

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

TESE DE DOUTORADO

**TÉCNICAS PARA RESTABELECIMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA**

GUSTAVO JOSÉ SANTIAGO ROSSETI

Orientador: Prof. Edimar José de Oliveira, D.Sc.
Co-orientador: Prof. Leonardo Willer de Oliveira, D.Sc.

Juiz de Fora, MG
2015

Gustavo José Santiago Rosseti

**Técnicas para Restabelecimento de Sistemas
de Distribuição de Energia Elétrica**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração em Sistemas de Energia Elétrica, da Universidade Federal de Juiz de Fora, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau em Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Edimar José de Oliveira, D.Sc.

Co-orientador: Prof. Leonardo Willer de Oliveira, D.Sc.

Juiz de Fora,
2015

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

Rosseti, Gustavo José Santiago.
Técnicas para restabelecimento de sistemas de distribuição de energia elétrica / Gustavo José Santiago Rosseti. -- 2015. 114 f. : il.

Orientador: Edimar José de Oliveira
Coorientador: Leonardo Willer de Oliveira
Tese (doutorado) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2015.

1. Restabelecimento. 2. Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. 3. Algoritmo Heurístico Construtivo. I. Oliveira, Edimar José de, orient. II. Oliveira, Leonardo Willer de, coorient. III. Título.

**TÉCNICAS PARA RESTABELECIMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA**

GUSTAVO JOSÉ SANTIAGO ROSSETI

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA, DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovada por:

Prof. Edimar José de Oliveira, D. Sc. – Orientador – UFJF

Prof. Leonardo Willer de Oliveira, D. Sc. – Co-orientador – UFJF

Prof. Carmen Lucia Tancredo Borges, D. Sc. – UFRJ

Prof. Luiz Antônio da Fonseca Manso, D. Sc. – UFSJ

Prof. Leonardo de Mello Honorio, D. Sc. – UFJF

Prof. Ivo Chaves da Silva Júnior, D. Sc. – UFJF

Juiz de Fora, MG, Brasil.
Agosto de 2015

*Aos meus pais,
Jorge Rosseti Filho e
Terezinha Filomena Santiago Rosseti.*

AGRADECIMENTOS

A Deus pela minha vida e saúde, impulsionando sempre força e esperança e permitindo a realização deste trabalho.

Ao professor e orientador Edimar José de Oliveira pela dedicação, excelência, ensinamentos, responsabilidade, companheirismo e confiança transmitida, contribuindo significativamente para minha formação pessoal e profissional. Se hoje me sinto realizado como professor e se tenho interesse em prosseguir na área de ensino, pesquisa e inovação, muito deve-se ao seu incentivo e pela oportunidade de realizar um trabalho sério desde a época de bolsista de iniciação científica.

As mesmas palavras de agradecimento podem ser proferidas, integralmente, ao professor e co-orientador Leonardo Willer de Oliveira, destacando-se pela sua conduta exemplar como pessoa, educador e pesquisador.

Aos meus familiares, minha base, pela convivência harmoniosa e pelo incentivo em todas as etapas da minha vida. Em especial aos meus irmãos, Ângelo e Eduardo, e aos meus pais, Jorge e Terezinha, pelo amor incondicional, exemplos, ensinamentos de vida, dedicação e apoio em todos os momentos. Agradecimento especial também à minha sobrinha Isabela pela fonte inesgotável de inspiração.

A todos os meus alunos, colegas de trabalho e ao suporte do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Sudeste de Minas Gerais (IF SUDESTE MG) do Campus Santos Dumont por proporcionarem condições favoráveis para o desenvolvimento e conclusão deste trabalho

Aos meus colegas de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFJF.

Aos demais amigos conquistados durante toda minha trajetória de vida,

A todos os professores e funcionários das instituições de ensino em que tive a oportunidade de estudar, aprender e crescer

Ao LABSPOT – Laboratório de Sistemas de Potência.

À CAPES – Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Ensino Superior.

Resumo da Tese apresentada à UFJF como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D. Sc.)

TÉCNICAS PARA RESTABELECIMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Gustavo José Santiago Rosseti

Agosto de 2015

Orientador: Prof. Edimar José de Oliveira, D. Sc.

Co-orientador: Prof. Leonardo Willer de Oliveira, D. Sc.

Programa: Engenharia Elétrica.

Esta tese apresenta uma metodologia para maximizar o restabelecimento de cargas em sistema de distribuição de energia elétrica após à ocorrência de uma ou simultâneas contingências. Para tanto, um algoritmo heurístico construtivo é proposto, determinando passo a passo os procedimentos operativos a serem adotados. Aspectos associados com as restrições de radialidade e de tensão nas barras, minimização de manobras de chaves, consumidores prioritários e mínimo corte discreto de carga são considerados a fim de uma representação mais realista do problema. A metodologia é aplicada em sistemas tradicionais da literatura, incluindo um sistema real de médio porte.

Palavras-chave: Restabelecimento, Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, Algoritmo Heurístico Construtivo.

Abstract of Thesis presented to UFJF as a partial fulfillment of the requirements for a Doctor of Science degree (D. Sc.)

ALGORITHM FOR SERVICE RESTORATION IN DISTRIBUTION SYSTEMS

Gustavo José Santiago Rosseti

August 2015

Advisors: Edimar José de Oliveira, D. Sc.

Leonardo Willer de Oliveira, D. Sc

Department: Electrical Engineering.

This thesis presents a methodology for maximizing the load restoration in power distribution system after simultaneous occurrence of contingency. Therefore, a heuristic constructive algorithm is proposed to determine step by step the operation procedures to be adopted. Aspects associated with the radiality and bus voltage constraints, minimization of maneuvering switches, priority consumers and minimum discrete load shedding are considered to provide a more realistic representation of the problem. The proposed approach is applied in traditional systems from literature including a real medium size test system.

Keywords: Service Restoration, Electric Power Distribution Systems, Heuristic Constructive Algorithm.

Sumário

Capítulo I

Introdução	1
I.1 Considerações Iniciais	1
I.2 Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica	3
I.3 Restabelecimento em Sistemas de Distribuição	11
I.4 Motivação da Tese	13
I.5 Objetivo da Tese	14
I.6 Publicações Decorrentes da Tese	14
I.6.1 Publicações em Revistas	14
I.6.2 Publicações em Anais de Evento	15
I.7 Organização da Tese	15

Capítulo II

Revisão Bibliográfica	16
II.1 Introdução	16
II.2 Métodos de Busca Exaustiva	17
II.3 Métodos de Programação Matemática	18
II.4 Métodos Heurísticos	20
II.5 Meta-Heurísticas	24
II.6 Inteligência Artificial	26
II.7 Métodos Híbridos	27
II.8 Conclusão	28

Capítulo III

Metodologia Proposta	30
III.1 Introdução	30
III.2 Aspectos Considerados	30
III.3 Metodologia para Reconfiguração	33
III.3.1 Algoritmo Heurístico para Reconfiguração de SDEE	35

Passo-1	37
Passo-2	37
Passo-3	37
Passo-4	37
Passo-5	38
Passo-6	38
Passo-7	38
Passo-8	39
Passo-9	39
Passo-10	39
III.3.2 Índice de Sensibilidade Proposto para o AHCDC	40
III.4 Metodologia para Corte de Carga	41
III.5 Metodologia para Restabelecimento de Energia Elétrica	44
III.5.1 Formulação Matemática	44
III.5.2 Algoritmo Heurístico para Restabelecimento de Energia Elétrica (AHREE)	45
Etapa-1	46
Etapa-2	47
Etapa-3	47
Etapa-4	47
Etapa-5	49
Etapa-6	49
Etapa-7	49
III.6 Análise de Sistema Tutorial	50
Etapa-1	51
Etapa-2	51
Etapa-3	52
Etapa-4	53
Etapa-7	53
III.7 Conclusões	57
Capítulo IV	
Estudo de Casos	59
IV.1 Introdução	59

IV.2 Sistema 33 Barras	59
IV.2.1 Caso-1: Limite Inferior de Tensão em 0,90 p.u.	61
IV.2.2 Caso-2: Limite Inferior de Tensão em 0,93 p.u.	64
IV.2.3 Caso-3: Limite Inferior de Tensão em 0,937 p.u.	66
Análise 1	66
Análise 2	67
IV.3 Sistema 94 Barras	68
IV.3.1 Caso-1: Configuração Inicial	68
IV.3.2 Caso-2: Configuração Inicial Modificada	71
IV.4 Sistema 476 Barras	74
IV.4.1 Caso-1: Limite Inferior de Tensão em 0,90 p.u.	76
IV.4.2 Caso-2: Limite Inferior de Tensão em 0,936 p.u.	76
IV.5 Aspectos Computacionais	77
IV.6 Conclusões	80
Capítulo V	
Conclusões	81
V.1 Considerações Finais	81
V.2 Propostas de Desenvolvimentos Futuros	82
Referências Bibliográficas.....	83
Apêndice-A	
Tutorial AHCDC	93
A.1 Introdução	93
A.2 Análise de Sistema Tutorial	93

Lista de Figuras

Figura I.1 – Histórico de Continuidade de Fornecimento do Brasil (ANEEL, 2015)	10
Figura III.1 – Exemplo de rede radial	31
Figura III.1 – Exemplo de ilhamento	31
Figura III.3 – Fluxograma do AHCDC proposto	36
Figura III.4 – Fluxograma do AHCORTE proposto	43
Figura III.5 – Fluxograma do AHREE proposto	46
Figura III.6 – Sistema 16 barras: configuração inicial	50
Figura III.7 – Sistema 16 barras: identificação de contingência	51
Figura III.8 – Sistema 16 barras: barras 6, 7 e 10 ilhadas	52
Figura III.9 – Sistema 16 barras: chave S_7 fechada	52
Figura III.10 – Sistema 16 barras: chave S_8 fechada	53
Figura IV.1 – Sistema 33 barras (Baran e Wu, 1989)	60
Figura IV.2 – Sistema 33 barras: contingências simultâneas	61
Figura IV.3 – Sistema 33 barras: configuração final Caso-1	63
Figura IV.4 – Sistema 33 barras: configuração final Caso-2	65
Figura IV.5 – Sistema 33 barras: configuração final Caso-3	68
Figura IV.6 – Sistema 94 barras: configuração inicial	69
Figura IV.7 – Sistema 94 barras: configuração final Caso-1	71
Figura IV.8 – Sistema 94 barras: configuração inicial modificada	72
Figura IV.9 – Sistema 94 barras: configuração final Caso-2	74
Figura IV.10 – Sistema 476 barras: configuração inicial	75
Figura A.1 – Sistema 16 barras: configuração inicial	94
Figura A.2 – Sistema 16 barras: CDC = $\{S_7, S_{16}, S_8\}$	97
Figura A.3 – Sistema 16 barras: tensão mínima para cada CDC obtido	101
Figura A.4 – Sistema 16 barras: perdas para cada CDC obtido	101

Lista de Tabelas

Tabela I.1 – Projeção do consumo de eletricidade na rede no Brasil em GWH (EPE, 2015)	2
Tabela III.1 – Resultados 16 barras: limite mínimo de tensão de 0.90 p.u.	54
Tabela III.2 – Resultados 16 barras: limite mínimo de tensão de 0.93 p.u.	55
Tabela III.3 – Resultados 16 barras: limite mínimo de tensão de 0.95 p.u.	56
Tabela III.4 – Sistema 16 barras: número de simulações de fluxos de potência	57
Tabela IV.1 – Resultados sistema 33 barras: limite inferior de tensão em 0,80 p.u.	62
Tabela IV.2 – Resultados sistema 33 barras: limite inferior de tensão em 0,93 p.u.	64
Tabela IV.3 – Resultados sistema 33 barras: limite inferior de tensão em 0,937 p.u.	66
Tabela IV.4 – Resultados sistema 33 barras: influência de cargas prioritárias	67
Tabela IV.5 – Contingências sistema 94 barras: Caso-1	69
Tabela IV.6 – Resultados sistema 94 barras: Caso-1	70
Tabela IV.7 – Contingências sistema 94 barras: Caso-2	72
Tabela IV.8 – Resultados sistema 94 barras: Caso-2	73
Tabela IV.9 – Resultados sistema 476 barras: Caso-1	76
Tabela IV.10 – Resultados sistema 476 barras: Caso-2	77
Tabela IV.11 – Tempo computacional	79
Tabela IV.12 – Simulações de fluxos de potência pelo AHREE	80
Tabela A.1 – Sistema 16 barras: laços e cargas	94
Tabela A.2 – Sistema 16 barras: índice de decisão (ID_{CH}) – CDC = $\{S_{15}, S_{16}, S_{14}\}$ – chave S_{15} fechada	95
Tabela A.3 – Sistema 16 barras: índice de decisão (ID_{CH}) – CDC = $\{S_7, S_{16}, S_{14}\}$ – chave S_{16} fechada	96

Tabela A.4 – Sistema 16 barras: índice de decisão (ID_{CH}) – CDC = { S_7, S_{16}, S_{14} } – chave S_{14} fechada	96
Tabela A.5 – Sistema 16 barras: índice de decisão (ID_{ICH}) – chaves S_7, S_{16} e S_8 fechadas	98
Tabela A.6 – Sistema 16 barras: troca de ligações do AH CDC	99
Tabela A.7 – CDC inicial X CDC final	100
Tabela A.8 – Resultados do sistema 16 barras para diferentes configurações iniciais	102

Capítulo I

Introdução

I.1 Considerações Iniciais

A eletricidade proporciona trabalho, produtividade, desenvolvimento, conforto, comodidade, praticidade, o que faz da sociedade cada vez mais dependente da energia elétrica e da qualidade de fornecimento. Para atender a demanda de energia é necessário um Sistema Elétrico de Potência (SEP) robusto e devidamente planejado. A estrutura de um SEP compreende os sistemas de geração, transmissão, distribuição e consumidores de energia elétrica (Monticelli e Garcia, 2000).

No caso do Brasil, o sistema de geração de energia elétrica é um sistema de grande porte hidrotérmico com predominância das usinas hidroelétricas, devido principalmente ao potencial hidráulico existente no território nacional, representando 81,9% da matriz elétrica brasileira (EPE, 2014). A Tabela I.1 apresenta a projeção do consumo de energia elétrica no Brasil no período de 2014-2024 para cada tipo de consumidores. Verifica-se uma projeção de aumento do consumo e o SEP deve estar preparado para comportar esta demanda energética.

Tabela I.1 – Projeção do consumo de eletricidade na rede no Brasil em GWH (EPE, 2015)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2014	132.049	178.055	89.819	73.472	473.395
2015	138.872	176.971	95.302	76.311	487.456
2016	145.089	179.574	100.621	79.084	504.368
2017	151.391	184.370	106.238	82.134	524.134
2018	157.817	193.359	112.184	85.068	548.427
2019	164.487	200.950	117.954	88.137	571.529
2020	171.341	209.463	123.903	91.467	596.173
2021	178.381	216.202	130.022	94.918	619.523
2022	185.611	222.822	136.304	98.493	643.231
2023	193.029	230.409	142.738	102.194	668.370
2024	200.642	237.287	149.452	106.089	693.469
Variação (% ao ano)					
2014-2019	4,5	2,4	5,6	3,7	3,8
2019-2024	4,1	3,4	4,8	3,8	3,9
2014-2024	4,3	2,9	5,2	3,7	3,9

Para um correto funcionamento, alguns órgãos são responsáveis em regulamentar, fiscalizar e coordenar todos os serviços relacionados ao setor elétrico no Brasil, com destaque para o Ministério de Minas e Energia (MME), o Operador Nacional do Sistema (ONS) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Desta forma, a função principal de um SEP é fornecer energia elétrica aos usuários com a qualidade adequada, no instante em que for solicitada (Kagan et. al, 2005). Caso contrário, questões relacionadas à interrupções de fornecimento, apagões e racionamentos de energia elétrica tornam-se frequentes e uma realidade indesejável.

Por fim, considerando a relevância do SEP e a necessidade constante de modernização dos sistemas de transmissão e distribuição associados ao desenvolvimento de modernos equipamentos eletrônicos, surgiu a oportunidade de implementação de redes inteligentes - Smart Grids (Moslehi e Kumar, 2010, Li et al. 2010) . Este novo conceito vem sendo amplamente investigado e discutido por especialistas e pesquisadores da área, analisando a viabilidade técnica e econômica bem como os benefícios e eventuais prejuízos.

I.2 Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Os Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) são constituídos pelas redes de subtransmissão, ou de alta tensão, com valores típicos iguais ou superiores a 69 kV e inferiores a 230 kV, pelas redes de distribuição primária, ou de média tensão, com valores típicos superiores a 1 kV e inferiores a 69 kV e pelas redes de distribuição secundária, ou de baixa tensão, com valores típicos iguais ou inferiores a 1 kV (ANEEL, 2015). As subestações de distribuição, SEs, transformam a tensão de subtransmissão para a de distribuição primária, enquanto as estações transformadoras, ETs, transformam a tensão da rede primária para o nível da rede secundária.

A rede de subtransmissão atende aos grandes consumidores industriais, estações de tratamento e bombeamento de água. A rede primária atende aos consumidores industriais de porte médio, conjuntos comerciais e instalações de iluminação pública. Já a rede secundária atende aos pequenos consumidores industriais e comerciais e principalmente os consumidores residenciais.

Com relação à estrutura física, os SDEE podem ser aéreos ou subterrâneos, com predominância para os sistemas aéreos devido ao menor custo e praticidade e podem operar nas configurações radiais e em malha. No caso específico das redes primárias, foco deste trabalho, os SDEE são tradicionalmente operadas de forma radial para facilitar a coordenação da proteção (Sanches *et al.*, 2014). No entanto, a operação radial do sistema geralmente implica em aumento das perdas técnicas, se comparada com a operação em malha. Além disto, a confiabilidade de uma configuração radial é menor, pois uma falha em um trecho de determinada região do sistema implica na desenergização de toda a região.

Para aumento da confiabilidade, os alimentadores radiais são providos de chaves manobráveis acopladas em linhas estratégicas. Estas chaves podem ser de seccionamento, normalmente fechadas (NF), ou de interconexão, normalmente abertas (NA) (Guan *et al.*, 2015). Além de tornar o sistema mais confiável, as operações de manobra de chaves podem ser utilizadas para transferência de potência entre alimentadores, permitindo o remanejamento de cargas, a fim de evitar sobrecarga de circuitos, redução das perdas técnicas e para realização de serviços de manutenção ou de

restabelecimento de energia após à ocorrência de falhas no sistema (Piftscher *et al.*, 2015).

Considerando o crescente grau de competitividade no mercado de energia elétrica, devido principalmente à desverticalização ocorrida no setor elétrico (ANEEL, 2005), as distribuidoras de energia elétrica necessitam garantir a qualidade do fornecimento de energia elétrica e de seus serviços prestados junto aos consumidores. Neste contexto, a ANEEL através do Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - estabelece os procedimentos relativos ao produto e a qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras de energia elétrica. Para a qualidade do produto em regime permanente ou transitório os aspectos considerados são:

- tensão em regime permanente;
- fator de potência;
- harmônicos;
- desequilíbrio de tensão;
- flutuação de tensão;
- variações de tensão de curta duração;
- variação de frequência .

Para a qualidade do serviço prestado são definidos alguns indicadores e padrões. Um destes indicadores é o tempo de atendimento às ocorrências emergenciais. Para tanto, as distribuidoras devem apurar mensalmente:

- Tempo Médio de Preparação (*TMP*), indicador que mede, em minutos, a eficiência dos meios de comunicação, dimensionamento das equipes e dos fluxos de informação dos Centros de Operação:

$$TMP = \frac{\sum_{i=1}^n TP(i)}{n}$$

- Tempo Médio de Deslocamento (*TMD*), indicador que mede, em minutos, a eficácia da localização geográfica das equipes de manutenção e operação:

$$TMD = \frac{\sum_{i=1}^n TD(i)}{n}$$

- Tempo Médio de Execução (*TME*), indicador que mede, em minutos, a eficácia do restabelecimento do sistema de distribuição pelas equipes de manutenção e operação.

$$TME = \frac{\sum_{i=1}^n TE(i)}{n}$$

- Tempo Médio de Atendimento a Emergências (*TMAE*), expresso em minutos:

$$TMAE = TMP + TMD + TME$$

- Percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia (*PNIE*):

$$PNE = \frac{NE}{n} \cdot 100$$

Em que:

TP Representa o tempo de preparação da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, em minutos;

n Representa o número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado;

TD Representa o tempo de deslocamento da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, em minutos;

TE Representa o tempo de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, em minutos;

PNE Representa o percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica, expresso em %;

NE Representa o número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica.

Ainda sobre a qualidade do serviço, a ANEEL utiliza outros indicadores individuais e coletivos que avaliam a continuidade da energia elétrica quanto à duração e a frequência de interrupção. Estes indicadores devem ser apurados em períodos mensais, trimestrais e anuais. A ANEEL exige que todas as distribuidoras certifiquem o processo de coleta e apuração dos indicadores com base nas normas da Organização Internacional para Normalização (International Organization for Standardization) ISO 9000.

Para cada unidade consumidora, definida como o conjunto de instalações e equipamentos elétricos caracterizados pelo recebimento de energia elétrica em um só ponto de conexão, com medição individualizada e correspondente a um único consumidor, os indicadores de continuidade individuais são obtidos da seguinte forma:

- Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (*DIC*), em horas:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i)$$

- Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (*FIC*):

$$FIC = n$$

- Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (*DMIC*), em horas:

$$DMIC = t(i)_{max}$$

- Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico (ANEEL, 2015) por unidade consumidora ou ponto de conexão (*DICRI*), em horas:

$$DICRI = t_{crítico}$$

Em que:

- n* Representa o número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;
- t(i)* Representa o tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração, em horas;
- t(i)max* Representa o tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, em horas;
- t_{crítico}* Representa a duração da interrupção ocorrida em dia crítico, em horas.

No caso de violação dos limites dos indicadores de continuidade individual, a distribuidora deverá calcular a compensação ao consumidor e efetuar o crédito na fatura, apresentada em até dois meses após o período de apuração.

Já para cada conjunto de unidades consumidoras os indicadores de continuidade coletiva são obtidos da seguinte forma:

- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (*DEC*), em horas:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} DIC(i)}{C_c}$$

- Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (*FEC*):

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} FIC(i)}{C_c}$$

Em que:

Cc Representa o número total de unidades consumidoras do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT.

Além dos indicadores individuais e coletivos, também são avaliados indicadores de continuidade global:

$$DEC_{MENSAL} = \frac{\sum_{i=1}^M [DEC_i \cdot Cc_i]}{\sum_{i=1}^M Cc_i}$$

$$DEC_{TRIM} = \frac{\sum_{i=1}^M [DEC_{TRIM_i} \cdot Cc_{MED_TRIM_i}]}{\sum_{i=1}^M Cc_{MED_TRIM_i}}$$

$$DEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{i=1}^M [DEC_{ANUAL_i} \cdot Cc_{MED_ANUAL_i}]}{\sum_{i=1}^M Cc_{MED_ANUAL_i}}$$

$$FEC_{MENSAL} = \frac{\sum_{i=1}^M [FEC_i \cdot Cc_i]}{\sum_{i=1}^M Cc_i}$$

$$FEC_{TRIM} = \frac{\sum_{i=1}^M [FEC_{TRIM_i} \cdot Cc_{MED_TRIM_i}]}{\sum_{i=1}^M Cc_{MED_TRIM_i}}$$

$$FEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{i=1}^M [FEC_{ANUAL_i} \cdot Cc_{MED_ANUAL_i}]}{\sum_{i=1}^M Cc_{MED_ANUAL_i}}$$

Em que:

DEC_{MENSAL} Representa o valor mensal global do DEC, no mês de referência, com duas casas decimais;

M número total de conjuntos considerados para o cálculo do indicador global

DEC_i	Representa o valor mensal do DEC, do conjunto i, com duas casas decimais;
Cc_i	Representa o número de unidades consumidoras faturadas e atendidas em BT ou MT do conjunto i, no mês de referência;
DEC_{TRIM}	Representa o valor trimestral global do DEC, no trimestre de referência, com duas casas decimais;
DEC_{TRIM_i}	Representa o valor do DEC, trimestral do conjunto i, com duas casas decimais;
$Cc_{MED_TRIM_i}$	Representa a média aritmética do número de unidades consumidoras faturadas e atendidas em BT ou MT do conjunto i, com duas casas decimais, para o período trimestral;
DEC_{ANUAL}	Representa o valor anual global do DEC, no ano de referência, com duas casas decimais;
DEC_{ANUAL_i}	Representa o valor do DEC, anual do conjunto i, com duas casas decimais;
$Cc_{MED_ANUAL_i}$	Representa a média aritmética do número de unidades consumidoras faturadas e atendidas em BT ou MT do conjunto i, com duas casas decimais, para o período anual
FEC_{MENSAL}	Representa o valor mensal global do FEC, no mês de referência, com duas casas decimais;
FEC_i	Representa o valor mensal do FEC, do conjunto i, com duas casas decimais
FEC_{TRIM}	Representa o valor trimestral global do FEC, no trimestre de referência, com duas casas decimais;
FEC_{TRIM_i}	Representa o valor do FEC, trimestral do conjunto i, com duas casas decimais;
FEC_{ANUAL}	Representa o valor anual global do FEC, no ano de referência, com 2duas casas decimais;
FEC_{ANUAL_i}	Representa o valor do FEC, anual do conjunto i, com duas casas decimais;

A Figura I.1 apresenta o histórico de continuidade de fornecimento de energia elétrica do Brasil nos últimos anos. Observa-se que o FEC apurado está abaixo do limite estabelecido. Por outro lado, o DEC apurado encontra-se

acima do limite na maioria dos anos avaliados, reforçando a necessidade de novas estratégias e melhorias na qualidade do fornecimento de energia pelas distribuidoras.

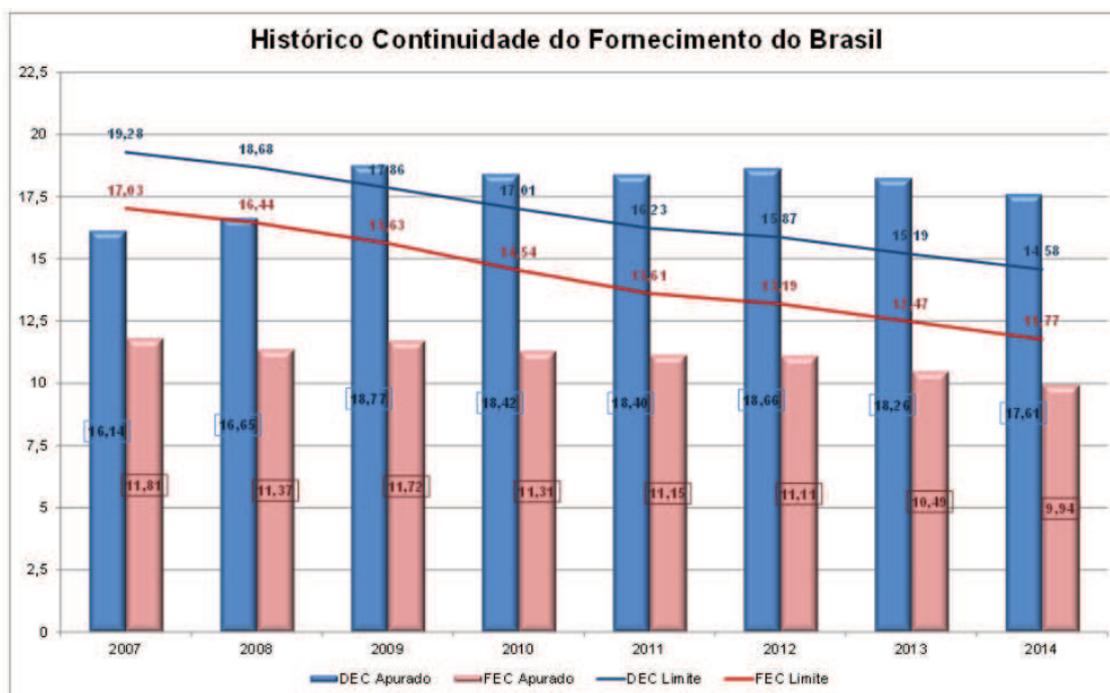


Figura I.1 - Histórico de Continuidade de Fornecimento do Brasil (ANEEL, 2015)

A ANEEL (ANEEL, 2015) apresenta o ranking dos indicadores de Desempenho Global de Continuidade (DGC) das 36 distribuidoras nacionais consideradas de grande porte, com mercado faturado anual de energia maior que 1 TWh (terawatt hora) no ano de 2014. O indicador de DGC é calculado pela média aritmética simples entre os valores relativos anuais de DEC e FEC.

Os resultados do DGC tem impacto na imagem das distribuidoras perante à opinião pública, com influência na percepção de consumidores, acionistas, imprensa e sociedade em geral. Desta forma, o ranking é um instrumento que incentiva as concessionárias à buscarem a melhoria contínua da qualidade do serviço. Mesmo para as distribuidoras que estão abaixo dos limites regulatórios, existe incentivo para que elas continuem buscando as melhores posições. Como exemplo, desde 2013, o ranking está sendo utilizado para definição de um Fator X, sendo aplicado em cada reajuste tarifário, refletindo na tarifa da distribuidora.

I.3 Restabelecimento em Sistemas de Distribuição

Os Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) estão suscetíveis à interrupções de fornecimento de energia decorrentes de várias fatores, entre eles (ELETROBRÁS, 1982):

- meio ambiente: poluição, corrosão, fogo (não devido à falhas), inundação, erosão, vegetal, pássaros, insetos, outros animais, etc;
- terceiros: vandalismo (dano ou interferência intencional ou voluntária), acidente (dano ou interferência acidental) e empresas de serviços públicos ou contratadas;
- falha humana: erro de operação e acidente (contato, dano ou interferência da própria companhia ou contratado, responsáveis pela operação e manutenção do sistema);
- próprias do sistema: subtensão, sobretensão, manobra para localização de falhas, manobra por segurança ou características construtivas do equipamento;
- falha de componente: falha de ajuste, falha de montagem, falha de projeto, uso impróprio do equipamento, envelhecimento, falha de manutenção, falha de fabricação (material, projeto ou montagem pelo fabricante), falha não relacionada e falha desconhecida;
- outro órgão/companhia: concessionária, consumidor, outro órgão da empresa (não responsável diretamente pela operação ou manutenção de sistemas);

Com a ocorrência destas interrupções, muitas delas inevitáveis, os dispositivos de proteção atuam e isolam a região em contingência, resultando em cargas desenergizadas, prejuízos e insatisfação de consumidores e afetando os indicadores de qualidade das distribuidoras.

Para restabelecer a energia aos consumidores pode ser utilizada a estratégia de reconfiguração do SDEE. A reconfiguração da rede consiste na

redefinição do estado das chaves manobráveis (aberto ou fechado) e permite a transferência das cargas desenergizadas para outros alimentadores de uma mesma subestação ou para alimentadores de subestações diferentes.

No entanto, para a realização de um plano de restabelecimento da energia elétrica através da reconfiguração, deve-se atender os seguintes requisitos (Miu *et al*, 2000, Kumar *et al* 2008):

- Restabelecer o máximo de consumidores;
- Executar os procedimentos operativos o mais rápido possível, que envolve a localização e a logística das equipes de campo;
- Minimizar o número de manobras de chaves. As operações de manobras demandam tempo e reduzem a vida útil das chaves.
- Manter a radialidade do sistema;
- Garantir os limites operacionais de tensão nas barras, corrente nas linhas de distribuição e potência nos alimentadores;
- Considerar a existência de chaves manobradas manualmente e de chaves automáticas, manobradas remotamente;
- Considerar a existência de consumidores prioritários. A interrupção de fornecimento para determinados consumidores ocasiona riscos para vidas humanas, para a segurança nacional e prejuízos para a comunidade (CEB, 2015). Portanto para estes consumidores a energia deve ser restabelecida imediatamente e prioritariamente, como por exemplo, hospitais, palácio presidencial e base aérea;
- Utilizar algoritmos capazes de obterem soluções rápidas;
- Determinar uma solução passo a passo viável de operações e não apenas uma solução final.

Adicionalmente, dependendo da severidade da contingência, não é possível assegurar os limites operacionais de tensão, corrente e potência e conseqüentemente a estabilidade do SSDE. Neste caso, é necessário aliviar o carregamento do sistema através de corte de carga (Ahmadi e Alinejad-Beromi, 2015). O corte deve ser minimizado, seletivo e pode ocorrer durante todo o

processo de restabelecimento ou em um intervalo de tempo até que uma nova configuração radial viável, do ponto de vista dos limites operacionais, seja alcançada.

Neste sentido, a determinação de configurações associadas ao restabelecimento ótimo conduz a um problema multi-objetivo, de natureza não linear, inteira mista (Popovic e Ciric, 1999, Khushalani *et al.*, 2007). As variáveis inteiras correspondem ao estado aberto (0) ou fechado (1) das chaves manobráveis e também às cargas selecionadas para corte quando necessário. Na realidade atual, com os recursos disponíveis pelas concessionárias de energia, o corte de carga acontece de forma discreta. Em outras palavras, ou a carga permanece totalmente conectada ao sistema (0% de corte) ou a carga é totalmente descartada (100% de corte).

Considerando-se as dimensões dos SDEE de médio e grande porte, a busca por configurações ótimas é bastante complexa, devido ao número elevado de alternativas (Barbosa *et al.* 2013). Adicionalmente, as restrições topológicas, operacionais e econômicas, atribuem maior complexidade ao problema de restabelecimento.

I.4 Motivação da Tese

A busca das distribuidora pela excelência no fornecimento de energia elétrica e pela satisfação dos consumidores estão diretamente relacionadas com a competitividade no mercado de energia elétrica e com as metas e indicadores de qualidade estabelecidas pelos órgãos reguladores. Neste cenário, após à ocorrência de uma ou simultâneas contingências, é imprescindível a análise e a determinação de planos de restabelecimento rápidos e eficientes.

Na literatura especializada, o problema de restabelecimento em sistemas de distribuição de energia elétrica vem sendo amplamente investigado. Entretanto, conforme será destacado no Capítulo 2, poucas metodologias consideram aspectos associados a uma modelagem mais realista destes sistemas, como a existência de consumidores prioritários, os limites operacionais e a eventual necessidade de corte de carga.

Finalmente, a execução de um determinado procedimento operativo entre a condição de pós-falta e a configuração final pode impactar, tecnicamente e economicamente, no processo de restabelecimento. Por isto, é importante o desenvolvimento de uma metodologia que forneça uma sequencia viável de operações e não apenas uma solução final factível.

I.5 Objetivo da Tese

Esta tese tem como objetivo o desenvolvimento de uma metodologia para restabelecer a maior quantidade possível de carga (consumidores), após à ocorrência de uma ou simultâneas contingências em sistemas de distribuição.

Para tanto, um algoritmo heurístico é proposto. O algoritmo determina passo a passo os procedimentos operativos a serem adotados. Aspectos associados com as restrições de radialidade, minimização de manobras de chaves, consumidores prioritários e corte discreto de carga são considerados para proporcionar uma representação mais realista do problema.

A definição de cada nova configuração da rede é baseada em um índice de sensibilidade, obtido através da simulação de um fluxo de potência convencional. Finalizado esta etapa, o algoritmo verifica se em cada manobra de chave ocorre violação de algum limite operacional da rede. Em caso afirmativo, é necessário realizar um corte discreto e seletivo de cargas, de acordo com a importância das cargas para o sistema.

I.6 Publicações Decorrentes da Tese

I.6.1 Publicações em Revistas:

- OLIVEIRA, E. J., ROSSETI, G. J. S., OLIVEIRA, L. W., GOMES, F. V., PERES, W. New algorithm for reconfiguration and operating procedures in electric distribution systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 57, p. 129-134, 2014.
- ROSSETI, G. J. S., OLIVEIRA, E. J., OLIVEIRA, L. W., SILVA JR, I. C., PERES, W. Optimal allocation of distributed generation with reconfiguration in electric distribution systems. *Electric Power Systems Research*, v. 103, p. 178-183, 2013.

I.6.2 Publicações em Anais de Eventos:

- ROSSETI, G. J. S., OLIVEIRA, E. J., OLIVEIRA, L. W., SILVA JR, I, C. Algoritmo para reconfiguração e procedimentos de operação de sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando FPO. XLVII Seminário Brasileiro de Pesquisa Operacional, ago. 2015.
- ROSSETI, G. J. S., OLIVEIRA, E. J., OLIVEIRA, L. W., SILVA JR, I, C. Algoritmo para reconfiguração e procedimentos de operação de sistemas de distribuição de energia elétrica. XX Seminário de Distribuição de Energia Elétrica, out. 2012.

I.7 Organização da Tese

Esta tese contém, além deste capítulo, mais quatro capítulos e dois apêndices. O Capítulo II apresenta uma revisão bibliográfica das metodologias empregadas na literatura para o problema de restabelecimento em sistemas de distribuição.

O Capítulo III apresenta a metodologia proposta, Um sistema tutorial é utilizado para descrição passo a passo da metodologia.

No Capítulo IV, os resultados obtidos utilizando a metodologia proposta são apresentados e analisados. Os sistemas em estudo são amplamente difundidos na literatura, sendo os resultados comparados com outras metodologias, incluindo o método de enumeração exaustiva.

O Capítulo V apresenta as principais conclusões do trabalho e as sugestões para desenvolvimentos futuros.

O Apêndice-A apresenta um sistema tutorial para o entendimento do algoritmo de reconfiguração aplicado na metodologia proposta.

Capítulo II

Revisão Bibliográfica

II.1 Introdução

O aumento de eficiência, segurança e confiabilidade na operação de sistemas de potência, especialmente de sistemas de distribuição de energia elétrica, consiste em um tema de grande interesse e relevância para as empresas deste setor. Este interesse tem motivado pesquisadores e profissionais do setor a investigar alternativas para a resolução de problemas importantes, como o restabelecimento de energia elétrica aos consumidores após à ocorrência de contingências em um sistema de distribuição. Tais alternativas devem atender a requisitos técnicos e econômicos, além de observar diversas restrições, como a topologia das redes elétricas, os níveis aceitáveis de tensão estabelecidos por procedimentos de distribuição e a minimização dos impactos de interrupções decorrentes de falhas no sistema. A importância e relevância deste tema podem ser comprovadas pelos inúmeros trabalhos encontrados atualmente na literatura.

Diante deste panorama, é apresentada a seguir uma revisão bibliográfica dos principais trabalhos publicados sobre restabelecimento de sistemas de distribuição de energia. Nesta revisão, os trabalhos são agrupados em algumas classes de métodos, buscando-se descrever os seus principais aspectos, visando a um maior entendimento do problema. Estes trabalhos

foram relevantes para a concepção da metodologia de otimização proposta na presente tese

II.2 Método de Busca Exaustiva

O método de Busca Exaustiva consiste na enumeração completa de todas as possibilidades de solução para determinado problema. Também são conhecidos como métodos de “força bruta” e permitem obter a solução ótima global (Oliveira, 2009). Aplicado ao restabelecimento de SDEE, o método requer, para cada possibilidade de solução, a execução de um fluxo de potência não linear. Isto torna a aplicação do método de Busca Exaustiva inviável para SDEE reais de grande porte e com número elevado de chaves manobráveis, considerando os requisitos de operação, devido à elevação dos tempos de processamento e possível explosão combinatória.

Sarma *et al.* (1994a) apresentaram uma metodologia que realiza uma redução da rede elétrica, com o agrupamento de conjuntos de nós em nós equivalentes. Os conjuntos equivalentes resultantes são denominados de árvores de interesse (em inglês, *interested trees*) e a redução facilita a determinação de caminhos alternativos para energizar cargas afetadas por contingência. Cada árvore de interesse representa uma estratégia de solução viável para o problema de restabelecimento, considerando as restrições de tensão e corrente. A árvore de interesse com a mínima quantidade de manobras de chaves e que satisfaz as restrições de tensão e corrente é adotada como procedimento de operação para o restabelecimento.

Em continuidade ao trabalho anterior, Sarma *et al.* (1994b) utilizaram a mesma metodologia e estabeleceram três parâmetros em ordem decrescente de prioridade para determinar qual procedimento de restabelecimento deve ser adotado: 1) atendimento às restrições de tensão e corrente; 2) mínimas perdas; 3) número mínimo de manobras de chaves. Também elaboraram um esquema de corte de carga para casos em que todas as possibilidades de solução violam limite de tensão ou corrente. O corte considera cargas prioritárias e é realizado na barra com a tensão mais crítica, o que pode implicar em um corte de carga não ótimo.

Mesmo com a técnica de redução de rede, a aplicação dos métodos anteriormente mencionados em sistemas reais de grande porte é impraticável devido ao elevado esforço computacional demandando.

II.3 Métodos de Programação Matemática

Os métodos de programação matemática são baseados em ferramentas de otimização, incluindo as equações e inequações lineares e/ou não lineares do problema. Podem também ser implementados levando-se em consideração a característica mista devido à presença de variáveis contínuas e discretas, como no caso do problema de restabelecimento de SDEE. Porém, sua aplicação em sistemas reais de grande porte é limitada devido ao elevado tempo de processamento (Khator e Leung, 1997).

Aoki *et al.* (1987) apresentaram um algoritmo baseado no método do gradiente dual efetivo (Toyoda, 1975) para transferir cargas entre alimentadores através de chaves automáticas, em situações de faltas no sistema, sujeito às restrições de capacidade de corrente nas linhas e nos alimentadores do sistema. Aoki *et al.* (1988) utilizaram a mesma metodologia, acrescentando as restrições de limite de tensão.

Posteriormente, Aoki *et al.* (1989), também aplicaram o conceito do gradiente dual efetivo e apresentaram um algoritmo que inicialmente conecta regiões ilhadas em alimentadores adjacentes. Se algum alimentador violar limites operacionais, tenta-se a transferência de cargas deste alimentador para outros alimentadores. Se, contudo, permanecer a violação de algum limite operacional no sistema, realiza-se corte de carga, pela abertura de alguma chave estratégica, localizada mais no final dos alimentadores com limites extrapolados. Por fim, verifica-se se alguma carga cortada pode ser alimentada através de uma nova tentativa de transferência de cargas. Durante a execução do algoritmo, são obtidos índices para definir quais chaves devem ser manobradas e para selecionar quais cargas devem ser cortadas, mas não se considera a existência de consumidores prioritários.

Momoh e Caven (2003) resolveram o problema de restabelecimento, com o objetivo de minimizar o número de manobras de chaves. O estado da

rede é obtido pela resolução de um problema relaxado linear através do Método dos Pontos Interiores (MPI) (Karmakar, 1991). Assim, os valores de posição das chaves (aberto ou fechado) adquirem inicialmente valores contínuos. A discretização das posições em “0” (chave aberta) ou “1” (chave fechada) é realizada pela resolução de vários subproblemas através da técnica de ramificação e limitação, do inglês *Branch and Bound* (Hillier *et al.*, 1997). A metodologia permite a análise para uma ou múltiplas falhas no sistema, sujeito às restrições de radialidade e conectividade da rede. No entanto, fornece apenas a solução final de restabelecimento, ou seja, não provê a sequência de manobras ou os procedimentos de operação. Além disto, a metodologia não considera consumidores prioritários e não avalia o esforço computacional para sistemas de grande porte.

Em Carvalho *et al.* (2007), foi proposta uma metodologia formulada através de Programação Dinâmica, para minimizar a energia não suprida durante o processo de restabelecimento, analisando a influência da logística das equipes de campo na definição dos procedimentos de operação de manobras de chaves manuais. Os resultados demonstram que a inclusão do despacho das equipes de campo altera as sequências de chaveamento e reduz significativamente o tempo para restabelecer a energia não suprida, em comparação as metodologias que não modelam este aspecto. Tais conclusões são mais evidentes quando as regiões desenergizadas estão localizadas distantes uma das outras e quando se tem disponível um número limitado de equipes de campo.

O problema de restabelecimento aplicando os conceitos de Programação Dinâmica também é explorado em Pérez-Guerrero *et al.* (2008). A metodologia divide o problema em estágios e em cada estágio é determinado qual alimentador deve ser energizado, fornecendo assim uma sequência de operações, além de considerar a existência de consumidores prioritários, restrições de radialidade e de balanço de potência ativa e limites de frequência. Os limites de tensão, por sua vez, não são considerados.

Trabalho semelhante, aplicando Relaxação Lagrangiana, foi desenvolvido em (Pérez-Guerrero e Heydt, 2008). Neste trabalho, um índice determina qual alimentador deve ser energizado em cada estágio e a restrição

de balanço de potência reativa é adicionada à formulação do problema. Porém, não se considera as cargas prioritárias.

Em Pham *et al.* (2009) uma metodologia é apresentada considerando a presença de geração distribuída (GD) no sistema, com o objetivo de restabelecer a energia para a maior quantidade de cargas, principalmente consumidores prioritários, o mais rápido possível. O problema é solucionado utilizando-se a técnica *Branch and Bound*.

II.4 Métodos Heurísticos

Heurística pode ser definida como uma técnica que, baseada em informações específicas do domínio de um problema, possibilita a redução do espaço de busca de soluções e do esforço computacional, permitindo a inclusão de aspectos de difícil modelagem ou mesmo que não podem ser modelados utilizando somente programação matemática. Entretanto, métodos heurísticos não garantem a solução ótima global e a sua utilização inadequada pode impossibilitar a resolução do problema ou encontrar soluções equivocadas (Kagan *et al.*, 2009).

Liu *et al.* (1988) apresentaram uma metodologia para restabelecimento de energia elétrica baseada em um conjunto de 180 regras obtidas da literatura e na experiência dos operadores de sistemas. A metodologia fornece uma sequência de operações e considera a capacidade de transferência de potência dos alimentadores e a potência das cargas do sistema. Porém, não considera limites de tensão nas barras e a presença de consumidores prioritários.

Em Morelato e Monticelli (1989), também são propostas regras baseadas no conhecimento e procedimentos práticos dos operadores de sistemas para solucionar o problema de restabelecimento. A solução é determinada realizando uma busca em profundidade em uma árvore de decisão binária, através das regras estabelecidas. A metodologia fornece apenas a configuração final que restabelece o sistema, ou seja, não contempla a sequência de manobras.

Hsu *et al.* (1992), seguindo a mesma linha de regras heurísticas, provenientes de informações e conhecimento de operadores de sistemas, neste trabalho específico operadores da *Taiwan Power Company*, apresentaram uma metodologia para restabelecimento com o intuito de reduzir o número de chaves candidatas que podem ser operadas. Primeiramente, tenta-se restabelecer as cargas afetadas através dos alimentadores principais do sistema. Caso não seja possível, parte da carga é transferida para alimentadores laterais. A metodologia determina uma sequência de manobras, mas não verifica os limites de tensão nodal e não considera a existência de consumidores prioritários.

Shirmohammadi (1992) apresenta uma metodologia de restabelecimento através de um algoritmo de reconfiguração de redes. O algoritmo parte com a rede malhada, com todas as chaves fechadas. A abertura de chaves é realizada sucessivamente de acordo com os valores de correntes, obtidos de um fluxo de potência, até que se obtenha uma configuração radial. A metodologia avalia violações de limites operacionais do sistema, mas determina apenas uma solução final, sem a sequência de operações.

Lin e Chin (1998) apresentaram uma metodologia para restabelecimento de SDEE partindo-se também com a rede malhada. De acordo com a metodologia, as chaves pertencentes aos trechos com o maior índice de decisão são abertas, sendo o índice baseado em parâmetros como queda de tensão, resistência e admitância. O índice é calculado apenas uma vez, o que impacta na qualidade das soluções, pois a cada decisão de manobra de chave, altera-se o estado da rede, e por consequência, alguns parâmetros que determinam o índice. A metodologia verifica a violação de limites operacionais e em caso afirmativo, realiza-se corte de carga, iniciando-se pelas cargas de baixa prioridade.

Miu *et al.* (1998) apresentaram uma metodologia multi-objetivo para maximizar o restabelecimento de cargas prioritárias, o restabelecimento da carga total não suprida após à ocorrência de uma ou múltiplas falhas no sistema, além de minimizar o número de manobras de chaves necessárias. Logo, a metodologia leva em consideração a presença de consumidores prioritários, definidos a partir de uma lista de prioridades, a violação de limites de tensão nas barras e de corrente nos trechos da rede, bem como a

possibilidade de se realizar corte de carga. A metodologia utiliza informações obtidas da execução de fluxo de potência trifásico.

Como complementação do trabalho anterior, Miu *et al.* (2000) incluíram na modelagem do problema a distância entre as chaves para minimizar o tempo de restabelecimento, além da possibilidade de utilização de capacitores como recurso para eliminar violações de tensão.

Lei *et al.* (2000) apresentaram uma metodologia para maximizar o restabelecimento de cargas, aliviar o carregamento do sistema e minimizar o número de chaveamentos, através da técnica de troca de ligações, do inglês *Branch Exchange* (Civanlar *et al.*, 1988). A ideia básica consiste no fechamento de uma chave, formando um laço no sistema, e em seguida a abertura de outra chave, garantindo sempre a estrutura radial da rede. A metodologia pode ser aplicada em sistemas desbalanceados e fornece uma sequência de operações durante o processo de restabelecimento. No entanto, não são considerados aspectos como consumidores prioritários e corte de carga.

Em Chen *et al.* (2002), é apresentada uma metodologia baseada em um conjunto de regras heurísticas para maximizar o restabelecimento de cargas e minimizar o número de chaveamentos, levando-se em consideração corte de carga e consumidores prioritários. Os consumidores são classificados em quatro níveis de importância, em que o nível mais importante está associado com serviços essenciais como, por exemplo, hospitais e delegacias. Para a tomada de decisões, é proposto um índice de prioridade para as cargas e outro índice de prioridade para os alimentadores do sistema. A metodologia define uma sequência de operações a serem seguidas e verifica a sobrecarga nos trechos e componentes do sistema durante o plano de restabelecimento. Porém, não verifica os limites de tensão nodal.

Tsai (2008) desenvolveu uma metodologia de restabelecimento baseada em regras heurísticas e utilizando a técnica de modelagem orientada a objetos para representar os componentes da rede de distribuição, levando-se em consideração a curva horária de carga dos diferentes tipos de consumidores (residenciais, comerciais e industriais). As restrições de limites de tensão nas barras e de corrente nos trechos do sistema também são incluídas. Por outro lado, não se considera a existência de consumidores prioritários. Como resposta, a metodologia apresenta planos de restabelecimento de acordo com

o cenário analisado (condição de carregamento pré falta, condição de variação da carga e condição de pico de carga), que servem de opções para o suporte à decisão pelos operadores de sistemas.

Em Kleinberg *et al.* (2011), é apresentada uma metodologia para restabelecimento em continuidade aos trabalhos de Miu *et al.* (1998) e Miu *et al.* (2000). A metodologia permite o corte de carga e o controle de cargas em regiões não afetadas por defeitos. Com isto, é possível maximizar o restabelecimento da carga total não suprida e minimizar o número de manobras de chaves.

Borges *et al.* (2011) desenvolveram uma metodologia para resolver o problema de restabelecimento passo a passo, fornecendo uma sequência viável de operação, sem provocar violações de tensões nodais e de modo a garantir a radialidade da rede elétrica. A metodologia é baseada em um índice, obtido a partir de um Fluxo de Potência Ótimo (FPO), que por sua vez, é resolvido utilizando o Método Primal-Dual de Pontos Interiores. Este índice determina qual chave deve ser fechada em cada passo para restabelecer a maior quantidade de carga. Borges (2012) e Borges *et al.* (2012) apresentaram uma continuação do trabalho anterior, incorporando a existência de consumidores prioritários e demonstrando como este aspecto altera a sequência de operações. Nestes trabalhos, o corte de carga, quando necessário, é realizado de maneira contínua, o que na prática dos sistemas de distribuição ainda não é viável.

Em Gholami *et al.* (2015), foi apresentado um método heurístico para maximizar o restabelecimento de cargas e minimizar o número de manobras de chaves em sistemas trifásicos desbalanceados, considerando consumidores prioritários, limites de tensão nodal, limites de fluxo nos trechos e nos alimentadores. Para determinar as chaves abertas que devem ser manobradas, é utilizado um índice baseado na queda de tensão e impedância de sequência positiva dos trechos ligados às chaves candidatas. Para determinar as chaves fechadas que devem ser manobradas a fim de eliminar laços e manter a radialidade da rede, é gerada uma árvore de busca, em que cada caminho da árvore é definido utilizando outro índice, também baseado na impedância de sequência positiva.

Dimitrijevic e Rajakovic (2015) apresentaram uma metodologia, em que o objetivo principal é minimizar a energia não suprida e o objetivo secundário é minimizar os custos de operação das chaves do sistema durante o processo de restabelecimento. Para cada chave candidata a ser operada, é associado um índice de custo, de acordo com o estado aberto ou fechado, da região (área energizada ou desenergizada após à ocorrência da contingência) e do tipo da chave (controle remoto ou manual). Estes indicadores são utilizados para determinar a configuração radial da rede em uma busca em árvore, baseada no algoritmo de Prim (Cormen *et al.*, 2009). A metodologia considera os limites de tensão nodal e de fluxo nos circuitos, entretanto, não considera a existência de consumidores prioritários e não fornece uma sequência de procedimentos de manobras.

II.5 Meta-Heurísticas

As meta-heurísticas também são baseadas em regras heurísticas, mas permitem uma maior aproximação da solução ótima global em problemas complexos de natureza combinatória, através de uma varredura mais apurada do espaço de busca (Oliveira, 2009).

Em Fukuyama e Chiang (1995), foi apresentada uma metodologia para maximização do restabelecimento de cargas utilizando Algoritmo Genético (AG). A metodologia considera as restrições de radialidade, tensões nas barras e correntes nos trechos, mas não determina uma sequência de operações durante o processo de restabelecimento, não considera a existência de consumidores prioritários e nem a possibilidade de esquemas de corte de carga.

Luan *et al.* (2002) também apresentaram uma metodologia para restabelecimento utilizando Algoritmo Genético. A função objetivo para solucionar o problema é composta por cinco parcelas: cargas não supridas, perdas de potência ativa, desvio de tensão nas barras, sobrecarga nos trechos e custo de operação das chaves. A metodologia determina uma sequência de operações viáveis para se alcançar a configuração final e realiza corte de carga quando necessário em barras de baixa prioridade para o sistema.

Em Zidan e El-Saadany (2013), o problema de restabelecimento para minimizar a energia não suprida e minimizar o número de chaveamentos também foi solucionado através de Algoritmo Genético. Além das restrições de tensão, corrente e estrutura radial da rede, aspectos como a variação horária da carga, consumidores prioritários, controle e corte de carga em regiões não afetadas pelo defeito são consideradas. Avalia-se a influência nos planos de restabelecimento devido à presença de chaves automáticas e de geração distribuída (GD) no sistema.

Como complementação do trabalho anterior, Zidan e El-Saadany (2015) solucionaram o problema de restabelecimento considerando a influência dos indicadores de qualidade relativos à frequência e tempo de interrupção de energia elétrica aos consumidores.

Em Lu *et al.* (2010), foi apresentada uma metodologia para restabelecimento utilizando Colônia de Formigas. Além dos objetivos de restabelecer a maior quantidade de carga possível e minimizar o número de manobras de chaves, o trabalho ainda permite incluir na função objetivo a minimização das perdas, caso todas as cargas sejam restauradas. As restrições de radialidade, de tensões nas barras e de correntes nos trechos são consideradas, bem como a importância de cada carga para o sistema. Porém, a metodologia não determina a sequência de manobras de chaves, fornecendo como resposta apenas a configuração final, e não considera na modelagem a possibilidade de corte de carga.

Yi-Xiong *et al.* (2011) utilizaram a técnica de Enxame de Partículas para solucionar o problema de restabelecimento de sistemas de distribuição com presença de geração distribuída. A metodologia define a potência máxima que pode ser fornecida pelos geradores distribuídos quando operados no modo ilhamento, de acordo com a queda máxima de frequência permitida para o sistema. Enquanto as restrições de tensões nodais, correntes nos trechos da rede e estrutura radial são incluídas na modelagem do problema, aspectos como consumidores prioritários e a sequência de operações durante o processo de restabelecimento não são considerados.

Em Mori e Muroi (2011), foi proposta uma metodologia para o restabelecimento através da técnica de Busca Tabu (BT), com o multiobjetivo de maximizar a carga suprida e minimizar número de chaveamentos e perdas

técnicas, sujeito às restrições de radialidade, tensões nodais, capacidade dos alimentadores e correntes nos trechos do sistema. Para reduzir o esforço computacional, os autores utilizaram uma amostragem probabilística para determinar o conjunto de soluções candidatas. Entretanto, a metodologia fornece apenas uma solução final, sem definir uma sequência de operações, além de não levar em consideração a existência de consumidores prioritários e a possibilidade de corte de carga.

Oliveira *et al.* (2015) também aplicaram a técnica de enxame de partículas ao problema de restabelecimento de SDEE. Para tanto, implementaram um algoritmo de Enxame de Partículas Binário, em inglês *Binary Particle Swarm Optimization* (Wu *et al.*, 2007), dedicado ao problema de reconfiguração de redes e adaptado para determinar a topologia restabelecida. O método é eficiente por considerar a natureza discreta das opções de chaveamento e a restrição de radialidade no algoritmo por enxame de partículas, sem a necessidade de estratégias de discretização. O modelo é multi-objetivo e considera: (i) máximo restabelecimento, (ii) mínimas perdas, (iii) mínima violação de tensão, (iv) mínimo número de manobras. No entanto, o algoritmo não determina a sequência de manobras de chaves entre a topologia pós-falta e a topologia restabelecida.

II.6 Inteligência Artificial

O conceito de inteligência artificial baseia-se na simulação computacional do pensamento humano para a solução de um problema específico (Taylor e Lubkeman, 1989), a partir do conhecimento de suas características.

Como aplicação de inteligência artificial no problema de restabelecimento de energia, Kuo e Hsu (1993) desenvolveram uma metodologia para estimação de cargas em pontos do sistema sem medidores, através de patamares típicos de carga horária de consumidores residenciais, comerciais e industriais. Estes patamares são transformados em variáveis linguísticas utilizando Lógica *Fuzzy* e um procedimento heurístico, também baseado em regras *fuzzy*. A aplicação define um plano de restabelecimento

com o intuito de minimizar o número de operações de manobras de chaves e maximizar o atendimento à demanda.

Como complementação do trabalho anterior, Hsu e Kuo (1994) estabeleceram restrições mais flexíveis para a sobrecarga nos alimentadores e trechos de um sistema, utilizando variáveis linguísticas *fuzzy*, em substituição as restrições definidas numericamente. Desta forma, é possível obter planos de restabelecimento viáveis, que de acordo com outros métodos não seriam aplicáveis.

Em continuidade, Hsu e Huang (1995) utilizaram uma rede neural multicamada como metodologia para determinar um plano de restabelecimento. Como entrada, a rede neural recebe o estado atual da rede (cargas do sistema e posição atual das chaves). Como saída, retorna o estado (aberto ou fechado) das chaves após o plano de restabelecimento. A metodologia não fornece uma sequência de operações para a obtenção da configuração final. Além disto, da mesma forma que nos dois trabalhos precedentes, não considera restrições de tensão nodal, existência de consumidores prioritários e corte de carga.

Rodriguez e Vargas (2005) apresentaram uma metodologia baseada em Lógica *Fuzzy* para estimar o tempo de restabelecimento, relacionado com fatores de alto grau de incerteza como o número de chaves operadas, localização e tipo das chaves (manuais ou remotas), disponibilidade das equipes de campo, trânsito e condições climáticas. De acordo com o tempo estimado, pode-se avaliar qual plano de restabelecimento, entre várias alternativas, deve ser adotado. A metodologia leva em consideração os limites de tensão nas barras e de capacidade de corrente nos trechos e alimentadores.

II.7 Métodos Híbridos

Os métodos híbridos têm como objetivo associar as vantagens e minimizar as limitações de duas ou mais metodologias quando aplicadas individualmente.

Shin *et al.* (2004) desenvolveram uma metodologia de restabelecimento que associa Algoritmo Genético com Busca Tabu para minimizar as perdas

técnicas e minimizar o custo de interrupção de energia. A metodologia considera as restrições de radialidade e de capacidade dos alimentadores e dos trechos. Entretanto, não determina uma sequência viável de chaveamentos da topologia pós-falta para a configuração obtida pelo algoritmo.

Ahuja *et al.* (2008) apresentaram uma metodologia para solucionar o problema de reconfiguração e restabelecimento baseada em Sistemas Imunológicos Artificiais, inspirada em mecanismos do sistema imunológico natural para explorar o espaço de soluções através de operadores como hipermutação somática (Castro e Zuben, 2002). Para melhorar a convergência, combina-se com mecanismos associados a um algoritmo de Colônia de Formigas, como o depósito de feromônio. O objetivo principal da metodologia aplicada no restabelecimento é maximizar a quantidade de cargas atendidas, sujeito às restrições de tensão e corrente. Como limitação, não determina uma sequência de chaveamentos e não considera consumidores prioritários e corte de carga.

Huang *et al.* (2011) apresentaram uma metodologia para maximizar o restabelecimento de cargas e minimizar o número de operações de manobra de chaves utilizando Redes Neurais Artificiais. O treinamento da rede é realizado por um Algoritmo Evolutivo (AE). A metodologia considera a variação do carregamento dos sistemas e a restrição de corrente. Porém, os limites de tensão nodal não são considerados, bem como a existência de consumidores prioritários e possibilidade de corte de carga.

II.8 Conclusões

Este capítulo apresentou uma revisão bibliográfica de diversas metodologias para restabelecimento de SDEE. Observa-se que a maioria dos trabalhos publicados não considera a existência de consumidores prioritários. Entretanto, os SDEE, na prática, apresentam diferentes tipos de consumidores e em alguns deles é essencial a continuidade no suprimento de energia. Logo, o grau de importância de cada consumidor em um método de restabelecimento de redes de distribuição torna a análise do problema mais realista.

Adicionalmente, dependendo da severidade da contingência, os procedimentos de manobras de chaves podem ser insuficientes para garantir os limites operacionais. Nestes casos, deve-se realizar um corte seletivo de cargas de baixa prioridade para o sistema. Por fim, a determinação de uma sequência viável de procedimentos operativos, durante o processo de restabelecimento, desde a identificação de um defeito até se alcançar uma configuração final, não tem sido muito explorada na literatura especializada.

Considera-se, portanto, promissor o desenvolvimento de uma metodologia, rápida e eficiente, que solucione passo a passo o problema de restabelecimento de energia elétrica em SDEE, contemplando a existência de consumidores prioritários e a possibilidade de corte seletivo de carga.

Capítulo III

Metodologia Proposta

III.1 Introdução

Este capítulo apresenta a metodologia proposta para o restabelecimento ótimo de energia em sistemas de distribuição, após à ocorrência de uma ou simultâneas contingências. Para tanto, um algoritmo é desenvolvido, levando-se em consideração características técnicas e econômicas, inerentes à solução do problema, como a maximização da carga atendida, a sequencia de procedimentos operativos, a minimização de manobras de chaves, consumidores prioritários, corte discreto de cargas, além das restrições físicas e operacionais. Um estudo de caso tutorial, envolvendo um sistema de 16 barras é utilizado para a descrição dos passos da metodologia de otimização proposta.

III.2 Aspectos Considerados

A metodologia de restabelecimento proposta no presente trabalho aplica-se a sistemas tradicionais de distribuição de energia elétrica. Logo, aspectos como radialidade e conectividade da rede elétrica são analisados. Em outras palavras, as topologias analisadas não devem apresentar laços na rede

e existe a possibilidade de barras desconectadas no caso de algum defeito no sistema. Na Figura III.1 as linhas contínuas representam chaves normalmente fechadas (NF) e as linhas pontilhadas chaves normalmente abertas (NA).

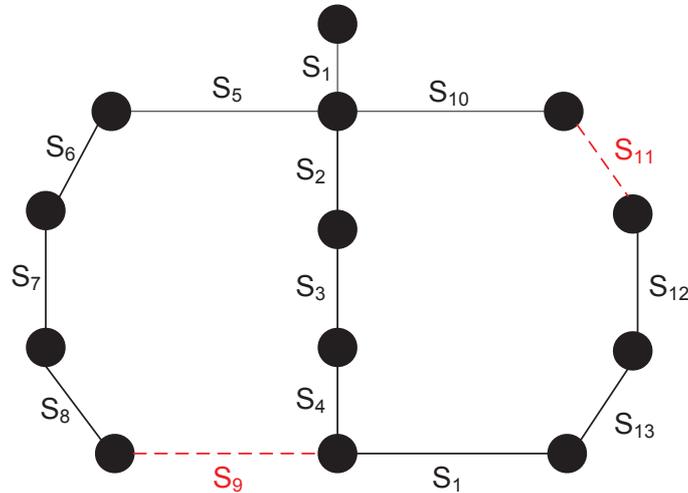


Figura III.1 – Exemplo de rede radial.

Observa-se da Figura III.1 que não existem laços na rede apresentada, pois as chaves S_9 e S_{11} encontram-se abertas. Além disto, todas as barras estão conectadas à rede.

Já a Figura III.2 apresenta um sistema com a presença de ilhamento quando ocorre um defeito na barra 2. Com a atuação dos dispositivos de proteção e o isolamento da região em contingência, as chaves S_2 e S_3 são abertas, destacadas em amarelo, deixando o conjunto de cargas das barras 2, 3, 4, 5 e 6 desconectadas do restante do sistema, destacadas em vermelho.

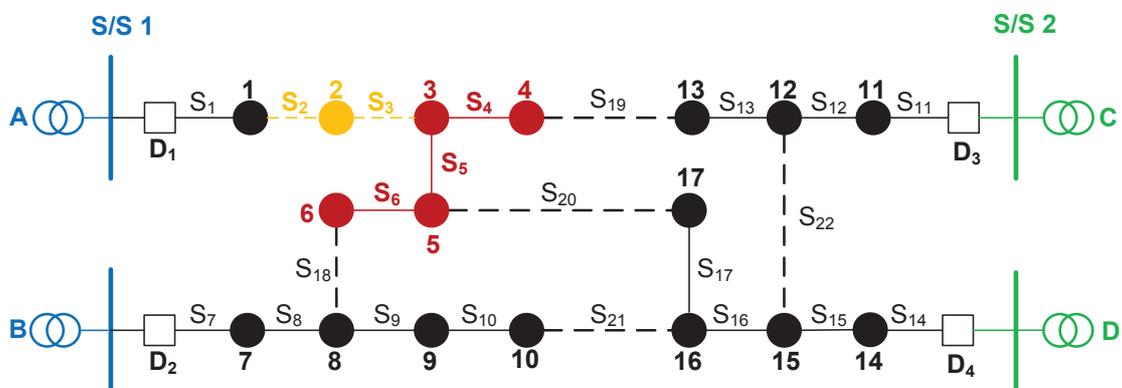


Figura III.2 – Exemplo de ilhamento.

O restabelecimento de energia para este conjunto de cargas ilhadas pode ser alcançado, por exemplo, através do fechamento da chave S_{18} . Esta opção transfere as cargas ilhadas, conectadas pelo alimentador A anteriormente ao defeito, para o alimentador B, da mesma subestação. Outra alternativa seria o fechamento da chave S_{19} ou S_{20} , transferindo as cargas ilhadas, respectivamente, para o alimentador C ou D, da outra subestação. Em todas as três situações, a radialidade do sistema é mantida.

No entanto, a transferência de carga pode sobrecarregar algum alimentador ou um trecho do sistema, bem como violar os limites de tensão em alguma barra. Com o intuito de resolver o problema, pode-se optar em manobrar uma quantidade maior de chaves. Se durante as operações de chaveamentos os limites físicos do sistema permanecerem em situação crítica, deve-se realizar, como último recurso, o corte de carga em uma ou várias barras.

Assim, existem inúmeras alternativas para solucionar o problema de restabelecimento. A partir da análise de todas as possibilidades de configurações factíveis determina-se a escolha da solução ótima, de acordo com o objetivo pretendido pelos operadores do sistema. Associado ao fato que para cada configuração factível podem existir várias possibilidades de cortes de carga, a busca exaustiva para sistemas reais e de grande porte torna-se inviável devido à explosão combinatória.

Portanto, o desenvolvimento de ferramentas computacionais robustas para o problema de restabelecimento, capazes de contemplar e otimizar procedimentos de reconfiguração e corte de carga, é de suma importância para reduzir o espaço de busca e encontrar soluções ótimas ou ao menos sub-ótimas.

Neste sentido, as próximas seções deste capítulo apresentam um algoritmo para a reconfiguração e outra para o corte de carga. Em seguida, os dois algoritmos são integrados e aplicados em uma metodologia para determinar um plano ótimo de restabelecimento.

III.3 Metodologia para Reconfiguração

Através da reconfiguração ótima do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) é possível atender um ou vários objetivos como a minimização de perdas de energia, balanceamento de cargas entre alimentadores, minimização do desvio de tensão nominal, minimização do número de manobras, minimização do corte de carga, etc.

A metodologia desenvolvida nesta tese para reconfiguração de SDEE foi aplicada, originalmente, em condições normais de operação, visando à minimização de perdas ativas. Posteriormente, a mesma metodologia foi adaptada e aplicada no problema de restabelecimento, alterando naturalmente a função objetivo, visando à maximização da carga atendida e à minimização do número de manobras de chaves.

Assim, esta seção tem como intuito apresentar os conceitos básicos que envolvem a metodologia desenvolvida para reconfiguração em condições normais de operação. Desta forma, será possível, na seção III.5, compreender a metodologia desenvolvida, com aplicação específica na solução do problema de restabelecimento de energia elétrica.

Então, no caso da reconfiguração para minimizar as perdas de potência ativa, o problema pode ser formulado matematicamente como:

$$\text{Min Perdas} = \sum_{km=1}^{NC} \text{Chave}_{km} \cdot L_{km} \quad (\text{III.1})$$

Sujeito a:

$$Pg_k - Pd_k - \sum_{m \in \Omega_k} \text{Chave}_{km} \cdot P_{km} = 0 \quad (\text{III.2})$$

$$Qg_k - Qd_k - \sum_{m \in \Omega_k} \text{Chave}_{km} \cdot Q_{km} = 0 \quad (\text{III.3})$$

$$L_{km} = g_{km} \cdot (V_k^2 + V_m^2 - 2 \cdot V_k \cdot V_m \cdot \cos \theta_{km}) \quad (\text{III.4})$$

$$\bar{Z}^{\min} \leq \bar{Z} \leq \bar{Z}^{\max} \quad (\text{III.5})$$

Em que:

NC	Representa o número total de circuitos do sistema;
L_{km}	Representa a perda de potência ativa no circuito $k-m$;
Pg_k	Representa a potência ativa gerada na barra k ;
Pd_k	Representa a carga ativa conectada na barra k ;
P_{km}	Representa o fluxo de potência ativa no circuito $k-m$;
$Chave_{km}$	Representa a variável binária referente à posição da chave acoplada ao circuito $k-m$;
Ω_k	Representa o conjunto de barras conectadas à barra k ;
Qg_k	Representa a potência reativa gerada na barra k ;
Qd_k	Representa a carga reativa conectada na barra k ;
Q_{km}	Representa o fluxo de potência reativa no circuito $k-m$;
g_{km}	Representa a condutância do circuito $k-m$;
$V_k; V_m$	Representam as magnitudes de tensão das barras k e m , respectivamente;
θ_{km}	Representa a defasagem angular entre as barras k e m ;
\bar{Z}	Representa o conjunto de variáveis do problema que possuem limites físicos e/ou operacionais;
$\bar{Z}^{\min}; \bar{Z}^{\max}$	Representa o limite inferior e o limite superior das variáveis do conjunto \bar{Z} , respectivamente.

A equação (III.1) representa a função objetivo, associada à minimização de perdas de energia nos circuitos do sistema. Destaca-se que o valor da posição da chave acoplada a um circuito ($Chave_{km}$) contribui na formulação desta função, de modo que um circuito aberto ($Chave_{km} = 0$) não seja contabilizado nas perdas. Caso um circuito não tenha chave acoplada, assume-se $Chave_{km} = 1$.

As expressões (III.2) e (III.3) representam o balanço de potência ativa e reativa, respectivamente.

A equação (III.4) representa as perdas de potência ativa no circuito k - m . As restrições de limites físicos e operacionais estão representadas em (III.5). Neste conjunto de restrições, incluem-se os limites de tensão nodal, fluxo de potência nos circuitos, geração de potências ativa e reativa.

Destaca-se que as variáveis $Chave_{km}$ são inteiras para representar a natureza discreta das opções de chaveamento. A existência destas variáveis discretas com variáveis contínuas, juntamente com as equações (III-2) - (III.4), caracterizam um problema não linear. inteiro misto (PNLIM), requerendo estratégias eficientes para sua solução. Para acomodar estas estratégias, o presente trabalho propõe um algoritmo heurístico construtivo, descrito a seguir.

III.3.1 Algoritmo Heurístico para Reconfiguração de SDEE

O algoritmo heurístico proposto para a reconfiguração de sistemas de distribuição (Oliveira *et al.* 2014, Rosseti *et al.*, 2013) é baseado em dois procedimentos, realizados a partir do sistema funcionado em uma configuração radial existente. Estes procedimentos consistem em:

(i) fecha-se uma chave normalmente aberta (NA). Neste caso, forma-se um laço na rede elétrica;

(ii) Efetua-se a abertura de uma chave do laço formado no procedimento (i), a fim de desfazer o laço e retornar o sistema à uma nova condição radial de menor perda em relação à configuração radial anterior. Para tanto, utiliza-se o índice de sensibilidade (ID_{CH}) descrito na seção seguinte. Neste caso, identifica-se um novo conjunto de chaves abertas. A convergência é obtida quando o novo conjunto de chaves coincide com o conjunto anterior. Considerando as alterações sucessivas no conjunto de chaves abertas, este conjunto foi denominado “Conjunto Dinâmico de Chaves” (CDC), e o algoritmo proposto de “Algoritmo Heurístico do Conjunto Dinâmico de Chaves” (AHCDC).

Destaca-se que os procedimentos supracitados devem ser executados para todas as chaves, ou seja, todas as chaves NA devem ser fechadas pelo menos uma vez. O ponto crucial do AHCDC consiste na formação e utilização

do CDC. Verifica-se que à medida que o processo evolui, ocorrem sucessivas trocas de chaves. Este aspecto é de extrema importância porque permite que uma chave não selecionada no início do processo de reconfiguração possa ser selecionada em outra condição alcançada pela mudança na topologia da rede. Desta forma, evita-se que o AHCDC estabilize, precocemente, em soluções de mínimo local.

A Figura III.3 mostra o fluxograma do AHCDC proposto. Na sequência, cada passo deste algoritmo é descrito detalhadamente.

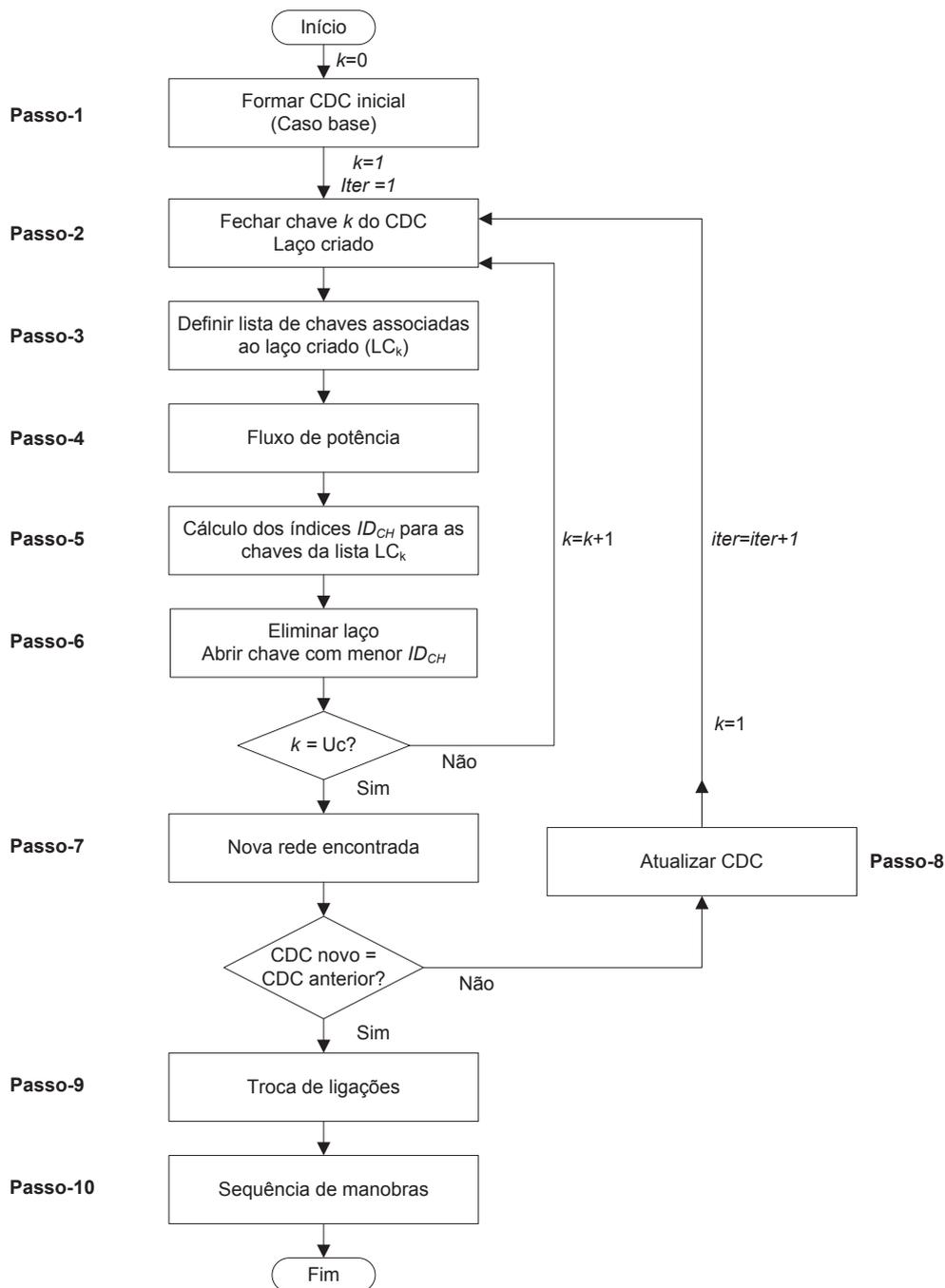


Figura III.3 – Fluxograma do AHCDC proposto.

Passo-1

Neste passo é identificado o conjunto de chaves do sistema normalmente abertas (NA). Este é o CDC inicial do processo ($CDC_{k=0}$). A ordem das chaves NA neste conjunto é definida através do somatório das cargas de cada laço formado com o fechamento individual destas chaves. Ou seja, as chaves são agrupadas no CDC inicial em ordem crescente de carga ativa do respectivo laço. Esta ordenação foi adotada para reduzir o impacto das trocas de chaves no início do processo de reconfiguração.

Passo-2

Fecha-se a chave de ordem k ($k=1, \dots, U_c$) do CDC, formando um laço no sistema, em que U_c representa o número de chaves do conjunto. Este laço deve ser eliminado em um passo subsequente do AHCDC.

Passo-3

Após o fechamento da chave k , define-se a lista de chaves (LC_k) pertencentes ao laço criado.

Passo-4

Executa-se um fluxo de potência não linear convencional, baseado no método completo de *Newton Raphson* (Monticelli, 1983), e determina-se o estado da rede atualizado com o laço formado. Para tanto, deve-se solucionar um sistema matricial do tipo formulado nas equações (III.6) e (III.7):

$$[\Delta y] = [J] \cdot [\Delta x] \quad (\text{III.6})$$

$$[\Delta y] = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}; [\Delta x] = \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{III.7})$$

Em que:

Δx	Representa o vetor das variáveis independentes;
J	Representa a matriz Jacobiana;
Δy	Representa o vetor das variáveis dependentes;
ΔP	Representa o vetor de resíduos de potência ativa;
ΔQ	Representa o vetor de resíduos de potência reativa;
$\Delta \theta$	Correção do vetor de ângulos de tensão;
ΔV	Correção do vetor de módulos de tensão.

Passo-5

Com a rede parcialmente malhada, obtêm-se os índices de sensibilidade (ID_{CH}) correspondentes a lista LC_k . Destaca-se que estes índices sempre irão conter a informação da rede com apenas um laço. Este aspecto é importante porque fornece as sensibilidades das chaves LC_k em uma condição próxima de uma rede radial, conduzindo à uma decisão de melhor qualidade no processo. Em outras palavras, com uma rede completamente malhada, os índices indicariam uma sensibilidade distante da condição radial de operação. As chaves associadas aos menores índices são priorizadas para abertura, conforme será descrito em item subsequente.

Passo-6

Este passo consiste em eliminar o laço formado. Para tanto, deve-se abrir a chave da lista LC_k com o menor ID_{CH} a fim de proporcionar o menor impacto no estado operativo do sistema.

Os passos de 2 a 6 devem ser executados até que todas as chaves do CDC sejam fechadas isoladamente.

Passo-7

Neste passo do AHCDC, tem-se uma nova rede obtida através das modificações sucessivas das chaves do CDC. Se a nova rede radial encontrada não difere da rede anterior, então o processo de reconfiguração converge. Caso contrário, este processo deve continuar através do Passo-8.

Passo-8

Adota-se o CDC atual como CDC inicial. A partir daí volta-se ao Passo-2, atualizando o contador de iterações ($iter = iter + 1$) e reiniciando o contador de chaves ($k = 1$).

Passo-9

Este passo verifica a possibilidade de refinar a solução encontrada até então. Para isto, é realizada uma troca de ligações para cada chave de ordem k do CDC final pela segunda melhor chave indicada pelo ID_{CH} na última iteração do AHCDC pertencente ao mesmo laço de k . Este processo é denominado troca de ligações de primeiro grau. Entretanto, realiza-se esta troca somente quando a segunda melhor chave de cada laço possuir ID_{CH} no máximo 3 vezes maior que o ID_{CH} da melhor chave, determinado empiricamente.

Se a condição anterior de comparação entre os dois melhores ID_{CH} for verdadeira, independente de melhoria da solução com a troca de primeiro grau, realiza-se uma troca de ligações de segundo grau a fim de aprimorar o refinamento da solução. Neste caso, deve-se trocar cada chave do CDC pela terceira melhor chave do mesmo laço, conforme índice ID_{CH} . Entretanto, esta troca é avaliada somente quando esta chave possuir ID_{CH} no máximo 5 vezes maior que o ID_{CH} da respectiva chave do CDC, também determinado empiricamente.

Assim, apenas as chaves com certo grau de possibilidade para refinar a solução pré-encontrada são avaliadas pela troca de ligações.

Passo-10

Após a convergência do AHCDC, o processo de atualização do CDC conduz a uma sequência de manobras de chaves desde a rede radial inicial até a rede radial final. Esta sequência constitui-se, portanto, nos procedimentos operativos a serem seguidos pelos operadores, e apresenta-se como uma

vantagem de se manter a radialidade da rede durante o processo de reconfiguração. Esta abordagem é conhecida como otimização dinâmica, que visa não somente determinar a solução ótima para um problema, mas também fornecer os procedimentos necessários para atingir esta solução.

III.3.2 Índice de Sensibilidade Proposto para o AHCDC

O Índice de Decisão (ID_{CH}) ou de sensibilidade utilizado no AHCDC, calculado no Passo-5 do fluxograma da Figura III.3, é dado por:

$$ID_{CH_{km}} = |I_{km}| \quad (III.8)$$

Em que:

$ID_{CH_{km}}$ Representa o Índice de Decisão para a chave no circuito $k-m$;

I_{km} Representa a corrente no circuito $k-m$;

Após o fechamento de uma chave NA, forma-se o laço. Quando uma das chaves que formam o laço na rede é aberta para tornar o sistema novamente radial, a corrente no circuito onde está situada esta chave é redirecionada para os outros circuitos. Portanto, quanto menor a corrente no circuito candidato para abertura, menor é o impacto negativo no estado operativo do sistema tal como nível de tensão e perdas. Logo, o menor índice ID_{CH} indica a chave que deve ser aberta para eliminar o laço.

No Apêndice A é apresentado um sistema tutorial para um melhor entendimento do algoritmo de reconfiguração AHCDC, bem como os resultados para outros sistemas tradicionais da literatura. Os estudos de casos realizados avaliam o desempenho do AHCDC para apenas um patamar de carga, mas o algoritmo contempla a variação da curva horária de carga, conforme apresentado em maiores detalhes em Oliveira *et al.* (2014).

III.4 Metodologia para Corte de Carga

Em situações emergenciais é necessário aliviar o carregamento do sistema de distribuição, realizando corte de carga em algumas barras, para garantir os limites operacionais. Matematicamente, o problema de minimização do corte de carga pode ser formulado como:

$$\text{Min Corte} = \sum_{k=1}^{NB} CC_k \cdot \alpha_k \cdot Pd_k \quad (\text{III.9})$$

Sujeito a:

$$Pg_k - (1 - \alpha_k) \cdot Pd_k - \sum_{m \in \Omega_k} P_{km} = 0 \quad (\text{III.10})$$

$$Qg_k - (1 - \alpha_k) \cdot Qd_k - \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km} = 0 \quad (\text{III.11})$$

$$\bar{Z}^{\min} \leq \bar{Z} \leq \bar{Z}^{\max} \quad (\text{III.12})$$

Em que:

- NB Representa o número total de barras do sistema;
- CC_k Representa o custo unitário de corte de carga na barra k ;
- α_k Representa o percentual de corte de carga na barra k ;

A equação (III.9) representa a função objetivo, associada à minimização de corte de carga total do sistema. Destaca-se que o valor de decisão de corte em uma barra candidata do sistema (α_k) contribui na formulação desta função, de modo que $\alpha_k = 1$ significa corte de carga na barra k e $\alpha_k = 0$ significa que a carga permanece conectada na barra k . Caso a barra k não seja uma barra candidata, assume-se $\alpha_k = 0$.

O custo unitário de corte (CC_k) também contribui na formulação da função objetivo, diretamente proporcional a prioridade das cargas. Quanto mais prioritária uma carga para o sistema, maior será o valor de CC_k .

As expressões (III.10) e (III.11) representam o balanço de potência ativa e reativa em cada barra, respectivamente, considerando a decisão de cortar ou não carga na barra.

As restrições de limites físicos e operacionais estão representadas em (III.12). Neste conjunto de restrições, incluem-se os limites de tensão nodal, fluxo de potência nos circuitos, geração ativa e reativa e corte máximo permitido.

Destaca-se que as variáveis α_k são inteiras para representar a natureza discreta das opções de corte de carga, o que caracteriza o problema em questão, da mesma forma que o de reconfiguração, como um problema complexo, não convexo e combinatório. Por tanto, um algoritmo heurístico construtivo é proposto para a minimização de corte de carga (AHCORTE). Este algoritmo determina o corte discreto e mínimo de carga com o objetivo de assegurar os limites de tensão nas barras em um sistema de distribuição.

A metodologia baseia-se em uma lista de barras candidatas. Em cada iteração, o AHCORTE seleciona da lista a barra candidata com o menor grau de prioridade para efetuar o corte de carga e calcula as tensões e ângulos através de um fluxo de potência convencional. O processo iterativo se repete até que não existam mais violações de limites operacionais da rede. A Figura III.4 mostra o fluxograma do AHCORTE proposto.

O **passo-1** define o conjunto de barras candidatas (BC) para corte de carga. O **passo-2** define uma lista em ordem crescente de prioridade das cargas associadas com as barras candidatas. O **passo-3** seleciona a barra de prioridade k e é fixado para esta barra $\alpha_k = 1$.

No **passo-4** executa-se um fluxo de potência convencional e verifica se ocorre violação de algum limite operacional. Em caso afirmativo, o algoritmo retorna ao passo-2 e seleciona a barra de prioridade $k = k + 1$. Caso contrário, o algoritmo converge.

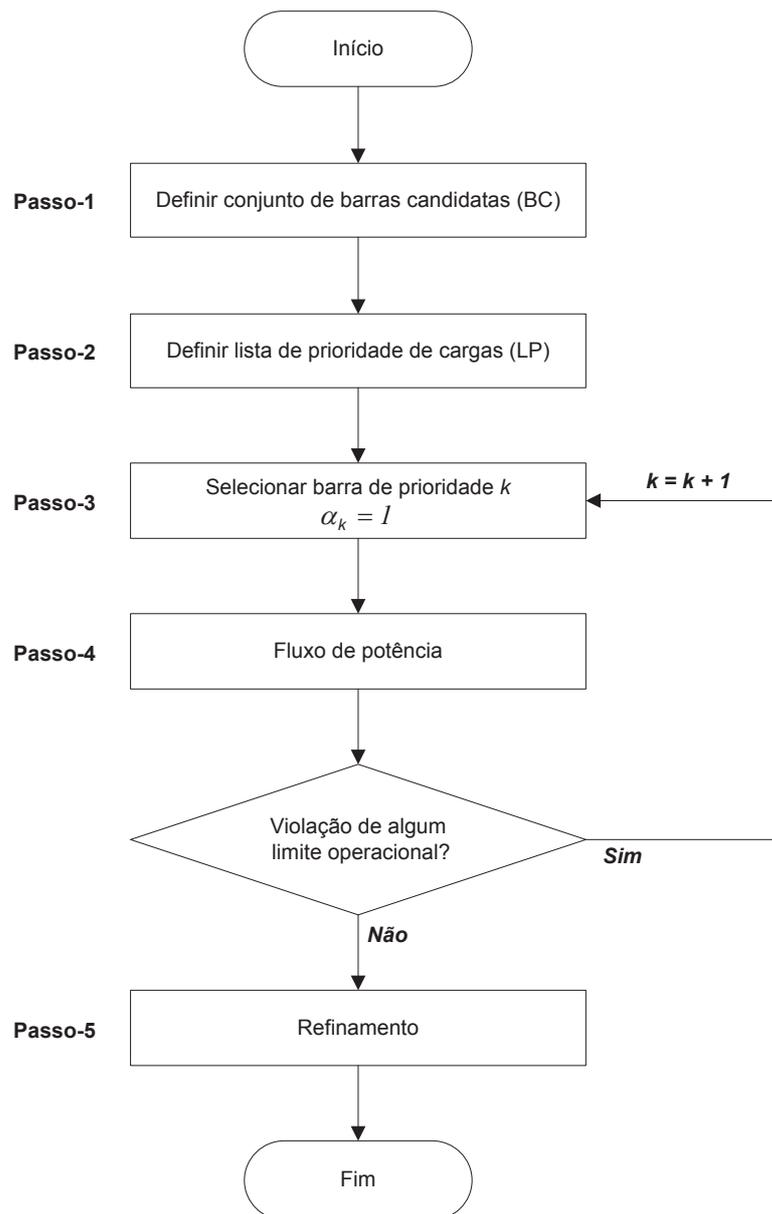


Figura III.4 – Fluxograma do AHCORTE proposto.

Já o **passo-5** realiza um refinamento da solução de corte de carga encontrada pelo algoritmo. Este passo se aplica para o caso de corte em mais de uma barra. Pode ocorrer que o corte de carga de uma segunda barra seja suficiente, então a primeira barra analisada não necessita de corte de carga. Para realização deste passo, outro fluxo de potência convencional (FPC) é avaliado considerando a primeira barra reconectada na rede e a segunda barra da lista desconectada. Se o resultado do FPC não tiver tensão fora do limite, a primeira barra é considerada energizada em definitivo, assim como a segunda barra da lista é considerada desconectada.

III.5 Metodologia para Restabelecimento de Energia Elétrica

III.5.1 Formulação Matemática

Após à ocorrência de uma ou simultâneas contingências em um sistema de distribuição é necessário maximizar o restabelecimento da carga não atendida, que pode ser alcançado pela reconfiguração da rede e em situações críticas, realizando corte de carga em algumas barras energizadas (ou desconectando a carga em algumas barras ilhadas), para garantir os limites operacionais. Matematicamente, o problema de restabelecimento pode ser formulado como:

$$\text{Min FOB} = \rho_{CC} \cdot \sum_{k=1}^{NB} CC_k \cdot \alpha_k \cdot Pd_k + \rho_{CCH} \cdot \sum_{km=1}^{NC} CCH_{km} \cdot (Chave_{km} - Chave_{km}^0)^2 \quad (\text{III.13})$$

Sujeito a:

$$Pg_k - (1 - \alpha_k) \cdot Pd_k - \sum_{m \in \Omega_k} Chave_{km} \cdot P_{km} = 0 \quad (\text{III.14})$$

$$Qg_k - (1 - \alpha_k) \cdot Qd_k - \sum_{m \in \Omega_k} Chave_{km} \cdot Q_{km} = 0 \quad (\text{III.15})$$

$$\bar{Z}^{\min} \leq \bar{Z} \leq \bar{Z}^{\max} \quad (\text{III.16})$$

Em que:

ρ_{CC} Representa o peso associado com a parcela de corte de carga na FOB;

ρ_{CCH} Representa o peso associado com a parcela de manobras de chaves na FOB;

CCH_{km} Representa o custo unitário para manobrar a chave do circuito $k-m$;

$Chave_{km}^0$ Representa o estado da posição da chave do circuito $k-m$ imediatamente após à ocorrência da contingência;

A equação (III.13) representa a função multi-objetivo para o restabelecimento. A primeira parcela da FOB está associada à minimização do corte total de carga do sistema, enquanto a segunda parcela está associada com a minimização do número de operações de manobras de chaves. Como já mencionado anteriormente na seção III.4, o corte de carga em uma barra implica em um custo, proporcional à prioridade da carga. De maneira análoga, a manobra de uma chave implica em um custo, CCH_k , influenciado, por exemplo, pela vida útil da chave e pelo tempo de execução da manobra. Para cada parcela da FOB é atribuído um peso que pode alterar de valor de acordo com a realidade e objetivos específicos da distribuidora.

As expressões (III.14) e (III.15) representam o balanço de potência ativa e reativa em cada barra, respectivamente, considerando a decisão de cortar ou não carga na barra e de alterar o estado de uma chave.

As restrições de limites físicos e operacionais estão representadas em (III.16). Neste conjunto de restrições, incluem-se os limites de tensão nodal, fluxo de potência nos circuitos, geração ativa e reativa e corte máximo permitido.

Como já abordado no problema de reconfiguração e corte de carga, tratados separadamente, as variáveis $Chave_{km}$ e α_k são inteiras para representar a natureza discreta das opções de chaveamento e corte de carga, respectivamente, tornando o problema ainda mais complexo e combinatório. Por isto, um algoritmo heurístico é proposto para o restabelecimento, descrito a seguir.

III.5.2 Algoritmo Heurístico para Restabelecimento de Energia Elétrica (AHREE)

O algoritmo heurístico para restabelecimento de energia elétrica em sistemas de distribuição (AHREE) é dividido em sete etapas. O AHREE processa as informações nestas etapas e determina a sequência de operações que devem ser realizadas durante o restabelecimento. O fluxograma da Figura III.5 mostra as etapas do processo.

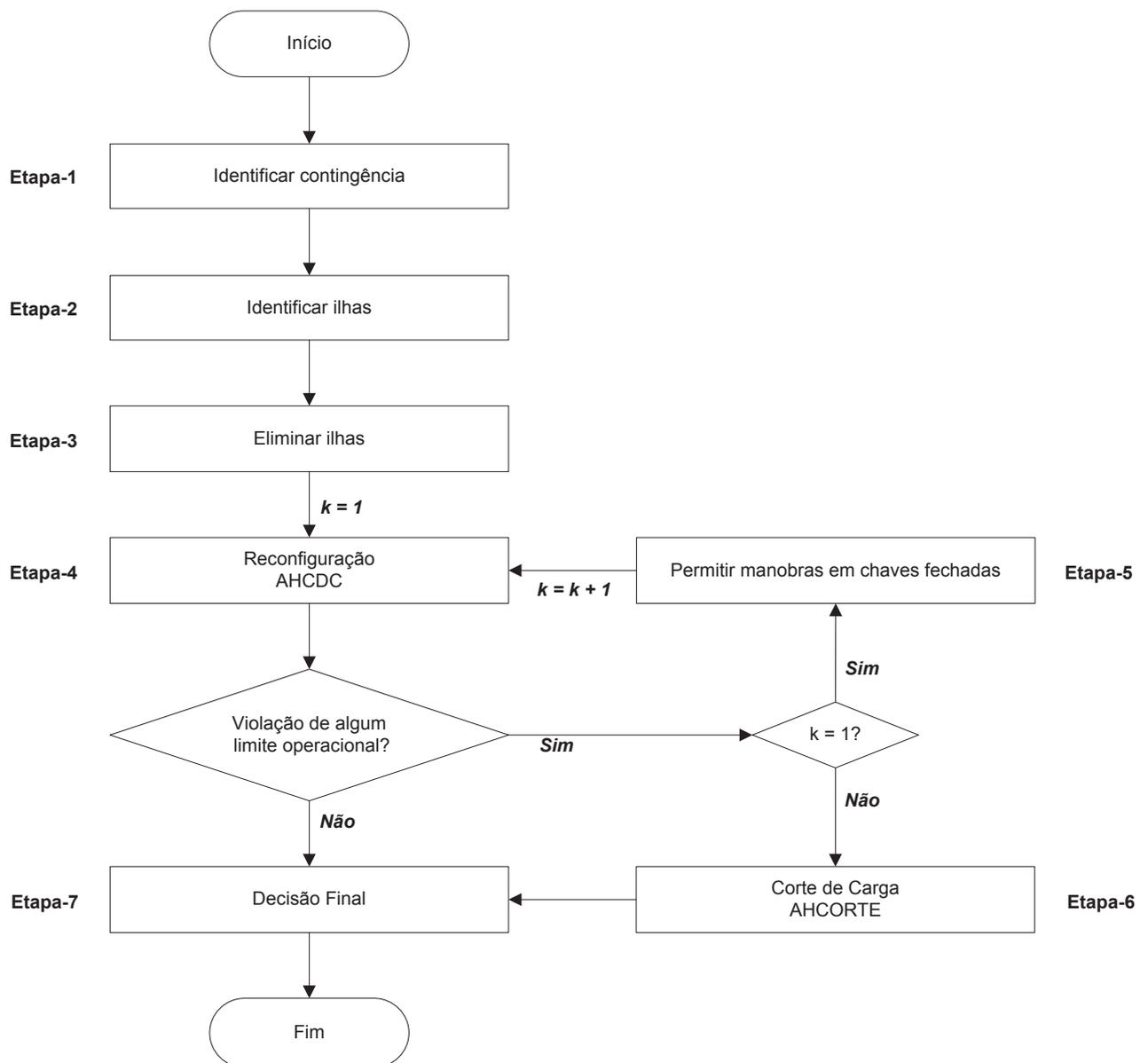


Figura III.5 – Fluxograma do AHREE proposto.

Etapa-1

Após à ocorrência de uma ou simultâneas contingências, o Etapa-1 consiste em identificar os dados da região ou regiões em falta, incluindo a atuação dos dispositivos de proteção e a abertura de chaves próximas para isolar a menor parte possível do sistema.

Etapa-2

A segunda etapa verifica se a operação de chaves e dispositivos de proteção, para isolar o defeito, ocasiona ilhamentos em regiões vizinhas. A identificação de ilhamentos pode ser determinada através da teoria de grafos (Neto e Jurkiewicz, 2009, Oliveira *et al.*, 2010).

Etapa-3

Na Etapa-3 o algoritmo deve eliminar, caso possível, as ilhas do sistema. Para cada região ilhada, o AHREE busca alguma chave aberta que, ao fechar, energiza a região. Se uma ilha com a possibilidade de duas ou mais chaves atenderem a este requisito, escolhe-se uma das chaves aleatoriamente. A eliminação de duas ou mais ilhas é realizada por ordem de prioridade das cargas.

Destaca-se que o fechamento das chaves, nesta etapa, é apenas para obter uma nova configuração radial do sistema e iniciar o processo iterativo do algoritmo.

Etapa-4

A Etapa-4 realiza a reconfiguração da rede, partindo-se da configuração radial obtida na etapa anterior. Para tanto, utiliza-se o algoritmo AHCDC descrito na seção III.3.1 e justificado pelos seguintes aspectos:

- O AHCDC inicia o processo de reconfiguração a partir de uma configuração radial e tem como objetivo encontrar outra configuração radial otimizada;
- De acordo com os resultados apresentados no Apêndice A e em Oliveira *et al.* (2014), a configuração inicial não impacta na configuração final obtida pelo AHCDC;
- Em cada iteração do AHCDC, o procedimento de fechar uma chave para formar um laço no sistema e em seguida abrir uma chave do

- laço, assegura sempre as restrições de radialidade para cada nova configuração obtida;
- O algoritmo determina uma sequência de operações de manobras de chaves, desde a configuração inicial até se alcançar a configuração final;
- O algoritmo evita a convergência prematura em uma solução local, pois permite que uma chave não atrativa no início do processo iterativo possa ser novamente reavaliada em uma iteração posterior.

Entretanto, o AHCDC é utilizado na seção III.3.1 para minimização de perdas de energia. Para acomodar um dos objetivos da reconfiguração durante o processo de restabelecimento, de minimizar o número de manobras de chaves, o AHCDC é modificado:

- Na primeira execução do AHCDC ($k = 1$) considera-se como manobráveis somente as chaves inicialmente abertas, anterior à ocorrência de contingências.
- Os limites mínimos operacionais da rede servem como um critério de convergência. Em outras palavras, se uma nova configuração radial obtida satisfizer as restrições operacionais durante o processo iterativo, o AHCDC converge;
- Na etapa de refinamento do AHCDC, realiza-se uma troca de chaves para melhorar a tensão mínima do sistema, ou se a troca for por uma chave inicialmente aberta e que mantenha os limites operacionais dentro do permitido.

Após a manobra de alguma chave durante os procedimentos de reconfiguração, obtidos do AHCDC, deve-se verificar a ocorrência de violação de limites operacionais. Segue-se para a Etapa-5 se for a primeira execução do AHCDC ($k = 1$) ou segue-se para a Etapa-6 se for a segunda iteração do AHCDC ($k = 2$). Se nenhum limite operacional é violado, segue-se para a Etapa-7.

Etapa-5

A Etapa-5 permite a manobra de todas as chaves do sistema com o intuito de melhorar os limites operacionais em relação à solução encontrada na primeira execução da Etapa-4, que considera como manobráveis apenas as chaves inicialmente abertas. Retorna-se à Etapa-4, atualiza-se a configuração inicial como sendo a configuração final em $k = 1$ e realiza-se a segunda execução do AHCDC ($k = 2$),

Em seguida verifica-se novamente se durante os procedimentos de manobras obtidos pelo AHCDC ocorre violação de limites operacionais. Em caso afirmativo, segue-se para a Etapa-6. Caso contrário, segue-se para a Etapa-7.

Etapa-6

A Etapa-6 realiza o corte de carga (ou desconecta cargas pertencentes à barras ilhadas), de forma discreta e seletiva, utilizando o AHCORTE, como última alternativa para garantir os limites operacionais do sistema.

Ressalta-se que é definido nesta etapa um corte de carga único para todas as manobras de chaves obtidas da Etapa-4. Assim, executa-se o AHCDC para a primeira manobra de chave que violar algum limite operacional, determinando o corte de carga relacionado à esta operação de chaveamento. Se este corte de carga não atender as restrições operacionais de alguma operação de chaveamento subsequente, executa-se novamente o AHCORTE para adicionar cargas ao corte já existente e assim sucessivamente até chegar ao último procedimento de manobras.

Etapa-7

A Etapa-7 determina a sequência de operações que podem ser adotadas pelas equipes de campo ou centros de controle automático durante o restabelecimento, desde a identificação de ilhas até a configuração radial final que maximiza o total de carga atendida pelo sistema e que satisfaça ao mesmo tempo as restrições físicas e operacionais.

III.6 Análise de Sistema Tutorial

O sistema teste de 16 barras (Cinvalar *et al.*, 1988) será usado para apresentar de forma detalhada a solução passo a passo de cada etapa do AHREE para restabelecimento de sistemas de distribuição de energia elétrica. Este sistema é composto de 3 alimentadores de 23 kV e 16 trechos, conforme diagrama da Figura III.6, em que as linhas contínuas representam as chaves normalmente fechadas (NF), e as linhas pontilhadas representam as chaves normalmente abertas (NA). Para a configuração inicial, com as chaves S_7 , S_8 e S_{16} abertas, as perdas são de 466,13 kW e a tensão mínima é de 0,9716 p.u.-V na barra 10. Para este caso, o limite mínimo de tensão nas barras é de 0,90 p.u.

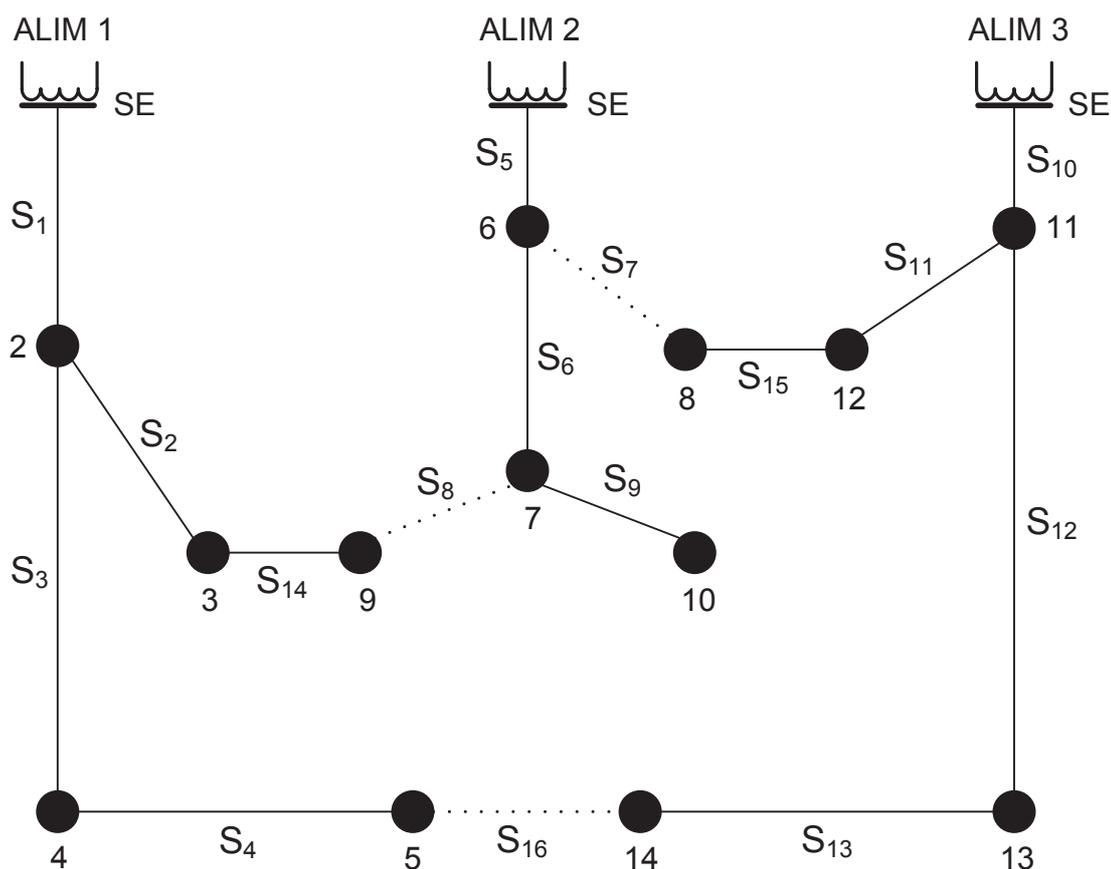


Figura III.6 – Sistema 16 barras: configuração Inicial.

Etapa-1

Considerando uma contingência entre o alimentador 2 e a barra 6, ocorre a atuação da proteção e abertura da chave S_5 , conforme Figura III.7 e identificada pela Etapa-1.

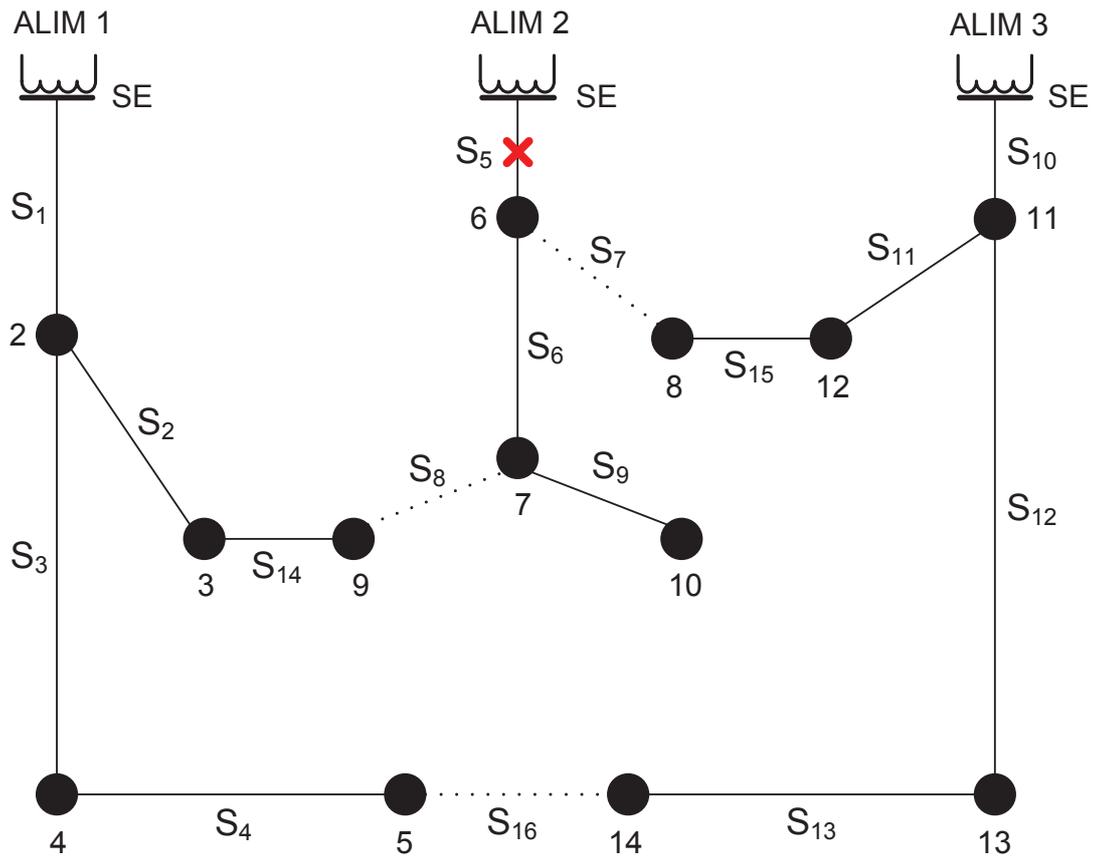


Figura III.7 – Sistema 16 barras: identificação de contingência.

Etapa-2

Com a abertura da chave S_5 , a Etapa-2 identifica o ilhamento da região formada pelas barras 6, 7 e 10, conforme apresentado na Figura III.8. O total de carga ativa ilhada é de 13,5 MW, correspondente a 47,04% do sistema.

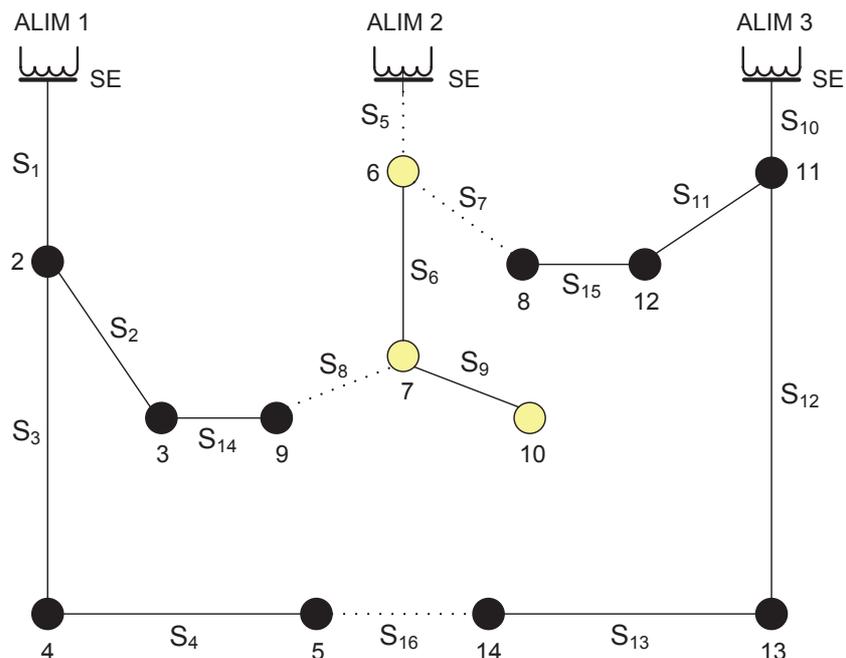


Figura III.8 – Sistema 16 barras: barras 6, 7 e 10 ilhadas.

Etapa-3

O fechamento tanto da chave S_7 quanto da chave S_8 elimina a ilha do sistema. Na Etapa-3 a chave S_7 é escolhida aleatoriamente e é fechada, como mostra a Figura III.9. Para esta configuração as perdas são de 1.334,33 kW e a tensão mínima é de 0,9143 p.u. na barra 10.

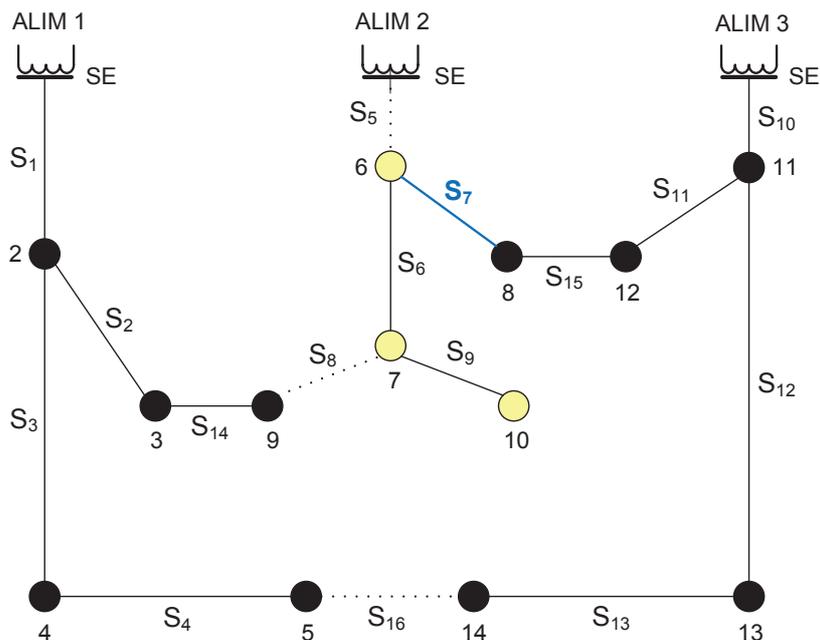


Figura III.9 – Sistema 16 barras: chave S_7 fechada.

Tabela III.1 – Resultados 16 barras: limite mínimo de tensão de 0,90 p.u.

Metodologia	Procedimentos	Tensão Mínima (p.u.-V)	Número de manobras	Cargas Restabelecida (%)
AHREE Proposto	Fechar S ₈	0,9243 (Barra 6)	1	100,00
Lin e Chin (1998)	Fechar S ₇	0,9143 (Barra 10)	1	100,00

Observa-se da Tabela III.1 que o algoritmo proposto AHREE e a metodologia apresentada em Lin e Chin (1998) restabelecem 100% da região ilhada com apenas uma manobra de chave. Entretanto, a chave manobrada pelo AHREE resulta em um nível de tensão superior em relação à chave manobrada em Lin e Chin (1998), mostrando uma melhoria do estado da rede com a aplicação do método proposto.

A Tabela III.2 apresenta os resultados do AHREE e de Lin e Chin (1998), estabelecendo como limite mínimo de tensão 0,93 p.u. Assim como em Lin e Chin (1998), a barra 10 também é considerada como de baixa prioridade. A terceira coluna da tabela mostra o pior nível de tensão obtido para cada manobra do restabelecimento.

Da Tabela III.2 observa-se que o AHREE desconecta a carga na barra 10, antes de realiza as três operações de manobras de chaves, incluindo-se as chaves normalmente fechadas como opção ao restabelecimento. Já Lin e Chin (1998) também desconecta a carga na barra 10 e, em seguida, realiza apenas uma operação de manobra de chave S₇. Porém, após as duas manobras adicionais do AHREE é possível reconectar a carga da barra 10 e restabelecer 100% da região ilhada, enquanto em Lin e Chin, (1998) a carga da barra 10 deve permanecer desconectada até a correção da contingência, restabelecendo assim 66,6% da ilha, comprovando que um aumento no número de chaveamentos pode maximizar a carga restabelecida.

Tabela III.2 – Resultados 16 barras: limite mínimo de tensão de 0,93 p.u.

Metodologia	Procedimentos	Tensão Mínima (p.u.-V)	Cargas Restabelecida (%)	Número de manobras
AHREE Proposto	Desconectar a carga da barra 10	0,9880 (Barra 5)	0,00	3
	Fechar S ₈	0,9341 (Barra 6)	66,67	
	Fechar S ₇	0,9647 (Barra 6)		
	Abrir S ₆	0,9646 (Barra 6)		
	Reconectar a carga da barra 10	0,9542 (Barra 6)	100,00	
Lin e Chin (1998)	Desconectar a carga da barra 10	0,9880 (Barra 5)	0,00	1
	Fechar S ₇	0,9309 (Barra 7)	66,67	

Adicionalmente, se o AHREE permitir somente uma manobra de chave, a solução seria desconectar a carga da barra 10 e fechar S₈. Conforme a Tabela III.2 esta solução encontraria um nível de tensão superior (0,9341 p.u.) em relação a solução de Lin e Chin (1998) (0,9309 p.u.).

Por fim, a Tabela III.3 apresenta os resultados do AHREE e de Lin e Chin (1998), estabelecendo como limite mínimo de tensão 0,95 p.u. Neste caso aplica-se a lista de prioridade LP = {10, 6, 7}, composta pelas barras ilhadas do sistema, também em Lin e Chin (1998) para comparação dos resultados. Adicionalmente, o AHREE permite a operação de todas as chaves.

Tabela III.3 – Resultados 16 barras: limite mínimo de tensão de 0,95 p.u.

Metodologia	Procedimentos	Tensão Mínima (p.u.-V)	Cargas Restabelecida (%)	Número de manobras
AHREE Proposto	Desconectar a carga da barra 6	0,9880 (Barra 5)	0,00	3
	Fechar S ₈	0,9542 (Barra 10)	70,37	
	Fechar S ₇	0,9687 (Barra 10)		
	Abrir S ₆	0,9542 (Barra 10)		
	Reconectar a carga da barra 6	0,9542 (Barra 10)	100,00	
Lin e Chin (1998)	Desconectar a carga das barras 10 e 6	0,9880 (Barra 5)	0,00	1
	Fechar S ₇	0,9580 (Barra 7)	37,04	

A sequência de procedimentos da Tabela III.3 para o método proposto mostra que até o fechamento da chave S₈ somente haverá necessidade de desconectar a carga na barra 6, resultando no restabelecimento de 70,07% da ilha e com um nível de tensão dentro dos limites exigidos. Para a referência Lin e Chin (1998), o fechamento de S₇ requer desconectar as cargas das barras 10 e 6, resultando em apenas 37,04% da área restabelecida. Permitindo a operação de mais chaves, o método proposto apresenta um resultado ainda melhor, observado na sequência de procedimentos da Tabela III.3.

Comparando os resultados obtidos na Tabela III.2 e Tabela III.3 pelo AHREE proposto observa-se que o aumento do limite mínimo de tensão ocasionou alteração nas cargas desconectadas. A carga na barra 10, desconectada, de menor prioridade, ocorreu quando o limite mínimo de tensão foi de 0,93 p.u. No entanto, desconectar esta carga não foi suficiente quando o limite mínimo de tensão exigido alterou-se para 0,95 p.u. Assim, a barra 6, a

segunda barra de menor prioridade, deve ter sua carga também desconectada. Porém, com o refinamento do algoritmo de corte de carga, verifica-se que ao reconectar a carga da barra 10 ainda assegura-se os limites de tensão. Logo, somente a carga da barra 6 é desconectada pelo método proposto.

Adicionalmente, verifica-se da Tabela III.3 que pela aplicação da metodologia de Lin e Chin (1998) é necessário desconectar a carga nas barras 10 e na barra 6 para assegurar os limites de tensão, restabelecendo apenas 37,04% da região ilhada, com o fechamento da chave S_7 . Por outro lado, o AHREE proposto restabelece 100% da ilha, após três operações de chaveamento e o religamento da carga na barra 6.

Com o intuito de validar a qualidade dos resultados da metodologia proposta, a Tabela III.4 apresenta o número de simulações de fluxos de potência necessários para determinar a solução pelo AHREE e pelo método de enumeração exaustiva para cada limite mínimo de tensão (V^{MIN}) especificado.

Tabela III.4 – Sistema 16 barras: número de simulações de fluxos de potência

V^{MIN} (p.u.)	AHREE proposto				Enumeração Exaustiva
	Etapa 4 (k=1)	Etapa 4 (k=2)	Etapa-6	Total	
0,90	3	0	0	3	120
0,93	3	7	1	11	240
0,95	3	7	3	13	240

Da Tabela III.4 verifica-se que o AHREE proposto encontra uma solução de restabelecimento com poucas simulações de fluxos de potência. Ressalta-se ainda que a solução em cada caso é a solução ótima global obtida através do método de enumeração exaustiva.

III.7 Conclusões

Este capítulo apresentou a metodologia proposta para restabelecimento de energia em sistemas de distribuição. Esta metodologia baseia-se em maximizar o total de carga atendida e minimizar o número de manobras de chaves, considerando consumidores prioritários. Para tanto, o algoritmo proposto está baseado no procedimento de reconfiguração associado ao corte de carga para garantir os limites operativos.

Neste sentido, foram apresentados os principais passos do algoritmo de reconfiguração utilizado, onde foi verificada a característica do método que mostra todos os passos da reconfiguração, ponto crucial para aplicação em restabelecimento do sistema. Adicionalmente, foi descrito o método adotado para seleção das barras para corte de carga bem como a quantidade de carga a ser cortada.

Um estudo de caso tutorial foi apresentado a fim de descrever a aplicação passo a passo do algoritmo proposto. A partir deste estudo, verificou-se que a metodologia é eficaz para a obtenção de soluções de boa qualidade, necessitando de um número reduzido de cálculos de fluxo de carga.

Capítulo IV

Estudo de Casos

IV.1 Introdução

Este capítulo apresenta os resultados da aplicação do algoritmo proposto AHREE para restabelecimento. Para tanto, diferentes estudos de casos são realizados em sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) amplamente difundidos na literatura, incluindo um sistema real de médio porte. Adicionalmente, os resultados são comparados com outras metodologias. Para todos estes sistemas, será considerado as tensões das barras das subestações (SE) iguais a 1,0 p.u.

As simulações foram realizadas utilizando-se um microcomputador Intel(R) Core(TM) i7, 2,93 GHz, 8,00 GB de memória RAM, através de implementações em MATLAB. Aspectos computacionais serão analisados no final do capítulo.

IV.2 Sistema 33 Barras

Este estudo de caso tem como finalidade avaliar o desempenho do AHREE para o restabelecimento de energia elétrica em um sistema bastante difundido na literatura.

O sistema 33 barras (Baran e Wu, 1989), 12,66 kV, carga total de 3.715,0 kW e 2.300,0 kVAr é composto de 37 circuitos, incluindo 5 chaves de

interconexão (NA): S_{33} , S_{34} , S_{35} , S_{36} e S_{37} . A Figura IV.1 mostra a topologia inicial deste sistema.

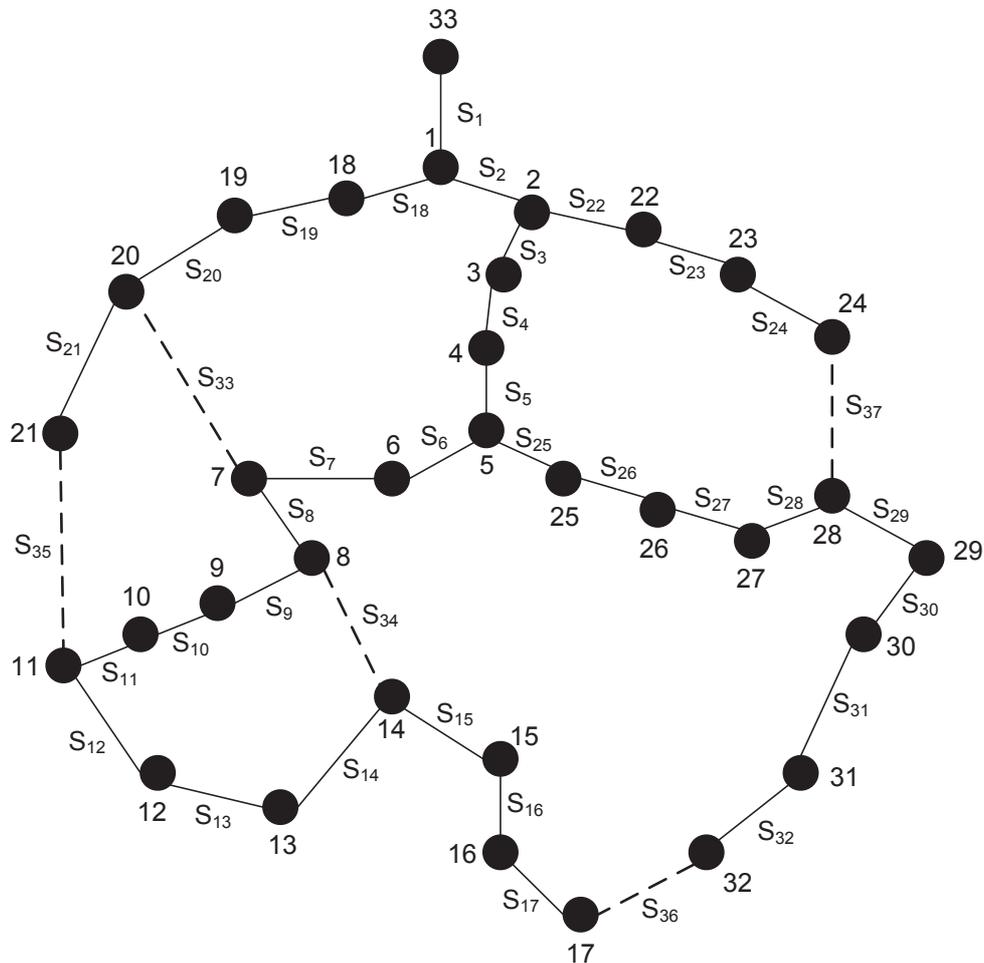


Figura IV.1 – Sistema 33 barras (Baran e Wu, 1989)

Para comparar os resultados do algoritmo proposto AHREE com outras metodologias, a configuração inicial do sistema é alterada conforme proposto em LIn e Chin (1998). Neste caso, S_7 , S_9 , S_{14} , S_{32} e S_{37} formam o conjunto de chaves NA. Nesta configuração, a tensão mínima do sistema é de 0,9378 p.u. na barra 31 e as perdas de potência ativa são de 139,55 kW.

Considerando à ocorrência simultânea de duas contingências, uma no circuito entre as barras 11 e 21 e outra no circuito entre as barras 4 e 5, duas regiões ficam desenergizadas, destacadas em amarelo na Figura IV.2.

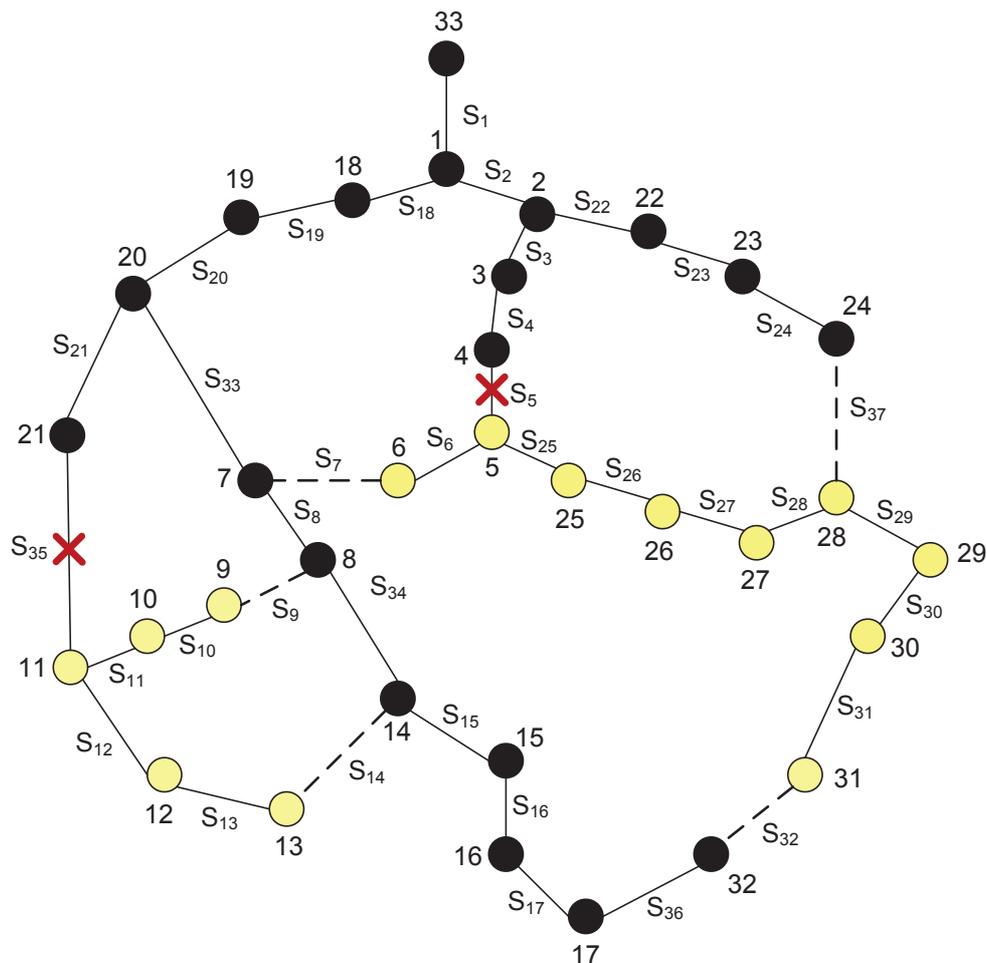


Figura IV.2 – Sistema 33 barras: contingências simultâneas

A região ilhada formada pelas barras 9, 10, 11, 12 e 13 corresponde à uma carga de 345,0 kW, enquanto a região ilhada formada pelas barras 5, 6, 25, 26, 27, 28, 29, 30 e 31 corresponde à uma carga de 1.120,0 kW, totalizando 1.465,0 kW de carga não suprida, o que representa 39,43% do carregamento do sistema.

IV.2.1 Caso-1: Limite inferior de tensão em 0,80 p.u.

Estabelecendo o limite mínimo de tensão nas barras em 0,80 p.u. os resultados desta análise são apresentados e comparados com a literatura e com o método de enumeração exaustiva na Tabela IV.1.

Tabela IV.1 – Resultados sistema 33 barras: limite inferior de tensão em 0,80 p.u.

Metodologia	Procedimentos	Tensão Mínima (p.u.)	Carga Restabelecida (%)	Número de manobras
Proposto (AHREE), Borges (2012), Arcanjo (2014), Enumeração Exaustiva	Fechar S ₃₇	0,9284 (6)	76,45	2
	Fechar S ₉	0,9281 (6)	100,00	
Zidan e El-Saadany (2011)	Fechar S ₃₇ Fechar S ₁₄	0,9281 (6)	100,00	2
Lin e Chin (1998)	Fechar S ₇ Fechar S ₉	0,8424 (31)	100,00	2

Observa-se da Tabela IV.1 que o AHREE encontra a mesma configuração final de outros métodos e a mesma determinada pela enumeração exaustiva, ou seja, a topologia encontrada consiste na solução ótima global para este sistema em relação à maximização de carga restabelecida e minimização do número de chaveamentos.

Entretanto, o AHREE, bem como em Borges (2012), Arcanjo (2014) e Zidan e El-Saadany (2011) encontram uma solução com um nível de tensão mínima (0,9281 p.u. na barra 6) significativamente superior ao nível de tensão mínima encontrado em Lin e Chin (1998) (0,8424 p.u.), comprovando a eficiência do índice de sensibilidade adotado na etapa de reconfiguração da metodologia proposta.

Ressalta-se que a solução encontrada pela metodologia proposta e a encontrada em Zidan e El-Saadany (2011) convergem para 100% de restabelecendo das cargas, com um mesmo nível mínimo de tensão, através de duas operações de manobras de chaves. Porém, as chaves operadas são diferentes. Como critério de decisão, os procedimentos da metodologia

proposta conduzem à menores perdas de potência ativa (188,67 kW), em relação ao trabalho de Zidan e El-Saadany (2011) (195,00 kW).

Adicionalmente, o AHREE proposto fornece a sequencia de operações e não somente a configuração final, como em Zidan El-Saadany (2011) e Lin e Chin (1988). A sequencia de operações é de suma importância, pois deseja-se que em cada chaveamento seja restabelecido a maior quantidade possível de carga, aspecto diretamente relacionado aos indicadores de qualidade das distribuidoras.

Assim, o AHREE determina primeiramente o fechamento da chave S_{37} , restabelecendo a energia aos consumidores da ilha com o maior montante de carga (1.120 kW, correspondente a 76,45% do total da carga desenergizada). Em seguida, realiza-se o fechamento da chave S_9 , restabelecendo 100% dos consumidores. Como em cada operação de chaveamento, as tensões nas barras encontram-se dentro dos limites estabelecidos, não é necessário realizar corte de carga durante o processo de restabelecimento.

A Figura IV.3 apresenta a configuração final determinada pela metodologia proposta. As chaves manobradas estão destacadas em azul.

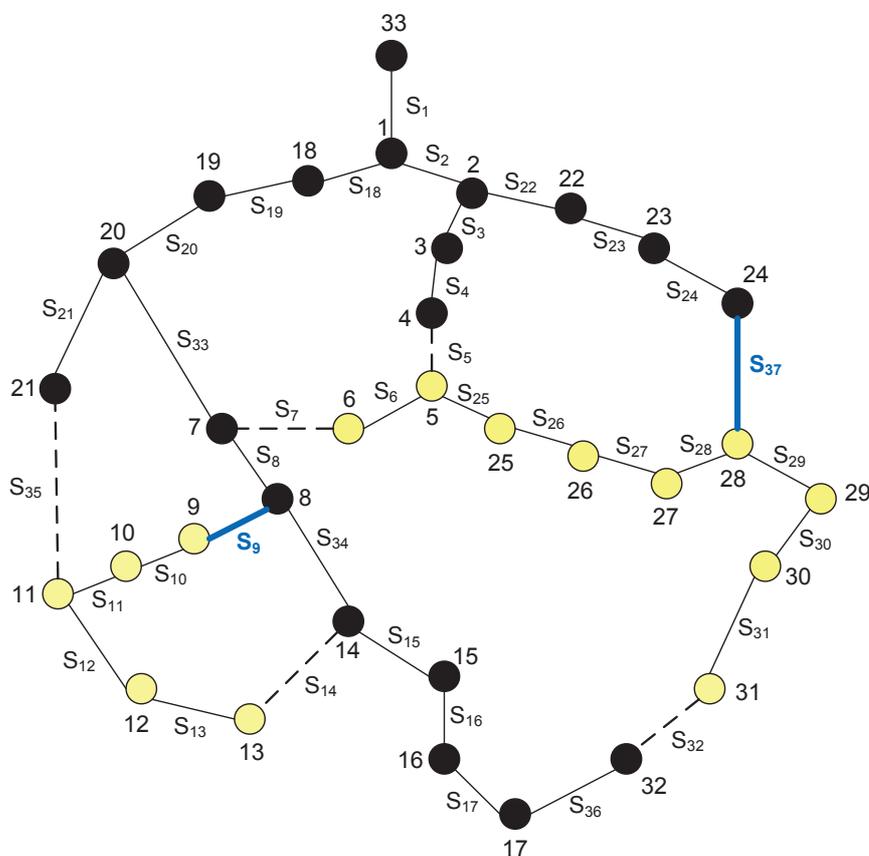


Figura IV.3 – Sistema 33 barras: configuração final Caso-1

IV.2.2 Caso-2: Limite inferior de tensão em 0,93 p.u.

De acordo com os resultados do caso anterior, os níveis de tensão mínima nas barras, após as manobras de chaves, encontram-se abaixo de 0,93 p.u. Então, este caso tem como finalidade avaliar a influência nos procedimentos de restabelecimento com a alteração dos limites inferiores de tensão para 0,93 p.u.

A Tabela IV.2 apresenta os resultados do AHREE, levando-se em consideração a definição da seguinte lista de prioridades (LP) das cargas ilhadas imediatamente após as contingências:

$$LP = \{ 10, 25, 9, 28, 12, 11, 30, 13, 26, 27, 5, 6, 29, 31 \}$$

Tabela IV.2 – Resultados sistema 33 barras: limite inferior de tensão em 0,93 p.u.

Metodologia	Procedimentos	Tensão Mínima (p.u.)	Carga Restabelecida (%)	Número de manobras
Proposto (AHREE), Enumeração Exhaustiva	Desconectar a carga da barra 28	0,9561 (32)	0,00	6
	Fechar S ₃₇	0,9325 (6)	68,26	
	Fechar S ₉	0,9322 (6)	91,81	
	Fechar S ₃₂	0,9322 (6)		
	Abrir S ₃₆	0,9301 (6)		
	Fechar S ₇	0,9314 (17)		
	Abrir S ₆	0,9347 (17)		
	Reconectar a carga da barra 28	0,9325 (32)	100,00	

Da Tabela IV.2 verifica-se a necessidade de seis chaveamentos, um número maior em relação ao caso anterior e a necessidade de desconectar a

carga na barra 28 para assegurar os limites de tensão nas barras em 0,93 p.u durante a fase de restabelecimento. A barra 29 é mais prioritária ao sistema do que as barras 10, 25 e 9, as quais são inicialmente selecionadas pelo AHREE. Entretanto, desconectando estas três barras de menor prioridade não seria suficiente para manter os limites operacionais de tensão após a abertura da chave S_{36} . Quando o AHREE adiciona a barra 28 ao conjunto das três barras já selecionadas, a restrição de tensão é satisfeita e o mesmo acontece se a solução for unicamente desconectar a carga da barra 28. Logo, a segunda opção minimiza o total de carga desconectada. Portanto, o algoritmo seleciona esta opção como solução.

Realizado as seis operações de manobras de chaves, a carga da barra 28 pode ser reconectada e assim restabelecer toda a carga do sistema. Destaca-se que a configuração final e a sequência mínima de chaveamentos que maximiza o restabelecimento das cargas obtidas pelo AHREE coincide com a encontrada pelo método de enumeração exaustiva.

A Figura IV.4 apresenta a configuração final determinada pela metodologia proposta. As chaves manobradas estão destacadas em azul.

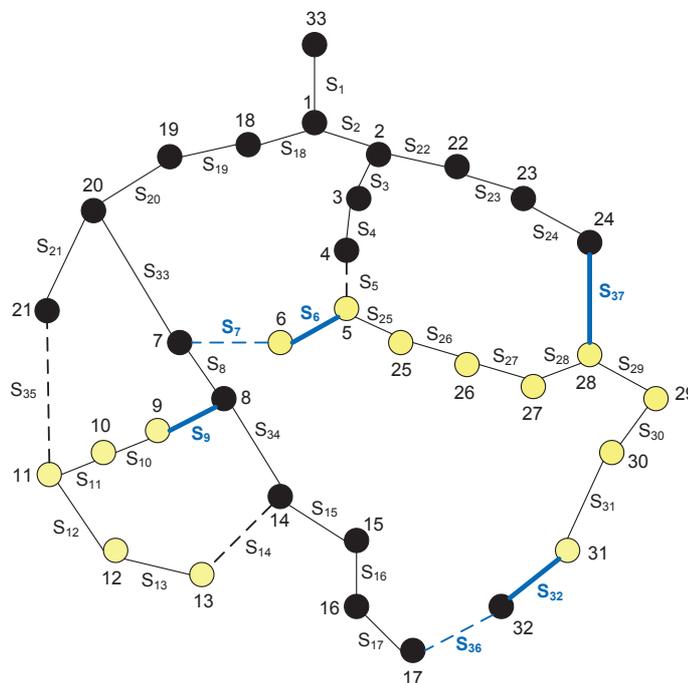


Figura IV.4 – Sistema 33 barras: configuração final Caso-2

Considerando manobráveis exclusivamente as chaves inicialmente abertas, a solução seria o fechamento de S_{37} e em seguida de S_9 . Neste caso,

também seria necessário desconectar a carga da barra 28. No entanto, esta carga seria reconectada somente após os reparos das regiões em defeito, ou seja, um número reduzido de chaveamentos não conseguiria restabelecer totalmente a carga.

IV.2.3 Caso-3: Limite inferior de tensão em 0,937 p.u.

Análise 1

Este caso tem como finalidade avaliar a influência nos procedimentos de restabelecimento com a alteração dos limites inferiores de tensão nas barras para 0,937 p.u. Este nível de tensão é próximo da tensão mínima do sistema operando em condições normais antes da ocorrência das contingências.

A Tabela IV.3 apresenta os resultados do AHREE, levando-se em consideração a mesma lista de prioridades (LP) adotada no caso anterior.

Tabela IV.3 – Resultados sistema 33 barras: limite inferior de tensão em 0,937 p.u.

Metodologia	Procedimentos	Tensão Mínima (p.u.)	Carga Restabelecida (%)	Número de manobras
Proposto (AHREE), Enumeração Exaustiva	Desconectar a carga das barras 10, 28, 30	0,9561 (32)	0,00	2
	Fechar S ₃₇	0,9373 (6)	58,02	
	Fechar S ₉	0,9371 (6)	78,50	

Da Tabela IV.3 observa-se que o AHREE determina a manobra das duas chaves inicialmente abertas S₃₇ e S₉. Isto ocorre porque a reconfiguração, permitindo manobrar todas as chaves do sistema e sem desconectar cargas, alcança uma tensão de 0,9328 p.u. para a configuração final, abaixo do limite inferior de tensão de 0,937 p.u., exigido nesta análise. Então seria

desnecessário, neste caso, aumentar o número de manobras de chaves, uma vez que a definição das cargas desconectadas pela metodologia é única durante todo o processo de restabelecimento e é realizado antes do primeiro chaveamento que ultrapassa alguma restrição operacional. Destaca-se que a solução do AHREE é a mesma encontrada pelo método de enumeração exaustiva.

Análise 2

Uma segunda análise deste caso foi realizada para verificar a influência de consumidores prioritários no processo de restabelecimento em sistemas de distribuição de energia elétrica. Para tanto, a lista de prioridades (LP) das cargas da análise anterior é alterada como a seguir:

$$LP = \{10, 25, 9, 28, 12, 11, 30, 26, 27, 5, 6, 29, 31, 13\}$$

A alteração da LP consiste em considerar a carga na barra 13 como a de maior prioridade para o sistema. A Tabela IV.4 apresenta o resultado do AHREE para esta nova condição de carga prioritária.

Tabela IV.4 – Resultados sistema 33 barras: influência de cargas prioritárias

Metodologia	Procedimentos	Tensão Mínima (p.u.)	Carga Restabelecida (%)	Número de manobras
Proposto (AHREE),	Desconectar a carga das barras 10, 28, 30	0,9561 (32)	0,00	2
	Fechar S ₉	0,9397 (32)	20,48	
	Fechar S ₃₇	0,9371 (6)	78,50	

Observa-se, comparando a Tabela IV.4 com a Tabela IV.3, a mesma configuração final e o mesmo percentual de cargas restabelecidas. Porém, ocorre inversão da sequência de manobras de chaveamentos. Primeiramente a chave S₉ é fechada, restabelecendo apenas 20,48% do total de carga não

suprida. Em contrapartida, a carga na barra 13 é atendida prioritariamente. Em seguida, a chave S_{37} é fechada, restabelecendo 78,50% das cargas.

A Figura IV.5 apresenta a configuração final determinada pela metodologia proposta para as duas análises deste caso. A primeira e a segunda chave manobrada estão destacadas em azul e verde, respectivamente. As barras selecionadas para corte de carga estão destacadas em vermelho.

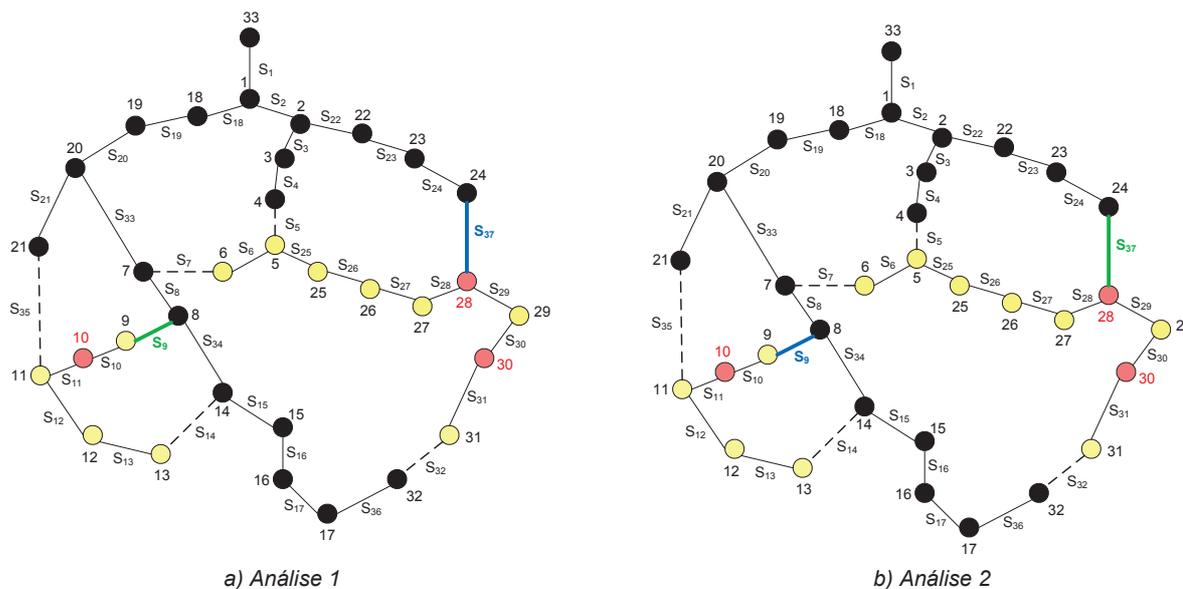


Figura IV.5 – Sistema 33 barras: configuração final Caso-3

IV.3 Sistema 94 Barras

O estudo de caso para o sistema 94 barras (Chiou *et al.*, 2005) tem como propósito avaliar o desempenho da metodologia proposta em um sistema com um número considerável de chaves manobráveis e alternativas de restabelecimento para um cenário crítico de contingências simultâneas.

IV.3.1 Caso-1: Configuração inicial

A configuração inicial original deste sistema é ilustrada na Figura IV.6, composto de 11 alimentadores de 11,4 kV, 2 subestações e 96 circuitos que incluem 13 chaves de interconexão ($S_{84} - S_{96}$), carga total de 28.350,0 kW e 20.700,0 kVAr. As perdas são de 531,99 KW e a tensão mínima é de 0,9285 p.u. na barra 9.

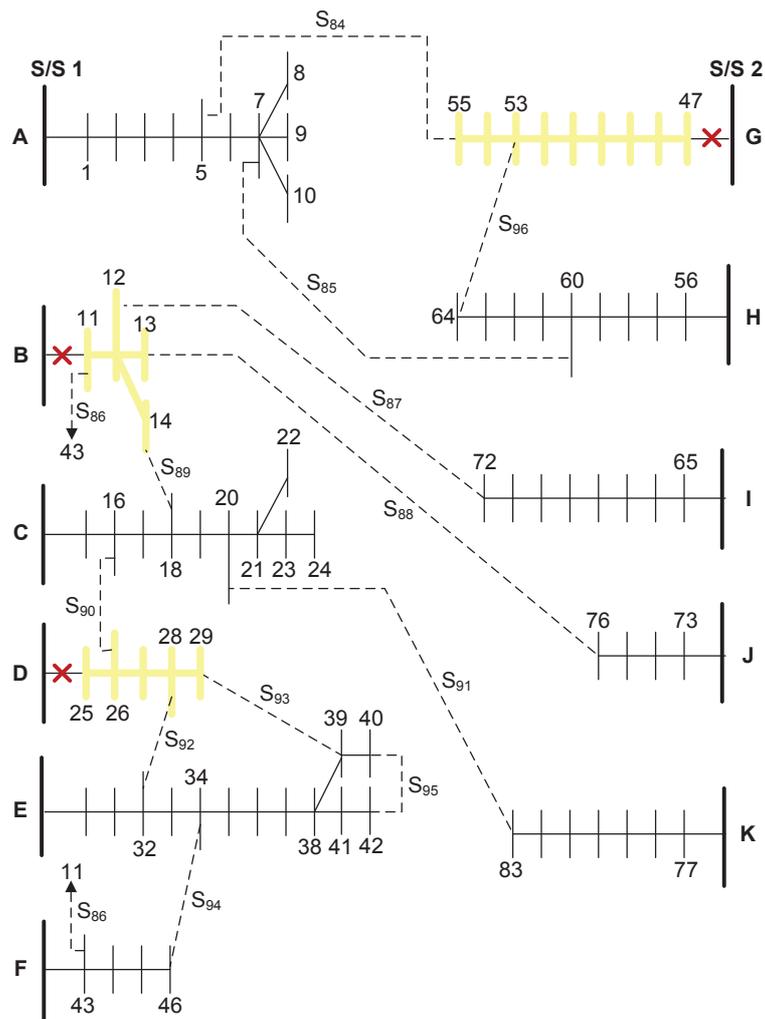


Figura IV.6 – Sistema 94 barras: configuração inicial.

A Tabela IV.5 apresenta as informações após à ocorrência de contingências simultâneas na saída de três alimentadores do sistema. O total de cargas desenergizadas é de 7.650,0 kW, que corresponde a 26,98% do carregamento do sistema.

Tabela IV.5 – Contingências sistema 94 barras: Caso-1.

Contingência	Regiões Ilhadas	
	Barras	Carga Ativa Total (kW)
Trecho B-11	11, 12, 13, 14	2.700,0
Trecho D-25	25, 26, 27, 28, 29	2.250,0
Trecho G-47	47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55	2.700,0

Considerando o limite inferior de tensão nas barras em 0,90 p.u., a Tabela IV.6 apresenta os procedimentos de restabelecimento do AHREE, de acordo com a lista de prioridades das cargas (LP) ilhadas:

$$LP = \{ 50, 51, 52, 53, 54, 55, 13, 14, 25, 26, 27, 29, 39, 40, 42, 12, 28 \}$$

Tabela IV.6 – Resultados sistema 94 barras: Caso-1.

Procedimentos	Tensão Mínima (p.u.)	Carga Restabelecida (%)	Número de manobras
Desconectar a carga da barra 51	0,9285 (9)	0,00	5
Fechar S ₉₀	0,9285 (9)	29,41	
Fechar S ₈₆	0,9285 (9)	64,71	
Fechar S ₉₆	0,9103 (50)	89,54	
Fechar S ₈₄	0,9309 (9)		
Abrir S ₅₄	0,9103 (50)		
Reconectar a carga da barra 51	0,9004 (47)	100,00	

Observa-se da Tabela IV.6 que o AHREE determina um restabelecimento desconectando uma carga e cinco chaveamentos. Inicialmente é necessário desconectar a carga na barra 51 para assegurar os limites de tensão durante todo o processo de restabelecimento. Logo após, realiza-se três procedimentos de manobras para eliminação das ilhas. Como a carga da barra 28 é a mais prioritária, a chave S₉₀ é a primeira a ser fechada. Pelo mesmo raciocínio, a carga da barra 12 é a segunda de maior prioridade e então S₈₆ é a próxima chave a ser fechada, seguida pelo fechamento da chave S₉₆, restabelecendo 89,54% do total de cargas ilhadas.

Finalmente, com mais duas manobras adicionais, fechamento de S₈₄ e abertura de S₅₄, é possível reconectar a carga da barra 51 e atender por

completo o suprimento das cargas. A Figura IV.7 apresenta a configuração final determinada pela metodologia proposta. As chaves manobradas estão destacadas em azul.

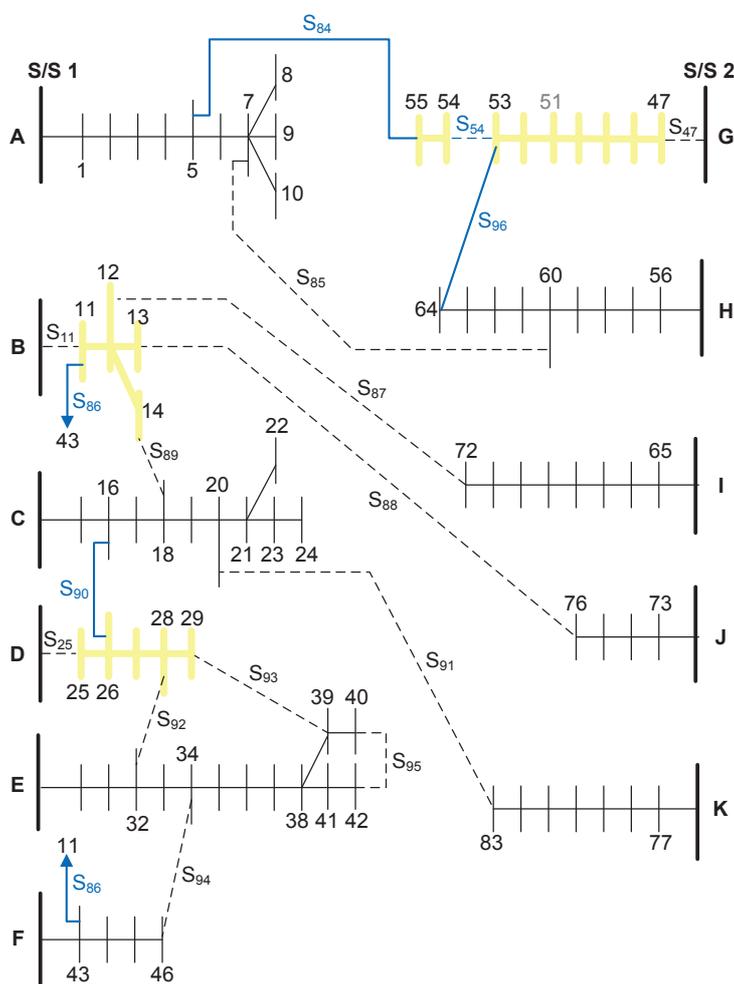


Figura IV.7 – Sistema 94 barras: configuração final Caso-1.

Para este sistema, a quantidade elevada de alternativas aumenta a natureza combinatória do problema, tornando inviável a aplicação do método de enumeração exaustiva para comparação dos resultados.

IV.3.2 Caso-2: Configuração inicial modificada

Neste caso a configuração inicial do sistema é modificada, conforme Figura IV.8. Esta configuração é difundida na literatura e corresponde à topologia de perdas ótimas, com valor de 469,88 KW. A tensão mínima é de 0,9532 p.u. na barra 71. O conjunto de chaves abertas é formado pelas chaves $S_7, S_{13}, S_{34}, S_{39}, S_{42}, S_{55}, S_{62}, S_{72}, S_{83}, S_{86}, S_{89}, S_{90}, S_{92}$.

Considerando o limite inferior de tensão nas barras em 0,90 p.u., a Tabela IV.8 apresenta os procedimentos de restabelecimento do AHREE, de acordo com a lista de prioridades das cargas (LP) ilhadas:

LP = { 62, 50, 51, 63, 64, 52, 53, 54, 14, 25, 26, 27, 29, 39, 40, 42, 72, 12, 28 }

Observa-se da Tabela IV.8 que o AHREE determina um restabelecimento com necessidade de desconectar cargas e sete chaveamentos. Em comparação com a Tabela IV.6, verifica-se uma sequência diferente de procedimentos operativos, o que demonstra a importância de metodologias robustas que sejam independentes da condição inicial.

Tabela IV.8 – Resultados sistema 94 barras: Caso-2.

Procedimentos	Tensão Mínima (p.u.)	Carga Restabelecida (%)	Número de manobras
Desconectar a carga das barras 50, 51 e 62	0,9532 (71)	0,00	7
Fechar S ₉₀	0,9488 (24)	30,23	
Fechar S ₈₆	0,9488 (24)	57,36	
Fechar S ₅₅	0,9005 (47)	84,50	
Fechar S ₇	0,9213 (52)		
Abrir S ₆	0,9267 (47)		
Fechar S ₆₂	0,9247 (9)		
Abrir S ₉₆	0,9141 (9)		
Reconectar a carga das barras 50, 51 e 62	0,9097 (9)	100,00	

A Figura IV.9 apresenta a configuração final determinada pela metodologia proposta. As chaves manobradas estão destacadas em azul.

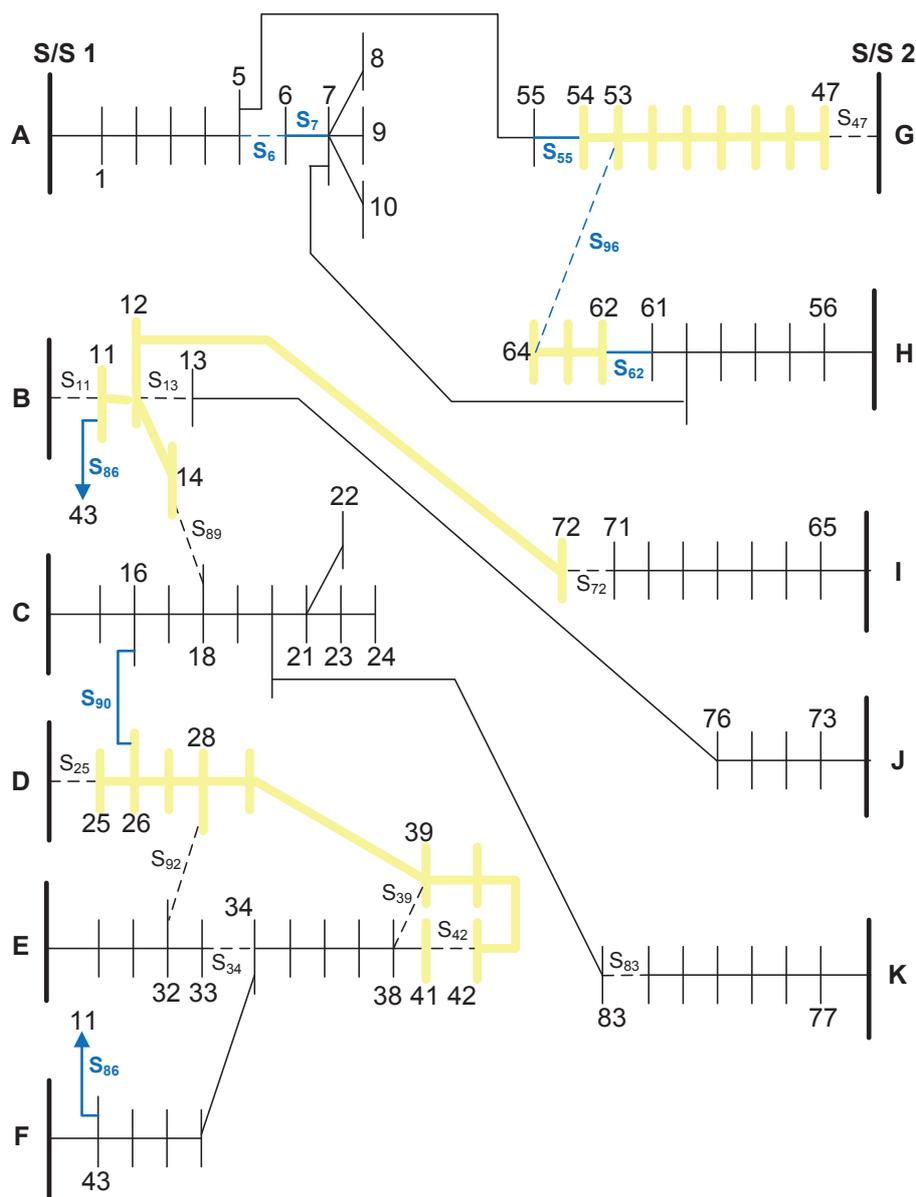


Figura IV.9 – Sistema 94 barras: configuração final Caso-2.

IV.4 Sistema 476 Barras

O estudo de caso para um sistema equivalente brasileiro de 476 barras (Gomes *et al.*, 2006) tem como finalidade avaliar o desempenho do AHREE em um SDEE real de médio porte.

Este sistema é composto de dois alimentadores aéreos urbanos de 13,8 kV. O primeiro alimentador tem 257 barras, carga total de 7.723,0 kW e 3.015,0 kVAR. Já o segundo alimentador tem 218 barras, carga total de 1.287,0 kW e

485,0 kVar. O sistema tem 22 chaves manobráveis, sendo 4 de interconexão (S_{10643} , S_{5380} , S_{1167} e S_{10647}). A Figura IV.10 mostra um diagrama simplificado deste sistema.

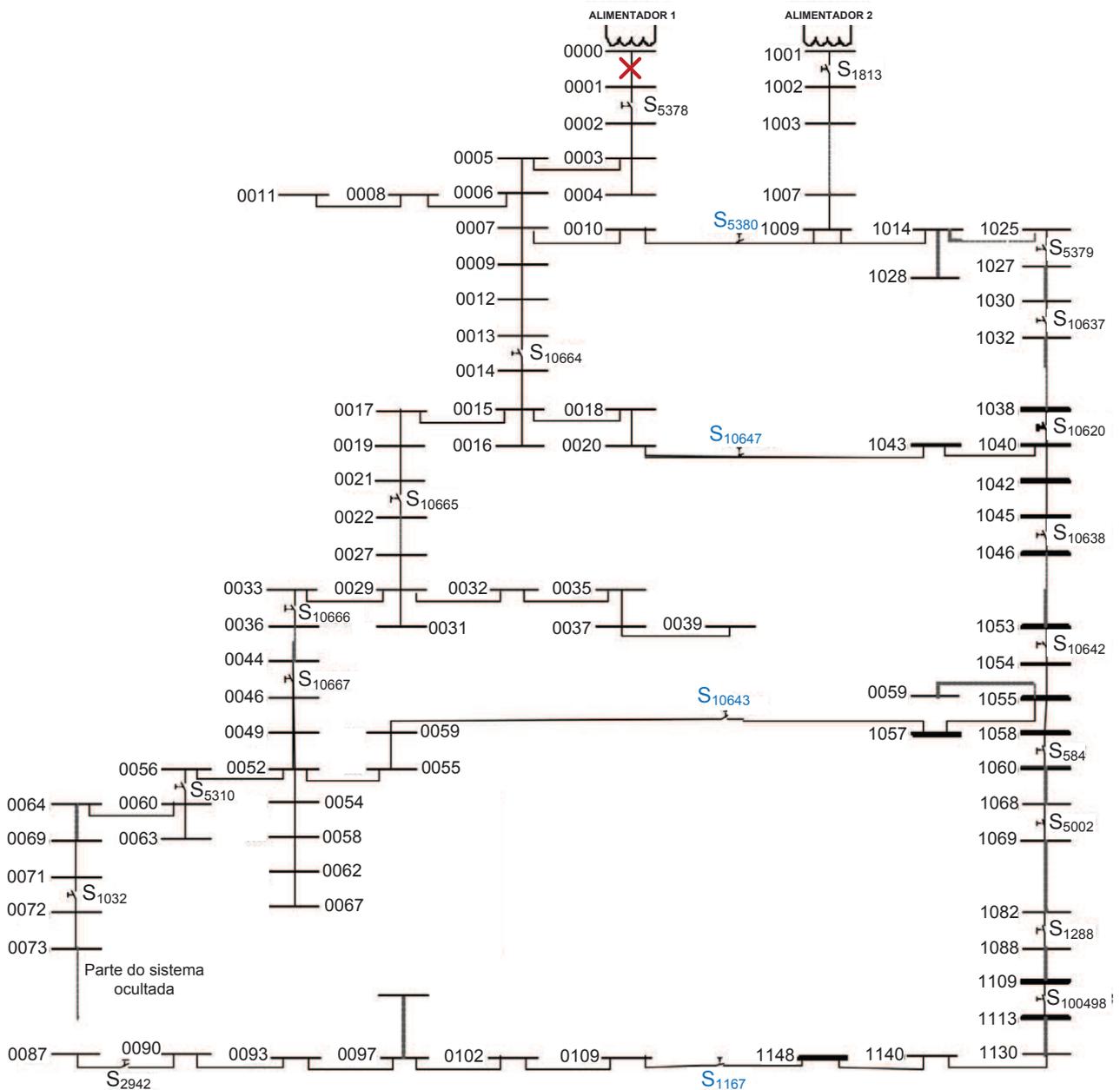


Figura IV.10 – Sistema 476 barras: configuração inicial

Para esta configuração inicial, as perdas de potência ativa são de 202,09 kW e a tensão mínima é de 0,9460 p.u. na barra 213.

IV.4.1 Caso-1: Limite inferior de tensão em 0,90 p.u.

Considerando o limite inferior de tensão nas barras em 0,90 p.u. e uma contingência na saída do alimentador 1, entre as barras 0000 e 00001, todas as cargas conectadas a este alimentador, que representa 85,72% da carga total do sistema, ficam ilhadas. O restabelecimento das cargas desenergizadas pode ser alcançado pelo fechamento de uma das chaves de interconexão. A Tabela IV.9 apresenta os resultados das opções de manobras e a obtida pelo AHREE..

Tabela IV.9 – Resultados sistema 476 barras: Caso-1.

Procedimento	Tensão mínima (p.u.)	Corte de Carga
Fechar S ₁₀₆₄₃	0,9024 (213)	Não
Fechar S ₅₃₈₀ (AHREE)	0,9351 (213)	Não
Fechar S ₁₁₆₇	0,8182 (4)	Sim
Fechar S ₁₀₆₄₇	0,9175 (213)	Não

Observa-se da Tabela IV.9 que o AHREE determina uma solução para restabelecer 100% das cargas não supridas, através do fechamento da chave S₅₃₈₀, dentro dos limites operacionais de tensão, assim como a opção de fechar S₁₀₆₄₃ ou S₁₀₆₄₇. Porém, a solução do AHREE está associada com o melhor nível de tensão mínima do sistema, reforçando a eficiência do índice de sensibilidade proposto para decidir as alterações topológicas.

IV.4.2 Caso-2: Limite inferior de tensão em 0,936 p.u.

Para a mesma contingência do caso anterior, o limite inferior de tensão nas barras é modificado para 0,936 p.u. A Tabela IV.10 apresenta os resultados do AHREE do método de enumeração exaustiva, de acordo com a lista de prioridades de cargas ilhadas (LP):

LP = { 112, 141, 93, 97, 52, 117, 153, 99, 149, 143, 171, 213, 67, 4, 9, 10, 11, 16, 17, 20, 31, 59, 66, 70, 91, 124, 160 }

Tabela IV.10 – Resultados sistema 476 barras: Caso-2.

Metodologia	Procedimentos	Tensão Mínima (p.u.)	Carga Restabelecida (%)	Número de manobras
Proposto (AHREE), Enumeração Exhaustiva	Desconectar a carga das barras 112, 141 e 153	0,9882 (1189)	0,0	3
	Fechar S ₅₃₈₀	0,9360 (213)	99,47	
	Fechar S ₁₁₆₇	0,9467 (213)		
	Abrir S ₂₉₄₂	0,9370 (213)		
	Reconectar a carga das barras 112, 141 e 153	0,9360 (213)	100,00	

Os resultados apresentados comprovam que a metodologia proposta para restabelecimento conduziu à solução ótima global, confirmado pelo método de enumeração exaustiva, para sistemas reais de médio porte.

IV.5 Aspectos Computacionais

Os resultados encontrados pela metodologia de restabelecimento (AHREE) foram comparados com aqueles obtidos pelo método de enumeração exaustiva. Este método avalia todas as combinações possíveis e assim garante a obtenção da solução ótima global. Portanto, os resultados associados à enumeração exaustiva são utilizados para avaliar a eficácia da metodologia proposta.

A solução ótima global obtida pelo método de enumeração exaustiva está associada com a sequencia viável de manobras de chaves que, em sua

configuração final, restabelece a maior quantidade de cargas, utilizando um número mínimo de chaveamentos. Como critério de desempate entre duas ou mais soluções que atendam estes requisitos, avalia-se o nível de tensão mínima do sistema para a configuração final e se o empate persistir, avalia-se as perdas de potência ativa.

Para evitar a simulação de possibilidades de solução desnecessárias, considerou-se como o número de barras candidatas para corte de carga, na análise do método de enumeração exaustiva, a posição da barra cortada de maior prioridade na respectiva lista, de acordo com o resultado obtido pelo AHREE. Por exemplo, para o sistema 476 barras - Caso-2, a barra 153 é a barra de maior prioridade entre as barras selecionadas para corte de carga pelo AHREE e esta barra é a sétima da lista. Logo, na enumeração exaustiva, considerou-se todas as combinações possíveis entre as sete primeiras barras da lista de prioridades.

O número de soluções possíveis para o restabelecimento aplicado ao sistema 94 barras é excessivo, na ordem de 10^{12} , o que inviabiliza a utilização do método de enumeração exaustiva. No entanto, a fim de obter uma base de comparação com o AHREE, considerou-se um conjunto de 30 chaves, consideradas atrativas como solução, incluindo as encontradas nesta tese e outras encontradas na literatura.

A Tabela IV.11 apresenta um resumo do tempo computacional e do número de simulações de fluxos de potência necessárias para solução do problema de restabelecimento, utilizando o AHREE e a enumeração exaustiva para os sistemas utilizados nos estudos de caso. Destaca-se que o AHREE encontrou a mesma solução que o método de enumeração exaustiva para todos estes sistemas simulados.

Verifica-se que a solução do AHREE para o sistema 94 barras é igual à solução ótima do conjunto de 30 chaves consideradas, que corresponde a um percentual muito reduzido de todas as soluções possíveis. Entretanto, este conjunto representa configurações factíveis ótimas ou sub-ótimas obtidas, servindo, portanto, como um indicativo da boa qualidade da solução do AHREE.

Tabela IV.11 – Tempo computacional

Estudo de Caso		Método	Fluxos de Potência	Tempo (s)
33 barras	Caso-1	AHREE	8	0,57
		Enumeração Exaustiva	6.545	16,69
	Caso-2	AHREE	42	0,96
		Enumeração Exaustiva	20.945	49,00
	Caso-3 Análise 1	AHREE	60	1,04
		Enumeração Exaustiva	20.945	52,09
	Caso-3 Análise 2	AHREE	60	1,94
		Enumeração Exaustiva	20.945	52,09
94 barras	Caso-1	AHREE	32	1,38
		Enumeração Exaustiva	30.069.039	112.914,50
	Caso-2	AHREE	43	1,77
		Enumeração Exaustiva	30.141.111	113.098,30
476 barras	Caso-1	AHREE	4	9,00
		Enumeração Exaustiva	1545	163,66
	Caso-2	AHREE	37	31,45
		Enumeração Exaustiva	2302	253,08

A Tabela IV.12 apresenta o número de simulações de fluxos de potências necessários em cada etapa do AHREE. A segunda, a terceira e a quarta coluna da Tabela IV.12 referem-se ao número de fluxos de potência demandados pela etapa de reconfiguração, enquanto as duas última colunas são referentes ao número de fluxos de potência demandados pela etapa de corte de carga e o total demandado pelo algoritmo, respectivamente.

Tabela IV.12 – Simulações de fluxos de potência pelo AHREE.

Fluxos de Potência					
Estudo de Caso	Reconfiguração			Corte de carga	Total
	k=1	k=2	Troca de Ligações		
33 Barras: Caso-1	7	0	0	1	8
33 Barras: Caso-2	7	10	4	21	42
33 Barras: Caso-3 - Análise 1	7	30	6	17	60
33 Barras: Caso-3 - Análise 2	7	30	6	17	60
94 barras: Caso-1	11	10	2	9	32
94 barras: Caso-2	21	8	2	13	43
476 Barras: Caso-1	4	0	0	0	4
476 Barras: Caso-2	4	4	4	25	37

Da Tabela IV.12, apenas para o sistema 94 barras: Caso-1 apresenta melhoria da solução com a utilização das trocas de ligações, comprovando a eficácia do índice de decisão para reconfiguração aplicado no problema de restabelecimento.

IV.6 Conclusões

Este capítulo apresentou os resultados do algoritmo AHREE destinado ao restabelecimento de SDEE. Os estudos de casos realizados em sistemas amplamente difundidos na literatura especializada conduziram a resultados satisfatórios, a partir de comparações com outros métodos. O AHREE determina a solução para os sistemas analisados em poucos segundos, necessitando de um número reduzido de simulações de fluxo de potência

De acordo com os resultados obtidos pelo AHREE, comprovou-se a contribuição de se aplicar reconfiguração juntamente com corte seletivo de carga, visando à otimização do restabelecimento de energia em SDEE.

Capítulo V

Conclusões

V.1 Considerações Finais

Esta tese apresentou uma metodologia para restabelecimento de energia elétrica após à ocorrência de uma ou simultâneas contingências em sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE). Para tanto, dois algoritmos heurísticos foram propostos, sendo um para reconfiguração e outro para corte seletivo de carga.

O algoritmo heurístico de reconfiguração parte de uma rede radial e, através de um processo passo a passo, baseado em um índice de sensibilidade, determina outra configuração radial otimizada. Este algoritmo utiliza um conjunto dinâmico de chaves abertas, que definem uma sequência de topologias radiais, atualizado à medida que o processo de otimização evolui. O método de atualização deste conjunto permite investigar o espaço de busca de forma mais ampla, reduzindo a estagnação da solução em pontos ótimos locais.

O algoritmo de corte de carga, por sua vez, visa minimizar o total de corte de carga (ou total de cargas desconectadas) do sistema para garantir os limites operacionais de tensão nas barras, considerando a existência de consumidores prioritários. As barras candidatas para corte de carga são

selecionadas de acordo com a sua respectiva relevância para o sistema, definida por uma lista de prioridades.

A metodologia proposta combina os dois algoritmos com o objetivo de restabelecer a maior quantidade possível de cargas afetadas pelo defeito, de forma seletiva e através da minimização no número de manobras de chaves. Adicionalmente, a metodologia determina uma sequência viável de procedimentos operativos durante o processo de restabelecimento e não somente uma solução final factível. Estes procedimentos podem ser adotados pelas equipes de campo ou remotamente pelos centros de operação.

Para avaliar a eficácia e o desempenho da metodologia proposta, estudos de casos foram conduzidos. Os resultados obtidos foram comparados com outros métodos da literatura e com o método de enumeração exaustiva, que determina, a partir da combinação de todas as possibilidades, a solução ótima global. Estes resultados mostraram que o método proposto é capaz de encontrar a solução ótima global ou uma solução ótima local de boa qualidade, para sistemas testes e para sistemas reais de médio porte, com poucas simulações de fluxo de potência, demonstrando eficiência computacional e bom desempenho do algoritmo.

Com base na qualidade dos resultados, a metodologia proposta apresentou grande potencial para aplicação no restabelecimento ótimo em SDEE.

V.2 Propostas de Desenvolvimentos Futuros

Seguindo a linha de pesquisa desenvolvida nesta tese e os resultados obtidos, algumas propostas atrativas de trabalhos futuros podem ser desenvolvidas:

- Implementar um algoritmo capaz de agrupar cargas em um mesmo grau de prioridade e de selecionar as barras deste conjunto para minimização de corte de carga. Esta seleção pode incluir critérios como otimizar níveis de tensão nas barras e sobrecarga nos circuitos, bem como os indicadores de qualidade, definidos pelos órgãos reguladores do sistema elétrico.

- Considerar os limites de fluxo nos circuitos no algoritmo de reconfiguração. Os limites de fluxo podem influenciar na determinação das chaves a serem manobradas.
- Considerar a logística das equipes de campo nos planos de restabelecimento. A chave mais atrativa tecnicamente para manobra pode estar distante geograficamente das equipes de campo e uma outra chave localizada mais próxima pode satisfazer as exigências do problema, reduzindo o tempo para o restabelecimento das cargas.
- Considerar a existência de geração distribuída como alternativa para o problema de restabelecimento, dentro do contexto das redes inteligentes.
- Considerar a presença em sistemas de distribuição de chaves operadas tanto de forma manual, quanto remotamente.
- Considerar a representação da curva horária de carga para determinar os procedimentos operativos de restabelecimento, A correção de uma contingência pode demandar horas e, neste caso, torna-se importante analisar a variação da carga do sistema.
- Permitir a variação de tensão nas subestações dentro dos limites especificados.
- Implementar a metodologia em sistemas de distribuição trifásicos e desbalanceados.
- Implementar a metodologia em uma plataforma mais robusta, como C++, para reduzir os esforços computacionais e realizar simulações em sistemas reais de grande porte.

Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Informativo Semanal nº 189 – 15 a 21 de Setembro de 2005. Brasília, 2005. Disponível em: www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/boletim189.htm. Acesso em: 02 jun. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Nota técnica nº 0007/2015-SRD/ANEEL. Brasília, 2015. Disponível em: www.aneel.gov.br. Acesso em: 02 jun. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Informações Técnicas. Brasília, 2015. Disponível em: www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8426&id_area=90. Acesso em: 02 jun. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENRGIA ELÉTRICA (Brasil). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), Módulo 1 – Introdução. Brasília, 2015. Disponível em: www.aneel.gov.br. Acesso em: 02 jun. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENRGIA ELÉTRICA (Brasil). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), Módulo 8 – Qualidade da Energia. Brasília, 2015. Disponível em: www.aneel.gov.br. Acesso em: 02 jun. 2015.

AHMADI, A., ALINEJAD-BEROMI, Y. A new integer-value modeling of optimal load shedding to prevent voltage instability. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 65, p. 210-219, 2015.

AHUJA, A., DAS, S., PAHWA, A. An AIS-ACO hybrid approach for multi-objective distribution system reconfiguration. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 22, n. 3, pp. 1101-1111, 2007.

AOKI, K., KUWABARA, H., SATOH, T., KANEZASHI, M. Outage state optimal load allocation by automatic sectionalizing switches operation in distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 2, n. 4, p. 1177-1185, out. 1987.

- AOKI, K., SATOH, T., ITOH, M., KUWABARA, H., KANEZASHI, M. Voltage crop constrained restoration of supply by switch operation in distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 3, n. 3, p. 1267-1274, jul. 1988.
- AOKI, K., NARA, K., ITOH, M., SATOH, T., KUWABARA, H. A new algorithm for service restoration in distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 4, n. 3, p. 1832-1839, jul. 1988.
- ARCANJO, D. N., 2014, "Metodologia multi-estágio para restabelecimento de sistemas de distribuição utilizando algoritmos bio-inspirados". Dissertação de Mestrado, PPEE/UFJF, Juiz de Fora, MG, 2014.
- BARAN, M. E., WU, F. F. Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing, *IEEE Trans. Power Delivery*, v. 4, n. 2, p. 1401-1407, abr. 1989.
- BORGES, T. T., CARNEIRO JR, S., GARCIA, P. A. N., PEREIRA, J. L. R., OLIVEIRA, L. W., SILVA JR, I. C. Distribution systems restoration using interior point method and sensibility analysis in: Proc. 2011 IEEE/PES General Meeting, p. 1-4, 2011.
- BORGES, T. T., 2012, "Restabelecimento de sistemas de distribuição utilizando fluxo de potência". Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- BORGES, T. T., CARNEIRO JR, S., GARCIA, P. A. N., PEREIRA, J. L. R. Restabelecimento de sistemas de distribuição utilizando fluxo de potência ótimo. *Sociedade Brasileira de Automática*, v. 23, n. 6, p. 737-748, dez. 2012.
- CARVALHO, P. M. S., CARVALHO, F. J. D., FERREIRA, L. A. F. Dynamic Restoration of Large-Scale Distribution Network Contingencies: Crew Dispatch Assessment. In: *IEEE Lausanne Power Tech*, p. 1453-1457, Lausanne, Switzerland, jul. 2007
- CASTRO, L. N., ZUBEN, F. J. V. Learning and optimization using the clonal selection principle. *IEEE Trans Evol Comput*, v. 6, n. 3, p. 239-251, 2002.

- CHEN, C., LIN, C., TSAI, H. A rule-based expert system with colored Petri net models for distribution system service restoration. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 4, p. 1073-1080, out. 2002.
- CHIOU, J. P., CHANG, C. F., SU, C. T. Variable scaling hybrid differential evolution for solving network reconfiguration of distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 2, p. 668–674, maio, 2005
- CIVANLAR, S., GRAINGER, J. J., YIN, H., et al. Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction, *IEEE Trans. Power Delivery*, v. 3, n. 3, p. 1217-1223, jul. 1988.
- COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA (Brasil), NTD 4.1 – Instruções de Operação do Sistema de Distribuição até 15 kV da CEB-D, 2. ed. Brasília, 2013. Disponível em: www.ceb.com.br. Acesso em: 04 jun. 2015.
- CORMEN, T. H., LEISERSON, C. E., RIVEST, R. L., STEIN, C., 2009, The algorithms of Kruskal and Prim. In *Introduction to Algorithms*, 3 ed. Cambridge, MA, USA: MIT Press, p 631-638.
- DIMITRIJEVIC, S., RAJAKOVIC, N. Service Restoration of Distribution Networks Considering Switching Operation Costs and Actual Status of the Switching Equipment. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 6, n. 3, p. 1227-1232, 2015.
- ELETROBRAS, Coleção Distribuição de Energia Elétrica – Desempenho de Sistemas de Distribuição, v. 3. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1982.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). Balanço Energético Nacional 2014: Ano base 2013. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 02 jun. 2015.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). Nota técnica DEA 03/15 – Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos dez anos (2015-2024). Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 02 jun. 2015.
- FUKUYAMA, Y., CHIANG, H. A parallel genetic algorithm for service restoration in electric power distribution systems. In: *International Joint Conference of*

the Fourth IEEE International Conference on Fuzzy Systems and The Second International Fuzzy Engineering Symposium, v .1, p. 275-282, Yokohama, mar. 1995.

GHOLAMI, M., MOSHTAGH, J., RASHIDI, L. Service restoration for unbalanced distribution networks using a combination two heuristic methods. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 67, p. 222-229, 2015.

GUAN, W., TAN, Y., ZHANG, H., SONG, J. Distribution system feeder reconfiguration considering different model of DG sources. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 68, p. 210-221, 2015.

GOMES, F. V., CARNEIRO JR, S. C., PEREIRA, J. L. R., *et al.* A New Distribution System Reconfiguration Approach Using Optimal Power Flow and Sensitivity Analysis for Loss Reduction, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 4, p. 1616-1623, nov. 2006.

HILLIER, F. S., LIEBERMAN, G. J. *Introduction to Operations Research*. New York, McGraw-Hill, 1997.

HSU, Y., HUANG, H. M., Kuo, H. C., PENG *et al.* Distribution system service restoration using a heuristic search approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 7, n. 2, p. 734-740, abr. 1992.

HSU, Y., HUANG, H. Distribution system service restoration using the artificial neural network approach and pattern recognition method. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, v. 142, n. 3, p. 251-256, maio, 1995.

HSU, Y., KUO, H. A heuristic based fuzzy reasoning approach for distribution system service restoration. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 9, n. 2, p. 948-953, abr. 1994.

HUANG, C. M., HSIEH, C. T., WANG, Y. S. Evolution of radial basic function neural network for fast restoration of distribution systems with load variations. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 33, n. 4, p. 961-968, 2011.

- KAGAN, N., OLIVEIRA, C. C. B., ROBBA, E. J. Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. 1 ed. São Paulo: Edgard Blücher, 2005.
- KAGAN, N., SCHMIDT, H. P., OLIVEIRA, C. C. B., HENRIQUE, KAGAN. Métodos de Otimização Aplicados a Sistemas Elétricos de Potência. 1 ed. São Paulo: Edgard Blücher, 2009.
- KARMAKAR, N. K. Computational results of an interior point algorithm for large scale linear programming, *Mathematical Programming*, v. 52, p. 555–586, 1991.
- KLEINBERG, M. R., MIU, K., HSIAO-DONG CHIANG. Improving Service Restoration of Power Distribution Systems Through Load Curtailment of In-Service Customers. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 26, n. 3, p. 1110-1117, ago. 2011.
- KHATOR, S. K., LEUNG, L. C. Power distribution planning: a review of models and issues. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 3, p. 1151-1159, ago. 1997.
- KHUSHALANI, S., SOLANKI, J. M., SCHULZ, N. N. Optimized Restoration of Unbalanced Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 22, n. 2, p. 624-630, maio, 2007.
- KUMAR, Y., DAS, B., SHARMA, J. Multiobjective, multiconstraint service restoration of electric power distribution system with priority customers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 23, n. 1, p. 261-270, jan. 2008.
- KUO, H., HSU, Y. Distribution system load estimation and service restoration using a fuzzy set approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 8, n. 4, p. 1950-1957, out. 1993.
- LEI, J., DENG, Y., HE, Y., ZHANG, B. Network reconfiguration in unbalanced distribution systems for service restoration and loss reduction. *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, v. 4, p. 2345-2350, Singapore, jan. 2000.
- LI, F., QIAO, W., SUN, H., WAN, *et al.* Smart transmission grid: Vision and framework. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 1, n. 2, p. 168-177, set. 2010.

- LIN, W.-M., CHIN, H.-C. A New Approach for Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction and Service Restoration, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 13, n. 3, p. 870-875, jul. 1998.
- LIU, C.-C., LEE, S. J., VENKATA, S. S. An expert system operational aid for restoration and loss reduction of distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 3, n. 2, p. 619-626, maio, 1998.
- LU, Z., TAO, L., XIALING, X., YUE B. On service restoration considering frequency property of distributed generation. In: *China International Conference on Electricity Distribution*, p.1-6, JiangSu NanJing, China, set. 2010.
- LUAN, W. P., IRVING, M. R., DANIEL, J. S. Genetic algorithm for supply restoration and optimal load shedding in power system distribution networks. In: *Proceedings of the IEE Generation, Transmission and Distribution*, v. 149, n. 2, p. 145-151, mar. 2002.
- MIU, K. N., CHIANG, H., YUAN, B., DARLING, G. Fast service restoration for large-scale distribution systems with priority customers and constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 13, n. 3, p. 789-795, ago. 1998.
- MIU, K. N., HSIAO-DONG CHIANG, MCNULTY, R. J. Multi-tier service restoration through network reconfiguration and capacitor control for large-scale radial distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 15, n. 3, p. 1001-1007, jul. 2000.
- MOMOH, J.A., CAVEN, A.C. Distribution system reconfiguration scheme using integer interior point programming technique. In: *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, v.1, p. 234–241, Dallas, Texas, set. 2003.
- MONTICELLI, A. J. Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica. 1 ed. São Paulo: Edgard Blucher Ltda, 1983.
- MONTICELLI A., GARCIA, A. Introdução a Sistemas de Energia Elétrica Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica. 2. ed. São Paulo: UNICAMP, 2003.

- MORELATO, A. L., MONTICELLI, A. J. Heuristic search approach to distribution system restoration. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 4, n. 4, p. 2235-2241, out. 1989.
- MORI, H., MUROI, T. Application of probabilistic Tabu Search to distribution system service restoration. In: *IEEE International Symposium on Circuits and Systems*, p. 1037-1040, Paris, France, jun. 2011.
- MOSLEHI, K., KUMAR, R. A reliability perspective of the smart grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 1, n.1, p. 57-64, jun. 2010.
- Netto, P. O. B., Jurkiewicz, S. *Grafos: Introdução e Prática*. 1.ed. São Paulo: Editora Blucher, 2009.
- OLIVEIRA, E. J., ROSSETI, G. J. S., OLIVEIRA, L. W., GOMES, F. V., PERES, W. New algorithm for reconfiguration and operating procedures in electric distribution systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 57, p.129-134, 2014.
- OLIVEIRA, L. W. , CARNEIRO JUNIOR, S., OLIVEIRA, E. J. *et al.* Optimal reconfiguration and capacitor allocation in radial distribution systems for energy losses minimization, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 32, p. 840-848, 2010.
- OLIVEIRA, L. W., OLIVEIRA, E. J., SILVA JR, I. C., GOMES, F. V., BORGES, T. T., MARCATO, A. L. M., OLIVEIRA, A. R. Optimal restoration of power distribution system through particle swarm optimization. In Proc. 2015 IEEE Powertech, p. 1-6, jul. 2015.
- OLIVEIRA, L. W., 2009, "Reconfiguração e alocação ótima de capacitores em sistemas de distribuição". Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 2009.
- PÉREZ-GUERRERO, R., HEYDT, G. T., JACK, N. J., KEEL, B. K., CASTELHANO, A. R. Optimal restoration of distribution systems using dynamic programming. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 3, p. 1589-1596, jul. 2008.

- PÉREZ-GUERRERO, R. E., HEYDT, G. T. Distribution System Restoration via Subgradient-Based Lagrangian Relaxation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 3, p. 1162-1169, ago. 2008.
- PHAM, T. T. H., BESANGER, Y., HADJSAID, N. New Challenges in Power System Restoration With Large Scale of Dispersed Generation Insertion. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, n. 1, p. 398-406, fev. 2009.
- PFITSCHER, L. L., BERNARDON, D. P., CANHA, L. N., MONTAGNER, V. F., GARCIA, V. J., ABAIDE, A. R. Intelligent system for automatic reconfiguration of distribution network in real time. *Electric Power Systems Research*, v. 97, p. 84-92, 2013.
- POPOVIĆ, D. S., ĆIRIĆ, R. M. A multi-objective algorithm for distribution networks restoration. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 14, n. 3, p. 1134-1141, 1999.
- RODRIGUEZ, J. R. A., VARGAS, A. Fuzzy-heuristic methodology to estimate the load restoration time in MV networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 2, p. 1095-1102, maio, 2005.
- ROSSETI, G. J. S., OLIVEIRA, E. J., OLIVEIRA, L. W., SILVA JR., I. C., PERES, W. Optimal allocation of distributed generation with reconfiguration in electric distribution systems. *Electric Power Systems Research*, v. 103, pp.178-183, 2013.
- SARMA, N.D.R., PRASAD, V. C., RAO, K. S., SANKAR, V. A new network reconfiguration technique for service restoration in distribution networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 9, n. 4, p. 1936-1942, out. 1994.
- SARMA, N. D. R., GHOSH, S., RAO, K. S., SRINIVAS, M. Real time service restoration in distribution networks-a practical approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 9, n. 4, pp. 2064-2070, out. 1994.
- SANCHES, D. S., JUNIOR, J. B. A. L., DELBEM, A. C. B. Multi-objective evolutionary algorithm for single and multiple fault service restoration in large-scale distribution systems. *Electric Power Systems Research*, v. 110, p. 144-153, 2014.

- SHIN, D. J., KIM, J. O., KIM, T. K., CHOO, J. B., SINGH, C. Optimal service restoration and reconfiguration of network using Genetic-Tabu algorithm. *Electric Power Systems Research*, v. 71, n. 2, p. 145-152, 2004.
- SHIRMOHAMMADI, D. Service restoration in distribution networks via network reconfiguration. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 7, n. 2, p. 952-958, abr. 1992.
- TAYLOR, T., LUBKEMAN, D. Applications of Knowledge-Based Programming to Power Engineering Problems, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 4, n. 1, p. 345-352, fev. 1989.
- TSAI, M. Development of an Object-Oriented Service Restoration Expert System With Load Variations". *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 1, p. 219-225, fev. 2008.
- WU, W. C., TSAI, M. S., HSU, F. Y. A new binary coding particle swarm optimization for feeder reconfiguration. in: Proc. 2007 Intelligent System Applications to Power Systems Int. Conf., p. 1-6, 2007.
- YAN YI-XIONG, WANG YAN, SHI YONG-SHENG. The Research on Fault Restoration Considering Distributed Generation Based Particle Swarm Optimization. In: *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, p. 1 – 4, Wuhan, China, mar. 2011.
- ZIDAN, A., EL-SAADANY, E. F. Incorporating load variation and variable wind generation in service restoration plans for distribution systems. *Energy*, v. 57, p. 682-691, 2013.
- ZIDAN, A., EL-SAADANY, E. F. Incorporating customers' reliability requirements and interruption characteristics in service restoration plans for distribution systems. *Energy*, v. 87, p. 192-200, 2015.

Apêndice-A

Tutorial AHCDC

A.1 Introdução

Este Apêndice apresenta um caso tutorial, demonstrando detalhadamente o algoritmo AHCDC desenvolvido para a reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) com o objetivo de minimização das perdas técnicas.

A.2 Análise de Sistema Tutorial

O sistema teste de 16 barras (Civanlar *et al.*, 1988) será usado para apresentar de forma detalhada a solução passo a passo de cada etapa do AHCDC para reconfiguração. Este sistema é composto de 3 alimentadores de 23 kV e 16 trechos. A Figura A.1 mostra o diagrama deste sistema, em que as linhas contínuas representam as chaves normalmente fechadas (NF), e as linhas pontilhadas representam as chaves normalmente abertas (NA). Para esta configuração inicial do sistema, com as chaves S_{14} , S_{15} e S_{16} abertas, as perdas de potência ativa são de 511,44 kW. Este cenário é considerado como o caso base. O limite mínimo de tensão foi estabelecido em 0,90 p.u.

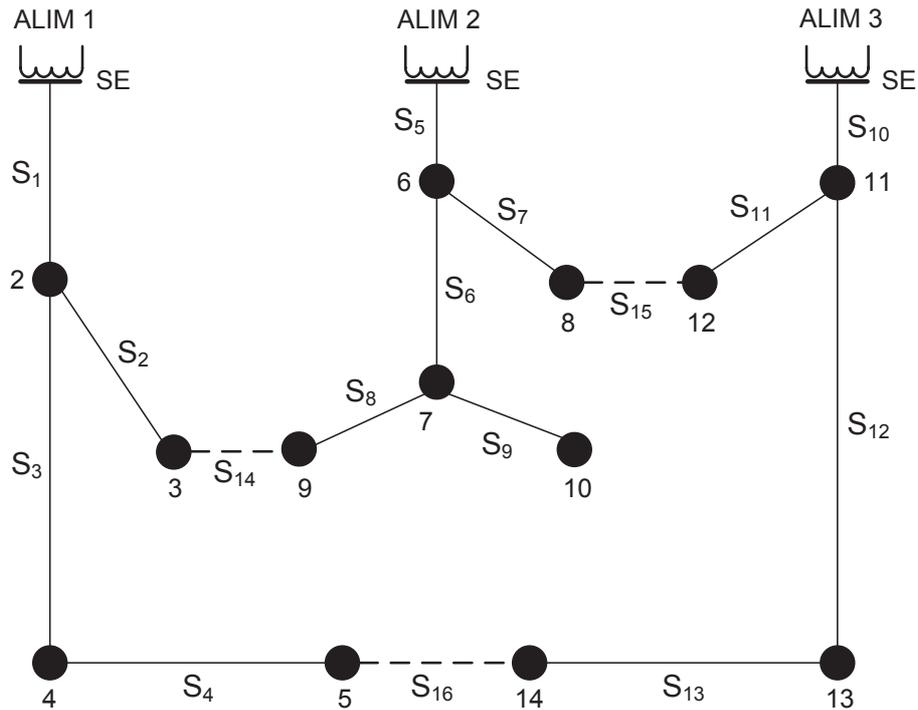


Figura A.1 – Sistema 16 barras: configuração inicial

Passo-1

O Passo-1 do AHCDC identifica o conjunto dinâmico formado pelas chaves (NA): S_{14} , S_{15} e S_{16} . Para ordenar estas chaves, calcula-se a carga de cada laço obtido com o fechamento das mesmas. A Tabela A.1 apresenta estes laços juntamente com as respectivas cargas.

Tabela A.1 – Sistema 16 barras: laços e cargas.

Laço	Carga Ativa (MW)
$S_{14}, S_8, S_6, S_5, S_1, S_2$	14,6
$S_{15}, S_{11}, S_{10}, S_5, S_7$	7,0
$S_{16}, S_{13}, S_{12}, S_{10}, S_1, S_3, S_4$	9,6

As chaves são ordenadas de acordo com a ordem crescente das cargas dos respectivos laços. Logo, da Tabela A.1, verifica-se que o conjunto $CDC_{k=0} = \{S_{15}, S_{16}, S_{14}\}$.

Passo-2

O Passo-2 fecha a primeira chave do CDC, S_{15} , formando um laço no sistema.

Passo-3

O Passo-3 identifica a lista de chaves que compõem o laço formado no passo anterior. Neste caso, tem-se: $LC_{k=1, i=1} = \{S_{15}, S_{11}, S_{10}, S_5, S_7\}$.

Passo-4 - Passo-5

No Passo-4 executa-se um fluxo de potência não linear convencional e determina-se o estado da rede com o laço formado. Já no Passo-5, calcula-se os índices ID_{CH} para as chaves pertencentes à lista $LC_{k=1, iter=1}$, apresentados na Tabela A.2.

Tabela A.2 – Sistema 16 barras: índice de decisão (ID_{CH}) –
CDC = $\{S_{15}, S_{16}, S_{14}\}$ – chave S_{15} fechada.

Chave	ID_{CH}
S_{15}	0,0276
S_{11}	0,0341
S_{10}	0,0766
S_5	0,1323
S_7	0,0145

Passo-6

No Passo-6, a chave S_7 , que apresenta o menor ID_{CH} , conforme Tabela A.2, é aberta a fim de eliminar o laço anteriormente formado. Com isto, o CDC é modificado para: $CDC_{k=1, iter=1} = \{S_7, S_{16}, S_{14}\}$.

Como apenas a primeira chave do CDC foi analisada ($k = 1$) e o número de chaves do CDC é igual à três ($Uc = 3$), os passos de 2 a 6 devem ser novamente executados.

Prosseguindo-se então, verifica-se que a próxima chave do CDC é S_{16} .

O fechamento desta chave, no Passo-2, resulta em um novo laço. Daí, a lista identificada no Passo-3 é: $LC_{k=2,iter=1} = \{S_{16}, S_{13}, S_{12}, S_{10}, S_1, S_3, S_4\}$.

A Tabela A.3 mostra os índices obtidos no Passo-5 para esta nova lista.

Tabela A.3 – Sistema 16 barras: índice de decisão (ID_{CH}) –
 CDC = $\{S_7, S_{16}, S_{14}\}$ – chave S_{16} fechada.

Chave	ID_{CH}
S_{16}	0,0052
S_{13}	0,0264
S_{12}	0,0361
S_{10}	0,0671
S_1	0,0854
S_3	0,0314
S_4	0,0143

Nesta execução, a chave S_{16} apresenta o menor ID_{CH} , devendo, portanto, ser reaberta para eliminar o laço. Logo, o CDC permanece como: $CDC_{k=2,iter=1} = \{S_7, S_{16}, S_{14}\}$.

Como as duas primeiras chaves do CDC foram analisadas ($k = 2$) e o número total de chaves deste conjunto é igual à três ($U_c = 3$), efetua-se uma nova execução com o fechamento da última chave, S_{14} , resultando em um novo laço cuja lista é dada por: $LC_{k=3,iter=1} = \{S_{14}, S_8, S_6, S_5, S_1, S_2\}$. A Tabela A.4 apresenta os índices obtidos no Passo-5 para esta lista.

Tabela A.4 – Sistema 16 barras: índice de decisão (ID_{CH}) –
 CDC = $\{S_7, S_{16}, S_{14}\}$ – chave S_{14} fechada.

Chave	ID_{CH}
S_{14}	0,0287
S_8	0,0231
S_6	0,0748
S_5	0,1178
S_1	0,1186
S_2	0,0593

Nesta terceira execução, a chave S_8 apresenta o menor ID_{CH} , devendo, portanto, ser aberta para eliminar o laço, modificando o CDC para: $CDC_{k=3,iter=1} = \{S_7, S_{16}, S_8\}$. Como todas as chaves do CDC foram analisadas ($k = Uc = 3$), o AHCDC segue para o Passo-7.

Passo-7

Tendo percorrido todas as chaves do CDC, no Passo-7 verifica-se alterações neste conjunto, que evoluiu de $\{S_{15}, S_{16}, S_{14}\}$ para $\{S_7, S_{16}, S_8\}$. Portanto, a nova rede radial encontrada difere da anterior, resultando na necessidade de continuidade do processo.

Passo-8

No Passo-8, o novo CDC encontrado, $\{S_7, S_{16}, S_8\}$ é definido como o CDC inicial, conforme Figura A.2.

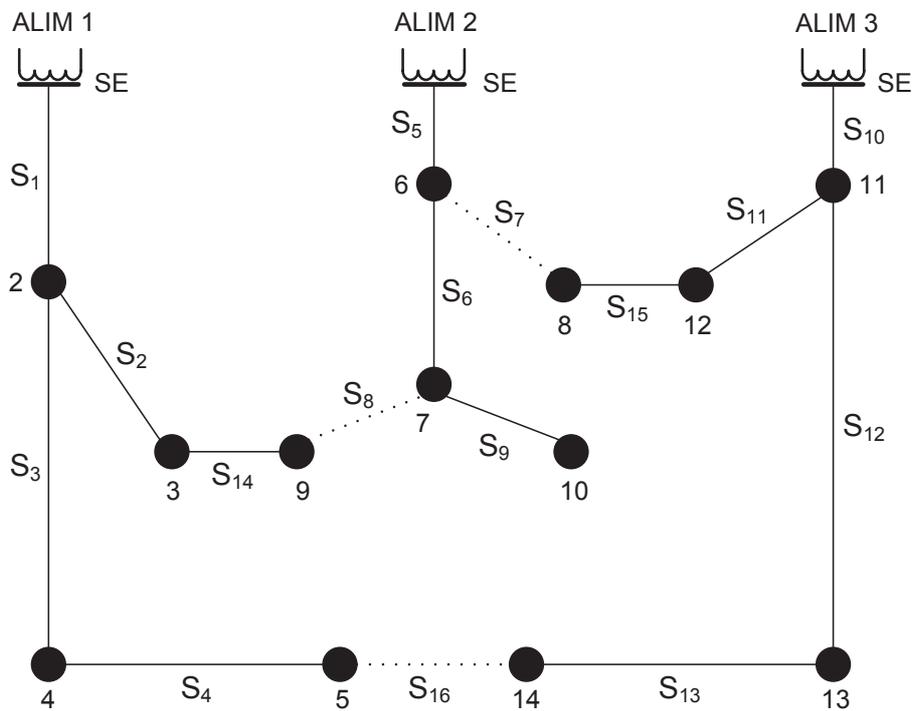


Figura A.2 – Sistema 16 barras: CDC = $\{S_7, S_{16}, S_8\}$.

Para esta nova configuração, as perdas de potência ativa são de 466,13 kW. Partindo desta topologia, inicia-se a segunda iteração do AHCDC,

respeitando a nova sequência $\{S_7, S_{16}, S_8\}$ para o CDC. A Tabela A.5 apresenta os ID_{CH} para cada laço formado com o fechamento individual de cada chave do CDC na segunda iteração do algoritmo de reconfiguração.

Tabela A.5 – Sistema 16 barras: índice de decisão (ID_{iCH}) – chaves S_7 , S_{16} e S_8 fechadas.

Chave Fechada	LC_k	ID_{iCH}
S_7	S_7	0,0135
	S_{15}	0,0269
	S_{11}	0,0327
	S_{10}	0,0753
	S_5	0,1283
S_{16}	S_{16}	0,0057
	S_{13}	0,0274
	S_{12}	0,0369
	S_{10}	0,0679
	S_1	0,0893
	S_3	0,0307
	S_4	0,0142
S_8	S_8	0,0231
	S_6	0,0748
	S_5	0,1178
	S_1	0,1186
	S_2	0,0593
	S_{14}	0,0287

Seguindo os passos detalhados anteriormente, encontra-se a mesma configuração para o CDC depois de percorridas todas as chaves deste conjunto, ou seja, $CDC_{iter=2} = CDC_{iter=1} = \{S_7, S_{16}, S_8\}$, conduzindo o AHCDC à convergência. Destaca-se que para cada uma das 2 iterações do AHCDC, 1 fluxo de potência, executado no Passo-4, foi necessário para cada chave de interconexão ($U_c = 3$), totalizando 6 fluxos de carga para a convergência.

Passo-9

Efetua-se, neste passo, as trocas de ligações para o AHCDC. Para o sistema em estudo, as chaves S_{15} , S_4 e S_{14} possuem os segundos melhores índices ID_{CH} , enquanto que as chaves S_{11} , S_{13} e S_2 apresentam os terceiros melhores ID_{CH} de cada laço, conforme Tabela A.5. A Tabela III.6 apresenta as trocas de ligações avaliadas para este caso.

Tabela A.6 – Sistema 16 barras: troca de ligações do AHCDC.

Troca de Ligações	Regras	Perdas (kW)	Redução das Perdas
Fechar chave S_7 Abrir chave S_{15}	$\frac{ID_{S_{15}}}{ID_{S_7}} = 1,99 \leq 3$	493,15	Não
Fechar chave S_7 Abrir chave S_{11}	$\frac{ID_{S_{11}}}{ID_{S_7}} = 2,42 \leq 5$	511,94	Não
Fechar chave S_{16} Abrir chave S_4	$\frac{ID_{S_4}}{ID_{S_{16}}} = 2,48 \leq 3$	479,29	Não
Fechar chave S_{16} Abrir chave S_{13}	$\frac{ID_{S_{13}}}{ID_{S_{16}}} = 4,79 \leq 5$	492,83	Não
Fechar chave S_8 Abrir chave S_{14}	$\frac{ID_{S_{14}}}{ID_{S_8}} = 1,24 \leq 3$	483,87	Não
Fechar chave S_8 Abrir chave S_2	$\frac{ID_{S_2}}{ID_{S_{14}}} = 2,56 \leq 5$	639,55	Não

Pela análise dos resultados apresentados na Tabela A.6, observa-se que as trocas de ligações não proporcionam soluções de melhor qualidade em relação à solução atual. Portanto, estas trocas não são efetivadas, comprovando a eficácia dos índice proposto para reconfiguração, aplicado a este estudo tutorial.

Adicionalmente, a solução encontrada coincide com a solução ótima global para este caso, obtida através da simulação de todas as possibilidades de soluções possíveis para este sistema tutorial. Neste caso, a simulação de

todas as possibilidades resultou na execução de 560 fluxos de potência. O método proposto, por sua vez, requer no total 12 execuções de fluxos de potência, listadas a seguir:

- 6 fluxos no Passo-4. Vale notar que, em cada iteração o do AHCDC, o Passo-4 efetua o cálculo de fluxo de potência para cada uma das 3 chaves do CDC fechadas. Como duas iterações do AHCDC foram necessárias, o total de fluxos de potência neste passo foi igual a 6;
- 6 fluxos no Passo-9, pois cada chave do CDC foi avaliada para troca com duas chaves, de primeiro e segundo grau do respectivo laço, de acordo com o índice ID_{CH} conforme descrito anteriormente. O resultado encontrado pela metodologia proposta é igual ao obtido na literatura.

Passo-10

Por fim, tem-se a sequência de chaves que devem ser manobradas para que o sistema opere na configuração radial ótima. Esta sequência é obtida a partir da comparação do CDC inicial com o CDC final, conforme Tabela A.7.

Tabela A.7 – CDC inicial X CDC final.

Configuração radial Inicial	CDC = { S_{15} , S_{16} , S_{14} }
Configuração radial Final	CDC = { S_7 , S_{16} , S_8 }

Verifica-se da Tabela A.7 que a primeira chave do CDC inicial, S_{15} , deve ser fechada e a primeira chave do CDC final, S_7 , deve ser aberta. Continuando, comparando a segunda chave de cada CDC, observa-se que não ocorreu alteração, permanecendo a chave S_{16} aberta. Por fim, a última chave do CDC inicial, S_{14} deve ser aberta e a última chave do CDC final S_8 deve ser aberta.

As Figuras A.3 e A.4 apresentam a tensão mínima e as perdas do sistema, respectivamente, para cada mudança de topológica. Destaca-se que para os três configurações obtidos, as tensões mínimas ocorreram na barra 10.

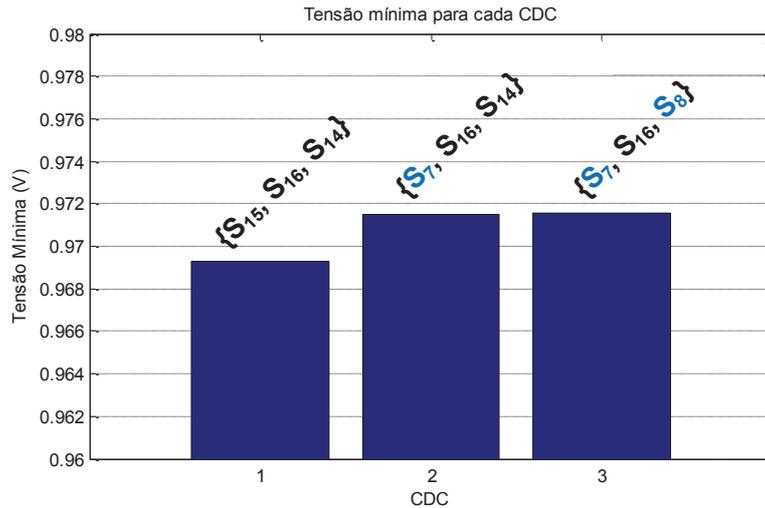


Figura A.3 – Sistema 16 barras: tensões mínima para cada CDC obtido

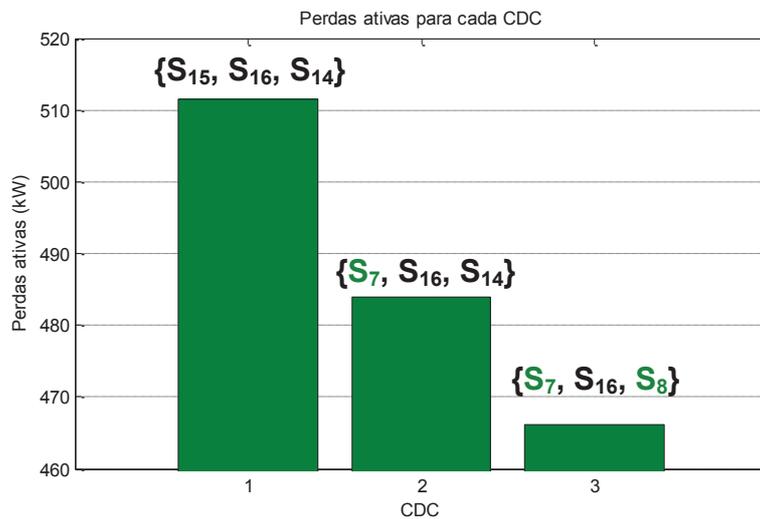


Figura A.4 – Sistema 16 barras: perdas para cada CDC obtido

Observa-se da Figura A.3 que, a tensão mínima do sistema está acima do limite operacional inferior (0,90 p.u.) para todas as configurações radiais obtidas. Além disto, observa-se que este valor mínimo se eleva a cada operação de manobra de chaves. Este comportamento se deve ao fato de que as manobras indicadas pelo índice ID_{CH} sempre conduzem o sistema à uma nova condição radial, com perdas inferiores à condição operativa anterior. Portanto, uma operação com menores perdas está geralmente associada a maiores níveis de tensão.

Tendo em vista que cada manobra necessária para conduzir o sistema da topologia inicial à configuração ótima resulta em melhoria das condições operativas, observando as restrições de rede, estas manobras podem ser utilizadas na definição dos procedimentos de reconfiguração.

A Tabela A.8 apresenta os resultados de reconfiguração do AHDCDC para o sistema 16 barras considerando diferentes configurações iniciais.

Tabela A.8 – Resultados do sistema 16 barras para diferentes configurações iniciais

Configuração Inicial	Configuração Final	Perdas (kW)	Número de iterações
CDC = {S ₁₅ , S ₁₆ , S ₁₄ }	CDC = {S ₇ , S ₁₆ , S ₈ }	466,13	2
CDC = {S ₁₅ , S ₁₃ , S ₁₄ }	CDC = {S ₇ , S ₁₆ , S ₈ }	466,13	2
CDC = {S ₁₁ , S ₁₆ , S ₆ }	CDC = {S ₇ , S ₁₆ , S ₈ }	466,13	3
CDC = {S ₇ , S ₁₂ , S ₆ }	CDC = {S ₇ , S ₁₆ , S ₈ }	466,13	3
CDC = {S ₅ , S ₄ , S ₂ }	CDC = {S ₇ , S ₁₆ , S ₈ }	466,13	2

Percebe-se que independente da configuração inicial, o AHDCDC encontrou a solução ótima do problema. Porém, devido a condição inicial, o algoritmo pode necessitar de mais iterações para alcançar a convergência.