROPE (EEEIC / I&CPS EUROPE) 2017, Milan, Italy. **Anais...** . In: 2017 IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENVIRONMENT AND ELECTRICAL ENGINEERING AND 2017 IEEE INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS EUROPE (EEEIC / I&CPS EUROPE). Milan, Italy: IEEE, 2017. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7977748/>>. Acesso em: 9 mar. 2021.

DABBURA, I. **K-means Clustering: Algorithm, Applications, Evaluation Methods, and Drawbacks**. 2020. Disponível em: <<https://towardsdatascience.com/k-means-clustering-algorithm-applications-evaluation-methods-and-drawbacks-aa03e644b48a>>. Acesso em: 15 fev. 2021.

DANIEL, L. C.; KHAN, I. H.; RAVICHANDRAN, S. Distribution Network Reconfiguration For Loss Reduction Using Ant Colony System Algorithm. In: 2005 ANNUAL IEEE INDIA CONFERENCE - INDICON 2005, **Anais...** . In: 2005 ANNUAL IEEE INDIA CONFERENCE - INDICON. [s.l: s.n.]

DANTZIG, G. B. Linear Programming under Uncertainty. **Management Science**, [s. l.], v. 1, n. 3–4, p. 197–206, 1955.

DAUD, J. G.; KONDOJ, M.; PATABO, M. Reconfiguration Distribution Network with Ant Colony. In: 2018 INTERNATIONAL CONFERENCE ON APPLIED SCIENCE

AND TECHNOLOGY (ICAST) 2018, **Anais...** . In: 2018 INTERNATIONAL CONFERENCE ON APPLIED SCIENCE AND TECHNOLOGY (ICAST). [s.l: s.n.]

DU, D.-Z.; PARDALOS, P. M. (EDS.). **Handbook of Combinatorial Optimization: Volume1–3**. Boston, MA: Springer US, 1998. Disponível em: <<http://link.springer.com/10.1007/978-1-4613-0303-9>>. Acesso em: 16 fev. 2021.

DUAN, D.-L.; LING, X.-D.; WU, X.-Y.; ZHONG, B. Reconfiguration of distribution network for loss reduction and reliability improvement based on an enhanced genetic algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [s. l.], v. 64, p. 88–95, 2015.

DUGAN, R. C.; MCDERMOTT, T. E.; BALL, G. J. Planning for distributed generation. **IEEE Industry Applications Magazine**, [s. l.], v. 7, n. 2, p. 80–88, 2001.

ELA, E.; MILLS, A.; GIMON, E.; HOGAN, M.; BOUCHEZ, N.; GIACOMONI, A.; NG, H.; GONZALEZ, J.; DESOCIO, M. Electricity Market of the Future: Potential North American Designs Without Fuel Costs. **IEEE Power and Energy Magazine**, [s. l.], v. 19, n. 1, p. 41–52, 2021.

FARIVAR, M.; LOW, S. H. Branch Flow Model: Relaxations and Convexification—Part I. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s. l.], v. 28, n. 3, p. 2554–2564, 2013.

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

FRANCO, J.; LAVORATO, M.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. An efficient implementation of tabu search in feeder reconfiguration of distribution systems. In: 2012 IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING 2012, San Diego, CA. **Anais...** . In: 2012 IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING. NEW ENERGY HORIZONS - OPPORTUNITIES AND CHALLENGES. San Diego, CA: IEEE, 2012. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6345048/>>. Acesso em: 16 fev. 2021.

GHORBANI, M. A.; HOSSEINIAN, S. H.; VAHIDI, B. Application of Ant Colony System algorithm to distribution networks reconfiguration for loss reduction. In: 2008 11TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON OPTIMIZATION OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC EQUIPMENT 2008, **Anais...** . In: 2008 11TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON OPTIMIZATION OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC EQUIPMENT. [s.l: s.n.]

GLOVER, F. Tabu Search—Part I. **ORSA Journal on Computing**, [s. l.], v. 1, n. 3, p. 190–206, 1989.

GLOVER, F. Tabu Search: A Tutorial. **Interfaces**, [s. l.], 1990. Disponível em: <<https://pubsonline.informs.org/doi/abs/10.1287/inte.20.4.74>>. Acesso em: 15 fev. 2021.

GOSWAMI, S. K.; BASU, S. K. A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [s. l.], v. 7, n. 3, p. 1484–1491, 1992.

HE, P.; NING, J.; YU, Z.; XIONG, H.; SHEN, H.; JIN, H. Can Environmental Tax Policy Really Help to Reduce Pollutant Emissions? An Empirical Study of a Panel ARDL Model Based on OECD Countries and China. **Sustainability**, [s. l.], v. 11, n. 16, p. 4384, 2019.

HOME-ORTIZ, J. M.; POURAKBARI-KASMAEI, M.; LEHTONEN, M.; SANCHES MANTOVANI, J. R. Optimal location-allocation of storage devices and renewable-based DG in distribution systems. **Electric Power Systems Research**, [s. l.], v. 172, p. 11–21, 2019. a.

HOME-ORTIZ, J. M.; VARGAS, R.; MACEDO, L. H.; ROMERO, R. Joint reconfiguration of feeders and allocation of capacitor banks in radial distribution systems considering voltage-dependent models. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [s. l.], v. 107, p. 298–310, 2019. b.

ILOG CPLEX Optimization Studio - Overview. 2021. Disponível em: <<https://www.ibm.com/products/ilog-cplex-optimization-studio>>. Acesso em: 2 mar. 2021.

JABR, R. A. Radial Distribution Load Flow Using Conic Programming. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s. l.], v. 21, n. 3, p. 1458–1459, 2006.

JABR, R. A.; SINGH, R.; PAL, B. C. Minimum Loss Network Reconfiguration Using Mixed-Integer Convex Programming. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s. l.], v. 27, n. 2, p. 1106–1115, 2012.

JACKSON, R.; ONAR, O. C.; KIRKHAM, H.; FISHER, E.; BURKES, K.; STARKE, M.; MOHAMMED, O.; WEEKS, G. OPPORTUNITIES FOR ENERGY EFFICIENCY IMPROVEMENTS IN THE U.S. ELECTRICITY TRANSMISSION AND DISTRIBUTION SYSTEM. [s. l.], p. 47, [s.d.].

KERSTING, W. H. A METHOD TO TEACH THE DESIGN AND OPERATION QF A DISTRIBUTION SYSTEM. [s. l.], p. 8, [s.d.].

KUMAR, B.; SAW, B. K.; BOHRE, A. K. Optimal Distribution Network Reconfiguration to Improve the System Performances using PSO with Multiple-Objectives. In: 2020 INTERNATIONAL CONFERENCE ON COMPUTATIONAL INTELLIGENCE FOR SMART POWER SYSTEM AND SUSTAINABLE ENERGY (CISPSSE) 2020, Keonjhar, Odisha, India. **Anais...** . In: 2020 INTERNATIONAL CONFERENCE ON COMPUTATIONAL INTELLIGENCE FOR SMART POWER SYSTEM AND SUSTAINABLE ENERGY (CISPSSE). Keonjhar, Odisha, India: IEEE, 2020. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/9212262/>>. Acesso em: 19 abr. 2021.

LI, H.; ZHANG, X.; GUO, Z.; WANG, X.; YE, S. Reconfiguration of distribution network based on improved dynamic multi-swarm particle swarm optimization. In: 2016 35TH CHINESE CONTROL CONFERENCE (CCC) 2016, **Anais...** . In: 2016 35TH CHINESE CONTROL CONFERENCE (CCC). [s.l.: s.n.]

LI, R.; WANG, W.; WU, X.; TANG, F.; CHEN, Z. Cooperative planning model of renewable energy sources and energy storage units in active distribution systems: A bi-level model and Pareto analysis. **Energy**, [s. l.], v. 168, p. 30–42, 2019.

LIU, L.; YU, H.; LI, L. Distribution network reconfiguration based on harmony search/genetic hybrid algorithm. In: 2012 CHINA INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION 2012, **Anais...** . In: 2012 CHINA INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION. [s.l.: s.n.]

LOPEZ, J. C.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. Optimal Restoration/Maintenance Switching Sequence of Unbalanced Three-Phase Distribution Systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [s. l.], v. 9, n. 6, p. 6058–6068, 2018.

MACEDO, L. H.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. Optimal Operation of Distribution Networks Considering Energy Storage Devices. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [s. l.], v. 6, n. 6, p. 2825–2836, 2015.

MANTOVANI, J. R. S.; CASARI, F.; ROMERO, R. A. Reconfiguração de sistemas de distribuição radiais utilizando o critério de queda de tensão. [s. l.], p. 10, 2000.

MARINHO, M. R. Otimização do Problema de Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica por meio das Meta-Heurísticas Busca Tabu, GRASP e. [s. l.], p. 219, 2020.

MATHER, B.; YUAN, G. Onward and upward distributed energy resource integration. [s. l.], v. 18, p. 16, 2020.

MATLAB - El lenguaje del cálculo técnico. [s.d.]. Disponível em: <<https://la.mathworks.com/products/matlab.html>>. Acesso em: 15 fev. 2021.

MELGAR-DOMINGUEZ, O. D.; POURAKBARI-KASMAEI, M.; MANTOVANI, J. R. S. Adaptive Robust Short-Term Planning of Electrical Distribution Systems Considering Siting and Sizing of Renewable Energy Based DG Units. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [s. l.], v. 10, n. 1, p. 158–169, 2019.

MISHRA, S.; DAS, D.; PAUL, S. A comprehensive review on power distribution network reconfiguration. **Energy Systems**, [s. l.], v. 8, n. 2, p. 227–284, 2017.

MONTICELLI, A. J.; ROMERO, R.; ASADA, E. N. Fundamentals of Tabu Search. In: LEE, K. Y.; EL-SHARKAWI, M. A. (Eds.). **Modern Heuristic Optimization Techniques**. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2008. p. 101–122.

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

MOORE, R. E.; KEARFOTT, R. B.; CLOUD, M. J. **Introduction to interval analysis**. [s.l.] : SIAM, 2009.

MORALES, Juan. M.; PEREZ-RUIZ, Juan. Point Estimate Schemes to Solve the Probabilistic Power Flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s. l.], v. 22, n. 4, p. 1594–1601, 2007.

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

OCHOA, L. F.; HARRISON, G. P. Minimizing Energy Losses: Optimal Accommodation and Smart Operation of Renewable Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s. l.], v. 26, n. 1, p. 198–205, 2011.

OFFICE OF ENERGY POLICY AND SYSTEMS; OFFICE OF ENERGY POLICY AND SYSTEMS; USA GOVERNMENT. **Opportunities for Energy Efficiency Improvements in the U.S. Electricity Transmission and Distribution System.**, 2021. Disponível em: <<https://www.energy.gov/>>. Acesso em: 1 set. 2021.

OLAMAEI, J.; MAZINAN, A. H.; AREFI, A.; NIKNAM, T. A hybrid evolutionary algorithm based on ACO and SA for distribution feeder reconfiguration. In: 2010 THE 2ND INTERNATIONAL CONFERENCE ON COMPUTER AND AUTOMATION ENGINEERING (ICCAE) 2010, **Anais...** . In: 2010 THE 2ND INTERNATIONAL CONFERENCE ON COMPUTER AND AUTOMATION ENGINEERING (ICCAE). [s.l: s.n.]

OLAMEI, J.; NIKNAM, T.; AREFI, A.; MAZINAN, A. H. A novel hybrid evolutionary algorithm based on ACO and SA for distribution feeder reconfiguration with regard to DGs. In: 2011 IEEE GCC CONFERENCE AND EXHIBITION (GCC) 2011, **Anais...** . In: 2011 IEEE GCC CONFERENCE AND EXHIBITION (GCC). [s.l: s.n.]

OLIVARES, D. An Energy Management System for Isolated Microgrids Considering Uncertainty. [s. l.], p. 139, 2014.

ORTIZ, J. M. H.; POURAKBARI-KASMAEI, M.; LÓPEZ, J.; MANTOVANI, J. R. S. A stochastic mixed-integer conic programming model for distribution system expansion planning considering wind generation. **Energy Systems**, [s. l.], v. 9, n. 3, p. 551–571, 2018.

PARIHAR, S. S.; MALIK, N. Load Flow Analysis of Radial Distribution System with DG and Composite Load Model. In: 2018 INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER ENERGY, ENVIRONMENT AND INTELLIGENT CONTROL (PEEIC) 2018, **Anais...** . In: 2018 INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER ENERGY, ENVIRONMENT AND INTELLIGENT CONTROL (PEEIC). [s.l: s.n.]

PEÑALOZA MORÁN, J. E.; YUMBLA ROMERO, J. G. Reconfiguración óptima del sistema de distribución con generación distribuida de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. [s. l.], 2018. Disponível em: <<http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/31477>>. Acesso em: 6 ago. 2021.

PES MAGAZINE. **Power and Energy Magazine - Volume 19: Issue 1-January/February 2021: Choice in Tools and Design.** 2021. Disponível em: <https://resourcecenter.ieee-pes.org/publications/power-and-energy-magazine/PES_TP_MAG_PE_V19_N1.html>. Acesso em: 1 ago. 2021.

PFENNINGER, S.; STAFFELL, I. Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. **Energy**, [s. l.], v. 114, p. 1251–1265, 2016.

POSSAGNOLO, L. H. F. M. [UNESP. Reconfiguração de sistemas de distribuição operando em vários níveis de demanda através de uma meta-heurística de busca em vizinhança variável. **Aleph**, [s. l.], p. 184 f. : il., 2015.

RADHA, B.; RUGHOPUTH, H. C. S. Optimal network reconfiguration of electrical distribution systems using real coded quantum inspired evolutionary algorithm. In: 2010 INTERNATIONAL CONFERENCE ON NETWORKING, SENSING AND CONTROL (ICNSC) 2010, **Anais...** . In: 2010 INTERNATIONAL CONFERENCE ON NETWORKING, SENSING AND CONTROL (ICNSC). [s.l: s.n.]

REZAEI, P.; VAKILIAN, M. Distribution system efficiency improvement by reconfiguration and capacitor placement using a modified particle swarm optimization algorithm. In: 2010 MODERN ELECTRIC POWER SYSTEMS 2010, **Anais...** . In: 2010 MODERN ELECTRIC POWER SYSTEMS. [s.l: s.n.]

RITCHIE, W. M.; BEARD, P. W.; BARKER, A.; LEWIS, D. G. T. Loss reduction-an overview of the problems and solutions. **Power Technol Int**, [s. l.], p. 191–194, 1988.

RUGTHACHAROENCHEEP, N.; SIRISUMRANNUKUL, S. Optimal feeder reconfiguration with distributed generators in distribution system by fuzzy multiobjective and Tabu search. In: 2009 INTERNATIONAL CONFERENCE ON SUSTAINABLE POWER GENERATION AND SUPPLY 2009, Nanjing. **Anais...** . In: 2009 INTERNATIONAL CONFERENCE ON SUSTAINABLE POWER GENERATION AND SUPPLY. SUPERGEN 2009. Nanjing: IEEE, 2009. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/5348230/>>. Acesso em: 16 fev. 2021.

RUPOLO, D.; ROBERTO SANCHES MANTOVANI, J. Reconfiguration of Radial Electric Power Distribution System via a Scatter Search Algorithm. **IEEE Latin America Transactions**, [s. l.], v. 13, n. 4, p. 1022–1028, 2015.

SABILLON-ANTUNEZ, C.; MELGAR-DOMINGUEZ, O. D.; FRANCO, J. F.; LAVORATO, M.; RIDER, M. J. Volt-VAR Control and Energy Storage Device Operation to Improve the Electric Vehicle Charging Coordination in Unbalanced Distribution Networks. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [s. l.], v. 8, n. 4, p. 1560–1570, 2017.

SANNIGRAHI, S.; GHATAK, S. R.; ACHARJEE, P. Multi-Scenario Based Bi-Level Coordinated Planning of Active Distribution System Under Uncertain Environment. **IEEE Transactions on Industry Applications**, [s. l.], v. 56, n. 1, p. 850–863, 2020.

SANTOS, S. F.; FITIWI, D. Z.; CRUZ, M. R. M.; CABRITA, C. M. P.; CATALÃO, J. P. S. Impacts of optimal energy storage deployment and network reconfiguration on renewable integration level in distribution systems. **Applied Energy**, [s. l.], p. 12, 2017.

SHIRMOHARMNADI, D.; HONG, H. W.; LUO, G. X. A COMPENSATION-BASED POWER FLOW METHOD FOR WEAKLY MESHED DISTRIBUTION AND TRANSMISSION NETWORKS. [s. l.], p. 10, [s.d.].

SILVEIRA, C. L. B.; TABARES, A.; FARIA, L. T.; FRANCO, J. F. Mathematical optimization versus Metaheuristic techniques: A performance comparison for reconfiguration of distribution systems. **Electric Power Systems Research**, [s. l.], v. 196, p. 107272, 2021.

SOYSTER, A. L. Technical Note—Convex Programming with Set-Inclusive Constraints and Applications to Inexact Linear Programming. **Operations Research**, [s. l.], v. 21, n. 5, p. 1154–1157, 1973.

SRINIVASA RAO, R.; NARASIMHAM, S. V. L.; RAMALINGA RAJU, M.; SRINIVASA RAO, A. Optimal Network Reconfiguration of Large-Scale Distribution System Using Harmony Search Algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s. l.], v. 26, n. 3, p. 1080–1088, 2011.

STAFFELL, I.; PFENNINGER, S. Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. **Energy**, [s. l.], v. 114, p. 1224–1239, 2016.

STRBAC, G.; PAPADASKALOPOULOS, D.; CHRYSANTHOPOULOS, N.; ESTANQUEIRO, A.; ALGARVIO, H.; LOPES, F.; DE VRIES, L.; MORALES-ESPAÑA, G.; SIJM, J.; HERNANDEZ-SERNA, R.; KIVILUOMA, J.; HELISTO, N. Decarbonization of Electricity Systems in Europe: Market Design Challenges. **IEEE Power and Energy Magazine**, [s. l.], v. 19, n. 1, p. 53–63, 2021.

SUDHA RANI, D.; SUBRAHMANYAM, N.; SYDULU, M. Improved Music Based Harmony Search algorithm for Optimal Network Reconfiguration. In: 2012 ANNUAL IEEE INDIA CONFERENCE (INDICON) 2012, **Anais...** . In: 2012 ANNUAL IEEE INDIA CONFERENCE (INDICON). [s.l: s.n.]

SUDHA RANI, D.; SUBRAHMANYAM, N.; SYDULU, M. Self Adaptive Harmony Search algorithm for Optimal Network Reconfiguration. In: 2014 POWER AND ENERGY CONFERENCE AT ILLINOIS (PECI) 2014, **Anais...** . In: 2014 POWER AND ENERGY CONFERENCE AT ILLINOIS (PECI). [s.l: s.n.]

SUN, R.; LIU, Y. Preference-based Multiobjective Evolutionary Algorithm for Power Network Reconfiguration. In: 2019 IEEE CONGRESS ON EVOLUTIONARY COMPUTATION (CEC) 2019, **Anais...** . In: 2019 IEEE CONGRESS ON EVOLUTIONARY COMPUTATION (CEC). [s.l: s.n.]

TAHER, S. A.; KARIMI, M. H. Optimal reconfiguration and DG allocation in balanced and unbalanced distribution systems. **Ain Shams Engineering Journal**, [s. l.], v. 5, n. 3, p. 735–749, 2014.

TANABE, T.; FUNABASHI, T.; NARA, K.; MISHIMA, Y.; YOKOYAMA, R. A loss minimum re-configuration algorithm of distribution systems under three-phase unbalanced condition. In: 2008 IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING - CONVERSION AND DELIVERY OF ELECTRICAL ENERGY IN THE 21ST CENTURY 2008, Pittsburgh, PA, USA. **Anais...** . In: ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING. Pittsburgh, PA, USA: IEEE, 2008. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/4596121/>>. Acesso em: 16 fev. 2021.

TIAN, Z.; WU, W.; ZHANG, B.; BOSE, A. Mixed-integer second-order cone programming model for VAR optimisation and network reconfiguration in active

distribution networks. **IET Generation, Transmission & Distribution**, [s. l.], v. 10, n. 8, p. 1938–1946, 2016.

TRIPATHY, S. C.; PRASAD, G. D.; MALIK, O. P.; HOPE, G. S. Load-Flow Solutions for Ill-Conditioned Power Systems by a Newton-Like Method. **IEEE Power Engineering Review**, [s. l.], v. PER-2, n. 10, p. 25–26, 1982.

TYAGI, A.; VERMA, A.; BIJWE, P. R. Reconfiguration of balanced and unbalanced distribution systems for cost minimization. In: TENCON 2017 - 2017 IEEE REGION 10 CONFERENCE 2017, Penang. **Anais...** . In: TENCON 2017 - 2017 IEEE REGION 10 CONFERENCE. Penang: IEEE, 2017. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/8228223/>>. Acesso em: 21 fev. 2021.

VAHID, M. Z.; SADEGH, M. O. A new method to reduce losses in distribution networks using system reconfiguration with distributed generations using self-adaptive harmony search algorithm. In: 2015 4TH IRANIAN JOINT CONGRESS ON FUZZY AND INTELLIGENT SYSTEMS (CFIS) 2015, **Anais...** . In: 2015 4TH IRANIAN JOINT CONGRESS ON FUZZY AND INTELLIGENT SYSTEMS (CFIS). [s.l: s.n.]

VIOTTO, MARCEL EDUARDO. **Alocação de Chaves para Transferências Automáticas de Cargas entre Subestações Utilizando Algoritmo Busca Tabu Reativa**. 2009. [s. l.], 2009.

VIRAL, R.; KHATOD, D. K. Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 16, n. 7, p. 5146–5165, 2012.

WANG, C.; ZHANG, Y. Distribution Network Reconfiguration Basedl on Modified Particle Swarm Optimization Algorithm. In: 2006 INTERNATIONAL CONFERENCE ON MACHINE LEARNING AND CYBERNETICS 2006, **Anais...** . In: 2006 INTERNATIONAL CONFERENCE ON MACHINE LEARNING AND CYBERNETICS. [s.l: s.n.]

WU, Y.-K.; LEE, C.-Y.; LIU, L.-C.; TSAI, S.-H. Study of Reconfiguration for the Distribution System With Distributed Generators. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [s. l.], v. 25, n. 3, p. 1678–1685, 2010.

XIAO, J.; LI, J.; WANG, X. Network reconfiguration of the shipboard power system based on logistic function particle swarm optimization. In: 2008 7TH WORLD CONGRESS ON INTELLIGENT CONTROL AND AUTOMATION 2008, **Anais...** . In: 2008 7TH WORLD CONGRESS ON INTELLIGENT CONTROL AND AUTOMATION. [s.l: s.n.]

YANG, J. Research on Optimized Reconfiguration of Distributed Distribution Network Based on Ant Colony Optimization Algorithm. In: 2020 INTERNATIONAL CONFERENCE ON COMPUTER ENGINEERING AND APPLICATION (ICCEA) 2020, **Anais...** . In: 2020 INTERNATIONAL CONFERENCE ON COMPUTER ENGINEERING AND APPLICATION (ICCEA). [s.l: s.n.]

YOUNG-JAE JEON; JAE-CHUL KIM. Network reconfiguration in radial distribution system using simulated annealing and Tabu search. In: 2000 IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING. CONFERENCE PROCEEDINGS

(CAT. NO.00CH37077) 2000, Singapore. **Anais...** . In: 2000 IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING. CONFERENCE PROCEEDINGS. Singapore: IEEE, 2000. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/847169/>>. Acesso em: 9 mar. 2021.

ZADEH, L. A. Fuzzy sets. **Information and Control**, [s. l.], v. 8, n. 3, p. 338–353, 1965.

ZHENG, W.; HUANG, W.; HILL, D. J.; HOU, Y. An Adaptive Distributionally Robust Model for Three-Phase Distribution Network Reconfiguration. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [s. l.], p. 1–1, 2020.

ZHU, J. Z. Optimal reconfiguration of electrical distribution network using the refined genetic algorithm. **Electric Power Systems Research**, [s. l.], v. 62, n. 1, p. 37–42, 2002.

ZIDAN, A.; EL-SAADANY, E. F. Network reconfiguration in balanced and unbalanced distribution systems with variable load demand for loss reduction and service restoration. In: 2012 IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING 2012, San Diego, CA. **Anais...** . In: 2012 IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING. NEW ENERGY HORIZONS - OPPORTUNITIES AND CHALLENGES. San Diego, CA: IEEE, 2012. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6344614/>>. Acesso em: 3 jan. 2021.

ZIDAN, A.; FARAG, H. E.; EL-SAADANY, E. F. Network reconfiguration in balanced and unbalanced distribution systems with high DG penetration. In: 2011 IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING 2011, San Diego, CA. **Anais...** . In: 2011 IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING. San Diego, CA: IEEE, 2011. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/6039066/>>. Acesso em: 21 fev. 2021.

ANEXO A. Cenários de operação

	Cenário		Nível de carga (pu)	Irradiação solar (W/m^2)	Probabilidade
Período da manhã	0	1	0.8188	0	0.55
	0	2	0.7313	0	0.45
	1	1	0.6921	0	0.5625
	1	2	0.6253	0	0.4375
	2	1	0.6648	0	0.575
	2	2	0.5966	0	0.425
	3	1	0.6731	1.0408	0.575
	3	2	0.6085	0	0.425
	4	1	0.7485	285.4986	0.5625
	4	2	0.7349	157.4853	0.4375
	5	1	0.8372	692.0944	0.675
	5	2	0.8266	418.2571	0.325
	6	1	0.8824	563.262	0.325
	6	2	0.9016	922.7541	0.675
	7	1	0.9365	894.5216	0.5625
	7	2	0.929	563.8209	0.4375
Período da tarde e noite	8	1	0.9278	625.9332	0.4625
	8	2	0.9447	385.9255	0.5375
	9	1	0.996	178.2862	0.5625
	9	2	0.8992	125.7397	0.4375
	10	1	0.8888	0.0001	0.4875
	10	2	0.9807	0.0002	0.5125
	11	1	0.8686	0	0.4625
	11	2	0.9521	0	0.5375

Fonte: Elaboração do próprio autor.

ANEXO B. Dados dos sistemas testados

Sistema de distribuição de 69 Barras

DADOS DAS LINHAS

N_i	N_j	R_{ij}	X_{ij}	N_i	N_j	R_{ij}	X_{ij}	N_i	N_j	R_{ij}	X_{ij}
1	2	0.0005	0.0012	26	27	0.1732	0.0572	51	52	0.145	0.0738
2	3	0.0005	0.0012	3	28	0.0044	0.0108	52	53	0.7105	0.3619
3	4	0.0015	0.0036	28	29	0.064	0.1565	53	54	1.041	0.5302
4	5	0.0251	0.0294	29	30	0.3978	0.1315	11	55	0.2012	0.0611
5	6	0.366	0.1864	30	31	0.0702	0.0232	55	56	0.0047	0.0014
6	7	0.3811	0.1941	31	32	0.351	0.116	12	57	0.7394	0.2444
7	8	0.0922	0.047	32	33	0.839	0.2816	57	58	0.0047	0.0016
8	9	0.0493	0.0251	33	34	1.708	0.5646	3	59	0.0044	0.0108
9	10	0.819	0.2707	34	35	1.474	0.4873	59	60	0.064	0.1565
10	11	0.1872	0.0619	4	36	0.0034	0.0084	60	61	0.1053	0.123
11	12	0.7114	0.2351	36	37	0.0851	0.2083	61	62	0.0304	0.0355
12	13	1.03	0.34	37	38	0.2898	0.7091	62	63	0.0018	0.0021
13	14	1.044	0.345	38	39	0.0822	0.2011	63	64	0.7283	0.8509
14	15	1.058	0.3496	8	40	0.0928	0.0473	64	65	0.31	0.3623
15	16	0.1966	0.065	40	41	0.3319	0.1114	65	66	0.041	0.0478
16	17	0.3744	0.1238	9	42	0.174	0.0886	66	67	0.0092	0.0116
17	18	0.0047	0.0016	42	43	0.203	0.1034	67	68	0.1089	0.1373
18	19	0.3276	0.1083	43	44	0.2842	0.1447	68	69	0.0009	0.0012
19	20	0.2106	0.0696	44	45	0.2813	0.1433	11	66	0.5	0.5
20	21	0.3416	0.1129	45	46	1.59	0.5337	13	21	0.5	0.5
21	22	0.014	0.0046	46	47	0.7837	0.263	15	69	1	0.5
22	23	0.1591	0.0526	47	48	0.3042	0.1006	39	48	2	1
23	24	0.3463	0.1145	48	49	0.3861	0.1172	27	54	1	0.5
24	25	0.7488	0.2475	49	50	0.5075	0.2585	-	-	-	-
25	26	0.3089	0.1021	50	51	0.0974	0.0496	-	-	-	-

DADOS DAS BARRAS

Barra	P (kW)	Q (kVAr)	Barra	P (kW)	Q (kVAr)	Barra	P (kW)	Q (kVAr)
1	0	0	24	28	20	47	0	0
2	0	0	25	0	0	48	100	72
3	0	0	26	14	10	49	0	0

4	0	0	27	14	10	50	1244	888
5	0	0	28	26	18.6	51	32	23
6	2.6	2.2	29	26	18.6	52	0	0
7	40.4	30	30	0	0	53	227	162
8	75	54	31	0	0	54	59	42
9	30	22	32	0	0	55	18	13
10	28	19	33	14	10	56	18	13
11	145	104	34	19.5	14	57	28	20
12	145	104	35	6	4	58	28	20
13	8	5.5	36	0	0	59	26	18.55
14	8	5.5	37	79	56.4	60	26	18.55
15	0	0	38	384.7	274.5	61	0	0
16	45.5	30	39	384.7	274.5	62	24	17
17	60	35	40	40.5	28.3	63	24	17
18	60	35	41	3.6	3.7	64	1.2	1
19	0	0	42	4.35	3.5	65	0	0
20	1	0.6	43	26.4	19	66	6	4.3
21	114	81	44	24	17.2	67	0	0
22	5.5	3.5	45	0	0	68	39.22	26.3
23	0	0	46	0	0	69	39.22	26.3

Sistema de distribuição de 136 Barras

DADOS DAS LINHAS

N_i	N_j	R_{ij}	X_{ij}	N_i	N_j	R_{ij}	X_{ij}	N_i	N_j	R_{ij}	X_{ij}
0	1	0.33205	0.76653	62	63	0.06003	0.13858	154	155	0.45774	1.05669
1	2	0.00188	0.00433	63	64	0.03002	0.06929	155	156	0.20298	0.26373
2	3	0.22324	0.51535	64	65	0.02064	0.04764	156	157	0.21348	0.27737
3	4	0.09943	0.22953	62	67	0.10881	0.25118	157	158	0.54967	0.28914
4	5	0.15571	0.35945	67	68	0.25588	0.1346	158	159	0.54019	0.28415
5	6	0.16321	0.37677	68	69	0.41699	0.21934	157	160	0.0455	0.05911
6	7	0.11444	0.26417	69	70	0.50228	0.26421	160	162	0.47385	0.24926
6	9	0.05675	0.05666	70	71	0.3317	0.17448	162	163	0.86241	0.45364
9	10	0.52124	0.27418	71	72	0.20849	0.10967	163	164	0.56862	0.29911
9	12	0.10877	0.1086	56	73	0.13882	0.32047	158	200	0.77711	0.40878
12	13	0.39803	0.20937	0	75	0.0075	0.01732	200	201	1.08038	0.5683
12	15	0.91744	0.31469	75	76	0.27014	0.62362	159	202	1.09933	0.57827
12	17	0.11823	0.11805	76	77	0.3827	0.88346	202	203	0.47385	0.24926
17	18	0.50228	0.26421	77	78	0.33018	0.7622	154	204	0.32267	0.74488

17	20	0.05675	0.05666	78	80	0.3283	0.75787	204	205	0.14633	0.33779
20	21	0.29379	0.15454	80	81	0.17072	0.39409	205	206	0.12382	0.28583
0	24	0.33205	0.76653	81	82	0.55914	0.29412	0	207	0.01126	0.02598
24	25	0.00188	0.00433	81	83	0.05816	0.13425	207	208	0.6491	1.49842
25	26	0.22324	0.51535	83	84	0.7013	0.3689	208	209	0.04502	0.10394
26	27	0.10881	0.25118	84	85	1.02352	0.53839	209	210	0.5264	0.18056
27	28	0.71078	0.37388	83	86	0.06754	0.15591	209	211	0.02064	0.04764
27	29	0.18197	0.42008	86	87	1.32352	0.45397	211	212	0.53071	0.27917
29	30	0.30326	0.15952	0	121	0.01126	0.02598	211	214	0.09755	0.2252
29	32	0.02439	0.0563	121	122	0.72976	1.68464	214	215	0.11819	0.27283
32	33	0.04502	0.10394	122	123	0.22512	0.51968	214	217	0.13882	0.32047
33	34	0.01876	0.04331	123	124	0.20824	0.48071	217	218	0.04315	0.09961
34	35	0.11823	0.11805	124	125	0.0469	0.10827	218	219	0.09192	0.2122
35	36	0.02365	0.02361	125	127	0.6195	0.61857	219	220	0.16134	0.37244
36	37	0.18954	0.0997	127	128	0.34049	0.33998	220	221	0.37832	0.37775
37	38	0.39803	0.20937	128	129	0.56862	0.29911	221	222	0.39724	0.39664
36	39	0.05675	0.05666	128	130	0.10877	0.1086	222	223	0.2932	0.29276
39	40	0.09477	0.04985	130	131	0.56862	0.29911	7	86	0.13132	0.30315
40	41	0.41699	0.21934	0	133	0.01126	0.02598	10	32	0.26536	0.13958
41	42	0.11372	0.05982	133	134	0.41835	0.96575	20	130	0.14187	0.14166
39	43	0.07566	0.07555	134	135	0.10499	0.13641	46	223	0.08512	0.08499
43	44	0.3696	0.19442	134	136	0.43898	1.01338	33	61	0.04502	0.10394
44	45	0.26536	0.13958	136	137	0.0752	0.02579	59	145	0.14187	0.14166
43	46	0.05675	0.05666	137	138	0.07692	0.17756	65	147	0.14187	0.14166
0	48	0.33205	0.76653	138	139	0.33205	0.76653	73	206	0.0394	0.09094
48	49	0.11819	0.27283	139	141	0.08442	0.19488	78	125	0.12944	0.29882
49	50	2.96288	1.01628	141	142	0.1332	0.30748	125	219	0.01688	0.03898
49	51	0.00188	0.00433	142	143	0.2932	0.29276	131	223	0.3317	0.17448
51	52	0.06941	0.16024	143	144	0.21753	0.21721	139	154	0.14187	0.14166
52	53	0.81502	0.42872	144	145	0.26482	0.26443	138	217	0.07692	0.17756
52	54	0.06378	0.14724	142	146	0.10318	0.23819	138	153	0.07692	0.17756
54	55	0.13132	0.30315	146	147	0.13507	0.31181	141	154	0.07692	0.17756
55	56	0.06191	0.14291	0	148	0.00938	0.02165	141	220	0.07692	0.17756
56	57	0.11444	0.26417	148	149	0.16884	0.38976	145	206	0.26482	0.26443
57	58	0.28374	0.28331	149	150	0.11819	0.27283	160	56	0.49696	0.64567
58	59	0.28374	0.28331	150	152	2.28608	0.78414	212	122	0.17059	0.08973
57	61	0.04502	0.10394	150	153	0.45587	1.05236	215	123	0.05253	0.12126
61	62	0.02626	0.06063	153	154	0.696	1.60669	223	147	0.2932	0.29276

DADOS DAS BARRAS

Barra	P (kW)	Q (kVAr)	Barra	P (kW)	Q (kVAr)	Barra	P (kW)	Q (kVAr)
0	0	0	55	458.556	194.388	141	87.312	37.013
1	0	0	56	262.962	111.473	142	0	0
2	47.78	19.009	57	235.761	99.942	143	74.001	31.37
3	42.551	16.929	58	0	0	144	232.05	98.369
4	87.022	34.622	59	109.215	46.298	145	141.819	60.119
5	311.31	123.855	61	0	0	146	0	0
6	148.869	59.228	62	72.809	30.865	147	76.449	32.408
7	238.672	94.956	63	258.473	109.57	148	0	0
9	62.299	24.786	64	69.169	29.322	149	51.322	21.756
10	124.598	49.571	65	21.843	9.26	150	59.874	25.381
12	140.175	55.768	67	0	0	152	9.065	3.843
13	116.813	46.474	68	20.527	8.702	153	2.092	0.887
15	249.203	99.145	69	150.548	63.819	154	16.735	7.094
17	291.447	115.952	70	220.687	93.552	155	1506.522	638.634
18	303.72	120.835	71	92.384	39.163	156	313.023	132.694
20	215.396	85.695	72	0	0	157	79.831	33.842
21	198.586	79.007	73	226.693	96.098	158	51.322	21.756
24	0	0	75	0	0	159	0	0
25	0	0	76	294.016	116.974	160	202.435	85.815
26	0	0	77	83.015	33.028	162	60.823	25.784
27	30.127	14.729	78	83.015	33.028	163	45.618	19.338
28	230.972	112.92	80	103.77	41.285	164	0	0
29	60.256	29.458	81	176.408	70.184	200	157.07	66.584
30	230.972	112.92	82	83.015	33.028	201	0	0
32	120.507	58.915	83	217.917	86.698	202	250.148	106.041
33	0	0	84	23.294	9.267	203	0	0
34	56.981	27.857	85	5.075	2.019	204	69.809	29.593
35	364.665	178.281	86	72.638	28.899	205	32.072	13.596
36	0	0	87	405.99	161.523	206	61.084	25.894
37	124.647	60.939	121	0	0	207	0	0
38	56.981	27.857	122	100.182	42.468	208	94.622	46.26
39	0	0	123	142.523	60.417	209	49.858	24.375
40	85.473	41.787	124	96.042	40.713	210	123.164	60.214
41	0	0	125	300.454	127.366	211	78.35	38.304
42	396.735	193.96	127	141.238	59.873	212	145.475	71.121
43	0	0	128	279.847	118.631	214	21.369	10.447
44	181.152	88.563	129	87.312	37.013	215	74.789	36.564
45	242.172	118.395	130	243.849	103.371	217	227.926	111.431

46	75.316	36.821	131	247.75	105.025	218	35.614	17.411
48	0	0	133	0	0	219	249.295	121.877
49	1.254	0.531	134	89.878	38.101	220	316.722	154.842
50	6.274	2.66	135	1137.28	482.108	221	333.817	163.199
51	0	0	136	458.339	194.296	222	249.295	121.877
52	117.88	49.971	137	385.197	163.29	223	0	0
53	62.668	26.566	138	0	0			
54	172.285	73.034	139	79.608	33.747			

Sistema de distribuição de 880 Barras

DADOS DAS LINHAS

N_i	N_j	R_{ij}	X_{ij}	N_i	N_j	R_{ij}	X_{ij}	N_i	N_j	R_{ij}	X_{ij}
1	2	0	0	298	299	0.137	0.136	596	597	0.077	0.024
1	3	0	0	182	300	0.136	0.136	597	598	0.088	0.027
3	4	0.03	0.03	300	301	0.136	0.136	598	599	0.088	0.028
4	5	0.031	0.03	301	302	0.141	0.141	599	600	0.088	0.028
5	6	0.031	0.031	302	303	0.141	0.141	585	601	0.01	0.01
6	7	0.031	0.031	303	304	0.174	0.174	601	602	0.047	0.047
7	8	0.107	0.06	304	305	0.748	0.234	602	603	0.047	0.047
8	9	0.108	0.06	305	306	0.748	0.234	603	604	0.047	0.047
5	10	0.031	0.03	306	307	0.174	0.174	604	605	0.09	0.09
10	11	0.031	0.031	306	308	0.748	0.234	605	606	0.09	0.09
11	12	0.031	0.031	308	309	0.832	0.261	606	607	0.09	0.09
12	13	0.031	0.031	309	310	0.835	0.261	607	608	0.09	0.09
12	14	0.031	0.031	304	311	0.174	0.174	608	609	0.09	0.09
14	15	0.031	0.031	311	312	0.174	0.174	609	610	0.09	0.09
5	16	0.031	0.031	302	313	0.141	0.141	609	611	0.09	0.09
16	17	0.062	0.062	313	314	0.145	0.144	611	612	0.09	0.09
17	18	0.062	0.062	314	315	0.145	0.144	606	613	0.09	0.09
18	19	0.062	0.062	315	316	0.574	0.131	614	613	0.09	0.09
19	20	0.062	0.062	316	317	0.575	0.131	615	614	0.09	0.09
20	21	0.062	0.062	315	318	0.15	0.149	615	616	0.09	0.09
18	22	0.062	0.062	318	319	0.15	0.149	615	617	0.09	0.09
22	23	0.068	0.068	319	320	0.151	0.15	617	618	0.109	0.109
23	24	0.097	0.097	320	321	0.151	0.15	618	619	0.48	0.15
24	25	0.097	0.097	318	322	0.15	0.149	619	620	0.481	0.151

25	26	0.098	0.097	322	323	0.15	0.149	618	621	0.109	0.109
26	27	0.098	0.097	315	324	0.145	0.144	621	622	0.109	0.109
27	28	0.098	0.097	324	325	0.145	0.144	622	623	0.109	0.109
28	29	0.098	0.098	302	326	0.141	0.141	618	624	0.126	0.126
25	30	0.097	0.097	326	327	0.141	0.141	624	625	0.126	0.126
30	31	0.097	0.097	1	328	0	0	615	626	0.09	0.09
31	32	0.098	0.097	1	329	0	0	626	627	0.094	0.094
32	33	0.099	0.098	329	330	0.085	0.084	627	628	0.094	0.094
33	34	0.1	0.1	330	331	0.085	0.084	615	629	0.09	0.09
34	35	0.115	0.114	331	332	0.085	0.085	629	630	0.108	0.108
35	36	0.116	0.116	332	333	0.134	0.134	630	631	0.108	0.108
36	37	0.129	0.129	333	334	0.134	0.134	631	632	0.108	0.108
37	38	0.129	0.129	334	335	0.134	0.134	630	633	0.126	0.126
38	39	0.129	0.129	335	336	0.174	0.174	633	634	0.126	0.126
39	40	0.129	0.129	336	337	0.174	0.174	635	615	0.09	0.09
40	41	0.162	0.162	337	338	0.174	0.174	636	635	0.095	0.095
41	42	0.165	0.165	338	339	0.212	0.211	615	637	0.387	0.121
42	43	0.167	0.167	339	340	0.212	0.211	637	638	0.456	0.143
43	44	0.167	0.167	340	341	0.212	0.211	638	639	0.456	0.143
38	45	0.129	0.129	341	342	0.212	0.211	606	640	0.09	0.09
45	46	0.129	0.129	342	343	0.212	0.211	640	641	0.128	0.128
46	47	0.307	0.171	340	344	0.212	0.211	641	642	0.128	0.128
47	48	0.307	0.172	344	345	0.212	0.211	642	643	0.128	0.128
48	49	0.307	0.172	345	346	0.212	0.211	643	644	0.145	0.145
47	50	0.308	0.172	346	347	0.909	0.285	644	645	0.146	0.145
50	51	0.309	0.172	347	348	0.938	0.294	645	646	0.146	0.145
38	52	0.129	0.129	348	349	0.219	0.218	646	647	0.146	0.145
52	53	0.129	0.129	346	350	0.255	0.254	647	648	0.146	0.146
53	54	0.129	0.129	340	351	0.212	0.211	645	649	0.146	0.145
32	55	0.214	0.12	337	352	0.174	0.174	649	650	0.146	0.145
55	56	0.266	0.149	352	353	0.174	0.174	650	651	0.146	0.146
56	57	0.294	0.164	353	354	0.182	0.182	651	652	0.146	0.146
57	58	0.298	0.167	354	355	0.182	0.182	652	653	0.146	0.146
58	59	0.136	0.136	337	356	0.174	0.174	653	654	0.16	0.16
56	60	0.121	0.121	356	357	0.175	0.174	654	655	0.16	0.16
60	61	0.122	0.121	357	358	0.175	0.174	655	656	0.161	0.16
25	62	0.098	0.097	337	359	0.749	0.234	654	657	0.728	0.228
62	63	0.1	0.099	359	360	0.871	0.273	657	658	0.728	0.228
63	64	0.115	0.115	360	361	0.871	0.273	658	659	0.729	0.228
64	65	0.116	0.116	361	362	0.872	0.273	653	660	0.708	0.222

65	66	0.133	0.133	334	363	0.134	0.134	660	661	0.709	0.222
66	67	0.134	0.133	363	364	0.134	0.134	661	662	0.71	0.222
67	68	0.134	0.133	364	365	0.134	0.134	651	663	0.146	0.146
68	69	0.134	0.133	334	366	0.134	0.134	663	664	0.154	0.154
69	70	0.134	0.134	366	367	0.134	0.134	664	665	0.156	0.155
70	71	0.134	0.134	367	368	0.163	0.163	665	666	0.156	0.155
71	72	0.294	0.164	368	369	0.163	0.163	664	667	0.156	0.156
72	73	0.357	0.199	369	370	0.163	0.163	667	668	0.157	0.157
73	74	0.357	0.199	369	371	0.163	0.163	668	669	0.165	0.165
71	75	0.575	0.18	371	372	0.163	0.163	669	670	0.179	0.179
75	76	0.653	0.204	369	373	0.163	0.163	670	671	0.181	0.181
76	77	0.654	0.205	373	374	0.163	0.163	671	672	0.181	0.181
71	78	0.134	0.134	374	375	0.163	0.163	670	673	0.179	0.179
78	79	0.173	0.173	331	376	0.085	0.085	673	674	0.18	0.179
68	80	0.134	0.133	376	377	0.085	0.085	669	675	0.165	0.165
80	81	0.162	0.161	377	378	0.091	0.091	675	676	0.165	0.165
81	82	0.162	0.161	378	379	0.103	0.103	668	677	0.159	0.159
82	83	0.162	0.162	379	380	0.113	0.113	677	678	0.159	0.159
83	84	0.206	0.206	380	381	0.113	0.113	678	679	0.159	0.159
84	85	0.206	0.206	381	382	0.113	0.113	677	680	0.163	0.162
85	86	0.207	0.206	382	383	0.113	0.113	680	681	0.164	0.164
86	87	0.207	0.206	383	384	0.15	0.15	681	682	0.172	0.171
87	88	0.207	0.206	384	385	0.15	0.15	682	683	0.172	0.171
88	89	0.207	0.206	385	386	0.15	0.15	683	684	0.172	0.172
85	90	0.207	0.206	386	387	0.15	0.15	684	685	0.173	0.173
90	91	0.207	0.206	387	388	0.15	0.15	685	686	0.173	0.173
91	92	0.207	0.206	388	389	0.151	0.15	683	687	0.172	0.172
93	92	0.337	0.229	388	390	0.653	0.204	687	688	0.21	0.21
94	93	0.342	0.232	390	391	0.653	0.204	683	689	0.172	0.172
95	94	1.027	0.321	385	392	0.15	0.15	689	690	0.172	0.172
95	96	1.027	0.321	392	393	0.15	0.15	683	691	0.172	0.172
96	97	1.027	0.322	393	394	0.151	0.15	681	692	0.164	0.164
92	98	0.888	0.278	394	395	0.151	0.15	692	693	0.164	0.164
98	99	0.977	0.306	395	396	0.158	0.158	693	694	0.164	0.164
99	100	0.98	0.307	396	397	0.179	0.178	667	695	0.158	0.157
92	101	0.97	0.304	397	398	0.179	0.178	695	696	0.158	0.157
101	102	0.226	0.226	398	399	0.179	0.179	651	697	0.146	0.146
92	103	0.888	0.278	396	400	0.167	0.166	697	698	0.159	0.158
103	104	0.981	0.307	400	401	0.167	0.167	645	699	0.146	0.145
104	105	0.229	0.228	394	402	0.151	0.15	699	700	0.181	0.18

85	106	0.207	0.206	402	403	0.672	0.21	642	701	0.128	0.128
106	107	0.234	0.234	403	404	0.673	0.211	701	702	0.128	0.128
107	108	0.234	0.234	385	405	0.15	0.15	702	703	0.129	0.128
108	109	0.235	0.234	405	406	0.15	0.15	642	704	0.128	0.128
109	110	0.235	0.234	381	407	0.113	0.113	704	705	0.653	0.204
110	111	0.235	0.234	407	408	0.113	0.113	705	706	0.653	0.204
108	112	0.235	0.234	408	409	0.113	0.113	706	707	0.653	0.204
112	113	0.235	0.234	331	410	0.085	0.085	707	708	0.653	0.204
113	114	0.52	0.29	410	411	0.085	0.085	603	709	0.047	0.047
114	115	0.525	0.293	411	412	0.085	0.085	709	710	0.047	0.047
115	116	0.541	0.302	412	413	0.085	0.085	710	711	0.048	0.048
116	117	0.247	0.246	412	414	0.085	0.085	711	712	0.048	0.048
82	118	0.162	0.162	414	415	0.085	0.085	712	713	0.089	0.089
118	119	0.162	0.162	416	417	0	0	713	714	0.098	0.098
119	120	0.162	0.162	416	418	0	0	714	715	0.098	0.098
120	121	0.392	0.219	418	419	0.066	0.066	715	716	0.099	0.098
121	122	0.179	0.178	419	420	0.131	0.131	716	717	0.099	0.098
120	123	0.213	0.212	420	421	0.131	0.131	717	718	0.099	0.099
120	124	0.437	0.244	421	422	0.131	0.131	715	719	0.099	0.098
124	125	0.556	0.234	422	423	0.131	0.131	719	720	0.099	0.098
125	126	0.59	0.248	423	424	0.356	0.15	715	721	0.099	0.098
126	127	0.217	0.217	424	425	0.356	0.15	721	722	0.127	0.127
127	128	0.217	0.217	424	426	0.131	0.131	722	723	0.127	0.127
126	129	0.599	0.252	426	427	0.131	0.131	723	724	0.127	0.127
129	130	0.643	0.27	421	428	0.131	0.131	724	725	0.156	0.156
130	131	0.237	0.237	428	429	0.131	0.131	725	726	0.722	0.226
125	132	0.56	0.235	429	430	0.588	0.184	726	727	0.723	0.226
132	133	0.207	0.206	421	431	0.131	0.131	723	728	0.127	0.127
120	134	0.698	0.218	431	432	0.562	0.176	728	729	0.127	0.127
134	135	0.701	0.219	432	433	0.131	0.131	723	730	0.127	0.127
135	136	0.71	0.222	433	434	0.139	0.138	730	731	0.127	0.127
136	137	0.723	0.226	434	435	0.139	0.139	731	732	0.127	0.127
137	138	0.73	0.229	435	436	0.139	0.139	711	733	0.204	0.064
138	139	0.765	0.24	436	437	0.001	0.001	733	734	0.213	0.067
139	140	0.766	0.24	437	438	0.001	0.001	734	735	0.213	0.067
140	141	0.767	0.24	438	439	0.001	0.001	735	736	0.213	0.067
141	142	0.767	0.24	437	440	0.007	0.006	711	737	0.104	0.058
82	143	0.162	0.162	440	441	0.068	0.065	737	738	0.117	0.065
143	144	0.162	0.162	441	442	0.049	0.047	738	739	0.277	0.087
144	145	0.162	0.162	442	443	0.021	0.02	739	740	0.065	0.065

145	146	0.162	0.162	443	444	0.05	0.047	603	741	0.047	0.047
146	147	0.162	0.162	444	445	0.029	0.027	741	742	0.047	0.047
146	148	0.162	0.162	444	446	0.826	0.259	742	743	0.047	0.047
68	149	0.134	0.134	446	447	0.826	0.259	583	744	0.038	0.038
149	150	0.134	0.134	444	448	0.531	0.223	744	745	0.163	0.051
150	151	0.134	0.134	448	449	0.532	0.224	745	746	0.163	0.051
66	152	0.572	0.131	443	450	0.036	0.022	746	747	0.222	0.069
152	153	0.572	0.131	450	451	0.038	0.023	747	748	0.052	0.052
153	154	0.573	0.131	451	452	0	0	748	749	0.052	0.052
65	155	0.159	0.1	452	453	0	0	744	750	0.038	0.038
155	156	0.519	0.119	442	454	0	0	750	751	0.039	0.039
156	157	0.52	0.119	454	455	0	0	744	752	0.059	0.059
18	158	0.062	0.062	441	456	0.008	0.009	752	753	0.075	0.075
158	159	0.062	0.062	456	457	0	0	752	754	0.061	0.061
1	160	0	0	457	458	0.24	0.163	583	755	0	0
1	161	0	0	458	459	0.18	0.18	755	756	0.029	0.029
161	162	0.062	0.062	459	460	0.268	0.182	756	757	0.079	0.044
162	163	0.062	0.062	440	461	0.009	0.008	757	758	0.036	0.036
163	164	0.062	0.062	461	462	0	0	758	759	0.05	0.05
164	165	0.062	0.062	440	463	0.044	0.042	759	760	0.05	0.05
165	166	0.062	0.062	463	464	0.064	0.061	757	761	0.036	0.036
166	167	0.062	0.062	464	465	0	0	761	762	0.234	0.073
166	168	0.062	0.062	465	466	0	0	762	763	0.236	0.074
168	169	0.063	0.062	464	467	0.375	0.192	757	764	0.036	0.036
163	170	0.062	0.062	467	468	0.376	0.192	764	765	0.036	0.036
170	171	0.062	0.062	463	469	0.008	0.007	416	766	0	0
171	172	0.094	0.094	463	470	0.044	0.042	416	767	0	0
163	173	0.062	0.062	470	471	0.008	0.007	416	768	0	0
173	174	0.093	0.093	471	472	0.015	0.014	768	769	0.032	0.032
174	175	0.093	0.093	472	473	0.014	0.013	769	770	0.032	0.032
175	176	0.093	0.093	473	474	0.017	0.016	770	771	0.032	0.032
175	177	0.093	0.093	474	475	0.005	0.005	771	772	0.032	0.032
177	178	0.093	0.093	475	476	0.015	0.014	772	773	0.066	0.066
178	179	0.093	0.093	476	477	0	0	773	774	0.066	0.066
175	180	0.093	0.093	477	478	0	0	774	775	0.066	0.066
180	181	0.136	0.136	474	479	0.013	0.012	775	776	0.066	0.066
181	182	0.136	0.136	479	480	0	0	776	777	0.066	0.066
182	183	0.136	0.136	480	481	0	0	777	778	0.066	0.066
183	184	0.171	0.171	474	482	0.009	0.008	776	779	0.293	0.092
184	185	0.172	0.171	472	483	0	0	779	780	0.293	0.092

185	186	0.211	0.211	483	484	0	0	780	781	0.293	0.092
186	187	0.211	0.211	470	485	0.015	0.015	774	782	0.066	0.066
187	188	0.212	0.211	485	486	0	0	782	783	0.066	0.066
188	189	0.212	0.211	486	487	0	0	783	784	0.122	0.122
189	190	0.212	0.211	485	488	0.052	0.05	784	785	0.122	0.122
187	191	0.212	0.211	488	489	0.013	0.013	785	786	0.122	0.122
191	192	0.212	0.211	488	490	0.012	0.012	786	787	0.122	0.122
192	193	0.212	0.211	490	491	0.024	0.023	787	788	0.122	0.122
193	194	0.215	0.215	491	492	0	0	785	789	0.122	0.122
194	195	0.215	0.215	492	493	0	0	789	790	0.122	0.122
193	196	0.219	0.218	490	494	0.79	0.247	790	791	0.155	0.155
196	197	0.23	0.23	494	495	0.791	0.247	791	792	0.155	0.155
197	198	0.23	0.23	495	496	0.813	0.255	792	793	0.155	0.155
198	199	0.23	0.23	496	497	0.813	0.255	793	794	0.156	0.155
197	200	0.23	0.23	497	498	0.814	0.255	794	795	0.156	0.155
200	201	0.244	0.243	488	499	0.015	0.014	795	796	0.17	0.17
201	202	0.244	0.243	499	500	0.185	0.184	796	797	0.17	0.17
202	203	0.244	0.243	500	501	0.243	0.242	792	798	0.667	0.209
201	204	0.244	0.243	501	502	0.243	0.243	798	799	0.156	0.155
204	205	0.251	0.251	499	503	0.793	0.248	792	800	0.155	0.155
205	206	0.251	0.251	503	504	0.794	0.248	785	801	0.122	0.122
196	207	0.946	0.296	504	505	0.806	0.252	801	802	0.165	0.165
207	208	0.946	0.296	505	506	0.834	0.261	802	803	0.165	0.165
208	209	0.946	0.296	506	507	0.864	0.27	803	804	0.165	0.165
193	210	0.212	0.211	507	508	0.864	0.27	804	805	0.165	0.165
210	211	0.223	0.223	508	509	0	0	805	806	0.165	0.165
211	212	0.224	0.224	506	510	0.845	0.264	803	807	0.165	0.165
212	213	0.224	0.224	510	511	0.845	0.265	807	808	0.165	0.165
211	214	0.223	0.223	511	512	0	0	808	809	0.165	0.165
214	215	0.223	0.223	505	513	0.806	0.252	809	810	0.395	0.221
211	216	0.223	0.223	513	514	0	0	810	811	0.18	0.18
193	217	0.948	0.297	435	515	0.139	0.139	809	812	0.192	0.191
217	218	0.948	0.297	432	516	0.131	0.131	812	813	0.192	0.191
218	219	0.948	0.297	516	517	0.178	0.177	813	814	0.192	0.191
219	220	0.948	0.297	517	518	0.181	0.181	814	815	0.219	0.218
220	221	0.949	0.297	518	519	0.181	0.181	815	816	0.219	0.218
221	222	0.95	0.297	519	520	0.181	0.181	816	817	0.219	0.218
222	223	0.221	0.221	520	521	0.216	0.215	816	818	0.219	0.218
221	224	0.965	0.302	521	522	0.216	0.215	818	819	0.219	0.218
224	225	0.225	0.224	522	523	0.216	0.216	819	820	0.219	0.219

219	226	0.948	0.297	523	524	0.216	0.216	816	821	0.219	0.218
226	227	0.224	0.224	524	525	0.216	0.216	821	822	0.219	0.218
227	228	0.224	0.224	522	526	0.216	0.216	813	823	0.192	0.191
228	229	0.232	0.231	526	527	0.216	0.216	823	824	0.192	0.191
229	230	0.232	0.231	527	528	0.216	0.216	824	825	0.192	0.192
228	231	0.224	0.224	528	529	0.967	0.303	813	826	0.192	0.191
231	232	0.224	0.224	529	530	0.967	0.303	826	827	0.192	0.191
219	233	0.948	0.297	528	531	0.966	0.302	827	828	0.455	0.254
233	234	0.221	0.221	531	532	0.983	0.308	828	829	0.218	0.217
234	235	0.969	0.303	532	533	1.017	0.318	829	830	0.218	0.217
235	236	0.969	0.303	532	534	1.024	0.321	830	831	0.24	0.24
234	237	0.226	0.226	534	535	1.025	0.321	831	832	0.242	0.242
237	238	0.226	0.226	531	536	1.014	0.317	832	833	0.242	0.242
187	239	0.212	0.211	536	537	1.015	0.318	830	834	0.218	0.217
239	240	0.212	0.211	537	538	1.015	0.318	834	835	0.218	0.217
185	241	0.172	0.171	528	539	0.222	0.222	809	836	0.376	0.21
241	242	0.187	0.186	539	540	0.222	0.222	836	837	0.172	0.171
242	243	0.187	0.186	528	541	0.253	0.253	774	838	0.066	0.066
243	244	0.187	0.186	541	542	0.253	0.253	838	839	0.095	0.095
243	245	0.41	0.229	542	543	0.253	0.253	839	840	0.096	0.096
243	246	0.41	0.229	543	544	0.253	0.253	840	841	0.097	0.096
246	247	0.41	0.229	544	545	0.253	0.253	841	842	0.097	0.097
247	248	0.411	0.229	542	546	0.253	0.253	842	843	0.097	0.097
248	249	0.411	0.229	546	547	0.253	0.253	843	844	0.097	0.097
185	250	0.172	0.171	547	548	0.253	0.253	844	845	0.097	0.097
250	251	0.172	0.171	528	549	0.229	0.229	842	846	0.097	0.097
251	252	0.172	0.171	549	550	0.229	0.229	846	847	0.097	0.097
185	253	0.172	0.171	550	551	1.058	0.331	847	848	0.097	0.097
253	254	0.172	0.171	551	552	0.247	0.246	848	849	0.213	0.119
254	255	0.172	0.171	549	553	0.23	0.229	849	850	0.226	0.126
255	256	0.172	0.172	553	554	0.23	0.229	850	851	0.498	0.156
256	257	0.179	0.178	554	555	0.23	0.229	851	852	0.116	0.116
257	258	0.189	0.189	522	556	0.216	0.216	852	853	0.116	0.116
258	259	0.189	0.189	556	557	0.253	0.252	851	854	0.498	0.156
259	260	0.189	0.189	557	558	0.253	0.252	854	855	0.545	0.171
258	261	0.189	0.189	558	559	0.253	0.252	855	856	0.547	0.171
257	262	0.184	0.183	559	560	0.253	0.252	856	857	0.547	0.171
262	263	0.184	0.183	560	561	0.253	0.253	848	858	0.213	0.119
255	264	0.172	0.172	561	562	1.045	0.239	858	859	0.218	0.122
264	265	0.182	0.182	562	563	1.045	0.239	859	860	0.228	0.127

265	266	0.182	0.182	563	564	1.046	0.239	860	861	0.451	0.141
255	267	0.172	0.172	561	565	0.556	0.311	861	862	0.105	0.105
267	268	0.187	0.186	565	566	0.609	0.34	860	863	0.117	0.117
268	269	0.187	0.187	566	567	1.234	0.386	863	864	0.117	0.117
255	270	0.172	0.172	567	568	1.234	0.386	864	865	0.118	0.118
270	271	0.186	0.186	568	569	0.288	0.288	842	866	0.097	0.097
271	272	0.186	0.186	566	570	0.278	0.277	839	867	0.276	0.116
272	273	0.207	0.206	561	571	0.556	0.311	867	868	0.102	0.102
273	274	0.207	0.206	571	572	0.588	0.328	868	869	0.102	0.102
274	275	0.215	0.214	572	573	0.269	0.268	771	870	0.032	0.032
275	276	0.215	0.214	558	574	0.253	0.252	870	871	0.032	0.032
273	277	0.207	0.206	574	575	0.253	0.252	771	872	0.032	0.032
277	278	0.207	0.206	575	576	0.253	0.252	872	873	0.032	0.032
273	279	0.207	0.206	519	577	0.181	0.181	873	874	0.033	0.033
279	280	0.231	0.231	577	578	0.181	0.181	874	875	0.033	0.033
271	281	0.186	0.186	519	579	0.181	0.181	874	876	0.033	0.033
281	282	0.186	0.186	579	580	0.181	0.181	876	877	0.033	0.033
255	283	0.172	0.172	580	581	0.181	0.181	769	878	0.199	0.062
283	284	0.179	0.179	416	582	0	0	878	879	0.199	0.062
284	285	0.179	0.179	582	583	0	0	879	880	0.2	0.062
285	286	0.179	0.179	583	584	0.01	0.01	44	108	0.235	0.234
286	287	0.179	0.179	584	585	0.01	0.01	261	216	0.203	0.203
285	288	0.18	0.18	585	586	0.01	0.01	381	172	0.113	0.113
288	289	0.18	0.18	586	587	0.01	0.01	176	79	0.093	0.093
289	290	0.18	0.18	587	588	0.01	0.01	502	542	0.253	0.253
290	291	0.18	0.18	588	589	0.01	0.01	515	439	0.139	0.139
289	292	0.196	0.196	588	590	0.01	0.01	753	636	0.241	0.101
292	293	0.196	0.196	590	591	0.01	0.01	725	578	0.156	0.156
182	294	0.136	0.136	585	592	0.01	0.01	558	123	0.253	0.252
294	295	0.136	0.136	592	593	0.046	0.015	616	244	0.119	0.119
295	296	0.136	0.136	593	594	0.051	0.016	570	280	0.278	0.277
296	297	0.136	0.136	594	595	0.061	0.019	397	688	0.179	0.178
296	298	0.136	0.136	595	596	0.076	0.024	803	350	0.165	0.165

DADOS DAS BARRAS

Barra	P (kW)	Q (kVAr)	Barra	P (kW)	Q (kVAr)	Barra	P (kW)	Q (kVAr)
1	0	0	295	0	0	589	41.9	10.85
2	0	0	296	0	0	590	0	0
3	0	0	297	41.19	6.91	591	0	0
4	0	0	298	0	0	592	0	0

5	0	0	299	0	0	593	0	0
6	0	0	300	0	0	594	0	0
7	0	0	301	0	0	595	0	0
8	18.02	5.33	302	0	0	596	0	0
9	0	0	303	0	0	597	0	0
10	0	0	304	0	0	598	0	0
11	0	0	305	0	0	599	0	0
12	39.77	11.77	306	0	0	600	0.8	0.21
13	0	0	307	1.91	0.32	601	0	0
14	0	0	308	0	0	602	0	0
15	0	0	309	0	0	603	0	0
16	0	0	310	26.88	4.51	604	0	0
17	0	0	311	0	0	605	0	0
18	0	0	312	13.29	2.23	606	0	0
19	0	0	313	0	0	607	0	0
20	46.77	13.84	314	0	0	608	0	0
21	0	0	315	0	0	609	0	0
22	0	0	316	0	0	610	43.63	11.3
23	0	0	317	1.42	0.24	611	0	0
24	0	0	318	0	0	612	0	0
25	0	0	319	0	0	613	0	0
26	0	0	320	0	0	614	0	0
27	0	0	321	6.49	1.09	615	0	0
28	50.75	15.02	322	0	0	616	0	0
29	0	0	323	2.99	0.5	617	0	0
30	0	0	324	0	0	618	0	0
31	0	0	325	7.53	1.26	619	0	0
32	0	0	326	0	0	620	2.17	0.56
33	0	0	327	15.39	2.58	621	41.07	10.63
34	0	0	328	0	0	622	0	0
35	0	0	329	0	0	623	0	0
36	0	0	330	0	0	624	0	0
37	0	0	331	0	0	625	4.98	1.29
38	0	0	332	0	0	626	0	0
39	0	0	333	0	0	627	0	0
40	0	0	334	0	0	628	2.17	0.56
41	0	0	335	0	0	629	0	0
42	0	0	336	0	0	630	0	0
43	0	0	337	0	0	631	0	0
44	0	0	338	0	0	632	2.4	0.62
45	0	0	339	0	0	633	0	0
46	0	0	340	0	0	634	0.65	0.17
47	0	0	341	0	0	635	0	0
48	0.04	0.01	342	0	0	636	0	0
49	0	0	343	33.22	0.16	637	0	0
50	15.83	4.68	344	0	0	638	0	0
51	0	0	345	0	0	639	3.13	0.81
52	0	0	346	0	0	640	0	0
53	39.78	11.77	347	0	0	641	0	0
54	0	0	348	0	0	642	0	0
55	0	0	349	6.11	0.03	643	0	0
56	0	0	350	0	0	644	0	0
57	0	0	351	0	0	645	0	0
58	5.14	1.52	352	0	0	646	0	0

59	0	0	353	0	0	647	0	0
60	1.46	0.43	354	0	0	648	46.42	12.02
61	0	0	355	8.45	0.04	649	0	0
62	0	0	356	0	0	650	0	0
63	0	0	357	0	0	651	0	0
64	0	0	358	83.25	0.41	652	0	0
65	0	0	359	0	0	653	0	0
66	0	0	360	0	0	654	0	0
67	0	0	361	0	0	655	0	0
68	0	0	362	0	0	656	9.44	2.44
69	0	0	363	0	0	657	0	0
70	0	0	364	0	0	658	0	0
71	0	0	365	43.08	0.21	659	2.35	0.61
72	0	0	366	0	0	660	0	0
73	0.54	0.16	367	0	0	661	0	0
74	0	0	368	0	0	662	0	0
75	0	0	369	0	0	663	0	0
76	5.3	1.57	370	0	0	664	0	0
77	0	0	371	0	0	665	0	0
78	0	0	372	0	0	666	0	0
79	0	0	373	0	0	667	0	0
80	0	0	374	0	0	668	0	0
81	0	0	375	24.67	0.12	669	0	0
82	0	0	376	0	0	670	0	0
83	0	0	377	0	0	671	0	0
84	0	0	378	0	0	672	3.95	1.02
85	0	0	379	0	0	673	0	0
86	0	0	380	0	0	674	1.07	0.28
87	0	0	381	0	0	675	0	0
88	54.13	16.02	382	0	0	676	2.54	0.66
89	0	0	383	0	0	677	0	0
90	0	0	384	0	0	678	0	0
91	0	0	385	0	0	679	43.74	11.33
92	0	0	386	0	0	680	0	0
93	0	0	387	0	0	681	0	0
94	0	0	388	0	0	682	0	0
95	0	0	389	61.23	0.3	683	0	0
96	6.25	1.85	390	0	0	684	0	0
97	0	0	391	21.3	0.1	685	0	0
98	0	0	392	0	0	686	4.02	1.04
99	0.27	0.08	393	0	0	687	0	0
100	0	0	394	0	0	688	0	0
101	16.84	4.98	395	0	0	689	0	0
102	0	0	396	0	0	690	11.73	3.04
103	0	0	397	0	0	691	0	0
104	0.5	0.15	398	0	0	692	51.71	13.39
105	0	0	399	6.05	0.03	693	0	0
106	0	0	400	0	0	694	0	0
107	0	0	401	1.64	0.01	695	0	0
108	0	0	402	0	0	696	0.76	0.2
109	0	0	403	0	0	697	0	0
110	60.76	17.98	404	3.49	0.02	698	0	0
111	0	0	405	0	0	699	0	0
112	0	0	406	0	0	700	0	0

113	0	0	407	0	0	701	0	0
114	0	0	408	0	0	702	0	0
115	0	0	409	6.53	0.03	703	29.73	7.7
116	0	0	410	0	0	704	0	0
117	0.11	0.03	411	0	0	705	0	0
118	0	0	412	0	0	706	0	0
119	0	0	413	55.59	0.27	707	0	0
120	0	0	414	0	0	708	0.18	0.05
121	0	0	415	0	0	709	0	0
122	0.72	0.21	416	0	0	710	0	0
123	0	0	417	0	0	711	0	0
124	0	0	418	0	0	712	0	0
125	0	0	419	0	0	713	0	0
126	0	0	420	0	0	714	0	0
127	0	0	421	0	0	715	0	0
128	4.78	1.42	422	0	0	716	0	0
129	0	0	423	0	0	717	0	0
130	0	0	424	0	0	718	31.78	8.23
131	1.62	0.48	425	22.12	7.65	719	0	0
132	0	0	426	0	0	720	0	0
133	1.07	0.32	427	0	0	721	0	0
134	0	0	428	0	0	722	0	0
135	0	0	429	0	0	723	0	0
136	0	0	430	7.86	2.72	724	0	0
137	0	0	431	0	0	725	0	0
138	0	0	432	0	0	726	0	0
139	0	0	433	0	0	727	6.86	1.78
140	0	0	434	0	0	728	0	0
141	0	0	435	0	0	729	0	0
142	0.03	0.01	436	0	0	730	0	0
143	0	0	437	0	0	731	0	0
144	0	0	438	0	0	732	37.76	9.78
145	0	0	439	0	0	733	0	0
146	0	0	440	0	0	734	0	0
147	61.84	18.3	441	0	0	735	0	0
148	0	0	442	0	0	736	0	0
149	0	0	443	0	0	737	0	0
150	0	0	444	0	0	738	0	0
151	62.98	18.64	445	0	0	739	0	0
152	0	0	446	0	0	740	0.75	0.19
153	0	0	447	0	0	741	0	0
154	0	0	448	0	0	742	0	0
155	0	0	449	34.97	12.09	743	71.43	18.5
156	0	0	450	0	0	744	0	0
157	0	0	451	0	0	745	0	0
158	0	0	452	0	0	746	0	0
159	0	0	453	10.07	3.48	747	0	0
160	0	0	454	0	0	748	0	0
161	0	0	455	28.16	9.74	749	0.61	0.16
162	0	0	456	0	0	750	0	0
163	0	0	457	0	0	751	1.25	0.32
164	0	0	458	0	0	752	0	0
165	0	0	459	0	0	753	0	0
166	0	0	460	0	0	754	2.6	0.67

167	49.73	8.35	461	0	0	755	0	0
168	0	0	462	12.4	4.29	756	0	0
169	0	0	463	0	0	757	0	0
170	0	0	464	0	0	758	0	0
171	0	0	465	0	0	759	0	0
172	0	0	466	16.42	5.68	760	3.93	1.02
173	0	0	467	0	0	761	0	0
174	0	0	468	1.79	0.62	762	0	0
175	0	0	469	0	0	763	2.35	0.61
176	0	0	470	0	0	764	0	0
177	0	0	471	0	0	765	6.31	1.63
178	0	0	472	0	0	766	0	0
179	66.35	11.14	473	0	0	767	0	0
180	0	0	474	0	0	768	0	0
181	0	0	475	0	0	769	0	0
182	0	0	476	0	0	770	0	0
183	0	0	477	0	0	771	0	0
184	0	0	478	6.01	2.08	772	0	0
185	0	0	479	0	0	773	0	0
186	0	0	480	0	0	774	0	0
187	0	0	481	3.12	1.08	775	0	0
188	0	0	482	0	0	776	0	0
189	0	0	483	0	0	777	0	0
190	84.31	14.15	484	3.23	1.12	778	26.16	7.72
191	0	0	485	0	0	779	0	0
192	0	0	486	0	0	780	0	0
193	0	0	487	6.72	2.32	781	31.76	9.38
194	0	0	488	0	0	782	0	0
195	0.13	0.02	489	0	0	783	0	0
196	0	0	490	0	0	784	0	0
197	0	0	491	0	0	785	0	0
198	0	0	492	0	0	786	0	0
199	1.03	0.17	493	4.88	1.69	787	0	0
200	0	0	494	0	0	788	44.64	13.18
201	0	0	495	0	0	789	0	0
202	0	0	496	0	0	790	0	0
203	12.77	2.14	497	0	0	791	0	0
204	0	0	498	3.42	1.18	792	0	0
205	0	0	499	0	0	793	0	0
206	19.56	3.28	500	0	0	794	0	0
207	0	0	501	0	0	795	0	0
208	0	0	502	0	0	796	0	0
209	3.16	0.53	503	0	0	797	0	0
210	0	0	504	0	0	798	0	0
211	0	0	505	0	0	799	25.5	7.53
212	0	0	506	0	0	800	0	0
213	12.81	2.15	507	0	0	801	0	0
214	0	0	508	0	0	802	0	0
215	2.95	0.5	509	2.52	0.87	803	0	0
216	0	0	510	0	0	804	0	0
217	0	0	511	0	0	805	0	0
218	0	0	512	2.92	1.01	806	30.35	8.96
219	0	0	513	0	0	807	0	0
220	0	0	514	4.63	1.6	808	0	0

221	0	0	515	0	0	809	0	0
222	0	0	516	0	0	810	0	0
223	14.35	2.41	517	0	0	811	0.4	0.12
224	0	0	518	0	0	812	0	0
225	21.2	3.56	519	0	0	813	0	0
226	0	0	520	0	0	814	0	0
227	0	0	521	0	0	815	0	0
228	0	0	522	0	0	816	0	0
229	0	0	523	0	0	817	0	0
230	1	0.17	524	0	0	818	0	0
231	0	0	525	41.06	14.2	819	0	0
232	1.49	0.25	526	0	0	820	16.94	5
233	0	0	527	0	0	821	0	0
234	0	0	528	0	0	822	0	0
235	0	0	529	0	0	823	0	0
236	0.38	0.06	530	12.74	4.41	824	0	0
237	0	0	531	0	0	825	21.82	6.44
238	2.71	0.46	532	0	0	826	0	0
239	0	0	533	3.7	1.28	827	0	0
240	0	0	534	0	0	828	0	0
241	0	0	535	12.04	4.17	829	0	0
242	0	0	536	0	0	830	0	0
243	0	0	537	0	0	831	0	0
244	0	0	538	3.2	1.11	832	0	0
245	0	0	539	0	0	833	2.06	0.61
246	0	0	540	0.67	0.23	834	0	0
247	0	0	541	0	0	835	0.94	0.28
248	0	0	542	0	0	836	0	0
249	13.53	2.27	543	0	0	837	1.68	0.49
250	0	0	544	0	0	838	0	0
251	0	0	545	15.73	5.44	839	0	0
252	55.05	9.24	546	0	0	840	0	0
253	0	0	547	0	0	841	0	0
254	0	0	548	0	0	842	0	0
255	0	0	549	0	0	843	0	0
256	0	0	550	0	0	844	0	0
257	0	0	551	0	0	845	66.27	19.57
258	0	0	552	0.91	0.31	846	0	0
259	0	0	553	0	0	847	0	0
260	4.86	0.82	554	0	0	848	0	0
261	0	0	555	3.07	1.06	849	0	0
262	0	0	556	0	0	850	0	0
263	2.84	0.48	557	0	0	851	0	0
264	0	0	558	0	0	852	0	0
265	0	0	559	0	0	853	0.56	0.17
266	19.83	3.33	560	0	0	854	0	0
267	0	0	561	0	0	855	0	0
268	0	0	562	0	0	856	0	0
269	2.66	0.45	563	0	0	857	6.81	2.01
270	0	0	564	1.2	0.41	858	0	0
271	0	0	565	0	0	859	0	0
272	0	0	566	0	0	860	0	0
273	0	0	567	0	0	861	0	0
274	0	0	568	0	0	862	29.78	8.79

275	0	0	569	1.23	0.42	863	0	0
276	1.61	0.27	570	0	0	864	0	0
277	0	0	571	0	0	865	2	0.59
278	16.77	2.81	572	0	0	866	0	0
279	0	0	573	5.88	2.03	867	0	0
280	0	0	574	0	0	868	0	0
281	0	0	575	0	0	869	2.36	0.7
282	2.34	0.39	576	44.6	15.43	870	0	0
283	0	0	577	0	0	871	0	0
284	0	0	578	0	0	872	0	0
285	0	0	579	0	0	873	0	0
286	0	0	580	0	0	874	0	0
287	0.11	0.02	581	45.49	15.73	875	45.62	13.47
288	0	0	582	0	0	876	0	0
289	0	0	583	0	0	877	0	0
290	0	0	584	0	0	878	0	0
291	6.76	1.13	585	0	0	879	0	0
292	0	0	586	0	0	880	3.09	0.91
293	0.5	0.08	587	0	0			
294	0	0	588	0	0			
