

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

GUSTAVO JOSÉ SANTIAGO ROSSETI

**RECONFIGURAÇÃO E ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA  
EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

Juiz de Fora  
2011

Gustavo José Santiago Rosseti

**Reconfiguração e Alocação Ótima de Geração Distribuída  
em Sistemas de Energia Elétrica**

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

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

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

Juiz de Fora

2011

Rosseti, Gustavo José Santiago.

Reconfiguração e alocação ótima de geração distribuída em sistemas de energia elétrica / Gustavo José Santiago Rosseti. – 2011. 123 f. : il.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)—Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2011.

1. Distribuição de energia elétrica. I. Título.

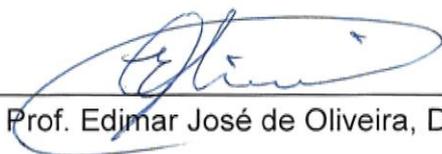
CDU 621.3.095

**RECONFIGURAÇÃO E ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA  
EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

GUSTAVO JOSÉ SANTIAGO ROSSETI

DISSERTAÇÃO 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 MESTRE 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. Edmarcio Antonio Belati, D. Sc. – UFABC



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

Juiz de Fora, MG, Brasil.  
Setembro de 2011

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

## **AGRADECIMENTOS**

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

Aos Professores Edimar José de Oliveira e Leonardo Willer de Oliveira pela oportunidade de desenvolver este trabalho e pela dedicação, excelência, ensinamentos, responsabilidade, companheirismo e confiança transmitida, fatores indispensáveis para a realização e conclusão desta dissertação, além de contribuírem significativamente para minha formação profissional e pessoal.

Aos meus familiares, minha base, pela convivência harmoniosa e pelo incentivo em todas as etapas da minha vida. Em especial aos meus pais, Jorge e Terezinha, pelo amor incondicional, ensinamentos de vida, dedicação e apoio em todos os momentos.

Aos meus colegas de Mestrado pela amizade, pela ajuda constante, pelo ambiente favorável durante os anos de estudos e pesquisas e pelos momentos agradáveis de diversão.

Aos demais amigos conquistados durante toda minha trajetória de vida, importantes para o meu desenvolvimento pessoal.

A todos os professores e funcionários das instituições de ensino em que tive a oportunidade de estudar, aprender e crescer, contribuindo direta ou indiretamente para meu aprendizado e formação.

Ao LABSPOT – Laboratório de Sistemas de Potência – pela estrutura e recursos disponíveis.

Ao CNPq – Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – pelo suporte financeiro.

Resumo da Dissertação apresentada à UFJF como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M. Sc.)

## RECONFIGURAÇÃO E ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Gustavo José Santiago Rosseti

Setembro de 2011

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

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

Programa: Engenharia Elétrica.

Este trabalho apresenta uma metodologia para reconfiguração e alocação ótima de geração distribuída em redes elétricas de distribuição com o objetivo de minimizar as perdas técnicas de energia elétrica.

A metodologia proposta é composta de dois algoritmos heurísticos passo a passo baseados em índices de sensibilidade, sendo um para a reconfiguração e o outro para a alocação de geração distribuída. O índice proposto para reconfiguração é baseado nos parâmetros operativos e o índice para alocação de geração distribuída baseia-se em uma estimativa dos multiplicadores de Lagrange, obtida a partir da solução do problema de fluxo de potência.

O modelo proposto considera a variação da demanda do sistema através das curvas de carga e a opção de construir um novo circuito para conexão de um gerador distribuído a uma barra do sistema. Os algoritmos propostos são aplicados em sistemas da literatura, incluindo um sistema real de médio porte.

**Palavras-chave:** Reconfiguração, Alocação de Geração Distribuída, Minimização de Perdas, Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, Algoritmo Heurístico.

Abstract of Dissertation presented to UFJF as a partial fulfillment of the requirements for a Master of Science degree (M. Sc.)

OPTIMAL RECONFIGURATION AND DISTRIBUTED GENERATION  
ALLOCATION IN ELECTRIC POWER SYSTEMS

Gustavo José Santiago Rosseti

September 2011

Advisors: Edimar José de Oliveira, D. Sc.

Leonardo Willer de Oliveira, D. Sc

Department: Electrical Engineering.

This work presents a methodology for optimal reconfiguration and optimal distributed generation allocation aiming to minimize technical energy losses in electric power distribution systems.

The proposed methodology includes two step by step heuristic algorithms, based on sensitivity indexes, one for the reconfiguration and the other for the distributed generation allocation. The index proposed for reconfiguration is based on operating parameters and the index for distributed generation allocation uses the Lagrange multipliers obtained from the power flow solution.

The proposed model considers the demand variation from the system load curves and the options to build a new branch for connecting a distributed generator to a bus of the network. The proposed algorithms are applied in systems of the literature, including a medium scale practical system.

**Keywords:** Reconfiguration, Distributed Generation Allocation, Loss Minimization, Electric Power Distribution Systems, Heuristic Algorithm.

# Sumário

Capítulo I	
Introdução .....	1
I.1 Considerações Iniciais .....	1
I.2 Motivação da Dissertação .....	6
I.3 Objetivo da Dissertação .....	7
I.4 Publicações decorrentes da Dissertação .....	8
I.5 Organização da Dissertação .....	8
Capítulo II	
Revisão Bibliográfica .....	9
II.1 Introdução .....	9
II.2 Metodologias para Reconfiguração de SDEE .....	9
II.3 Reconfiguração Considerando a Variação Horária da Carga .....	14
II.4 Metodologias para Alocação de Geração Distribuída .....	16
II.5 Metodologias Combinadas para Reconfiguração de SDEE e Alocação de Geração Distribuída .....	19
II.6 Conclusão .....	20
Capítulo III	
Metodologia Proposta .....	22
III.1 Introdução .....	22
III.2 Aspectos Considerados .....	22
III.3 Formulação Matemática .....	24
III.4 Algoritmo Heurístico para Reconfiguração de SDEE (AHCDC) .....	27
III.4.1 Passo-1 .....	28
III.4.2 Passo-2 .....	29
III.4.3 Passo-3 .....	29
III.4.4 Passo-4 .....	29
III.4.5 Passo-5 .....	30
III.4.6 Passo-6 .....	31
III.4.7 Passo-7 .....	31

III.4.8 Passo-8 .....	31
III.4.9 Passo-9 .....	31
III.5 Índice de Sensibilidade Proposto para o AHCDC .....	32
III.6 Algoritmo Heurístico para Alocação de Geração Distribuída (AHGD) .....	33
III.6.1 Passo-1 .....	35
III.6.2 Passo-2 .....	36
III.6.3 Passo-3 .....	36
III.6.4 Passo-4 .....	36
III.6.5 Passo-5 .....	36
III.6.6 Passo-6 .....	37
III.6.7 Passo-7 .....	37
III.6.8 Passo-8 .....	37
III.7 Índice de Sensibilidade Proposto para o AHGD .....	38
III.8 Método Combinado Proposto (MIP) .....	39
III.9 Análise de Sistema Tutorial .....	41
III.9.1 MCP – Primeira Iteração: Etapa-1 – AHGD .....	42
III.9.2 MCP – Primeira Iteração: Etapa-2 – AHCDC .....	46
III.9.3 MCP – Segunda Iteração .....	51
III.9.4 MCP – Terceira Iteração .....	53
III.9.5 MCP – Etapa-3 .....	54
III.10 Conclusões .....	57
 Capítulo IV	
Estudo de Casos .....	58
IV.1 Introdução .....	58
IV.2 Estudos de Reconfiguração .....	59
IV.2.1 Caso-1: Sistema 119 Barras .....	59
IV.2.2 Caso-2: Sistema 476 Barras .....	60
IV.2.3 Caso-3: Sistema 33 Barras .....	62
IV.2.4 Caso-4: Sistema 94 Barras .....	65
IV.3 Estudos de Alocação de Geração Distribuída .....	70
IV.3.1 Caso-5: Sistema 33 Barras .....	70
IV.3.2 Caso-6: Sistema 94 Barras .....	73
IV.4 Estudos de Reconfiguração Combinada com Alocação de Geração	

Distribuída .....	76
IV.4.1 Caso-7: Sistema 33 Barras .....	76
IV.4.2 Caso-8: Sistema 94 Barras .....	77
IV.5 Aspectos Computacionais .....	78
IV.5 Conclusões .....	82
Capítulo V	
Conclusões .....	83
IV.1 Considerações Finais .....	83
IV.2 Propostas de Desenvolvimentos Futuros .....	85
Referências Bibliográficas.....	87
Apêndice-A	
Custo Incremental das Perdas – Incremental Transmission Losses (ITL) .....	100
A.1 Introdução .....	100
A.2 Formulação Matemática .....	100
Apêndice-B	
Sistemas Utilizados .....	103
B.1 Introdução .....	103
B.2 Sistema 16 barras .....	103
B.3 Sistema 33 barras .....	104
B.4 Sistema 94 barras .....	105

# Lista de Figuras

Figura III.1 – Exemplo de rede radial .....	23
Figura III.2 – Gerador distribuído $i$ conectado a uma barra $k$ do sistema .....	23
Figura III.3 – Fluxograma do AHCDC proposto .....	28
Figura III.4 – Fluxograma do AHGD proposto .....	34
Figura III.5 – Gerador distribuído subdividido .....	35
Figura III.6 – Fluxograma do MCP .....	40
Figura III.7 – Sistema de 16 barras: CDC = $\{S_{14}, S_{15}, S_{16}\}$ .....	41
Figura III.8 – Sistema 16 barras: geradores distribuídos e linhas candidatas	42
Figura III.9 – Sistema 16 barras: unidades distribuídas e linhas candidatas ..	43
Figura III.10 – Sistema 16 barras: CDC = $\{S_7, S_{16}, S_8\}$ e alocação de $DG_{4,10}$	51
Figura III.11 – Sistema 16 barras: CDC = $\{S_7, S_{16}, S_8\}$ e alocação de $DG_{3,10}$	53
Figura IV.1 – Sistema 119 barras: configuração inicial .....	59
Figura IV.2 – Sistema 476 barras: configuração inicial .....	61
Figura IV.3 – Sistema 33 barras: configuração inicial .....	63
Figura IV.4 – Sistema 94 barras: configuração inicial .....	66
Figura IV.5 – Sistema 94 barras: curva típica de carga do Grupo-1 .....	67
Figura IV.6 – Sistema 94 barras: curva típica de carga do Grupo-2 .....	68

# Lista de Tabelas

Tabela I.1 – Panorama de perdas nas concessionárias do Brasil ..	3
Tabela III.1 – Sistema 16 barras: custo Incremental das perdas (ITL).....	44
Tabela III.2 – Sistema 16 barras: $DG_{i,k}$ para a primeira iteração do MIP .....	45
Tabela III.3 – Sistema 16 barras: laços e cargas. ....	46
Tabela III.4 – Sistema 16 Barras: índice de decisão ( $ID_{CH}$ ) – CDC = $\{S_{15}, S_{16}, S_{14}\}$ – chave $S_{15}$ fechada .....	47
Tabela III.5 – Sistema 16 barras: índice de decisão ( $ID_{CH}$ ) – CDC = $\{S_7, S_{16}, S_{14}\}$ – chave $S_{16}$ fechada .....	48
Tabela III.6 – Sistema 16 barras: índice de decisão ( $ID_{CH}$ ) – CDC = $\{S_7, S_{16}, S_{14}\}$ – chave $S_{14}$ fechada .....	48
Tabela III.7 – Sistema 16 barras: índice de decisão ( $ID_{CH}$ ) – chaves $S_7, S_{16}$ e $S_8$ fechadas .....	50
Tabela III.8 – Sistema 16 barras: $ID_{i,k}$ para a segunda iteração do MIP .....	52
Tabela III.9 – Sistema 16 barras: troca de ligações do MIP .....	54
Tabela III.10 – Sistema 16 barras: troca de unidades do MIP .....	55
Tabela III.11 – Quadro comparativo de perdas, sistema 16 barras .....	55
Tabela IV.1 – Resultados para reconfiguração: sistema 119 barras .....	60
Tabela IV.2 – Resultados para reconfiguração: sistema 476 barras .....	62
Tabela IV.3 – Resultados para reconfiguração: sistema 33 barras, carga média .....	63
Tabela IV.4 – Níveis de carregamento: sistema 33 barras .....	64
Tabela IV.5 – Resultados para reconfiguração: sistema 33 barras, 3 níveis de carga .....	64
Tabela IV.6 – Resultados do AHCDC: sistema 33 barras, 3 níveis de carga .	65
Tabela IV.7 – Resultados para reconfiguração: sistema 94 barras, carga média .....	66
Tabela IV.8 – Resultados do AHCDC com e sem troca de ligações: sistema 94 barras .....	67
Tabela IV.9 – Níveis de carregamento: sistema 94 barras .....	68

Tabela IV.10 – Resultados para reconfiguração: sistema 94 barras, 4 níveis de carga .....	69
Tabela IV.11 – Resultados do AHCDC: sistema 94 barras, níveis N1-N4 .....	69
Tabela IV.12 – Resultados para alocação de GD: sistema 33 barras, topologia inicial .....	71
Tabela IV.13 – Resultados para alocação de GD: sistema 33 barras, topologia final .....	71
Tabela IV.14 – Resultados do AHGD com e sem troca de unidades: sistema 33 barras, topologia final .....	72
Tabela IV.15 – Resultados do AHGD: sistema 33 barras modificado .....	72
Tabela IV.16 – Resultados para alocação de GD: sistema 94 barras, topologia inicial .....	74
Tabela IV.17 – Resultados para alocação de GD: sistema 94 barras, topologia final .....	74
Tabela IV.18 – Resultados do AHGD com e sem troca de ligações: sistema 94 barras, configuração final .....	74
Tabela IV.19 – Resultados do AHGD: sistema 94 barras modificado .....	75
Tabela IV.20 – Resultados para reconfiguração combinada com alocação de GD: sistema 33 barras .....	76
Tabela IV.21 – Resultados para reconfiguração combinada com alocação de GD: sistema 94 barras .....	77
Tabela IV.22 – Tempo computacional .....	80
Tabela IV.23 – Simulações de fluxos de potência e tensão mínima .....	81
Tabela B.I – Sistema 16 Barras: dados dos geradores distribuídos .....	103
Tabela B.II – Sistema 16 Barras: dados das linhas candidatas .....	103
Tabela B.III – Sistema 33 barras: dados dos geradores distribuídos .....	104
Tabela B.IV – Sistema 33 barras: dados das linhas candidatas .....	105
Tabela B.V – Sistema 83 barras: dados dos geradores distribuídos .....	105
Tabela B.VI – Sistema 83 barras: dados das linhas candidatas .....	107

# Capítulo I

## Introdução

### I.1 Considerações Iniciais

A competitividade no mercado de energia elétrica vem se tornando cada vez mais crescente devido principalmente à desverticalização ocorrida no setor elétrico. Este modelo estabelece a separação da distribuição das demais atividades – geração, transmissão e comercialização de energia [1].

Diante desta realidade, as distribuidoras de energia elétrica necessitam garantir a qualidade de seus serviços prestados junto aos consumidores, fornecendo energia com confiabilidade e continuidade. Paralelamente, os aspectos econômicos serão sempre de suma importância para qualquer empresa, visando maximizar seus lucros e minimizar seus custos operacionais.

Uma alternativa interessante para diminuir os custos operacionais é o investimento das concessionárias na redução das perdas de energia elétrica, que podem ser classificadas como [2]:

- perdas técnicas: constituem a quantidade de energia elétrica dissipada entre os suprimentos de energia da distribuidora e os pontos de entrega nas instalações das unidades consumidoras ou distribuidoras supridas. Essa perda é decorrente das leis da Física e podem ser de origem térmica, dielétrica ou magnética;

- perdas comerciais ou perdas não técnicas: apurada pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos e erros de medição. Essas perdas estão diretamente associadas à gestão comercial da distribuidora.

As perdas técnicas representam um percentual considerável das perdas totais em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE). Portanto, a redução deste percentual implica em aumento de eficiência no serviço de distribuição, resultando em aumento de receita para a distribuidora e em modicidade tarifária para os consumidores. A questão tarifária é decorrente do repasse de uma parcela do custo de perdas à tarifa de energia, sendo o valor repassado limitado conforme regulamentação específica.

A Tabela I.1 apresenta as perdas técnicas e não técnicas de algumas distribuidoras de energia do Brasil em relação ao ano de 2008 [3].

Da Tabela I.1, observa-se que a média de perdas técnicas para as empresas distribuidoras representa parcela significativa das perdas totais em SDEE. Estas perdas são afetadas pela topologia destes sistemas, tradicionalmente operados de forma radial para facilitar a coordenação de relés e atenuação de correntes de curto-circuito [4]. No entanto, a operação radial do sistema 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 determinado circuito implica na desenergização de todo o circuito.

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). Além de tornar o sistema mais confiável, as operações de manobra de chaves podem ser utilizadas para transferência de potência entre alimentadores, a fim de evitar sobrecarga de linhas.

Tabela I.1 – Panorama de perdas nas concessionárias do Brasil

Concessionária	Perdas técnicas (%)	Perdas comerciais (%)	Perdas totais (%)
AES Sul	6,81	2,79	9,60
AMPLA	7,06	12,51	19,57
CEAL	8,73	22,02	30,76
CELPA	9,95	17,46	27,41
CELPE	8,10	7,83	15,92
CEMAR	11,17	19,10	30,28
CEMIG D	9,48	2,62	12,10
CEPISA	12,56	21,73	34,29
COELBA	9,76	6,71	16,47
COELCE	7,73	5,87	13,60
COSERN	8,18	3,23	11,42
CPFL Paulista	6,37	3,40	9,77
ELETROPAULO	4,91	7,69	12,59
ENERGISA Borborema	6,42	4,99	11,41
ENERGISA Paraíba	11,73	11,46	23,19
ENERSUL	13,95	7,44	21,39
LIGHT	5,61	15,00	20,62
<b>Média</b>	<b>8,74</b>	<b>10,11</b>	<b>18,85</b>

Uma das opções disponíveis para a redução de perdas técnicas em sistemas de distribuição radiais é reconfiguração da rede elétrica. Esta opção consiste na transferência de cargas entre alimentadores com diferentes níveis de carregamento, através da redefinição dos estados (aberto ou fechado) das chaves manobráveis acopladas aos trechos da rede de distribuição [5]. O objetivo é determinar a topologia do sistema cujas perdas são mínimas, sujeito às restrições operacionais de tensão, de corrente, de radialidade e de conectividade.

A determinação de configurações associadas a perdas mínimas conduz a um problema de natureza não linear inteira mista e combinatória. 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. Adicionalmente, as restrições topológicas de rede, referentes à radialidade e à convexidade, atribuem maior complexidade ao problema de reconfiguração.

Outra opção que contribui significativamente para a redução das perdas técnicas é a alocação ótima de geração distribuída (GD) no sistema de distribuição. Existem atualmente diferentes definições sobre GD [7]-[11]. De acordo com tais definições, esta modalidade de geração pode ser caracterizada com base nos níveis de tensão, no sistema de conexão, no tipo de fonte primária de energia, na geração não despachada ou no valor da sua potência máxima [6].

Segundo a referência [7], geração distribuída é toda unidade geradora não planejada nem despachada de forma centralizada, geralmente conectada na rede de distribuição e com capacidade máxima entre 50 e 100 MW. Já em [8], GD é a geração de eletricidade suficientemente pequena em relação às centrais geradoras, permitindo sua conexão à rede de distribuição. A introdução das seguintes categorias para GD é sugerida em [9]: micro (entre 1 W e 5 kW), pequena (entre 5 kW e 5 MW), média (entre 5 MW e 50 MW) e grande (entre 50 MW e 300 MW).

No Brasil, de acordo com [10], geração distribuída é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima dos consumidores, independentemente da potência, tecnologia e fonte de energia. Neste contexto, a evolução das tecnologias de GD visa incluir potências cada vez menores nesta modalidade.

A referência [11] considera como geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

- (i) hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW;
- (ii) termelétrico, incluindo cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento. Os empreendimentos termelétricos que utilizam biomassa ou resíduos de processo como combustível não estão limitados a este percentual de eficiência.

A GD pode ser oriunda de diversas tecnologias de produção energética, como a eólica, as células combustíveis, as micro-turbinas, as pequenas centrais hidroelétricas, os sistemas fotovoltaicos, a energia geotérmica, o gás natural e a biomassa.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através do Módulo 3 dos Procedimentos de Rede (PRODIST) [12], estabelece as condições de conexão e operação para novos acessos de geração distribuída, bem como para os acessos já existentes. Além disto, estes procedimentos definem os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão.

De acordo com [13], cinco fatores principais contribuem para o crescente interesse em GD: *(i)* desenvolvimento de novas tecnologias; *(ii)* restrições para a construção de novas linhas de transmissão; *(iii)* aumento da demanda dos consumidores por energia elétrica confiável; *(iv)* liberalização do mercado de energia; *(v)* questões associadas com as alterações climáticas. Em [14], os cinco fatores citados são reduzidos à abertura do mercado de energia e às questões ambientais.

Os benefícios da penetração de GD nos SDEE são classificados como técnicos ou econômicos [15]. Tecnicamente, os principais benefícios são:

- Redução das perdas nas linhas;
- Melhoria no perfil de tensão;
- Redução na emissão de poluentes;
- Aumento da eficiência energética global;
- Reforço da confiabilidade e segurança do sistema;
- Energia de melhor qualidade;
- Alívio do congestionamento em sistemas de distribuição e transmissão.

Os benefícios econômicos, por sua vez, são listados a seguir:

- Postergação de investimentos em ampliações do sistema;
- Redução dos custos de operação e manutenção;
- Reforço da produtividade;
- Redução dos custos de saúde devido à melhoria das condições ambientais;
- Redução dos custos de combustível devido ao aumento da eficiência global;
- Redução das necessidades de reservas e dos custos associados;
- Redução dos custos operacionais devido a picos de carga;
- Aumento de segurança para cargas críticas.

Apesar de todos estes benefícios, os SDEE são tradicionalmente projetados para operar sem fontes de geração próxima às cargas consumidoras. Desta forma, quando inseridas, as unidades distribuídas devem ser adequadamente coordenadas com o restante do sistema. Para tanto, fatores como regulação e oscilação de tensão, distorção harmônica, ilhamento, aterramento, níveis de curto-circuito e capacidade devem ser considerados [16].

As perdas técnicas de energia elétrica no sistema de distribuição podem aumentar ou diminuir dependendo da localização e da capacidade da unidade distribuída conectado ao sistema. Portanto, tal como na reconfiguração, a determinação da alocação e do dimensionamento de geradores distribuídos nos SDEE, visando perdas mínimas, apresenta inúmeras possibilidades e solução bastante complexa.

## **I.2 Motivação da Dissertação**

A solução para o problema de reconfiguração e alocação ótima de geração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica vem sendo amplamente investigada na literatura especializada. Neste cenário, a minimização de perdas técnicas de energia figura como um dos principais objetivos, tendo em vista que proporciona melhoria das condições operativas e

benefícios para a sociedade em geral. Entretanto, poucos trabalhos abordam reconfiguração e alocação de geração distribuída de forma conjunta. Portanto, associar estes dois aspectos, com foco na minimização de perdas, torna-se interessante para as análises requeridas pelos gerenciadores dos SDEE.

Além disto, o desenvolvimento de uma metodologia que utilize uma representação adequada do sistema, através da consideração das curvas diárias de carga nas análises, é importante para a qualidade das soluções obtidas.

Por fim, a escolha da unidade de geração distribuída a ser inserida no sistema está relacionada com a construção de um novo circuito. Esta escolha deve considerar os dados de cabos e as distâncias entre os geradores candidatos e as respectivas barras de conexão para uma representação mais realista do problema.

### **I.3 Objetivo da Dissertação**

Esta dissertação tem como objetivo o desenvolvimento de uma metodologia para reconfiguração combinada com alocação ótima de geração distribuída em sistemas de distribuição, visando à minimização de perdas técnicas. Para tanto, um algoritmo heurístico construtivo é proposto. A metodologia baseia-se em dois índices de sensibilidade, sendo um para a reconfiguração e outro para a alocação de geração distribuída. Aspectos associados com a curva diária de carga, restrições de radialidade e conectividade, e a construção de uma nova linha para a conexão da GD junto ao sistema, são considerados a fim de uma representação mais realista do problema.

## **I.4 Publicações Decorrentes da Dissertação**

- OLIVEIRA, E. J.; ROSSETI, G. J. S.; OLIVEIRA, L. W.; SILVA JUNIOR., I. C. Reconfiguração Ótima de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. *XVIII Congresso Brasileiro de Automática (CBA)*, 13 a 16 de Setembro de 2010, Bonito-MS, Brasil.
- ROSSETI, G. J. S.; OLIVEIRA, E. J.; OLIVEIRA, L. W.; SILVA JUNIOR., I. C. Reconfiguração e Alocação Ótima de Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Artigo em preparação final para submissão em revista especializada.

## **I.5 Organização da Dissertação**

Esta dissertação contém, além deste capítulo, mais quatro capítulos e dois apêndices. O Capítulo II apresenta uma revisão bibliográfica das metodologias empregadas na literatura para reconfiguração e alocação de geração distribuída em sistemas de distribuição, além de alguns métodos que associam estas duas alternativas de otimização.

O Capítulo III apresenta a metodologia proposta nesta dissertação, associando reconfiguração com geração distribuída para minimizar as perdas técnicas de energia nos SDEE. 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 outros métodos, incluindo enumeração exaustiva.

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

O Apêndice-A apresenta a formulação matemática do custo incremental das perdas, utilizando a solução do fluxo de carga. Já o Apêndice-B apresenta os dados de geradores distribuídos e linhas candidatas utilizados nos estudos de casos do Capítulo IV.

# Capítulo II

## Revisão Bibliográfica

### II.1 Introdução

O aumento de eficiência na operação de sistemas de potência consiste em um tema de grande interesse para as empresas de energia elétrica. Este interesse tem motivado pesquisadores a investigar alternativas que sejam técnica e economicamente viáveis, tais como a reconfiguração de sistemas de distribuição, visando à minimização de perdas técnicas de energia. Este fato pode ser comprovado pelos inúmeros trabalhos encontrados atualmente na literatura.

De maneira similar, tem se intensificado, nos últimos anos, pesquisas que envolvem geração distribuída (GD) inseridas também no contexto de minimização de perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE).

Diante deste panorama, será apresentada a seguir uma revisão bibliográfica dos principais trabalhos publicados sobre reconfiguração e geração distribuída, tratados individualmente ou de forma conjunta, explicitando as diferentes metodologias e algoritmos utilizados em cada publicação e aplicação.

## II.2 Metodologias para Reconfiguração de SDEE

Considerado o primeiro trabalho relacionado com reconfiguração para sistemas de distribuição com o objetivo de minimização de perdas de potência ativa, a referência [17] apresenta um algoritmo baseado na técnica de otimização discreta conhecida como “ramifique e limite” (*Branch and Bound*). Partindo-se da topologia totalmente malhada, o algoritmo determina a abertura seqüencial de chaves, utilizando fluxo de potência convencional e um modelo de rede equivalente resistivo, até que uma configuração radial seja alcançada. Porém, o emprego desta metodologia em sistemas reais exige um alto esforço computacional, devido à análise de um número elevado de alternativas de configurações.

Em [5], a técnica de “troca de ligações” (*Branch Exchange*) é proposta para a reconfiguração. O algoritmo parte de uma configuração radial. Com o fechamento de uma chave e abertura de outra, a configuração do sistema vai se alterando, garantindo-se, porém, a radialidade. Com o intuito de diminuir o espaço de soluções e o esforço computacional, este método desenvolve uma fórmula aproximada para determinação das perdas ativas à medida que a topologia do sistema evolui, a fim de eliminar soluções que proporcionam aumento das perdas.

Em continuidade ao trabalho [5], foi apresentado em [18] uma metodologia também baseada na troca de ligações, com o objetivo de minimização de perdas ativas e balanceamento de carga entre alimentadores. Nesta referência, dois métodos aproximados para cálculo de fluxo de potência em sistemas radiais foram utilizados, baseados em um conjunto de equações recursivas conhecido como *backward-forward*.

Em [19] é apresentado um algoritmo heurístico partindo da configuração malhada do sistema, para minimização das perdas ativas. Este algoritmo utiliza fluxo de potência não linear convencional e realiza a abertura seqüencial de chaves, até que se obtenha uma configuração radial do sistema. Para tanto, as chaves manobráveis são modeladas através de uma função contínua definida no domínio  $[0,1]$ , sendo os valores calculados utilizados para definir os respectivos estados (aberto/fechado). Após a obtenção de uma configuração

radial, o algoritmo verifica a possibilidade de reduzir ainda mais as perdas ativas, através da técnica de troca de ligações.

A referência [20] utiliza o algoritmo apresentado em [19] modificado pela substituição do fluxo de potência convencional por um fluxo de potência ótimo (FPO), tendo como função objetivo a minimização das perdas de potência ativa, considerando os custos de utilização das linhas de distribuição. Neste algoritmo, após a execução do FPO, forma-se um conjunto de chaves candidatas à abertura, que apresentam os menores valores para as respectivas variáveis contínuas. O número de chaves deste conjunto é igual a 2 vezes o número de laços independentes da rede de distribuição em estudo. A formação do conjunto descrito proporcionou uma redução significativa do esforço computacional em relação a [19]. Este conjunto é atualizado à medida que um laço é desfeito, até que se estabeleça uma configuração radial do sistema.

Em [21], é apresentado um algoritmo heurístico, dividido em dois estágios, para determinar a configuração de perdas mínimas em um sistema de distribuição, através da sensibilidade das perdas de potência ativa em relação às linhas candidatas para abertura. Esta sensibilidade é utilizada no Estágio-1 do algoritmo para decidir qual chave deve ser aberta. Já no Estágio-2, a técnica de troca de ligações é aplicada na tentativa de refinar a solução obtida no estágio antecedente. Desta forma, no Estágio-1, armazena-se a segunda melhor chave, classificada pela sensibilidade proposta, que se encontra na vizinhança da chave aberta escolhida. Então, no Estágio-2, é avaliado se a troca da melhor chave a ser aberta pela chave vizinha armazenada provoca redução nas perdas de potência ativa. Em caso afirmativo, a troca é efetuada.

A referência [22] apresenta um algoritmo heurístico baseado na direção dos fluxos de potência ativa e reativa. O algoritmo parte de uma configuração radial e em cada passo um laço no sistema é formado com o fechamento de uma chave de interconexão. Para cada laço, apenas as linhas situadas na vizinhança dos nós em que os fluxos de potência ativa e/ou reativa são convergentes são consideradas como candidatas à abertura. Abre-se então uma linha candidata de cada vez e executa-se um fluxo de potência. A linha cuja abertura proporcionar o menor acréscimo de perda de potência ativa ao sistema é escolhida para ser aberta. O processo converge quando duas configurações radiais consecutivas são repetidas.

No trabalho [23] é apresentado um algoritmo de reconfiguração que parte de uma rede em malha e executa a abertura sequencial dos laços visando obter uma rede radial com perdas mínimas de potência ativa. Em cada laço, identifica-se uma barra crítica, através de uma heurística, e as linhas adjacentes a esta barra são candidatas à abertura. A chave correspondente a linha candidata cuja abertura causar o menor impacto no somatório dos produtos  $R_b \cdot I_b$  do laço, onde  $R_b$  e  $I_b$  são a resistência e a corrente das linhas, respectivamente, será a chave aberta e eliminará um laço do sistema. O algoritmo converge quando todos os laços são desfeitos e atinge-se uma configuração radial do sistema.

Em [24] é apresentado um algoritmo heurístico para reconfiguração que utiliza um fluxo de potência associado à teoria de grafos e uma base de regras vinculadas às experiências adquiridas na operação dos sistemas de distribuição. Estas regras dividem as chaves das linhas do sistema em três tipos, cujas características são consideradas no índice proposto para determinar qual chave será aberta em cada laço. O Tipo I envolve as chaves planejadas para manutenção de equipamentos em um curto período de acordo com o cronograma de manutenção. O Tipo II abrange as chaves das linhas que operam praticamente com seu limite de fluxo de potência ativa. Já o Tipo III refere-se às chaves que têm capacidade de transferência de potência sob condições normais de operação. Estes tipos são considerados no índice proposto para abertura de chave através de diferentes pesos, sendo que o Tipo I tem prioridade de abertura em relação ao Tipo II, enquanto que o Tipo II é prioritário em relação ao Tipo III.

Em [25] é proposto um método heurístico de reconfiguração denominado "*Loop-Eliminating*" para minimização de perdas de potência ativa. O método utiliza o fluxo de potência descrito em [26]. Durante o processo iterativo do algoritmo proposto, uma chave normalmente aberta é fechada de cada vez, formando apenas um laço no sistema de distribuição. A chave normalmente aberta a ser fechada é aquela cujo ramo apresenta maior queda de tensão entre seus nós. Formado o laço, todas as chaves deste laço são testadas para abertura, individualmente, e as perdas ativas do sistema para cada situação são computadas. A chave cuja abertura proporcionar a menor perda no sistema

é escolhida para ser aberta. Atualiza-se então o estado da rede e o processo continua até que todas as chaves normalmente abertas sejam fechadas e cada laço formado seja avaliado e em seguida eliminado.

Em [27] é utilizado um algoritmo heurístico para reconfiguração baseado em um método geométrico, que representa a equação de redução de perdas como a equação de uma circunferência. A solução do algoritmo é realizada em duas etapas. Na primeira etapa, cada laço do sistema é associado a uma circunferência e através de suas respectivas equações determina-se o laço que produz maior redução das perdas ativas quando aberto. Na segunda etapa, com a utilização da técnica de troca de ligações, determina-se a melhor chave que será aberta com objetivo de minimizar as perdas.

Em [28] é apresentada uma abordagem utilizando também a técnica de troca de ligações em cada iteração do algoritmo heurístico proposto visando uma configuração de perdas mínimas de potência ativa. Este algoritmo ainda utiliza um conjunto de regras para a construção de grafos da rede elétrica e uma função objetivo que associa cada ramo a um custo, dado em função da redução de perdas proporcionada pela passagem de fluxo de potência no ramo.

A referência [29] também apresenta um algoritmo heurístico de reconfiguração que utiliza teoria de grafos. O algoritmo parte com uma configuração radial do sistema. Em cada iteração, fecha-se a chave de interconexão com maior diferença de tensão entre seus nós, caso esta diferença seja maior que uma tolerância, formando assim um laço. Para desfazer o laço, avalia-se a abertura isolada de cada chave do mesmo, a partir do ramo adjacente ao nó de menor tensão da chave de interconexão. Para cada ramo aberto, efetua-se o cálculo das perdas via fluxo de potência, até que a abertura de uma chave provoque perdas maiores do que as calculadas para a chave anterior. Abre-se então a chave do laço que resulta nas menores perdas ao sistema. Repete-se o procedimento para todas as outras chaves de interconexão, respeitando sempre a tolerância de queda de tensão estipulada.

Além dos métodos heurísticos apresentados anteriormente, podem ser encontradas na literatura diversas metodologias que tratam o problema da reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica através de

técnicas conhecidas como meta-heurísticas. Estas técnicas são inspiradas em comportamentos verificados em sistemas naturais.

No âmbito das meta-heurísticas para reconfiguração, as referências [30]-[31] utilizam a técnica conhecida como Recozimento Simulado para solucionar o problema de redução das perdas de potência ativa nos SDEE. Outras técnicas podem ser encontradas para este mesmo fim, tais como Busca Tabu [32]-[34], Colônias de Formigas Artificiais [35]-[39], Enxame de Partículas [40]-[43], Algoritmos Genéticos e Algoritmos Evolutivos [44]-[53], Sistemas Imunológicos Artificiais [54], algoritmos de Busca Harmônica (*Harmony Search*) [55]-[56] e de simulação do Crescimento das Plantas (*Plant Growth Simulation*) [57].

Da mesma forma, encontram-se na literatura especializada metodologias que se baseiam em Inteligência Artificial para solucionar o problema de minimização de perdas em SDEE via reconfiguração, tais como Lógica Fuzzy [58]-[60] e Redes Neurais Artificiais [61]-[63].

Metodologias híbridas [64]-[66], combinando-se mais de um dos métodos anteriormente citados, permitem explorar as principais vantagens de cada um.

### **II.3 Reconfiguração Considerando a Variação Horária da Carga**

Os trabalhos apresentados na seção anterior consideram apenas um nível de carregamento dos SDEE para todo o período de operação. Entretanto, existem outros métodos que levam em consideração a variação da carga durante a operação do sistema, sendo esta variação representada na modelagem do problema de reconfiguração.

A referência [67] pode ser citada como um dos trabalhos pioneiros sobre reconfiguração de SDEE para minimização das perdas de energia elétrica, durante um determinado período de operação. A variação horária da carga é representada para o período de planejamento da operação de um ano. A metodologia utiliza programação inteira mista e o método “*Branch and Bound*” como técnica de solução. Entretanto, o emprego desta técnica, com a representação horária da carga para sistemas de médio e grande porte, pode acarretar em elevados esforços computacionais.

Em [68], é apresentada uma metodologia baseada na técnica *de troca de ligações* com o objetivo de minimizar as perdas de energia para um período de operação do sistema. Curvas típicas representam as cargas e seu respectivo comportamento médio normalizado. Cada nível de carregamento é avaliado de forma independente e uma única topologia é obtida para todos os níveis, tendo como base a média de perdas de potência ativa em cada nível.

Assim como [68], a referência [69] propõe um algoritmo heurístico para reconfiguração de SDEE [70], utilizando curvas diárias de carga. Uma única configuração é determinada para todo o período de operação, objetivando a minimização das perdas totais de energia.

Em [71], uma metodologia para minimização de perdas de energia é aplicada para um determinado período de operação do sistema, utilizando um algoritmo baseado em programação dinâmica. Considerando a variação da carga, através do perfil de carga diário de cada nó do sistema, esta referência apresenta três cenários diferentes para análise. Em um dos cenários, o sistema é reconfigurado a cada hora, de acordo com a variação horária de carga. Nos outros dois cenários, considera-se a configuração ótima de mínimas perdas para situação de carga máxima ou de carga média nas barras do sistema. Os resultados mostram que a mudança de topologia da rede acompanhando a variação horária da carga proporciona a maior redução das perdas de energia. Entretanto, é enfatizado que a definição de uma topologia ótima para o perfil de carga máxima ou média requer um número menor de comutações de chaveamento. Isto pode implicar em menor custo operacional, pois a manobra de uma chave está associada a um custo, dado pela razão entre o custo da chave e sua vida útil (número máximo de manobras).

A referência [72] propõe duas metodologias, sendo uma baseada no algoritmo [17] e outra baseada no algoritmo [5], para reconfiguração visando mínimas perdas de energia, levando em consideração a variação de carga durante um período de planejamento. Esta referência mostra que a maior redução das perdas de energia é alcançada quando a topologia do SDEE se altera com a variação da carga diária. Além disto, é mostrado que para uma configuração fixa durante o período de planejamento, a topologia ótima visando perdas mínimas de energia nem sempre é a mesma obtida para o perfil de carga máxima. Por fim, os autores discorrem que nem sempre uma

configuração fixa aumenta significativamente as perdas totais de energia, não justificando, portanto, os custos decorrentes das manobras de chaveamento para acompanhamento das variações horárias da carga.

Em [73], é apresentada uma metodologia similar à apresentada em [72], acrescentando a utilização de Algoritmo de Genético ao desenvolvimento da solução para o problema de reconfiguração visando minimização de perdas de energia, durante um período de planejamento.

A referência [74] apresenta uma metodologia para reconfiguração visando minimizar as perdas de energia durante um período de operação do SDEE, através de um algoritmo passo a passo, em que em cada passo aplica-se o Método Primal-Dual de Pontos Interiores. As chaves manobráveis são modeladas como funções contínuas e o algoritmo parte de uma configuração malhada, efetuando a abertura seqüencial de chaves, até se estabelecer uma configuração radial do sistema. Os multiplicadores de Lagrange são utilizados para o cálculo de um novo índice de sensibilidade que considera os diferentes níveis de carregamento, representados através de curvas diárias de carga e incorporados em um único FPO.

Uma metodologia para reconfiguração de SDEE considerando variação horária da carga é apresentada em [75]. Esta metodologia baseia-se no cálculo de índices de sensibilidade para determinar as chaves para abertura, a partir da configuração em malha. Os índices são obtidos a partir dos multiplicadores de Lagrange calculados no FPO, bem como das tensões nodais e dos fluxos de potência aparente nas linhas. A metodologia proposta também contempla a alocação de bancos de capacitores juntamente com a reconfiguração da rede.

## **II.4 Metodologias para Alocação de Geração Distribuída**

Alguns trabalhos têm sido publicados, tratando de aspectos que envolvem o dimensionamento e/ou a localização ótima de GD no SDEE.

Em [76] é apresentada uma metodologia analítica para a alocação ótima de um gerador distribuído em sistemas de transmissão/sub-transmissão, bem como em sistemas de sub-transmissão/distribuição, com o objetivo de minimização de perdas de potência ativa. O tamanho do gerador a ser

introduzido no sistema é pré-especificado, assim como o fator de potência unitário. A metodologia é aplicável em sistemas com cargas variáveis no tempo.

A referência [77] apresenta um algoritmo para a alocação de GD em que todas as barras do sistema são candidatas à instalação de unidades distribuídas, com intuito de minimização das perdas de potência no SDEE. Tanto o dimensionamento como a localização da GD são determinados pelo desenvolvimento de duas expressões analíticas. A primeira expressão representa a potência ativa gerada na unidade distribuída alocada em uma barra candidata, enquanto que a segunda calcula as perdas ativas do sistema considerando a inclusão deste gerador. A potência gerada é calculada na primeira expressão em função das tensões e ângulos nodais no ponto inicial de operação, assim como as perdas na segunda expressão, através de um cálculo aproximado. O algoritmo determina apenas a inserção de um único gerador distribuído. Nesta metodologia, necessita-se de apenas duas execuções do fluxo de potência. Entretanto, os cálculos das expressões analíticas propostas requerem a obtenção da inversa da matriz impedância nodal, o que para sistemas de distribuição pode ser inviável.

Em [78] é apresentado um algoritmo com passos de solução semelhantes ao desenvolvido em [77]. Entretanto, a localização e o dimensionamento do gerador distribuído a ser inserido no SDEE com objetivo de minimização das perdas de potência ativa são determinados por método analítico baseado em uma técnica de injeção de corrente equivalente.

O trabalho [79] utiliza duas listas de prioridades incluindo barras do sistema para determinar a alocação ótima de GD visando minimização de perdas e melhoria do perfil de tensão. Uma das listas de prioridades é formada a partir do cálculo das perdas para cada barra candidata, considerando a eventual inclusão de GD nesta barra, através da mesma expressão analítica de [77]. A outra lista de prioridades é composta a partir do perfil de tensão em cada barra candidata, após execução de um fluxo de potência para o caso base, ou seja, sem considerar a inserção de GD nesta barra. A barra candidata que apresenta melhor classificação, levando em consideração ambas as listas de prioridades, é escolhida para alocação do gerador distribuído.

A referência [80] mostra, por meio de um modelo matemático baseado em [81], como a introdução de um ou mais geradores distribuídos pode reduzir as perdas ativas em um sistema de distribuição, combinando cargas uniformemente distribuídas e cargas concentradas. A redução das perdas é analisada em função da localização e do dimensionamento da unidade distribuída, bem como do perfil de carga do sistema e da diferença entre o ângulo do fator de potência do gerador e da carga.

Em [82] é apresentada uma metodologia para minimização de perdas ativas em SDEE, utilizando uma análise de sensibilidade baseada na variação das perdas em relação ao módulo e ângulo de fase da corrente do gerador distribuído. Desta forma, determina-se o tamanho e o ponto de operação da unidade distribuída. A referência leva em consideração as características de carga do sistema, através dos modelos de impedância e corrente constante.

A referência [83] utiliza um método de busca associado a fluxo de carga via método de *Newton-Raphson* para mostrar como a localização e o tamanho ótimo de um gerador distribuído contribuem para o objetivo mútuo de minimização de perdas no SDEE e do custo da unidade distribuída. A melhoria no perfil de tensão das barras de carga com a introdução ótima do gerador distribuído também é analisada. Entretanto, esta metodologia introduz um peso na função objetivo relativo às perdas que varia para cada sistema testado. Este aspecto requer uma análise prévia do peso a ser definido para a aplicação da metodologia a um novo sistema, tornando a aplicação não direta. Além disso, para alcançar os resultados apresentados, exaustivas execuções de fluxo de carga são necessárias no método de busca proposto, tornando-se inviável a aplicação para sistemas reais de médio e grande porte.

Um algoritmo heurístico para minimização de perdas de potência ativa em SDEE através da introdução de geração distribuída é apresentado em [84]. Na primeira etapa deste algoritmo, cada barra de carga é considerada, uma por vez, com carga ativa e reativa nula, e um fluxo de potência é executado para cálculo do valor de perdas. A barra cuja retirada de carga proporcionar a menor perda ativa total ao sistema será determinada como um ponto ótimo local para inserção de GD. Na segunda etapa do algoritmo, considerando a introdução da GD no SDEE, utilizam-se quatro valores de potência para a unidade inserida, no caso 10%, 20%, 70% e 80% da demanda do sistema. Daí, um fluxo de

potência é executado para cada valor de penetração da GD e as perdas ativas são calculadas. Com os quatro valores de penetração e de perdas obtidos, uma curva quadrática de perda é ajustada e o valor de penetração da unidade distribuída que corresponde ao ponto mínimo da curva é determinado. O procedimento da segunda etapa é realizado para fator de potência do gerador distribuído igual a 1,0; 0,95; 0,9 e 0,85. Com todos os resultados de perdas computados, determina-se então o tamanho ótimo da unidade distribuída e seu respectivo fator de potência.

Além das referências descritas anteriormente, trabalhos empregando meta-heurísticas para a solução do problema de alocação ótima de GD com o objetivo de minimização de perdas ativas nos SDEE também podem ser encontrados na literatura. Entre estes trabalhos, aplicações dos seguintes métodos podem ser citadas: Algoritmos Genéticos e Algoritmos Evolutivos [85]-[89], Enxame de Partículas [90]-[91], Colônias de Formigas Artificiais [92]-[93] e Busca Tabu [94].

A referência [95] apresenta uma metodologia baseada em Algoritmo Genético e métodos analíticos para alocação e dimensionamento ótimo de GD. O método proposto envolve a análise de confiabilidade do sistema para cada alternativa de alocação candidata, perfil de tensão e a relação custo/benefício da redução das perdas pelos custos de instalação de um gerador distribuído. Para tanto, índices como a Duração de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e a Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) são avaliados.

Métodos híbridos também são propostos. Em [96] é utilizado Algoritmo Genético juntamente com Lógica Fuzzy e em [97], Algoritmo Genético combinado com Recozimento Simulado, ambos para alocação ótima de GD.

## **II.5 Metodologias Combinadas para Reconfiguração de SDEE e Alocação de Geração Distribuída**

A reconfiguração e a introdução de geração distribuída nos SDEE são alternativas atrativas para minimização de perdas de potência ativa, sendo, portanto, amplamente investigadas na literatura para este fim, como observado

anteriormente. Combinando-se estas duas opções, melhores resultados podem ser obtidos, conforme estudado por outra gama de trabalhos publicados.

Em [98] é apresentada uma estratégia de alocação de GD combinada com reconfiguração para minimização de perdas ativas e para o serviço de restabelecimento automatizado em um SDEE. A estratégia específica para redução das perdas envolve quatro condições diferentes: sistema na topologia original de operação com e sem geração distribuída e sistema reconfigurado com e sem geração distribuída. A localização e o número de unidades de GD, com suas respectivas capacidades e fator de potência, são pré-especificados. O trabalho mostra que a configuração ótima da rede difere se os geradores distribuídos são inseridos no SDEE. Mostra também que a reconfiguração associada com geração distribuída proporciona maior redução das perdas ativas, em comparação com cada alternativa considerada de forma isolada.

A referência [99] apresenta um algoritmo heurístico, baseado em programação linear, para minimização de perdas ativas em SDEE via reconfiguração, na presença de geração distribuída em locais pré-definidos. O trabalho mostra as diferenças de resultados obtidos com e sem a introdução de GD, exemplificando que uma topologia não ótima com GD pode apresentar perdas ativas superiores do que as de uma configuração ótima sem GD.

Um algoritmo heurístico para reconfiguração de SDEE, considerando o efeito da inclusão de GD no sistema, visando reduzir perdas ativas é apresentado em [100]. Este algoritmo é baseado na sensibilidade da variação das perdas em relação à admitância dos ramos e utiliza a técnica de troca de ligações para a reconfiguração.

A aplicação de Meta-heurística e Inteligência Artificial para minimização de perdas ativas em SDEE integrando reconfiguração e geração distribuída pode ser verificada em [101]-[105].

## II.6 Conclusões

Este capítulo apresentou primeiramente uma revisão bibliográfica das metodologias para reconfiguração ótima de SDEE. Em seguida, foram descritas várias metodologias para alocação de geração distribuída em SDEE. E finalmente, alguns trabalhos que combinam as duas opções acima citados foram contemplados.

Observa-se que a maioria dos trabalhos publicados considera apenas um nível de carregamento para os sistemas em estudo. Entretanto, os SDEE, na prática, apresentam diferentes níveis de carga durante o período de operação. Logo, a representação destes níveis em um método de otimização de redes de distribuição torna a análise do problema mais realista.

Adicionalmente, o objetivo de minimização de perdas técnicas pode ser alcançado com maior eficácia através da combinação de reconfiguração com alocação ótima de geração distribuída, conforme resultados encontrados na literatura.

Por fim, a introdução de GD, considerando a construção de uma nova linha a fim de conectar a unidade distribuída ao SDEE já existente, não tem sido explorado na literatura especializada.

Considera-se, portanto, promissor o desenvolvimento de uma metodologia que solucione o problema de minimização de perdas técnicas de energia elétrica em SDEE, combinando reconfiguração e geração distribuída, considerando-se diferentes níveis de carregamento e a construção de novos circuitos para conexão da GD ao sistema.

# Capítulo III

## Metodologia Proposta

### III.1 Introdução

A metodologia proposta neste trabalho para reconfiguração integrada com alocação de geração distribuída (GD) em sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) tem com objetivo a minimização de perdas de energia para um determinado período de planejamento da operação. Para tanto, dois algoritmos heurísticos construtivos são desenvolvidos, sendo um dedicado ao problema de reconfiguração e outro à alocação de GD. Estes algoritmos são combinados através de um método iterativo que determina a solução dos problemas de otimização citados de forma integrada. Este capítulo apresenta os algoritmos propostos para reconfiguração e alocação de GD, bem como o método integrado de solução destes problemas. Um estudo de caso tutorial, envolvendo um sistema de 16 barras é utilizado para descrição dos passos da metodologia de otimização proposta.

### III.2 Aspectos Considerados

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

barras desconectadas ao sistema. A Figura III.1, em que as linhas contínuas representam chaves normalmente fechadas e as linhas pontilhadas chaves abertas, ilustra estes aspectos.

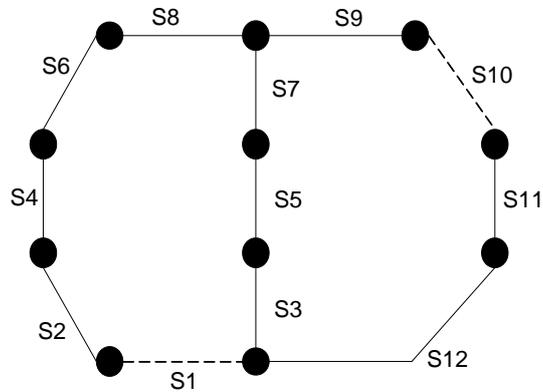


Figura III.1 – Exemplo de rede radial.

Observa-se da Figura III.1 que não existem laços na rede apresentada, pois as chaves  $S_1$  e  $S_{10}$  encontram-se abertas. Além disto, todas as barras estão conectadas à rede.

A metodologia proposta para alocação de GD, por sua vez, considera o despacho de potência ativa e reativa das unidades candidatas pré-especificado de acordo com a capacidade estabelecida para estas unidades.

Além disto, considera-se a inclusão de uma nova barra para a instalação do gerador distribuído e a construção de um novo circuito para a conexão deste gerador ao sistema. Portanto, este circuito conecta a nova barra associada ao gerador distribuído a uma barra do sistema candidata à conexão. As características do novo circuito, como a impedância por unidade de comprimento e o comprimento, são considerados no método proposto. A Figura III.2 ilustra estes aspectos.

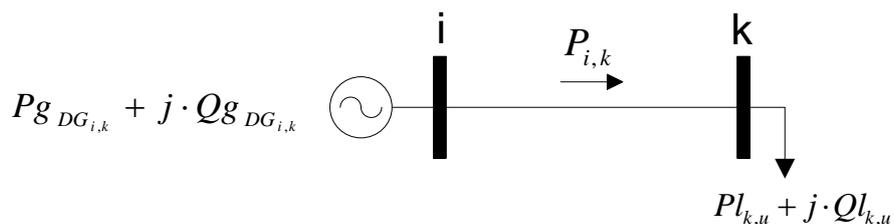


Figura III.2 – Gerador distribuído  $i$  conectado a uma barra  $k$  do sistema.

Na Figura III.2, tem-se que:

- $Pg_{DG_{i,k}}$  Representa a potência ativa gerada no gerador distribuído instalado na barra  $i$ , conectado ao sistema através da barra  $k$ ;
- $Qg_{DG_{i,k}}$  Representa a potência reativa gerada no gerador distribuído instalado na barra  $i$ , conectado ao sistema através da barra  $k$ ;
- $P_{i,k}$  Representa o fluxo de potência ativa no circuito de conexão do gerador distribuído ao sistema;
- $Q_{i,k}$  Representa o fluxo de potência reativa no circuito de conexão do gerador distribuído ao sistema;
- $Pl_{k,u}$  Representa a carga ativa conectada à barra  $k$ , no nível de carregamento  $u$ ;
- $Ql_{k,u}$  Representa a carga reativa conectada à barra  $k$ , no nível de carregamento  $u$ .

### III.3 Formulação Matemática

O problema de minimização de perdas de energia em SDEE, através da reconfiguração da rede combinada com a localização ótima de GD, pode ser formulado como:

$$\text{Min Perdas} = \sum_{u=1}^{NT} \sum_{km=1}^{NC} Chave_{km} \cdot L_{km,\mu} \quad (\text{III.1})$$

Sujeito a:

$$DG_{i,k} \cdot P_{i,k} + Pg_{k,u} - Pl_{k,u} - \sum_{m \in \Omega_k} Chave_{km} \cdot P_{km,u} = 0 \quad (\text{III.2})$$

$$DG_{i,k} \cdot Q_{i,k} + Qg_{k,u} - Ql_{k,u} - \sum_{m \in \Omega_k} Chave_{km} \cdot Q_{km,u} = 0 \quad (\text{III.3})$$

$$DG_{i,k} \cdot Pg_{DG_{i,k}} - Pl_{i,k} = 0 \quad (III.4)$$

$$DG_{i,k} \cdot Qg_{DG_{i,k}} - Ql_{i,k} = 0 \quad (III.5)$$

$$L_{km,u} = g_{km} \cdot (V_{k,u}^2 + V_{m,u}^2 - 2 \cdot V_{k,u} \cdot V_{m,u} \cdot \cos \theta_{km,u}) \quad (III.6)$$

$$\bar{Z}^{\min} \leq \bar{Z} \leq \bar{Z}^{\max} \quad (III.7)$$

Em que:

- $NT$  Representa o número de níveis de carregamento considerados;
- $NC$  Representa o número total de circuitos do sistema;
- $L_{km,u}$  Representa a perda de potência ativa no circuito  $km$ , no nível de carregamento  $u$ ;
- $DG_{i,k}$  Representa a variável binária referente ao gerador distribuído instalado na barra  $i$  para conexão ao sistema através da barra  $k$ ;
- $Pg_{k,u}$  Representa a potência ativa gerada na barra  $k$ , no nível  $u$ ;
- $P_{km,u}$  Representa o fluxo de potência ativa no circuito  $k-m$ , no nível  $u$ ;
- $Chave_{km}$  Representa a variável binária referente à posição da chave acoplada ao circuito  $k-m$ ;
- $\Omega_k$  Representa o conjunto de barras conectadas à barra  $k$ , excetuando-se a barra de instalação de geração distribuída;
- $Qg_{k,u}$  Representa a potência reativa gerada na barra  $k$ , no nível  $u$ ;
- $Q_{km,u}$  Representa o fluxo de potência reativa no circuito  $k-m$ , no nível  $u$ ;
- $g_{km}$  Representa a condutância do circuito  $k-m$ ;
- $V_{k,u}; V_{m,u}$  Representam as magnitudes de tensão das barras  $k$  e  $m$ , no nível  $u$ , respectivamente;
- $\theta_{km,u}$  Representa a defasagem angular entre as barras  $k$  e  $m$ , no nível  $u$ ;
- $\bar{Z}$  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, incluindo as linhas de distribuição originais e o circuito a ser construído para a conexão do gerador distribuído. Destaca-se que o valor da posição da chave acoplada a uma linha ( $Chave_{km}$ ) 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. Quando  $DG_{i,k} = 1$ , o gerador distribuído é instalado na nova barra  $i$  para conexão ao sistema através da barra  $k$ . Neste caso, a parcela  $DG_{i,k} \cdot P_{i,k}$  é igual a  $P_{i,k}$ , ou seja, igual ao fluxo de potência ativa no novo circuito de conexão  $ik$ . Este fluxo é então injetado na barra  $k$ , contribuindo para o balanço de potência nesta barra. Quando  $DG_{i,k} = 0$ , verifica-se que não há contribuição na barra  $k$ . O mesmo raciocínio pode ser estendido para a equação de balanço de potência reativa.

As equações (III.4) e (III.5) estabelecem os balanços de potência ativa e reativa na nova barra (barra  $i$ ) incluída para instalação do gerador distribuído.

A equação (III.6) representa as perdas de potência ativa no circuito  $k-m$ , para o nível de carregamento  $u$ . As restrições de limites das variáveis estão representadas em (III.7). Neste conjunto de restrições, incluem-se os limites de tensão nodal e geração ativa e reativa.

Destaca-se que as variáveis  $Chave_{km}$  e  $DG_{i,k}$  são inteiras para representar a natureza discreta das opções de chaveamento de linhas e de alocação de GD, respectivamente. A co-existência destas variáveis com variáveis contínuas torna o problema complexo, não-convexo e combinatório, resultando em um problema não linear inteiro misto (PNLIM) e requerendo estratégias eficientes para sua solução. Para acomodar estas estratégias, o presente trabalho propõe dois algoritmos heurísticos construtivos, descritos a seguir.

### III.4 Algoritmo Heurístico para Reconfiguração de SDEE (AHCDC)

O algoritmo heurístico proposto para a reconfiguração de sistemas de distribuição é baseado em dois procedimentos, realizados a partir do sistema funcionando em uma configuração radial existente. Estes procedimentos são descritos a seguir:

(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 a uma nova condição radial de menor perda em relação a configuração radial anterior. Para tanto, utiliza-se o índice de sensibilidade ( $ID_{CH}$ ) descrito na seção III.5. 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 anteriores 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 em soluções de mínimo local. No entanto, há de se reconhecer que nenhum algoritmo heurístico garante o ótimo global.

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

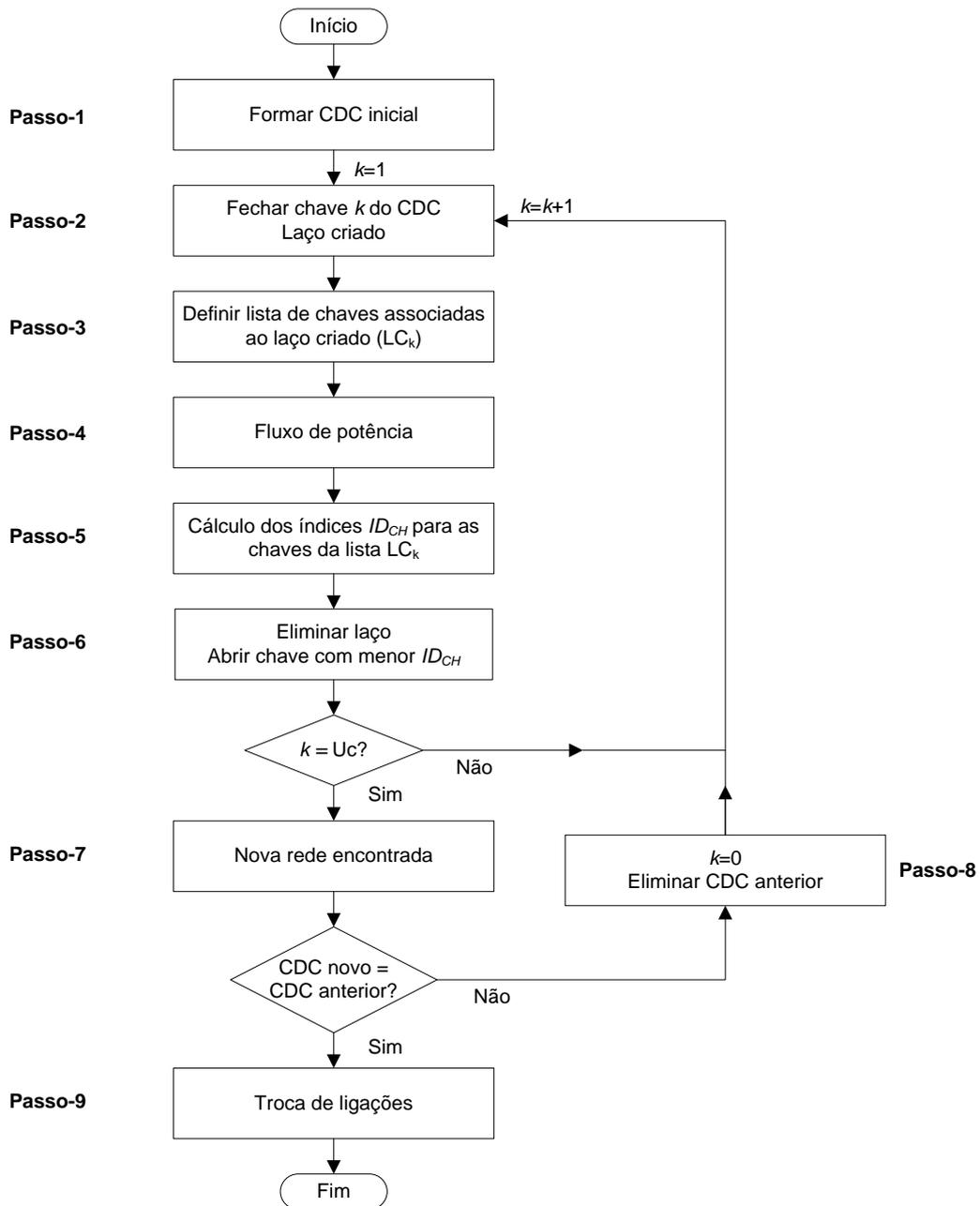


Figura III.3 – Fluxograma do AHCDC proposto.

### III.4.1 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.

### III.4.2 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.

### III.4.3 Passo-3

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

### III.4.4 Passo-4

Executa-se um fluxo de potência não linear convencional, baseado no método completo de *Newton Raphson* [106], e determina-se o estado da rede atualizado com o laço formado. Para tanto, deve-se solucionar um sistema matricial do tipo formulado na equação (III.8):

$$[\Delta y] = [J] \cdot [\Delta x] \quad (III.8)$$

$$[\Delta y] = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}; [\Delta x] = \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (III.9)$$

Em que:

- $\Delta x$  Representa o vetor das variáveis independentes;
- $J$  Representa a matriz Jacobiana;
- $\Delta y$  Representa o vetor das variáveis dependentes;
- $\Delta P$  Representa o vetor de resíduos de potência ativa;
- $\Delta Q$  Representa o vetor de resíduos de potência reativa;

- $\Delta\theta$  Correção do vetor de ângulos de tensão;  
 $\Delta V$  Correção do vetor de módulos de tensão.

Para o caso de vários níveis de carregamento, o sistema matricial (III.8)-(III.9) é expandido a fim de acomodar os patamares da curva de carga. Considera-se a título de ilustração e simplificação três níveis de patamares de carga (leve, médio e pesado). Desta forma, as equações (III.8) e (III.9) são expandidas da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta y_L \\ \Delta y_M \\ \Delta y_P \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_L & & \\ & J_M & \\ & & J_P \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x_L \\ \Delta x_M \\ \Delta x_P \end{bmatrix} \quad (III.10)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P_L \\ \Delta Q_L \\ \Delta P_M \\ \Delta Q_M \\ \Delta P_P \\ \Delta Q_P \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_L & & \\ & J_M & \\ & & J_P \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\theta_L \\ \Delta V_L \\ \Delta\theta_M \\ \Delta V_M \\ \Delta\theta_P \\ \Delta V_P \end{bmatrix} \quad (III.11)$$

Em que os sub-índices  $L$ ,  $M$  e  $P$  representam os níveis de carga leve, médio e pesado respectivamente. A formulação anterior pode ser expandida para o caso do número de patamares de carga superior a três.

### III.4.5 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 a 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.

### **III.4.6 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 nas perdas do sistema.

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

### **III.4.7 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.

### **III.4.8 Passo-8**

Reinicia-se a contagem em  $k = 0$  e elimina-se a solução anterior, adotando a CDC atual como CDC inicial. A partir daí volta-se ao Passo-2, reiniciando o AHCDC ( $k = k + 1$ ).

### **III.4.9 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.

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.

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

### III.5 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:

$$ID_{CH_{km}} = \frac{\sum_{u=1}^{NT} I_{km,u} \cdot t_u}{T} \quad (III.12)$$

Em que:

- $ID_{CH_{km}}$  Representa o Índice de Decisão para a chave no circuito  $k-m$ ;
- $I_{km,u}$  Representa a corrente no circuito  $k-m$ , no nível de carregamento  $u$ .
- $t_u$  Representa a duração do período associado ao nível  $u$ , em horas.
- $T$  Representa o tempo total associado ao período de planejamento da operação, em horas.

No caso particular em que  $u = 1$ , ou seja, considerando apenas um nível de carregamento, como é o caso de muitos trabalhos apresentados na literatura, o índice de decisão proposto ( $ID_{CH}$ ) se reduz a:

$$ID_{CH_{km}} = I_{km} \quad (III.13)$$

Após o fechamento de uma chave NA, 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 no estado operativo e, conseqüentemente, menor o aumento nas perdas. Logo, o menor índice  $ID_{CH}$  indica a chave que deve ser aberta para eliminar o laço.

Para a situação de diferentes níveis de carregamento, o índice  $ID_{CH}$ , equação (III.12), leva em consideração o peso de cada nível  $u$ , associado ao respectivo tempo de operação.

### **III.6 Algoritmo Heurístico para Alocação de Geração Distribuída (AHGD)**

O algoritmo heurístico proposto para alocação de GD, denominado de AHGD, determina, através de um índice de sensibilidade descrito na seção III.7, qual gerador distribuído, dentre todos os candidatos, será adicionado ao sistema radial de distribuição já existente. O algoritmo também determina a qual barra candidata do sistema este gerador será conectado, com a conseqüente construção de um novo circuito.

A Figura III.4 mostra o fluxograma do AHGD proposto. Na sequência, cada passo deste algoritmo é descrito detalhadamente.

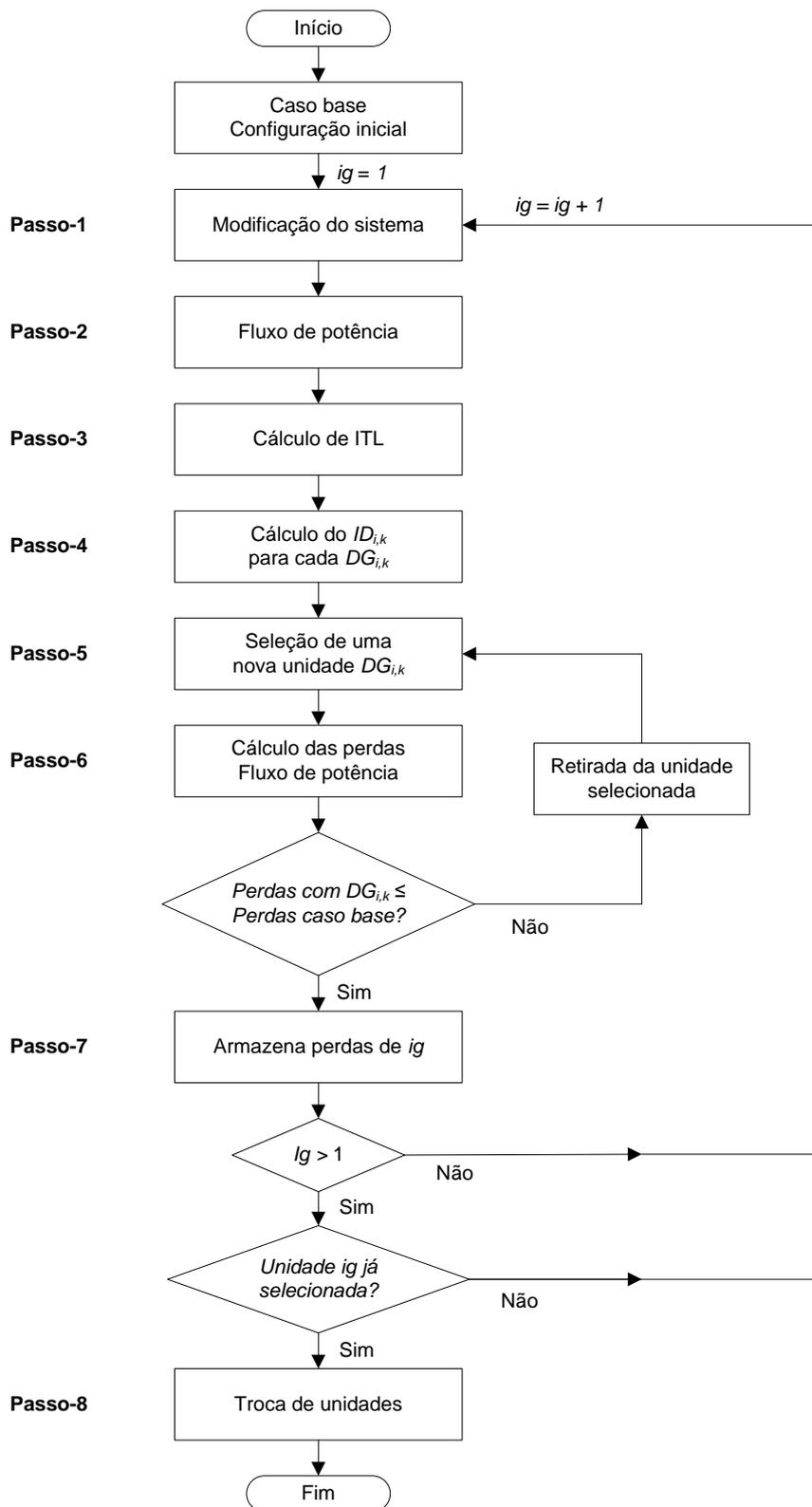


Figura III.4 – Fluxograma do AHGD proposto.

### III.6.1 Passo-1

Neste passo, o sistema original é modificado. Esta modificação consiste em adicionar todos os geradores distribuídos e linhas que conectam cada gerador às barras candidatas do sistema, conforme Figura III.2. Para tanto, considera-se que os geradores distribuídos despacham potências (ativa e reativa) dadas por 1% de suas respectivas capacidades, a fim de determinar a sensibilidade que compõe o índice proposto para alocação de GD. Em outras palavras, a partir destes montantes reduzidos de geração, é possível extrair a sensibilidade das perdas do sistema para uma variação incremental de despacho nas unidades distribuídas candidatas, de acordo com o índice proposto, descrito na seção III.7.

Além disso, considera-se a possibilidade de existir mais de uma barra  $k$  candidata a ponto de conexão com o sistema para um mesmo gerador distribuído  $i$ . Neste caso, o gerador  $i$  ( $DG_i$ ) é subdividido em um número de unidades distribuídas ( $DG_{i,k}$ ), igual à quantidade de barras candidatas à conexão, garantindo a radialidade do sistema para a execução deste passo. A Figura III.5 ilustra este procedimento para um gerador distribuído  $i$  e 3 barras candidatas ( $k_1, k_2, k_3$ ).

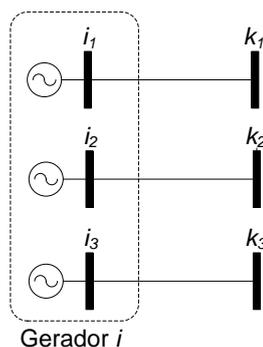


Figura III.5 – Gerador distribuído subdividido.

### III.6.2 Passo-2

Executa-se um fluxo de potência não linear convencional, e determina-se o estado atual de operação da rede com as considerações mencionadas no Passo-1.

Além disto, caso a iteração atual ( $i_g$ ) seja maior que 1, então uma unidade distribuída ( $DG_{i,k}$ ) foi alocada na iteração anterior. O despacho desta unidade é, portanto, fixado próximo à sua respectiva capacidade (o percentual de 99% foi adotado nesta dissertação), a fim de atualização da sensibilidade do sistema, calculada no Passo-3. Esta atualização é necessária para verificar a possibilidade de substituição da unidade  $DG_{i,k}$ . Este aspecto será descrito com mais detalhes adiante.

### **III.6.3 Passo-3**

Calcula-se o custo incremental das perdas (do inglês *Incremental Transmission Losses* - ITL) [107] para cada unidade distribuída candidata ( $DG_{i,k}$ ), utilizando para isto a solução do fluxo de potência convencional executado no Passo-2, ou seja, sem a necessidade de se utilizar uma ferramenta de Fluxo de Potência Ótimo (FPO). O cálculo do ITL é mostrado no Apêndice-A.

### **III.6.4 Passo-4**

Consiste no cálculo dos índices de sensibilidade propostos para a alocação de GD ( $ID_{i,k}$ ), para todas as unidades, ou seja, para todas as linhas  $ik$  candidatas à conexão com o sistema. Este índice é descrito na seção III.7.

### **III.6.5 Passo-5**

Seleciona-se uma nova unidade  $DG_{i,k}$  para entrada em operação no sistema, de acordo com o índice  $ID_{i,k}$ . Apenas as unidades cujo sinal de  $ID_{i,k}$  é negativo são candidatas nesta seleção, pois um  $ID_{i,k}$  positivo indica que a injeção de potência por  $DG_{i,k}$  implica em aumento de perdas, o que não é atrativo. Partindo desta premissa, uma nova unidade candidata é selecionada de acordo com a ordem decrescente dos índices  $ID_{i,k}$  em valores absolutos.

### **III.6.6 Passo-6**

Consiste no cálculo das perdas no sistema para a entrada em operação da unidade selecionada no passo anterior, através de fluxo de potência. Caso  $ig$  seja maior do que 1, a unidade alocada na iteração ( $ig - 1$ ) é retirada, a fim de avaliar as perdas considerando presente no sistema apenas a unidade determinada na iteração  $ig$ .

Caso a entrada em operação desta unidade aumente as perdas em relação ao caso base, ela é substituída pela próxima unidade dada pela ordem decrescente de  $ID_{i,k}$ , até que se obtenha perdas menores do que as do caso base. Destaca-se que a entrada da unidade  $DG_{i,k}$  em operação implica na construção do circuito  $ik$ .

Destaca-se também que se a solução obtida na iteração atual do AHGD tenha sido previamente obtida em outra iteração, as perdas desta solução já se encontram armazenadas, dispensando, portanto, a execução de um fluxo de potência nesta situação.

### **III.6.7 Passo-7**

As perdas do sistema considerando alocada a unidade selecionada na iteração atual ( $ig$ ) são armazenadas. Na sequência, verifica-se se esta unidade já foi selecionada em alguma iteração anterior. Em caso afirmativo, o AHGD segue para o Passo-8, com a unidade associada à menor perda, até então armazenada, alocada no sistema. Caso contrário, o algoritmo retorna ao Passo-2 com a unidade da iteração atual alocada.

### **III.6.8 Passo-8**

Este passo verifica a possibilidade de refinar a solução encontrada. Para isto, é realizada uma troca de unidades entre aquela associada ao maior índice  $ID_{i,k}$  e a que apresenta o segundo maior índice. Este processo é análogo à troca de ligações de primeiro grau definida para o algoritmo de reconfiguração,

sendo realizado somente quando a melhor unidade possuir  $ID_{i,k}$  igual a, no máximo, 3 vezes o segundo maior  $ID_{i,k}$ .

Se a condição para a troca de primeiro grau for verdadeira, realiza-se a troca de segundo grau, buscando aumentar a qualidade da solução. Neste caso, substitui-se a unidade então selecionada pela de terceiro maior  $ID_{i,k}$ , desde que este índice seja, no máximo, igual a 5 vezes o índice da unidade pré-selecionada.

### III.7 Índice de Sensibilidade Proposto para Alocação de GD

O Índice de Decisão ( $ID_{i,k}$ ) utilizado para a alocação de GD é dado por:

$$ID_{i,k} = \frac{\sum_{u=1}^{NT} \lambda_{p,u} \cdot Pg_{GD_{i,k}} \cdot t_u + \lambda_{q,u} \cdot Qg_{GD_{i,k}} \cdot t_u}{T} \quad (III.14)$$

Em que:

$ID_{i,k}$  Representa o índice de decisão para a unidade distribuída candidata  $DG_{i,k}$ , conectada à barra  $k$ ;

$\lambda_{p,u}$  Representa o custo incremental das perdas em relação à variação da potencia ativa injetada pela unidade distribuída  $DG_{i,k}$ , no nível  $u$ ;

$\lambda_{q,u}$  Representa o custo incremental das perdas em relação à variação da potencia reativa injetada pela unidade distribuída  $DG_{i,k}$ , no nível  $u$ .

No caso particular em que  $u = 1$ , o índice  $ID_{i,k}$  reduz-se a:

$$ID_{i,k} = \lambda_p \cdot Pg_{GD_{i,k}} + \lambda_q \cdot Qg_{GD_{i,k}} \quad (III.15)$$

A unidade associada ao maior  $|ID_{i,k}|$  tem prioridade para alocação. Isto porque esta unidade causa maior redução da perda total de energia do sistema, tendo em vista que esta redução é proporcional aos valores absolutos

dos custos incrementais  $|\lambda_p|$  e  $|\lambda_q|$  e que as gerações  $P_{GD_{i,k}}^g$  e  $Q_{GD_{i,k}}^g$  são valores positivos pré-estabelecidos.

No entanto, o maior valor de  $|\lambda_p|$  e/ou  $|\lambda_q|$  entre todas as unidades candidatas em um ponto de operação não indica necessariamente aquela que minimiza as perdas de energia em outro ponto operativo [77]. Em outras palavras, uma modificação dos valores de  $P_{GD_{i,k}}^g$  e  $Q_{GD_{i,k}}^g$  pode implicar em alteração da unidade escolhida.

Por este motivo, o índice  $ID_{i,k}$  deve ser recalculado após a alocação da unidade  $DG_{i,k}$  no sistema. Este procedimento é realizado no AHGD descrito na seção anterior. Conforme descrito, no Passo-2 da primeira iteração ( $ig = 1$ ), os despachos das unidades são especificados em 1% de suas capacidades pré-estabelecidas. Para tanto, o cálculo do  $ID_{i,k}$  indica uma determinada unidade. Após a alocação desta unidade, realiza-se, na próxima iteração, um cálculo adicional de fluxo de potência considerando seu despacho próximo de sua capacidade (99%). Este procedimento visa avaliar se a sensibilidade obtida com a mudança do ponto operativo dada pela entrada da unidade  $DG_{i,k}$  continua indicando esta mesma unidade.

Uma vez selecionada a unidade  $DG_{i,k}$ , fica determinado o circuito  $ik$  para conexão do gerador distribuído alocado à barra  $k$ , apontada como melhor ponto de ligação deste gerador ao sistema.

### **III.8 Método Combinado Proposto (MCP)**

A metodologia apresentada nesta dissertação combina de forma iterativa o AHCDC com o AHGD, através de um método combinado proposto (MCP). O MCP visa combinar as vantagens das opções complementares de alocação de geração distribuída e de reconfiguração para a redução de perdas, a fim de gerar soluções de melhor qualidade comparadas com a utilização isolada destas alternativas. A Figura III.6 mostra o fluxograma deste método.

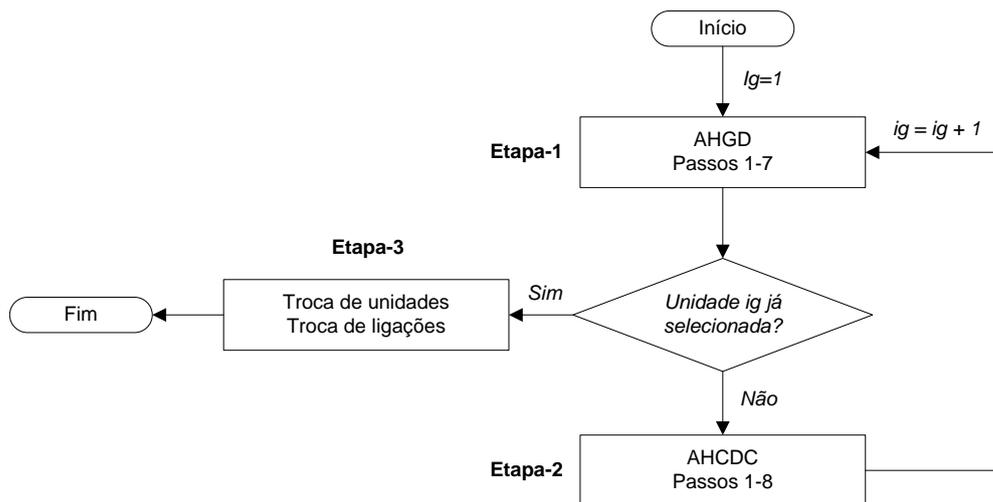


Figura III.6 – Fluxograma do MCP.

Observa-se da Figura III.6 que o MCP é constituído de 3 etapas. A Etapa-1 consiste na execução do AHGD para a alocação de geração distribuída, sem o Passo-8 referente à troca de unidades. Após a seleção de uma unidade distribuída ainda não escolhida em iteração anterior, efetua-se a reconfiguração da rede através do AHCDC na Etapa-2, sem o Passo-9 referente à troca de ligações. Desta forma, o AHGD é executado para cada mudança de configuração do sistema no decorrer das iterações  $ig$ .

O critério de convergência do MCP é o mesmo adotado no AHGD. Ou seja, a convergência é alcançada quando a unidade distribuída e a linha que a conecta ao sistema, selecionadas numa iteração  $ig$ , já tiverem sido selecionadas em iteração anterior.

Destaca-se que ao final de cada execução do AHGD e do AHCDC, as perdas de energia são calculadas, e a solução obtida antes da Etapa-3 é a combinação da  $DG_{i,k}$  determinada no AHGD e do CDC final encontrado pelo AHCDC, que conduzir ao menor valor de perdas.

O Passo-9 do AHCDC e o Passo-8 do AHGD, referentes à troca de unidades e à troca de ligações, respectivamente, são executados apenas na Etapa-3 do MCP, após a convergência do processo iterativo de alocação de GD e reconfiguração. Esta etapa tem o mesmo propósito das trocas citadas, ou seja, verificar a possibilidade de encontrar soluções de melhor qualidade nas vizinhanças da solução até então obtida. Os procedimentos adotados na Etapa-3 são os mesmos descritos para o passo de troca de ligações do

AHCDC, combinado com a troca de unidades do AHGD, sendo que a troca de ligações precede a troca de unidades.

Os parâmetros utilizados no MCP ou os parâmetros utilizados isoladamente no AHGD e AHCDC, como a razão de 3 e 5 entre os índices  $ID_{i,k}$  na troca de unidades e entre os índices  $ID_{CH}$  na troca de ligações, assim como os valores percentuais de 1% e 99% no despacho das unidades distribuídas para cálculo de  $ID_{i,k}$ , foram determinados empiricamente, apresentando os melhores resultados, após a simulação em diversos sistemas.

### III.9 Análise de Sistema Tutorial

O sistema teste de 16 barras [5] será usado para apresentar de forma detalhada a solução passo a passo de cada etapa do MCP para reconfiguração combinada com alocação de geração distribuída. Este sistema é composto de 3 alimentadores de 23 kV e 16 linhas. A Figura III.7 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).

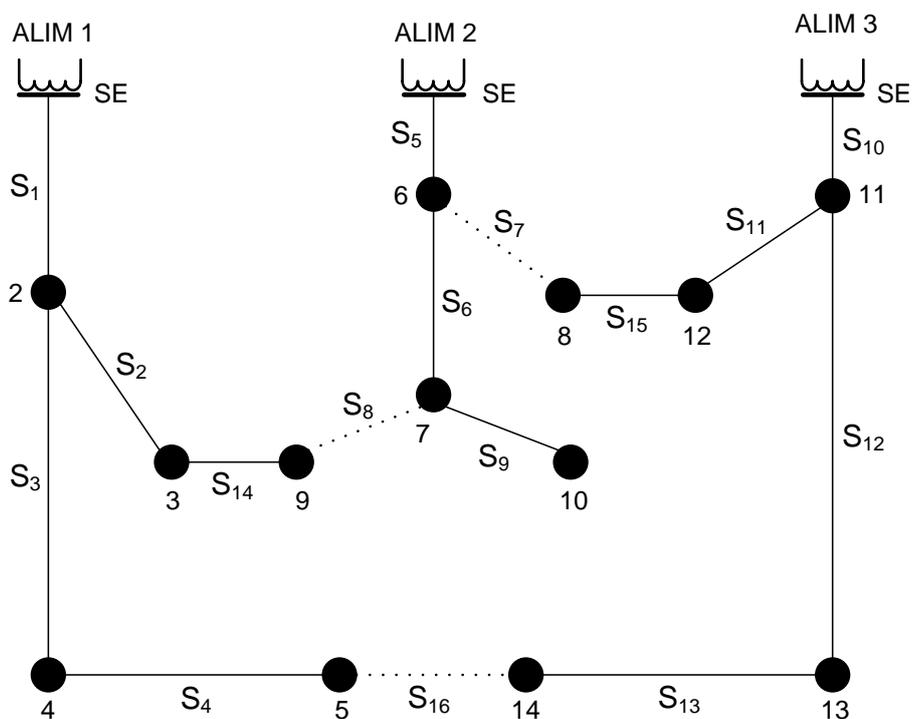


Figura III.7 – Sistema de 16 barras: CDC = {S<sub>14</sub>, S<sub>15</sub>, S<sub>16</sub>}.

Será considerado para o estudo deste tutorial apenas um nível de carregamento durante o período de operação. Para a 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.

### III.9.1 MCP – Primeira Iteração: Etapa-1 (AHGD)

#### Passo-1

A Figura III.8 apresenta os geradores distribuídos candidatos,  $DG_1$ - $DG_4$ , juntamente com os circuitos candidatos para sua conexão ao sistema representados por linhas tracejadas. Os dados complementares deste estudo estão disponíveis no Apêndice-B.

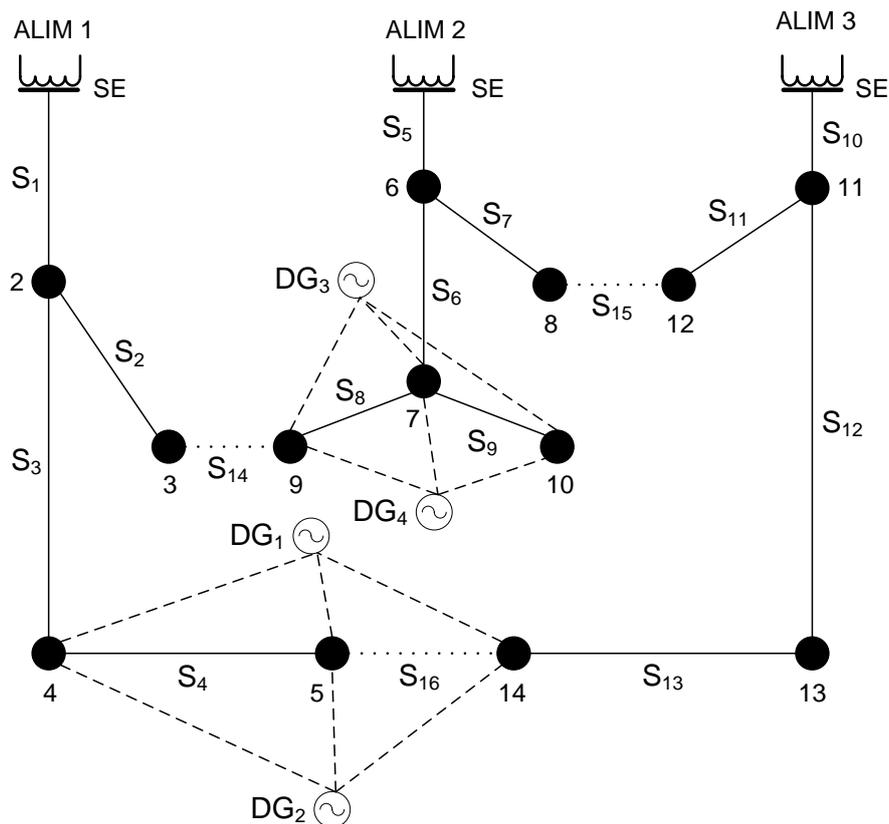


Figura III.8 – Sistema 16 barras: geradores distribuídos e linhas candidatas.



Tabela III.1 – Sistema 16 barras: custo Incremental das perdas (ITL).

<b>Unidade Distribuída</b>	<b>ITL(<math>\lambda_p</math>)</b>	<b>ITL (<math>\lambda_q</math>)</b>
$DG_{1,4}$	-0,0195	-0,0060
$DG_{1,5}$	-0,0208	-0,0070
$DG_{1,14}$	-0,0181	0,0006
$DG_{2,4}$	-0,0195	-0,0059
$DG_{2,5}$	-0,0208	-0,0069
$DG_{2,14}$	-0,0181	0,0006
$DG_{3,7}$	-0,0537	-0,0081
$DG_{3,9}$	-0,0551	-0,0068
$DG_{3,10}$	-0,0618	-0,0050
$DG_{4,7}$	-0,0537	-0,0081
$DG_{4,9}$	-0,0551	-0,0068
$DG_{4,10}$	-0,0618	-0,0050

#### **Passo-4**

De posse dos valores de ITL para as unidades distribuídas candidatas, no Passo-4 calcula-se o índice  $ID_{i,k}$  para cada  $DG_{i,k}$ , apresentados na Tabela III.2.

Tabela III.2 – Sistema 16 barras:  $DG_{i,k}$  para a primeira iteração do MCP.

<b>Linha Candidata</b>	<b>Unidade Distribuída</b>	<b><math>ID_{i,k}</math></b>
1	$DG_{1,4}$	-0,0331
2	$DG_{1,5}$	-0,0356
3	$DG_{1,14}$	-0,0268
4	$DG_{2,4}$	-0,0463
5	$DG_{2,5}$	-0,0498
6	$DG_{2,14}$	-0,0375
7	$DG_{3,7}$	-0,0628
8	$DG_{3,9}$	-0,0638
9	$DG_{3,10}$	-0,0703
10	$DG_{4,7}$	-0,0685
11	$DG_{4,9}$	-0,0696
12	$DG_{4,10}$	-0,0767

#### **Passo-5**

Como pode ser observado na Tabela III.2, a linha candidata de número 12, que conecta o gerador distribuído  $DG_4$  à barra 10 (unidade  $DG_{4,10}$ ), apresenta o maior valor absoluto de  $ID_{i,k}$ , sendo, portanto, a escolhida para ser inserida no sistema em estudo.

#### **Passo-6**

Consiste na execução de fluxo de potência para o cálculo das perdas do sistema com a adição da unidade distribuída selecionada no passo anterior. Neste caso, a adição da unidade  $DG_{4,10}$ , de capacidade 1,2 MW, reduz as perdas de 511,44 kW (da configuração radial inicial) para 443,81 kW. Logo, a seleção desta unidade é factível.

### **Passo-7**

As perdas calculadas no Passo-6, 443,81 kW, são armazenadas para comparação com as obtidas em iterações posteriores do MCP.

Verifica-se que a solução da primeira execução ( $ig = 1$ ) da Etapa-1 para o sistema em estudo foi alcançada com a simulação de 2 fluxos de carga, 1 no Passo-2 e outro no Passo-6 do AHGD. Como  $ig = 1$ , a condição do critério de convergência do MCP ainda não pode ser avaliada, devendo-se, portanto, executar a Etapa-2.

## **III.9.2 MCP – Primeira Iteração: Etapa-2 (AHCDC)**

### **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 III.3 apresenta estes laços juntamente com as respectivas cargas.

Tabela III.3 – Sistema 16 barras: laços e cargas.

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

As chaves são ordenadas de acordo com a ordem crescente das cargas dos respectivos laços. Logo, da Tabela III.3, 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  $LC_{k=1,i=1}$ , apresentados na Tabela III.4.

Tabela III.4 – Sistema 16 barras: índice de decisão ( $ID_{CH}$ ) –  
CDC =  $\{S_{15}, S_{16}, S_{14}\}$  – chave  $S_{15}$  fechada.

Chave	$ID_{CH}$
$S_{15}$	0,0244
$S_{11}$	0,0311
$S_{10}$	0,0735
$S_5$	0,1221
$S_7$	0,0113

### Passo-6

No Passo-6, a chave  $S_7$ , que apresenta o menor  $ID_{CH}$ , conforme Tabela III.4, é aberta a fim de eliminar o laço anteriormente formado. Com isto, o CDC é modificado para:  $CDC_{k=1,i=1} = \{S_7, S_{16}, S_{14}\}$ .

Como apenas a primeira chave do CDC foi analisada ( $k = 1$ ) e o número de chaves do CDC é igual a 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:  $LC_{k=2,i=1} = \{S_{16}, S_{13}, S_{12}, S_{10}, S_1, S_3, S_4\}$ .

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

Tabela III.5 – 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 re-aberta para eliminar o laço. Logo, o CDC permanece como:  $CDC_{k=2,i=1} = \{S_7, S_{16}, S_{14}\}$ .

Como as duas primeiras chaves do CDC foram analisadas ( $k = 2$ ) e o número total de chaves deste conjunto é igual a três ( $Uc = 3$ ), efetua-se uma nova execução com o fechamento da última chave,  $S_{14}$ , resultando em um novo laço cuja lista é dada por:  $LC_{k=3,i=1} = \{S_{14}, S_8, S_6, S_5, S_1, S_2\}$ . A Tabela III.6 apresenta os índices obtidos no Passo-5 para esta lista.

Tabela III.6 – Sistema 16 barras: índice de decisão ( $ID_{CH}$ ) –

CDC = { $S_7, S_{16}, S_{14}$ } – chave  $S_{14}$  fechada.

Chave	$ID_{CH}$
$S_{14}$	0,0240
$S_8$	0,0181
$S_6$	0,0673
$S_5$	0,1096
$S_1$	0,1134
$S_2$	0,0545

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

### **Passo-7**

Tendo percorrido todas as chaves do CDC, o Passo-7 verifica a ocorrência de 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 CDC inicial passa a ser o novo CDC encontrado,  $\{S_7, S_{16}, S_8\}$ , conforme Figura III.3. Para esta nova configuração, as perdas de potência ativa são de 404,97 kW. Partindo desta nova topologia, inicia-se nova iteração do AHCDC, respeitando a nova seqüência  $\{S_7, S_{16}, S_8\}$  para o CDC. A Tabela III.7 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 III.7 – Sistema 16 barras: índice de decisão ( $ID_{ICH}$ ) –  
chaves  $S_7$ ,  $S_{16}$  e  $S_8$  fechadas.

Chave Fechada	$LC_k$	$ID_{ICH}$
$S_7$	$S_7$	0,0104
	$S_{15}$	0,0237
	$S_{11}$	0,0297
	$S_{10}$	0,0722
	$S_5$	0,1179
$S_{16}$	$S_{16}$	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
$S_8$	$S_8$	0,0181
	$S_6$	0,0673
	$S_5$	0,1096
	$S_1$	0,1134
	$S_2$	0,0545
	$S_{14}$	0,0240

Seguindo os passos detalhados anteriormente, encontra-se a mesma configuração para o CDC depois de percorridas todas as chaves deste conjunto, ou seja,  $CDC_{i=2} = CDC_{i=1} = \{S_7, S_{16}, S_8\}$ , conduzindo o AHCDC para a 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. Adicionalmente, foi necessário 1 fluxo de potência para o cálculo das perdas que, neste caso, são de 404,97 kW.

A Figura III.10 ilustra a solução determinada após a primeira iteração global ( $ig = 1$ ) do método combinado proposto.

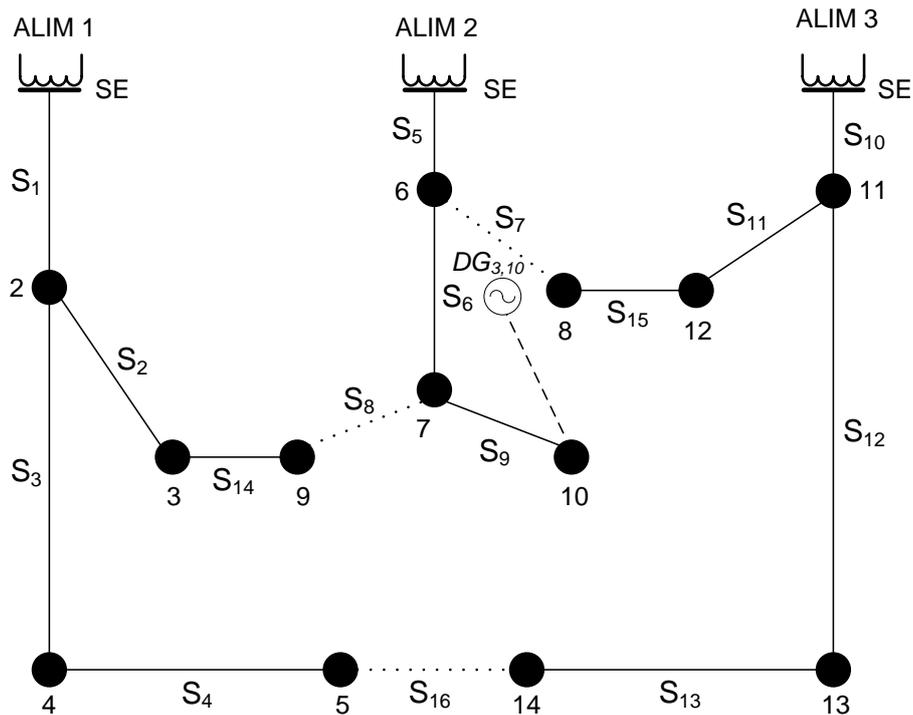


Figura III.10 – Sistema 16 barras: CDC =  $\{S_7, S_{16}, S_8\}$  e alocação de  $DG_{4,10}$ .

### III.9.3 MCP – Segunda Iteração

A segunda iteração global do MCP ( $ig = 2$ ), na Etapa-1, considera a unidade distribuída  $DG_{4,10}$ , determinada na iteração anterior ( $ig = 1$ ), alocada no sistema. Para tanto, considera-se que esta unidade opera com 99% de sua capacidade (neste caso, como sua capacidade é de 1,2 MW,  $0,99 \times 1,2 = 1,188$  MW), a fim de atualização dos índices de sensibilidade. As demais unidades distribuídas operam com 1% da capacidade citada.

A partir das considerações anteriores, o índice  $ID_{i,k}$  indica a linha candidata 9, que conecta o gerador distribuído  $GD_3$  à barra candidata 10 (unidade  $DG_{3,10}$ ), conforme Tabela III.8, através da simulação de 2 fluxos de carga, 1 no Passo-2 e outro no Passo-6 do AHGD.

Tabela III.8 – Sistema 16 barras:  $ID_{i,k}$  para a segunda iteração do MCP.

Linha Candidata	Unidade Distribuída	$ID_{i,k}$
1	$DG_{1,5}$	-0.0340
2	$DG_{1,5}$	-0.0365
3	$DG_{1,14}$	-0.0317
4	$DG_{2,4}$	-0.0475
5	$DG_{2,5}$	-0.0510
6	$DG_{2,14}$	-0.0443
7	$DG_{3,7}$	-0.0501
8	$DG_{3,9}$	-0.0239
9	$DG_{3,10}$	-0.0547
10	$DG_{4,7}$	-0.0546
11	$DG_{4,9}$	-0.0260
12	$DG_{4,10}$	-0.0517

A adição da unidade distribuída  $DG_{3,10}$  resulta em perdas ativas de 408,49 kW, inferiores às perdas do caso base, 511,44 kW.

Como o valor atual de  $ig$  é igual a 2, ou seja,  $ig > 1$ , a condição do critério de convergência do MCP pode ser avaliada. Como  $DG_{3,10} \neq DG_{4,10}$ , procede-se nova execução da Etapa-2 para reconfiguração da rede com a nova unidade instalada. Neste caso, após uma execução de cada passo do AHCDC, obtém-se a mesma configuração anteriormente encontrada, ou seja,  $CDC = \{S_7, S_{16}, S_8\}$ . Para tanto, foi necessária a simulação de 3 fluxos de carga no Passo-4 deste algoritmo, sendo desnecessário 1 fluxo de carga adicional para calcular as perdas, uma vez que a combinação de unidade distribuída e configuração ao final da Etapa-2 é a mesma encontrada ao final do Etapa-1. A Figura III.11 ilustra a solução parcialmente obtida após a segunda iteração global ( $ig = 2$ ) do MCP.

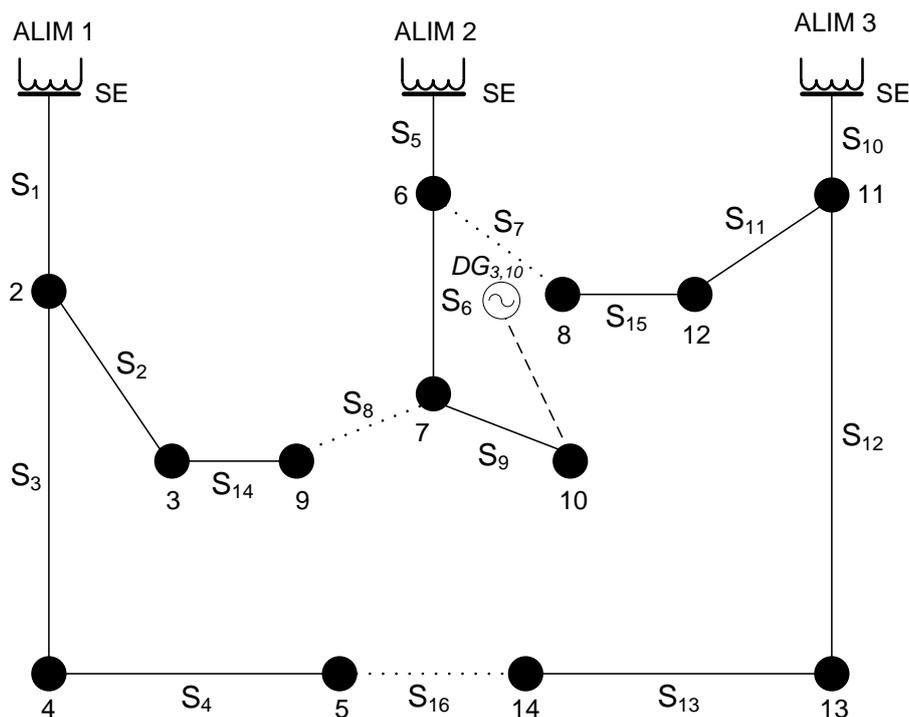


Figura III.11 – Sistema 16 barras: CDC = {S<sub>7</sub>, S<sub>16</sub>, S<sub>8</sub>} e alocação de DG<sub>3,10</sub>.

### III.9.4 MCP – Terceira Iteração

Na terceira execução do AHGD ( $ig = 3$ ), considerando a unidade distribuída  $DG_{3,10}$  alocada no sistema, o índice  $ID_{i,k}$  passa a indicar novamente a linha candidata 12, que conecta o gerador  $DG_4$  à barra candidata 10 (unidade  $DG_{4,10}$ ), através da simulação de 1 fluxo de carga, no Passo-2 deste algoritmo. A combinação de  $DG_{4,10}$  e CDC = {S<sub>7</sub>, S<sub>16</sub>, S<sub>8</sub>} ao executar o Passo-6 é a mesma encontrada na iteração  $ig = 1$  ao final da Etapa-2, sendo desnecessária a simulação de mais 1 fluxo de carga para o cálculo das perdas neste passo.

Como a unidade distribuída associada  $DG_{4,10}$  já foi selecionada em iteração anterior ( $ig = 1$ ), a condição do critério de convergência do MCP é satisfeita.

O MCP converge adotando como solução a combinação de CDC e de unidade distribuída que minimiza as perdas no SDEE. De acordo com as soluções obtidas, as menores perdas, 404,97 kW, foram alcançadas nas iterações  $ig = 1$  e  $ig = 3$  do MCP. Neste caso, o gerador distribuído  $DG_4$  foi selecionado para ser conectado à barra 10 (unidade  $DG_{4,10}$ ), sendo a topologia dada pelo CDC = {S<sub>7</sub>, S<sub>16</sub>, S<sub>8</sub>}, conforme Figura III.10.

### III.9.5 MCP – Etapa-3

Efetua-se, nesta etapa, as trocas de ligações para o CDC, e de unidades ( $DG_{i,k}$ ) para aquela atualmente alocada no sistema ( $DG_{4,10}$ ), utilizando a estratégia descrita para o MCP.

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 III.7. A Tabela III.9 apresenta as trocas de ligações avaliadas para este caso.

Tabela III.9 – Sistema 16 barras: troca de ligações do MCP.

Troca de Ligações	Regras	Perdas (kW)	Redução das Perdas
Fechar chave $S_7$ Abrir chave $S_{15}$	$\frac{ID_{S_{15}}}{ID_{S_7}} = 2,29 \leq 3$	427,62	Não
Fechar chave $S_7$ Abrir chave $S_{11}$	$\frac{ID_{S_{11}}}{ID_{S_7}} = 2,87 \leq 5$	444,85	Não
Fechar chave $S_{16}$ Abrir chave $S_4$	$\frac{ID_{S_4}}{ID_{S_{16}}} = 2,48 \leq 3$	418,13	Não
Fechar chave $S_{16}$ Abrir chave $S_{13}$	$\frac{ID_{S_{13}}}{ID_{S_{16}}} = 4,79 \leq 5$	431,67	Não
Fechar chave $S_8$ Abrir chave $S_{14}$	$\frac{ID_{S_{14}}}{ID_{S_8}} = 1,33 \leq 3$	420,63	Não
Fechar chave $S_8$ Abrir chave $S_2$	$\frac{ID_{S_2}}{ID_{S_{14}}} = 3,01 \leq 5$	558,37	Não

Em continuidade, as unidades distribuídas candidatas  $DG_{3,10}$  e  $DG_{4,9}$  apresentam o segundo e o terceiro melhor  $ID_{i,k}$ , respectivamente. Entretanto, a unidade  $DG_{3,10}$  já foi avaliada durante o processo iterativo do MCP, em que se verificou aumento das perdas em relação à solução atual ( $DG_{4,10}$ ). Avalia-se então a troca da unidade  $DG_{4,10}$  com  $DG_{4,9}$  e com a unidade associada ao quarto melhor índice ( $DG_{4,7}$ ), conforme Tabela III.2, conduzindo à simulação de

dois fluxos de carga adicionais. A Tabela III.10 apresenta as trocas de unidades avaliadas.

Tabela III.10 – Sistema 16 barras: troca de unidades do MCP.

Troca de Unidades	Regras	Perdas (kW)	Redução das Perdas
Retirar $DG_{4,10}$ Adicionar $DG_{4,9}$	$\frac{ID_{DG_{4,10}}}{D_{DG_{4,9}}} = 1,09 \leq 3$	446,92	Não
Retirar $DG_{4,10}$ Adicionar $DG_{4,7}$	$\frac{ID_{DG_{4,10}}}{D_{DG_{4,7}}} = 1,10 \leq 5$	409,48	Não

Pela análise dos resultados apresentados na Tabela III.9 e na Tabela III.10, observa-se que as trocas de ligações e de unidades avaliadas não proporcionam soluções de melhor qualidade em relação à solução atual. Portanto, estas trocas não são efetivadas, comprovando a eficácia dos índices propostos para alocação de GD e reconfiguração, aplicados a este estudo tutorial.

A Tabela III.11 apresenta um quadro comparativo das perdas ativas considerando quatro casos:

Caso-1: sistema 16 barras na configuração inicial;

Caso-2: sistema 16 barras na configuração inicial com alocação de GD;

Caso-3: sistema 16 barras com reconfiguração e sem alocação de GD;

Caso-4: sistema 16 barras com reconfiguração e alocação de GD.

Tabela III.11 – Quadro comparativo de perdas, sistema 16 barras.

Caso	Chaves Abertas	$DG_{i,k}$	Perdas (kW)
Caso 1	$S_{14}, S_{15}, S_{16}$	-	511,44
Caso 2	$S_{14}, S_{15}, S_{16}$	$DG_{4,10}$	443,81
Caso 3	$S_7, S_8, S_{16}$	-	466,13
Caso 4	$S_7, S_8, S_{16}$	$DG_{4,10}$	404,97

Observa-se da Tabela III.11 que a reconfiguração juntamente com a alocação de GD, proporciona a maior redução das perdas ativas em relação à configuração inicial. A redução, neste caso, foi de 20,82%.

Adicionalmente, a solução encontrada pelo método combinado proposto coincide com a solução ótima global para este caso, obtida através da simulação de todas as possibilidades de soluções factíveis possíveis para este sistema tutorial. Neste caso, a simulação de todas as possibilidades resultou na execução de 6720 fluxos de potência.

O método proposto, por sua vez, requer 15 execuções de fluxos de potência sem a etapa de troca (Etapa-3). Estas execuções são listadas a seguir:

MCP – Primeira Iteração: Etapa-1 (AHGD)

2 fluxos de carga, sendo 1 fluxo no Passo-2 e o outro no Passo-6.

MCP – Primeira Iteração: Etapa-2 (AHCDC)

7 fluxos de carga, sendo 6 fluxos no Passo-4 e 1 fluxo adicional para calcular as perdas. O Passo-6 é executado 6 vezes, pois a primeira iteração do MCP ( $ig = 1$ ) requer 2 iterações do AHCDC, e cada iteração requer 3 fluxos de potência, sendo 1 para cada chave do CDC.

MCP – Segunda Iteração: Etapa-1 (AHGD)

2 fluxos de carga, sendo 1 fluxo no Passo-2 e o outro no Passo-6.

MCP – Segunda Iteração: Etapa-2 (AHCDC)

3 fluxos de carga no Passo-4, pois a segunda iteração do MCP ( $ig = 2$ ) requer 1 iteração do AHCDC, ou seja, 1 fluxo para cada chave do CDC.

MCP – Terceira Iteração: Etapa-1 (AHGD)

1 fluxo de carga no Passo-2.

Com a Etapa-3 do MCP, o número de cálculos de fluxo de potência aumenta para 23, pois as trocas de ligações requerem 6 fluxos de carga, Tabela III.9, enquanto que as trocas de unidades requerem 2 fluxos adicionais conforme Tabela III.10.

### **III.10 Conclusões**

Este capítulo apresentou a metodologia proposta para minimização de perdas de energia em sistemas de distribuição de energia elétrica através da aplicação de reconfiguração em conjunto com a alocação de geração distribuída. Esta metodologia baseia-se em dois índices de sensibilidade, sendo um para a reconfiguração via algoritmo AHCDC e outro para a alocação de geração distribuída via AHGD.

Diferentes níveis de carregamento foram considerados a partir da segmentação da curva de carga em patamares. Além disto, a alocação de GD considera a construção de um novo circuito para a conexão do gerador distribuído à barra mais estratégica do sistema para a redução das perdas.

Um estudo de caso tutorial foi apresentado a fim de descrever a aplicação passo a passo dos algoritmos propostos. 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 da metodologia proposta para reconfiguração e alocação de geração distribuída (GD), considerada individualmente via algoritmos AHCDC e AHGD, respectivamente, e em conjunto através do Método Combinado Proposto (MCP). Para tanto, sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) amplamente difundidos na literatura são utilizados.

Para todos estes sistemas, as tensões das barras das subestações (SE) são consideradas como 1,0 p.u., e todos os geradores distribuídos candidatos apresentam fator de potência constante e igual a 0,92 indutivo. Os dados complementares para estes estudos estão disponíveis no Apêndice-B.

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

## IV.2 Estudos de Reconfiguração

Esta seção apresenta os resultados obtidos pela aplicação do algoritmo AHCDC, proposto para reconfiguração de SDEE.

### IV.2.1 Caso-1: Sistema 119 Barras

Este estudo de caso tem como finalidade avaliar o desempenho do AHCDC, com o objetivo de minimização de perdas técnicas, em um SDEE que apresenta um número significativo de chaves de interconexão (NA).

O sistema de 119 barras [33], 11 kV, é composto de 1 subestação e 133 circuitos, incluindo 15 chaves de interconexão. A carga total é de 22.709,7 kW e 17.041,4 kVAr. A Figura IV.1 mostra o diagrama da configuração inicial deste sistema, em que as linhas tracejadas representam as chaves normalmente abertas ( $S_{119} - S_{133}$ ) e as linhas contínuas as chaves normalmente fechadas.

Para esta configuração inicial, as perdas de potência ativa são de 1.296,57 kW e a tensão mínima é de 0,869 p.u. na barra 80.

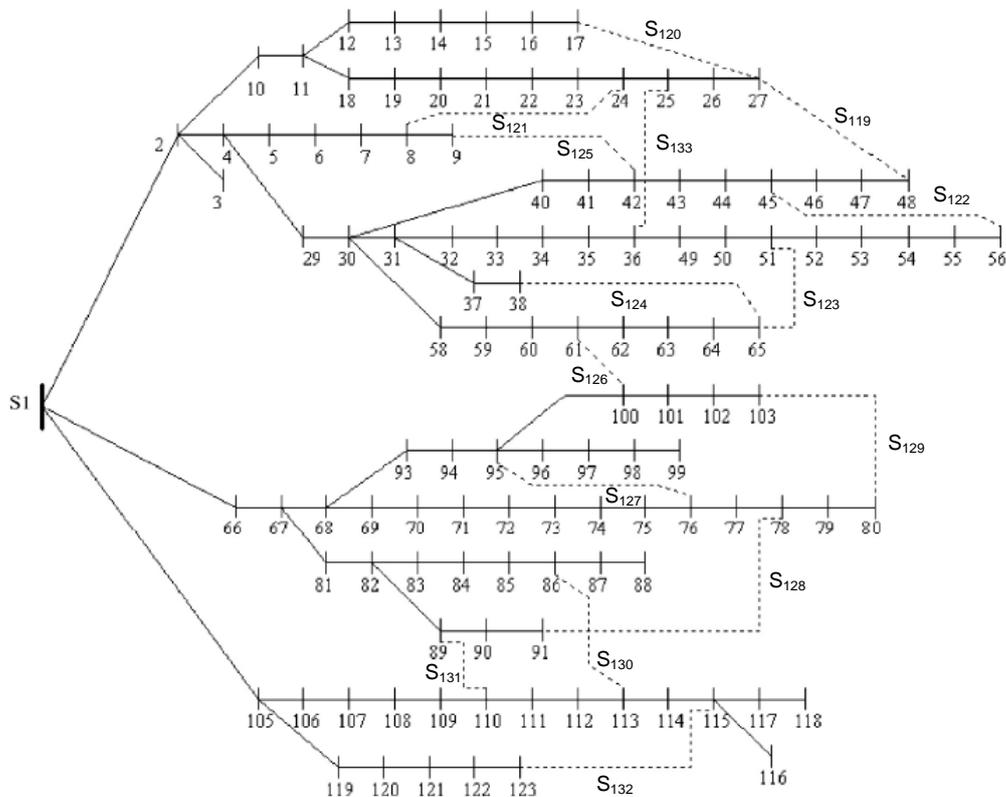


Figura IV.1 – Sistema 119 Barras: configuração inicial.

Os resultados para este sistema são apresentados e comparados com a literatura na Tabela IV.1.

Tabela IV.1 – Resultados para reconfiguração: sistema 119 barras.

<b>Método</b>	<b>Configuração Final</b>	<b>Perdas (kW)</b>
Proposto (AHCDC)	S <sub>24</sub> , S <sub>26</sub> , S <sub>35</sub> , S <sub>40</sub> , S <sub>43</sub> , S <sub>51</sub> , S <sub>59</sub> , S <sub>72</sub> , S <sub>75</sub> , S <sub>96</sub> , S <sub>98</sub> , S <sub>110</sub> , S <sub>122</sub> , S <sub>130</sub> , S <sub>131</sub>	853,58
[21]	S <sub>24</sub> , S <sub>27</sub> , S <sub>35</sub> , S <sub>40</sub> , S <sub>43</sub> , S <sub>52</sub> , S <sub>59</sub> , S <sub>72</sub> , S <sub>75</sub> , S <sub>96</sub> , S <sub>99</sub> , S <sub>110</sub> , S <sub>123</sub> , S <sub>130</sub> , S <sub>131</sub>	870,35
[33]	S <sub>24</sub> , S <sub>27</sub> , S <sub>35</sub> , S <sub>40</sub> , S <sub>43</sub> , S <sub>52</sub> , S <sub>59</sub> , S <sub>72</sub> , S <sub>75</sub> , S <sub>96</sub> , S <sub>98</sub> , S <sub>110</sub> , S <sub>123</sub> , S <sub>130</sub> , S <sub>131</sub>	865,86

Da Tabela IV.1, verifica-se que o AHCDC encontra uma configuração que reduz as perdas ativas em 34,17%, em relação a configuração inicial, sendo esta redução superior àquela encontrada por outros métodos [21], [33].

A tensão mínima do sistema para a configuração final do AHCDC é de 0,932 p.u. na barra 116. Para a solução, foi necessária a simulação de 69 fluxos de potência, sendo 24 referentes a trocas de ligações no final do processo iterativo. Estes aspectos computacionais para este e demais estudos de casos são abordados no final do capítulo.

A boa qualidade do resultado obtido comprova o bom desempenho do AHCDC para sistemas com um número razoável de chaves de interconexão. Neste caso, as trocas de ligações avaliadas não resultaram em melhoria da solução encontrada.

## IV.2.2 Caso-2: Sistema 476 Barras

O estudo de caso para um sistema equivalente brasileiro de 476 barras [108] tem como finalidade avaliar o desempenho do AHCDC 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.2 mostra um diagrama simplificado deste sistema.

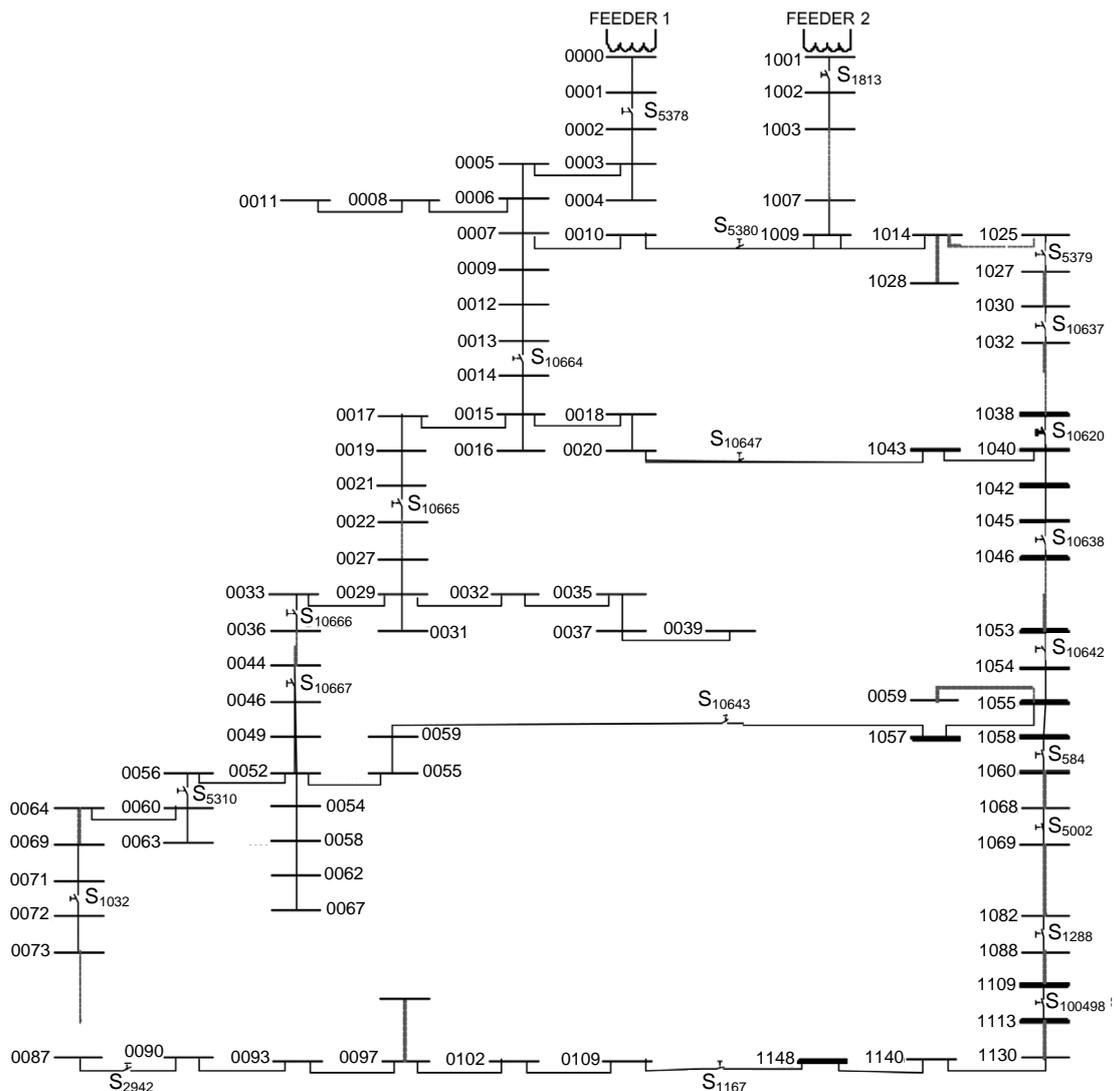


Figura IV.2 – Sistema 476 barras.

Para esta configuração inicial, as perdas de potência ativa são de 202,09 kW e a tensão mínima é de 0,946 p.u. na barra 213.

Os resultados para este sistema são apresentados e comparados com a literatura na Tabela IV.2.

Tabela IV.2 – Resultados para reconfiguração: sistema 476 barras.

<b>Método</b>	<b>Configuração Final</b>	<b>Perdas (kW)</b>
Proposto (AHCDC) [20], [109], [110]	S <sub>2942</sub> , S <sub>10643</sub> , S <sub>5380</sub> , S <sub>10647</sub>	159,67

As perdas ativas encontradas pelo AHCDC para este sistema representam um percentual de 21,0% em relação à configuração inicial. Estas perdas coincidem com as divulgadas na literatura [20], [109], [110].

Os resultados apresentados comprovam que a metodologia proposta para reconfiguração conduz a uma solução compatível com as obtidas por outros métodos, para sistemas reais de médio porte.

### **IV.2.3 Caso-3: Sistema 33 Barras**

Este estudo de caso tem como finalidade avaliar o desempenho do AHCDC para a minimização de perdas de energia, considerando a análise de diferentes níveis de carregamento.

O sistema 33 barras [18], 12,66 kV, é composto de 37 circuitos, incluindo 5 chaves de interconexão (S<sub>33</sub>, S<sub>34</sub>, S<sub>35</sub>, S<sub>36</sub>, S<sub>37</sub>), carga total de 3.715,0 kW e 2.300,0 kVAr. A Figura IV.3 mostra a topologia inicial deste sistema.

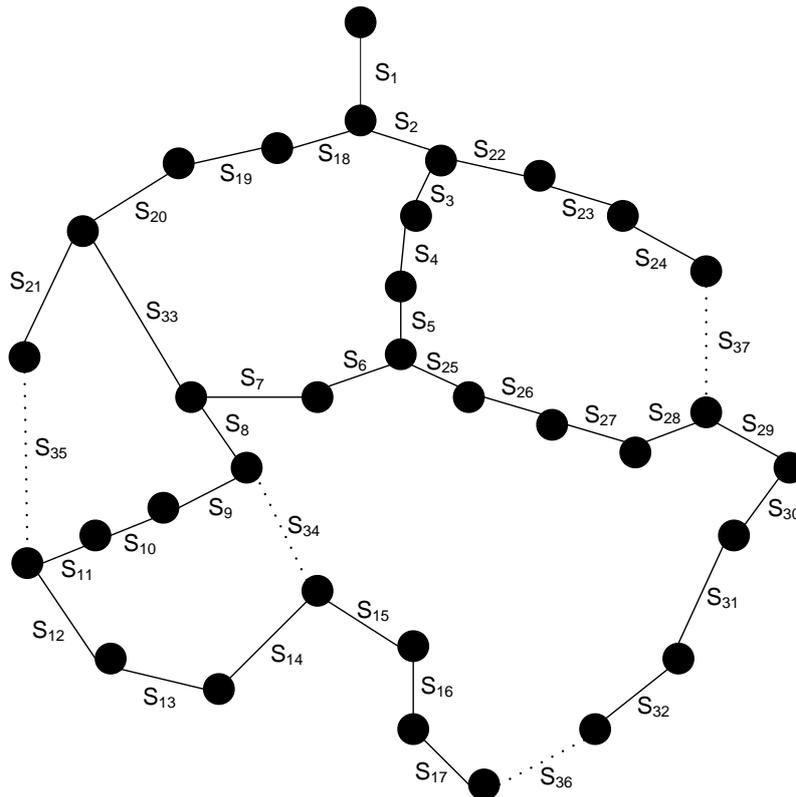


Figura IV.3 – Sistema 33 barras: configuração inicial.

A fim de avaliar o impacto da representação de diferentes níveis de carregamento, uma primeira análise envolve 1 patamar de carga média (1,0 p.u.). Para a configuração inicial, as perdas de potência ativa são de 202,68 kW para este patamar e a tensão mínima é de 0,913 p.u. na barra 17.

Os resultados desta análise são apresentados e comparados com a literatura e com o método de enumeração exaustiva na Tabela IV.3.

Tabela IV.3 – Resultados para reconfiguração: sistema 33 barras, carga média.

Método	Configuração Final	Perdas (kW)
Proposto (AHCDC) [20], [21], [74] Enumeração Exaustiva	S <sub>7</sub> , S <sub>9</sub> , S <sub>14</sub> , S <sub>32</sub> , S <sub>37</sub>	139,55

Observa-se da Tabela IV.3 que o AHCDC 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.

Uma segunda análise foi realizada, considerando três níveis diferentes de carregamento (carga leve, carga média e carga pesada), com um horizonte de planejamento de 1 ano (8760 horas), conforme Tabela IV.4.

Tabela IV.4 – Níveis de carregamento: sistema 33 barras.

Nível	Carga Leve	Carga Média	Carga Pesada
Duração (horas)	1000	6760	1000
Fator Multiplicativo de carga (p.u.)	0,5	1,0	1,6

Para a configuração inicial, as perdas de energia são de 1.992,53 MWh e a tensão mínima é de 0,958 p.u., 0,913 p.u. e 0,853 p.u., na barra 17, para os níveis de carga leve, média e pesada, respectivamente. Os resultados deste estudo são apresentados na Tabela IV.5.

Tabela IV.5 – Resultados para reconfiguração: sistema 33 barras, 3 níveis de carga.

Método	Configuração Final	Perdas (MWh)
Proposto (AHCDC) [21] Enumeração Exaustiva	S <sub>7</sub> , S <sub>9</sub> , S <sub>14</sub> , S <sub>32</sub> , S <sub>37</sub>	1357,08

A redução percentual das perdas de energia determinada pelo AHCDC é de 31,89% em relação à configuração inicial. Esta solução coincide com a encontrada em [21], que considera apenas um nível de carregamento. A solução do AHCDC é também igual à obtida pela enumeração exaustiva considerando os 3 níveis de carga.

A Tabela IV.6 apresenta os resultados do AHCDC para cada nível de carregamento analisado individualmente.

Tabela IV.6 – Resultados do AHCDC: sistema 33 barras, 3 níveis de carga.

Nível de Carregamento	Chaves Abertas	Perdas (MWh)
Leve	$S_7, S_9, S_{14}, S_{32}, S_{37}$	33,27
Médio		943,37
Pesado		380,45

Da Tabela IV.5 e Tabela IV.6, observa-se que as configurações de cada nível analisado individualmente são idênticas entre si e idênticas à configuração obtida para carga média. Entretanto, deve-se atentar que esta situação nem sempre será verdadeira, conforme será mostrado pelo estudo de caso a seguir.

#### IV.2.4 Caso-4: Sistema 94 Barras

O estudo de caso para o sistema 94 barras [46] tem como propósito mostrar as diferenças que podem surgir da representação de um único nível para diversos patamares de carga no problema de reconfiguração de SDEE, solucionado via AHCDC.

Este sistema é composto de 11 alimentadores de 11,4 kW, 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. A configuração inicial deste sistema é ilustrada na Figura IV.4.

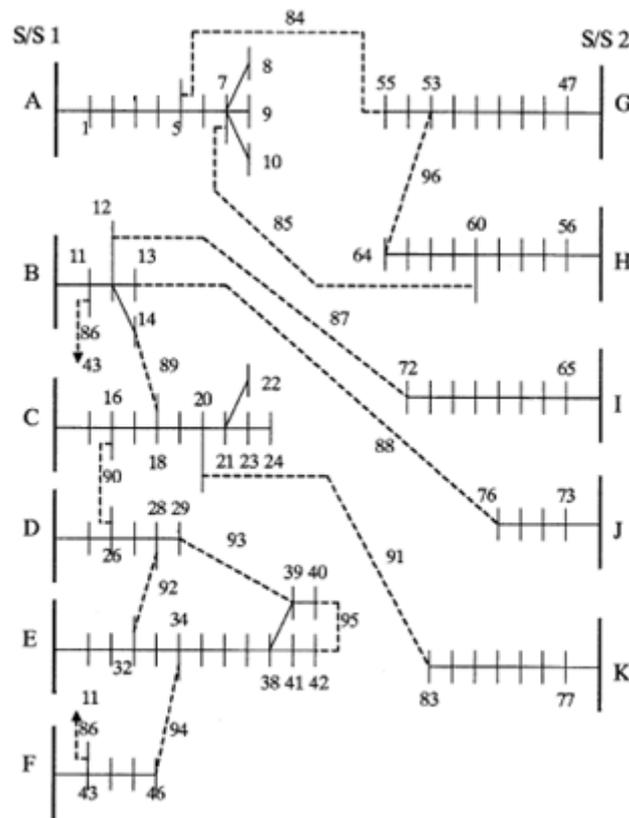


Figura IV.4 – Sistema 94 barras: configuração inicial.

Assim como procedido no estudo anterior, a primeira análise deste sistema considera apenas 1 nível de carga média (1,0 p.u.). Para a configuração inicial, as perdas de potência ativa são de 531,99 kW e a tensão mínima 0,929 p.u. na barra 9. A Tabela IV.7 apresenta os resultados desta análise.

Tabela IV.7 – Resultados para reconfiguração: sistema 94 barras, carga média.

Método	Configuração Final	Perdas (kW)
Proposto (AHCDC) [46], [21], [109]	$S_7, S_{13}, S_{34}, S_{39}, S_{42}, S_{55}, S_{62},$ $S_{72}, S_{83}, S_{86}, S_{89}, S_{90}, S_{92}$	469,88

A tensão mínima do sistema para a configuração final do AHCDC é de 0,953 p.u. na barra 71, sendo esta topologia também determinada pelos métodos da literatura. Para este estudo, diferentemente dos anteriores, a etapa de troca de ligações conduziu à melhoria da solução, conforme mostrado na Tabela IV.8.

Tabela IV.8 – Resultados do AHCDC com e sem troca de ligações:  
sistema 94 barras.

AHCDC	Chaves Abertas	Perdas (kW)
Sem troca de Ligações	S <sub>7</sub> , S <sub>34</sub> , S <sub>39</sub> , S <sub>42</sub> , S <sub>55</sub> , <b>S<sub>63</sub></b> , S <sub>72</sub> , <b>S<sub>82</sub></b> , S <sub>86</sub> , <b>S<sub>88</sub></b> , S <sub>89</sub> , S <sub>90</sub> , S <sub>92</sub>	470,89
Com troca de Ligações	S <sub>7</sub> , <b>S<sub>13</sub></b> , S <sub>34</sub> , S <sub>39</sub> , S <sub>42</sub> , S <sub>55</sub> , <b>S<sub>62</sub></b> , S <sub>72</sub> , <b>S<sub>83</sub></b> , S <sub>86</sub> , S <sub>89</sub> , S <sub>90</sub> , S <sub>92</sub>	469,88

Observa-se que as trocas de ligações efetivadas substituem as chaves S<sub>63</sub>, S<sub>82</sub>, e S<sub>88</sub> pelas chaves S<sub>62</sub>, S<sub>83</sub> e S<sub>13</sub> respectivamente. Estas trocas reduziram em apenas 1,02 kW (0,22%) as perdas de potência, demonstrando a eficácia do índice proposto para reconfiguração no AHCDC.

A segunda análise conduzida neste estudo para avaliação do impacto da representação de diferentes patamares de carga considera duas curvas diárias típicas obtidas de um sistema real de distribuição brasileiro [111]. Para o Grupo-1 de alimentadores (alimentadores A-F saindo da subestação S/S1), é utilizada a curva de carga da Figura IV.5, e para o Grupo-2 de alimentadores (alimentadores G-K a partir de S/S2), é utilizada a curva de carga da Figura IV.6.

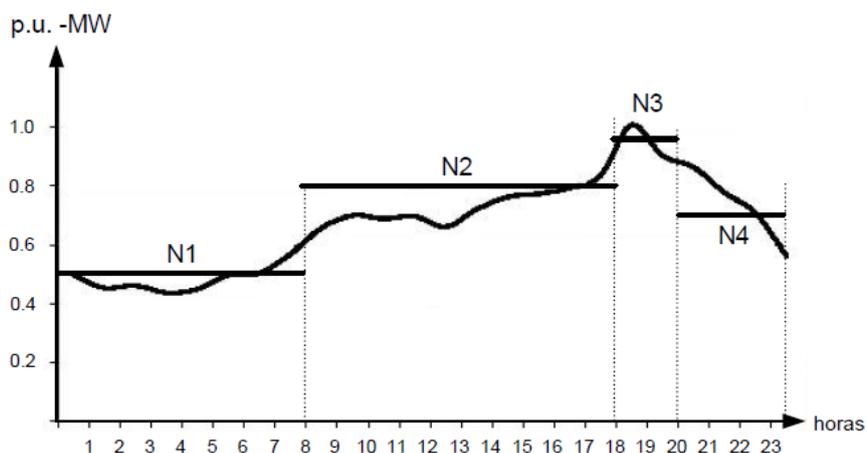


Figura IV.5 – Sistema 94 barras: curva típica de carga do Grupo-1.

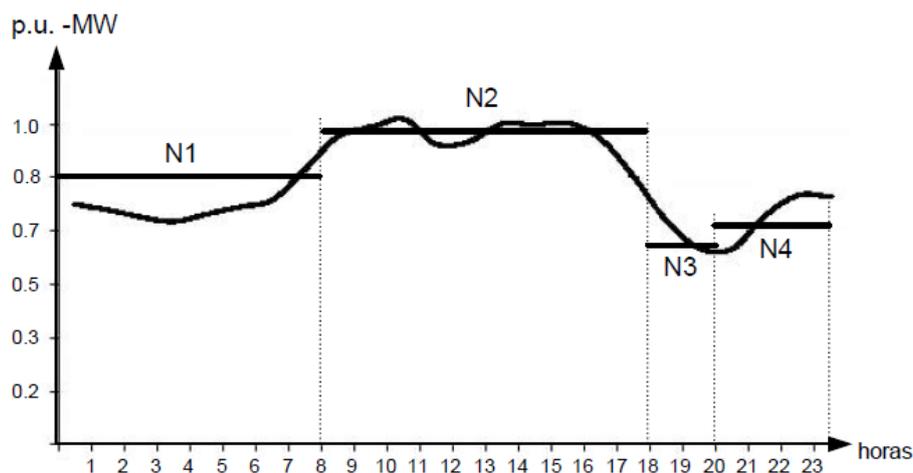


Figura IV.6 – Sistema 94 barras: curva típica de carga do Grupo-2.

As curvas anteriores foram divididas em quatro patamares de carga (N1-N4), conforme referências [74] e [75]. Este patamares são definidos na Tabela IV.9. A duração em horas está associada ao período anual de operação do sistema, correspondente ao período diário de cada nível de carga conforme Figura IV.5 e Figura IV.6 [109].

Tabela IV.9 – Níveis de carregamento: sistema 94 barras.

Nível	N1	N2	N3	N4
Duração (horas)	2920	3650	730	1460
Fator Multiplicativo de carga do Grupo-1 (p.u.)	0,5	0,8	0,95	0,7
Fator Multiplicativo de carga do Grupo-2 (p.u.)	0,8	0,95	0,6	0,7

Para a configuração inicial, as perdas de energia são de 2.684,89 MWh e as tensões mínimas são de 0,959 p.u. na barra 83, 0,944 p.u. na barra 9, 0,939 p.u. na barra 9, e 0,951 p.u. na barra 9, para os níveis N1, N2, N3 e N4, respectivamente. Os resultados para esta análise são apresentados na Tabela IV.10.

Tabela IV.10 – Resultados para reconfiguração: sistema 94 barras, 4 níveis de carga.

<b>Método</b>	<b>Configuração Final</b>	<b>Perdas (MWh)</b>
Proposto (AHCDC)	S <sub>7</sub> , S <sub>34</sub> , S <sub>39</sub> , S <sub>42</sub> , S <sub>55</sub> , <b>S<sub>63</sub></b> , S <sub>72</sub> , S <sub>82</sub> , S <sub>86</sub> , <b>S<sub>88</sub></b> , S <sub>89</sub> , S <sub>90</sub> , S <sub>92</sub>	2.412,43
[21]	S <sub>7</sub> , <b>S<sub>13</sub></b> , S <sub>34</sub> , S <sub>39</sub> , S <sub>42</sub> , S <sub>55</sub> , <b>S<sub>62</sub></b> , S <sub>72</sub> , <b>S<sub>83</sub></b> , S <sub>86</sub> , S <sub>89</sub> , S <sub>90</sub> , S <sub>92</sub>	2.424,50

A redução de perdas de energia proporcionada pelo AHCDC é de 10,15% em relação ao caso base, sendo esta redução superior a encontrada em [21], que considera apenas 1 nível de carregamento. Desta forma, fica comprovada a importância de se considerar a variação das curvas de carga durante a operação.

Comparando-se a Tabela IV.10 e a Tabela IV.8, verifica-se que a configuração encontrada pelo AHCDC para os 4 níveis de carga é a mesma determinada para 1 patamar único sem a troca de ligações. A Tabela IV.11 apresenta os resultados do AHCDC para cada nível individualmente.

Tabela IV.11 – Resultados do AHCDC: sistema 94 barras, níveis N1-N4.

<b>Nível de Carregamento</b>	<b>Chaves Abertas</b>	<b>Perdas (MWh)</b>
N1	S <sub>7</sub> , S <sub>34</sub> , S <sub>39</sub> , S <sub>42</sub> , S <sub>55</sub> , S <sub>63</sub> , S <sub>72</sub> , S <sub>82</sub> , S <sub>86</sub> , S <sub>88</sub> , S <sub>89</sub> , S <sub>90</sub> , S <sub>92</sub>	569,54
N2	S <sub>7</sub> , S <sub>34</sub> , S <sub>39</sub> , S <sub>42</sub> , S <sub>55</sub> , S <sub>63</sub> , S <sub>72</sub> , S <sub>83</sub> , S <sub>86</sub> , S <sub>88</sub> , S <sub>89</sub> , S <sub>90</sub> , S <sub>92</sub>	1293,76
N3	S <sub>7</sub> , S <sub>13</sub> , S <sub>34</sub> , S <sub>39</sub> , S <sub>42</sub> , S <sub>61</sub> , S <sub>72</sub> , S <sub>84</sub> , S <sub>86</sub> , S <sub>89</sub> , S <sub>90</sub> , S <sub>91</sub> , S <sub>92</sub>	211,43
N4	S <sub>7</sub> , S <sub>13</sub> , S <sub>34</sub> , S <sub>39</sub> , S <sub>42</sub> , S <sub>55</sub> , S <sub>62</sub> , S <sub>72</sub> , S <sub>83</sub> , S <sub>86</sub> , S <sub>89</sub> , S <sub>90</sub> , S <sub>92</sub>	328,85

Das Tabelas IV.7 e Tabela IV.11, observa-se que as configurações podem alterar de um nível para outro, e podem ser diferentes daquela obtida para a carga média (1,0 p.u.). Estes resultados reforçam a importância e a

relevância de se representar o comportamento das curvas de carga na solução do problema de reconfiguração ótima de SDEE.

### **IV.3 Estudos de Alocação de Geração Distribuída**

Esta seção apresenta os resultados obtidos pela aplicação do algoritmo proposto para alocação de geração distribuída (AHGD) em SDEE. Comprovada a importância da representação das curvas de carga para a operação, através dos estudos de reconfiguração, os estudos de casos a seguir serão realizados considerando-se diferentes níveis de carregamento.

#### **IV.3.1 Caso-5: Sistema 33 Barras**

Este estudo visa avaliar o AHGD para a minimização de perdas de energia no sistema de 33 barras [18], considerando-se diferentes níveis de carregamento e diferentes topologias. Para tanto, um número reduzido de opções de alocação de GD é definido, com 4 geradores distribuídos e 12 barras candidatas a conexão, sendo 3 barras candidatas para cada gerador, totalizando 12 possibilidades. Será também analisada a influência da distância entre os geradores distribuídos e as barras candidatas.

Serão apresentados a seguir os resultados de alocação de GD obtidos para a configuração inicial e para a topologia final determinada pelo algoritmo de reconfiguração para este sistema.

##### ***Alocação de GD para Configuração Inicial***

Considera-se a configuração inicial do sistema 33 barras, Figura IV.3, e a representação dos três níveis de carregamento dados na Tabela IV.4. Os resultados são apresentados na Tabela IV.12.

Tabela IV.12 – Resultados para alocação de GD: sistema 33 barras, topologia inicial.

<b>Método</b>	<b>Gerador Distribuído</b>	<b>Perdas (MWh)</b>
Proposto (AHGD) Enumeração Exaustiva	$DG_{1,13}$	1.719,20

Observa-se que o gerador  $DG_1$  e a linha candidata 13 selecionados pelo AHGD, resultando na unidade  $DG_{1,13}$ , são os mesmos obtidos pelo método de enumeração exaustiva, implicando numa redução de perdas de energia de 13,72% em relação à configuração inicial sem GD.

### ***Alocação de GD para Configuração Final do AHCDC***

Os resultados de alocação de GD obtidos para a configuração final encontrada pelo AHCDC, dada na Tabela IV.5, são apresentados na Tabela IV.13.

Tabela IV.13 – Resultados para alocação de GD: sistema 33 barras, topologia final.

<b>Método</b>	<b>Gerador Distribuído</b>	<b>Perdas (MWh)</b>
Proposto (AHGD) Enumeração Exaustiva	$DG_{1,12}$	1.254,53

Neste caso, a redução das perdas de energia foi de 7,56% em relação à configuração final sem alocação de GD, sendo a solução obtida coincidente com a encontrada pela enumeração exaustiva.

Para esta configuração, o gerador distribuído  $DG_1$  permanece sendo escolhido para alocação, porém, conectado à barra 12, unidade  $DG_{1,12}$ . Diferentemente da configuração inicial, a solução encontrada para a topologia final é melhorada pela troca de unidades, conforme mostra a Tabela IV.14.

Tabela IV.14 – Resultados do AHGD com e sem troca de unidades:  
sistema 33 barras, topologia final.

AHGD	Gerador Distribuído	Perdas (MWh)
Sem troca de Ligações	DG <sub>1,13</sub>	1.257,52
Com troca de Ligações	DG <sub>1,12</sub>	1.254,53

Observa-se que substituição da unidade DG<sub>1,13</sub> pela DG<sub>1,12</sub> reduz as perdas de energia em apenas 2,99 MWh (0,24%). Verificou-se ainda, através da enumeração exaustiva, que a unidade DG<sub>1,13</sub> é a segunda melhor solução para esta configuração. Estes resultados demonstram a eficácia do índice de alocação de GD, via AHGD, para a determinação de soluções de boa qualidade.

#### ***Alocação de GD para Configuração Inicial e Final – Caso Modificado***

Com o propósito de avaliar o impacto da distância entre o gerador distribuído e as barras candidatas a conexão, considera-se que o gerador DG<sub>1</sub> está mais afastado de suas respectivas barras candidatas, com um acréscimo de 600 m de distância em relação aos dados do Apêndice-B. Os resultados desta análise são apresentados na Tabela IV.15.

Tabela IV.15 – Resultados do AHGD: sistema 33 barras modificado.

Configuração do AHDC	Método	Gerador Distribuído	Perdas (MWh)
Inicial	Proposto (AHGD) Enumeração Exaustiva	DG <sub>1,13</sub>	1.734,29
Final	Proposto (AHGD) Enumeração Exaustiva	DG <sub>3,27</sub>	1.265,00

Observa-se que o AHGD continua alcançando a mesma solução que o método de enumeração exaustiva. Para a configuração inicial, comparando a Tabelas IV.12 e a Tabela IV.15, a unidade distribuída DG<sub>1,13</sub> permanece como melhor alternativa. Porém, para a configuração final, observa-se da Tabela

IV.13 e da Tabela IV.15, que a unidade distribuída é alterada de  $DG_{1,12}$  para  $DG_{3,27}$ . Destaca-se que, para as distâncias originais entre os geradores e as barras de conexão, a unidade  $DG_{3,27}$  era a quarta melhor opção, enquanto que para a nova distância,  $DG_{1,12}$  passa a ser a segunda melhor alternativa.

Os resultados descritos comprovam a influência da distância entre o ponto de geração e o ponto de conexão, pois uma variação desta distância implica em alteração das impedâncias dos circuitos candidatos a construção (a impedância é dada em unidades por unidade de comprimento). Portanto, este aspecto deve ser considerado no problema de alocação de GD.

Estendendo a análise, o gerador distribuído  $DG_1$ , entre todos os geradores distribuídos candidatos, é o que apresenta maior despacho de potência ativa. Porém, é necessário um comprimento excessivo de linha para a construção de um novo circuito para a sua conexão a qualquer das barras candidatas, impactando de forma pouco eficiente nas perdas de energia. Isto reforça o fato de que a localização de cada unidade distribuída e, conseqüentemente, a impedância dos circuitos de conexão (que tem influência nos multiplicadores  $\lambda_p$  e  $\lambda_q$  do índice de sensibilidade do AHGD), interfere na alocação ótima de GD.

Observa-se também da Tabela IV.15 que, para cada configuração, um gerador distribuído diferente é selecionado, o que torna importante a definição de uma topologia ótima a fim de minimizar perdas com a penetração de GD.

### **IV.3.2 Caso-6: Sistema 94 Barras**

Este estudo visa avaliar o AHGD para minimização de perdas de energia em um SDEE, considerando diferentes níveis de carregamento, diferentes topologias e um número maior de opções de alocação de GD. Para tanto, considera-se 36 geradores distribuídos e 72 barras candidatas a conexão, sendo 4 barras candidatas para cada gerador, totalizando 144 possibilidades. Neste caso, será analisada a influência do despacho dos geradores distribuídos no SDEE.

A Tabela IV.16 e a Tabela IV.17 apresentam as soluções do AHGD para a configuração inicial e para a topologia final do algoritmo de reconfiguração,

dada na Tabela IV.10, considerando-se os níveis de carregamento da Tabela IV.9.

Tabela IV.16 – Resultados para alocação de GD: sistema 94 barras, topologia inicial.

<b>Método</b>	<b>Gerador Distribuído</b>	<b>Perdas (MWh)</b>
Proposto (AHGD) Enumeração Exaustiva	DG <sub>2,5</sub>	2.302,20

Tabela IV.17 – Resultados para alocação de GD: sistema 94 barras, topologia final.

<b>Método</b>	<b>Gerador Distribuído</b>	<b>Perdas (MWh)</b>
Proposto (AHGD) Enumeração Exaustiva	DG <sub>26,64</sub>	2.162,21

Das Tabelas IV.16 e IV.17, observa-se que as soluções alcançadas pelo AHGD para as topologias inicial e final conduzem a reduções de 14,25% e 10,37% em relação a estas respectivas configurações sem a alocação de GD. Para ambos os casos, o AHGD determina a solução ótima global, ou seja, a solução encontrada pelo método de enumeração exaustiva.

A etapa de troca de unidades não impactou em melhoria na topologia inicial. Já para a configuração final, a solução pôde ser melhorada conforme Tabela IV.18.

Tabela IV.18 – Resultados do AHGD com e sem troca de ligações: sistema 94 barras, configuração final.

<b>AHCDC</b>	<b>Gerador Distribuído</b>	<b>Perdas (MWh)</b>
Sem troca de Ligações	DG <sub>26,63</sub>	2.163,47
Com troca de Ligações	DG <sub>26,64</sub>	2.162,21

Neste caso, a melhoria resultante da etapa de troca foi uma redução de 1,26 MWh (0,06%) nas perdas de energia, sendo que a solução obtida antes desta etapa, DG<sub>26,63</sub>, é a segunda melhor solução determinada pela enumeração exaustiva, novamente comprovando o bom desempenho da metodologia de alocação de GD.

### ***Impacto do despacho da GD no problema de alocação***

A fim de avaliar o impacto do despacho de cada GD no problema de alocação, uma análise adicional foi feita considerando-se que os geradores distribuídos candidatos DG<sub>2</sub> e DG<sub>26</sub> tenham metade da geração de potência ativa daquela considerada anteriormente.

A Tabela IV.19 apresenta os resultados desta análise, tanto para a configuração inicial quanto para a final, considerando-se este novo cenário de despacho.

Tabela IV.19 – Resultados do AHGD: sistema 94 barras modificado.

<b>Configuração do AHCDC</b>	<b>Método</b>	<b>Gerador Distribuído</b>	<b>Perdas (MWh)</b>
Inicial	Proposto (AHGD)	DG <sub>4,10</sub>	2.351,51
	Enumeração Exaustiva	DG <sub>4,7</sub>	2.347,23
Final	Proposto (AHGD)	DG <sub>21,54</sub>	2.204,78
	Enumeração Exaustiva	DG <sub>21,53</sub>	2.198,08

Observa-se que o AHGD não encontrou a solução ótima global, alcançada pela enumeração exaustiva. Isto se deve ao fato de que nenhum método heurístico ou meta-heurística é capaz de garantir a melhor solução em todos os casos, conforme revisão da literatura realizada no Capítulo II. No entanto, a solução do AHGD é a segunda melhor, tanto para a configuração inicial quanto para a configuração final, e apresenta uma diferença de apenas 0,18% e 0,30% em relação á ótima global, respectivamente, ou seja, o algoritmo proposto conduz a uma solução de boa qualidade.

Comparando-se a Tabela IV.16 e a Tabela IV.17 com a Tabela IV.19, verifica-se alterações na escolha da unidade distribuída. Este resultado mostra como a geração de potência ativa de cada GD, presente no índice de sensibilidade do AHGD, impacta na solução do problema de alocação de GD.

#### IV.4 Estudos de Reconfiguração Combinada com Alocação de Geração Distribuída

Esta seção apresenta os resultados obtidos pela aplicação do método combinado proposto MCP ao problema de otimização de SDEE.

##### IV.4.1 Caso-7: Sistema 33 Barras

Este estudo de caso tem como finalidade avaliar o desempenho do MCP, considerando diferentes níveis de carregamento para um sistema teste de pequeno porte, através de comparação com o método da enumeração exaustiva. A Tabela IV.20 apresenta os resultados obtidos.

Tabela IV.20 – Resultados para reconfiguração combinada com alocação de GD: sistema 33 barras.

Método	Chaves Abertas	Gerador Distribuído	Perdas (MWh)
Proposto (MCP) Enumeração Exaustiva	S <sub>7</sub> , S <sub>9</sub> , S <sub>13</sub> , S <sub>32</sub> , S <sub>37</sub>	DG <sub>1,13</sub>	1.245,07
AHCDC	S <sub>7</sub> , S <sub>9</sub> , S <sub>14</sub> , S <sub>32</sub> , S <sub>37</sub>	-	1.357,08
AHGD	S <sub>33</sub> , S <sub>34</sub> , S <sub>35</sub> , S <sub>36</sub> , S <sub>37</sub>	DG <sub>1,13</sub>	1.719,20

Observa-se que o MCP determina a solução ótima global para este caso, associada a uma redução de 37,51% nas perdas de energia em relação ao caso base.

Como se pode observar na Tabela III.20, a utilização do MCP proporciona uma maior redução das perdas de energia em relação à configuração inicial, se comparada com a reconfiguração isolada via AHCDC,

ou com a alocação de geração distribuída via AHGD. Isto comprova que a utilização combinada destas alternativas é atrativa para minimização de perdas de energia em SDEE.

#### IV.4.2 Caso-8: Sistema 94 Barras

Este estudo visa avaliar o MCP para minimização de perdas de energia em um SDEE, considerando diferentes patamares de carga para um sistema com um número maior de chaves de interconexão e de geradores e barras candidatas. Desta forma, a quantidade elevada de alternativas aumenta a natureza combinatória do problema, tornando inviável a aplicação e a comparação com o método de enumeração exaustiva. Os resultados são apresentados na Tabela IV.21.

Tabela IV.21 – Resultados para reconfiguração combinada com alocação de GD: sistema 94 barras.

<b>Método</b>	<b>Chaves Abertas</b>	<b>Gerador Distribuído</b>	<b>Perdas (MWh)</b>
Proposto (MCP)	S <sub>7</sub> , S <sub>34</sub> , S <sub>39</sub> , S <sub>42</sub> , S <sub>61</sub> , S <sub>72</sub> , S <sub>82</sub> , S <sub>84</sub> , S <sub>86</sub> , S <sub>88</sub> , S <sub>89</sub> , S <sub>90</sub> , S <sub>92</sub>	DG <sub>26,63</sub>	2.115,90
AHCDC	S <sub>7</sub> , S <sub>34</sub> , S <sub>39</sub> , S <sub>42</sub> , S <sub>55</sub> , S <sub>63</sub> , S <sub>72</sub> , S <sub>82</sub> , S <sub>86</sub> , S <sub>88</sub> , S <sub>89</sub> , S <sub>90</sub> , S <sub>92</sub>	-	2.412,43
AHGD	S <sub>84</sub> , S <sub>85</sub> , S <sub>86</sub> , S <sub>87</sub> , S <sub>88</sub> , S <sub>89</sub> , S <sub>90</sub> , S <sub>91</sub> , S <sub>92</sub> , S <sub>93</sub> , S <sub>94</sub> , S <sub>95</sub> , S <sub>96</sub>	DG <sub>2,5</sub>	2.302,20

Uma redução de 21,19% das perdas de energia em relação ao caso base foi verificada após a aplicação de reconfiguração combinada com alocação de GD.

Observa-se que a utilização do MCP proporciona maior redução das perdas do que o AHCDC e o AHGD isolados, comprovando novamente que a utilização combinada de reconfiguração com alocação de GD tende a conduzir à melhores resultados.

## IV.5 Aspectos Computacionais

Os resultados encontrados pelos algoritmos de reconfiguração (AHCDC), de alocação de geração distribuída (AHGD), bem como pelo método combinado proposto (MCP), foram comparados com aqueles obtidos pelo método de enumeração exaustiva. Este método avalia todas as possibilidades de soluções 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.

Por enumeração exaustiva, considerando o problema de reconfiguração, o número de topologias possíveis é dado pela seguinte expressão de combinação:

$$C_1 = \frac{n!}{p!(n-p)!} \quad (IV.1)$$

Em que:

- $n$  Representa o número de chaves manobráveis;
- $p$  Representa o número de chaves de interconexão.

Considerando o problema de alocação de GD, o número de soluções possíveis é dado por:

$$C_2 = \sum_{i=1}^{NDG} NBC_i \quad (IV.2)$$

Em que:

- $NBC_i$  Representa o número de barras candidatas do sistema para a conexão do gerador distribuído candidato  $i$ ;
- $NDG$  Representa o número de geradores distribuídos candidatos.

Por fim, para o problema de reconfiguração combinado com alocação de GD, o número de soluções possíveis é dado por:

$$C = C_1 \cdot C_2 \quad (\text{IV.3})$$

Considerando-se, por exemplo, o estudo de caso associado à aplicação de reconfiguração combinada com alocação de GD para o sistema 33 barras, tem-se que:

$$C_1 = \frac{37!}{5!(37-5)!} = 435.897 \quad (\text{IV.4})$$

$$C_2 = \sum_{i=1}^{NDG=3} NBC_i = 4 + 4 + 4 = 12 \quad (\text{IV.5})$$

$$C = C_1 \cdot C_2 = 5.230.764 \quad (\text{IV.6})$$

Desta forma, seriam necessárias 5.230.764 simulações de fluxo de potência para garantir a solução ótima pelo método da enumeração exaustiva, enquanto que o MCP encontrou a solução ótima com apenas 26 simulações de fluxos de potência, demonstrando, neste caso, a eficácia da metodologia proposta.

Analogamente, para o sistema de 94 barras tem-se que:

$$C_1 = \frac{96!}{13!(96-13)!} = 4,0363 \cdot 10^{15} \quad (\text{IV.7})$$

$$C_2 = \sum_{i=1}^{NDG=36} NBC_i = 144 \quad (\text{IV.8})$$

$$C = C_1 \cdot C_2 = 5,8123 \cdot 10^{17} \quad (\text{IV.9})$$

Desta forma, o número excessivo de soluções possíveis para a reconfiguração combinada com alocação de GD aplicada ao sistema 94 barras inviabiliza a utilização do método de enumeração exaustiva. No entanto, a fim de obter uma base de comparação com o MCP, considerou-se um conjunto de 288 configurações diferentes, incluindo as apresentadas nesta dissertação e outras encontradas na literatura. Para este conjunto tem-se:

$$C = 288 \cdot 144 = 41.472 \quad (IV.10)$$

A Tabela IV.22 apresenta um resumo do tempo computacional e do número de simulações de fluxos de potência necessárias para solução do problema de reconfiguração combinada com alocação de GD, utilizando o MCP e a enumeração exaustiva.

Tabela IV.22 – Tempo computacional

<b>Sistema</b>	<b>Método</b>	<b>Fluxos de Potência</b>	<b>Tempo (s)</b>	<b>Perdas (MWh)</b>
33 Barras	MCP	26	0,91	1.245,07
	Enumeração Exaustiva	5.230.764	6.995,39	1.245,07
94 barras	MCP	120	15,41	2.115,90
	Enumeração Exaustiva	$5,8123 \times 10^{17}$	Inviável	Indeterminado
	Conjunto de 288 Configurações	41.472	700,59	2.115,90

Verifica-se que a solução do MCP para o sistema 94 barras é igual à solução ótima do conjunto de 288 configurações consideradas, que corresponde a um percentual muito reduzido de todas as  $5,8123 \times 10^{17}$  soluções possíveis. Entretanto, este conjunto representa configurações factíveis ótimas ou sub-ótimas obtidas, servindo, portanto, como um indicativo da boa qualidade da solução do MCP.

A Tabela IV.23 apresenta o número de simulações de fluxos de potências necessários e as tensões mínimas dos sistemas para cada estudo de caso deste capítulo. A segunda e a terceira coluna da Tabela IV.23 referem-se ao número de fluxos de potência desconsiderando e considerando, respectivamente, a trocas de ligações e/ou unidades. A última coluna é referente à tensão mínima ( $V_{\min}$ ) para cada nível de carregamento, em que o número entre parênteses refere-se à barra em que esta tensão é verificada.

Tabela IV.23 – Simulações de fluxos de potência e tensão mínima

<b>Estudo de Caso</b>	<b>Sem trocas</b>	<b>Com trocas</b>	<b><math>V_{\min}</math> (p.u.)</b>
Caso-1	45	69	0,932 (116)
Caso-2	8	10	0,955 (213)
Caso-3: carga média	10	20	0,938 (31)
Caso-3: 3 níveis	10	20	0,970 (31); 0,938 (31); 0,897 (31)
Caso-4: carga média	26	39	0,953 (71)
Caso-4: 4 níveis	26	41	0,963 (71); 0,956 (71); 0,960 (9); 0,967 (9)
Caso-5: 3 níveis – configuração inicial	5	7	0,964 (32); 0,921 (32); 0,864 (32)
Caso-5: 3 níveis – configuração final	5	7	0,974 (31); 0,942 (31); 0,901 (31)
Caso-6: 4 níveis – configuração inicial	5	7	0,959 (83); 0,951 (83); 0,960 (9); 0,964(83)
Caso-6: 4 níveis – configuração final	5	7	0,963 (71); 0,956 (71); 0,960 (9); 0,967 (9)
Caso-7: 3 níveis	14	26	0,970 (31); 0,938 (31); 0,897 (31)
Caso-8: 4 níveis	102	120	0,963 (71); 0,956 (71); 0,963 (9); 0,968 (71)

Da Tabela IV.23, apenas o Caso-4 e o Caso-6 apresentam melhoria da solução com a utilização das trocas de ligações e/ou unidades, comprovando a eficácia dos índices de decisão para reconfiguração e alocação de GD. Outro aspecto importante de se notar é que a inclusão de patamares de carga não implica em aumento da quantidade de execuções de fluxo de potência, demonstrando a robustez da metodologia para minimização de perdas de energia em SDEE.

## **IV.6 Conclusões**

Este capítulo apresentou os resultados do algoritmo AHCDC destinado à reconfiguração de SDEE e do algoritmo AHGD destinado à alocação de GD. Além disso, os resultados do método combinado proposto, que combina os dois algoritmos mencionados, foram apresentados.

Os estudos de casos realizados em sistemas amplamente difundidos na literatura especializada conduziram a resultados satisfatórios, a partir de comparações com outros métodos. Estes resultados indicaram que a representação das curvas diárias de carga, bem como a modelagem dos circuitos destinados ao acoplamento dos geradores distribuídos à rede, é relevante para a otimização de SDEE.

De acordo com os resultados obtidos pelo MCP, comprovou-se a contribuição de se aplicar reconfiguração juntamente com alocação de GD, visando à minimização de perdas de energia em SDEE.

# Capítulo V

## Conclusões

### V.1 Considerações Finais

Esta dissertação apresentou uma metodologia para reconfiguração e alocação ótima de geração distribuída (GD) em sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE). Para tanto, dois algoritmos heurísticos foram propostos, sendo um para reconfiguração e outro para alocação de GD. Adicionalmente, um método iterativo que combina os dois algoritmos também foi proposto, a fim de agregar as vantagens de cada uma destas alternativas de otimização, visando à minimização de perdas técnicas de energia em SDEE.

O algoritmo heurístico de reconfiguração parte de uma rede radial e, através de um processo passo a passo baseado em um índice calculado pelas correntes, determina outra configuração radial associada a perdas mínimas. Este algoritmo utiliza um conjunto dinâmico de chaves abertas, que definem uma sequência de topologias radiais, sendo este conjunto 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 índice de sensibilidade proposto para a alocação de geração distribuída, por sua vez, utiliza uma estimativa dos multiplicadores de Lagrange associados às perdas do sistema calculados a partir da solução do fluxo de potência. Estes multiplicadores traduzem a sensibilidade das perdas para uma

alocação de GD em determinado ponto da rede, servindo, portanto, para direcionar a conexão desta modalidade de geração para pontos estratégicos do sistema. Além destes multiplicadores, o índice de decisão para a alocação de GD considera o despacho de potência das unidades distribuídas.

O algoritmo heurístico proposto obtém, através dos índices de decisão, informações para a decisão do gerador distribuído e da barra para conexão ao sistema. Esta informação é obtida para o sistema operando sem a unidade indicada, sendo atualizada após a entrada desta unidade. Este procedimento visa confirmar se o índice atualizado com a entrada da unidade distribuída permanece indicando esta mesma unidade, tendo em vista que a sensibilidade do sistema varia com o ponto operativo.

A metodologia proposta considerou aspectos importantes que abrangem um SDEE real, como a variação da demanda nas barras de carga do sistema durante o período de operação. Esta variação é representada através de curvas diárias de carga típicas de SDEE. Além disto, considerou-se a construção de um novo circuito para a conexão de um gerador distribuído a uma barra do sistema já existente. Este aspecto permite representar o impacto das características dos circuitos candidatos a construção, como comprimento e impedância, bem como da capacidade dos geradores distribuídos na solução do problema.

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 enumeração de todas as possibilidades, a solução ótima global. Estes resultados mostraram que os algoritmos e métodos propostos são capazes de encontrar soluções de boa qualidade, ótimas ou sub-ótimas, para sistemas testes e para sistemas reais de médio porte. Estas características foram observadas a partir de poucas simulações de fluxo de potência, comparadas com o método de enumeração exaustiva, demonstrando eficiência computacional e bom desempenho dos algoritmos.

Verificou-se que a representação das curvas de carga através de patamares, bem como as características dos circuitos para conexão de GD e dos geradores distribuídos, impacta na decisão associada à reconfiguração e alocação, devendo, portanto, ser consideradas. Destaca-se ainda que a

representação dos circuitos de conexão mencionados é inovadora, considerando-se a revisão bibliográfica e o levantamento do estado da arte realizado.

Por fim, os resultados permitiram concluir que a combinação das alternativas de reconfiguração e de alocação de GD tende a conduzir a melhores resultados se comparada com a utilização isolada destas opções para a redução de perdas de energia. Isto se deve ao fato de que tais alternativas são complementares e a combinação de ambas agrega as vantagens de cada uma para a mesma finalidade. Com base na qualidade dos resultados, a metodologia proposta apresentou grande potencial para aplicação na otimização de SDEE.

## **V.2 Propostas de Desenvolvimentos Futuros**

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

- Aplicar a metodologia proposta na expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica, considerando a conexão ótima de novas subestações e cargas ao sistema já existente;
- Determinar a configuração ótima para cada período de planejamento, levando em consideração o custo das operações de chaveamento para as concessionárias;
- Introduzir mais de uma geração distribuída ao sistema de distribuição, estabelecendo uma meta de redução de perdas de energia;

- Aplicar a metodologia proposta para o restabelecimento de sistemas de distribuição de energia elétrica, utilizando a reconfiguração e a alocação de geração distribuída como alternativas para restabelecer a energia ao sistema o mais rápido possível e de forma econômica para as concessionárias;
- 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

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Informativo Semanal nº 189 – 15 a 21 de Setembro de 2005. Disponível em: <[www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/boletim189.htm](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/boletim189.htm)>. Acesso em: 14 de abril 2011.
- [2] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Nota técnica nº 0035/2007SRD/ANEEL. Brasília, 2007. Disponível em: <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>. Acesso em: 15 de abril. 2011.
- [3] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Nota técnica nº 92/2008 SRE/ANEEL. Brasília, 2008. Disponível em: <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>. Acesso em: 17 de abril. 2011.
- [4] MANTOVANI, J. R. S.; CASARI, F.; ROMERO, R. A. Reconfiguração de sistemas de distribuição radiais utilizando o critério de queda de tensão. Revista Controle e Automação, Sociedade Brasileira de Automática, SBA, v. 11, n. 03, p. 150-159, dez 2000.
- [5] CIVANLAR, S.; GRAINGER, J. J.; YIN, H.; LEE, S. S. H. Distribution feeder reconfiguration for loss reduction. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 3, n. 3, p. 1217-1223, jul 1988.
- [6] CIRED Working Group N° 4 on Dispersed Generation, pp. 1-7, Jun 1999.
- [7] CIGRE, International Council on Large Electricity Systems. Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation on The Power System, CIGRE Working Group 37–23, Paris, 1998.
- [8] DONDI, P.; BAYOUMI, D.; HAEDERLI, C.; JULIAN, D.; SUTER, M. Network integration of distributed power generation. Journal of Power Sources, v. 106, n. 1-2, p. 1–9, 2002. Apud Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. (IEEE)
- [9] ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. Elsevier Electric Power Systems Research, v. 57, n. 3, p. 195–204, abr 2001.

- [10] INSTITUO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. Disponível em: <[http://www.inee.org.br/forum\\_ger\\_distrib.asp](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp)>. Acesso em 17 de abril de 2011.
- [11] BRASIL, Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Seção 1, p. 1, v. 141, n. 146-A.
- [12] AGÊNCIA NACIONAL DE ENRGIA ELÉTRICA, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição.
- [13] IEA,.Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets, Paris, pp.128, 2002.
- [14] PEPERMANS, G.; DRIESEN, J.; HAESELDONCKX, D.; BELMANS, R.; D'HAESELEER, W. Distributed generation: definition, benefits and issues. Energy Policy, v. 33, n. 6, p. 787–798, abr 2005.
- [15] CHIRADEJA, P.; RAMAKUMAR, R. An approach to quantify the technical benefits of distributed generation. IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 19, n. 4, p. 764- 773, dez 2004.
- [16] BARKER, P. P.; MELLO, R. W. DE. Determining the impact of distributed generation on power systems: Part 1 - Radial distribution systems. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, p. 1645-1656, jul 2000.
- [17] MERLIN, A.; BACK, G., Search for minimum-loss operational spanning tree configuration for urban power distribution system. In: Proceedings of the 5<sup>th</sup> Power System Conference, p. 1-18, Cambridge, set 1975.
- [18] BARAN, M. E.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 4, n. 2, p. 1401-1407, abr 1989.
- [19] GOMES, F. V.; CARNEIRO, S.; PEREIRA, J. L. R. et al. A New Heuristic Reconfiguration Algorithm for Large Distribution Systems. IEEE Transactions on Power Systems, v. 20, n. 3, p. 1373- 1378, ago 2005.

- [20] GOMES, F. V.; CARNEIRO, S.; PEREIRA, J. L. R. et al. A New Distribution System Reconfiguration Approach Using Optimum Power Flow and Sensitivity Analysis for Loss Reduction. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 4, p. 1616-1623, nov 2006.
- [21] RAJU, G.; BIJWE, P. R. An Efficient Algorithm for Minimum Loss Reconfiguration of Distribution System Based on Sensitivity and Heuristics. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 3, p. 1280-1287, ago 2008.
- [22] MARTÍN, J. A.; GIL, A. J. A new heuristic approach for distribution systems loss reduction. *Electric Power Systems Research*, v. 78, n. 11, p. 1953–1958, nov 2008.
- [23] HOSSEINZADEH, F.; ALINEJAD, B.; PAKFA, K. A new technique in distribution network reconfiguration for loss reduction and optimum operation. *20th International Conference on Electricity Distribution, CIRED*, jun 2009.
- [24] ZHU, J.; XIONG, X.; ZHANG, J. et al. A rule based comprehensive approach for reconfiguration of electrical distribution network. *Electric Power Systems Research*, v. 79, n. 2, p. 311–315, fev 2009.
- [25] BABU, P. R.; VANAMALI, M. P. R.; KUMAR, M. P. V. V. R.; HEMACHANDRA, V. S. Network reconfiguration. in distribution systems using L-E method. *2010 Annual IEEE India Conference (INDICON)*, dez 2010.
- [26] BABU, P. R.; VANAMALI, M. P. R.; KUMAR, M. P. V. V. R.; HEMACHANDRA, V. S. A Novel Power Flow Methodology for Radial Distribution Systems, *Proceedings of 2nd IEEE International Conference on Computational Technologies SIBIRCON-2010, Irkutsk Listvyanka, Russia*, p. 507-512, jul 2010.
- [27] ZEHRA, E.; MOGHAVVEMI, M.; HASHIM, M. M. I.; KASHEM, M. Network reconfiguration using PSAT for loss reduction in distribution systems. *2010 1st International Conference on Energy, Power and Control (EPC-IQ)*, dez 2010.

- [28] ABABEI, C.; KAVASSERI, R. Speeding-up network reconfiguration by minimum cost maximum flow based branch exchanges. *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010 IEEE PES*, abr 2010.
- [29] ABUL'WAFI, A. R. A new heuristic approach for optimal reconfiguration in distribution systems. *Electric Power Systems Research*, v. 81, n. 2, p. 282-289, fev 2011.
- [30] CHIANG, H-D.; JEAN-JUMEAU, R. Optimal network reconfigurations in distribution systems. Parte 2: Solution algorithms and numerical results. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 5, n. 3, p. 1568-1574, jul 1990.
- [31] YOUNG-JAE JEON; JAE-CHUL KIM; JIN-O KIM; JOONG-RIN SHIN; LEE, K. Y. An efficient simulated annealing algorithm for network reconfiguration in large-scale distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 17, n. 4, p. 1070- 1078, out 2002.
- [32] MORI, H.; OGITA, Y. A parallel tabu search based method for reconfigurations of distribution systems. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, jul 2000.
- [33] ZHANG, D.; FU, Z.; ZHANG, L. An improved TS algorithm for loss-minimum reconfiguration in large-scale distribution systems. *Electric Power Systems Research*, v. 77, n. 5-6, p. 685–694, 2007.
- [34] ABDELAZIZ, A. Y. MOHAMED, F. M. MEKHAMER, S. F.; BADR, M. A. L. Distribution system reconfiguration using a modified Tabu Search algorithm. *Electric Power Systems Research*, v. 80, n. 8, p. 943–953, ago 2010.
- [35] CARPANETO, E.; CHICCO, G. Ant-colony search-based minimum losses reconfiguration of distribution systems. *Electrotechnical Conference, MELECON 2004. Proceedings of the 12th IEEE Mediterranean*, maio 2004
- [36] SU, C. T.; CHANG, C. F.; CHIOU, J. P. Distribution network reconfiguration for loss reduction by ant colony search algorithm. *Electric Power Systems Research*, v. 75, n. 2-3, p. 190–199, ago 2005.

- [37] KHOA, T. Q. D.; PHAN, B. T. T. Ant colony search-based loss minimum for reconfiguration of distribution systems. Power India Conference, 2006 IEEE, 2006
- [38] CARPANETO, E.; CHICCO, G. Distribution system minimum loss reconfiguration in the Hyper-Cube Ant Colony Optimization framework. Electric Power Systems Research, v. 78, n. 12, p. 2037–2045, dez 2008.
- [39] SWARNKAR, A. GUPTA, N.; NIAZI, K. R. Adapted ant colony optimization for efficient reconfiguration of balanced and unbalanced distribution systems for loss minimization. Swarm and Evolutionary Computation, 2011.
- [40] ESMIN, A. A. A.; LAMBERT-TORRES, G.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C. A hybrid particle swarm optimization applied to loss power minimization. Power Systems, IEEE Transactions on, v. 20, n. 2, p. 859–866, maio 2005.
- [41] BATRINU, F.; CARPANETO, E.; CHICCO, G. A novel particle swarm method for distribution system optimal reconfiguration. Power Tech, 2005 IEEE Russia, jun 2005.
- [42] ABDELAZIZ, A. Y.; MOHAMMED, F. M.; MEKHAMER, S. F.; BADR, M. A. L. Distribution Systems Reconfiguration using a modified particle swarm optimization algorithm. Electric Power Systems Research, v. 79, IEEE Transactions on Power Systems, v. 26, n. 3, p. 1591-1599, ago 2011.
- [43] WU, W.-C.; TSAI, M.-S. Application of Enhanced Integer Coded Particle Swarm Optimization for Distribution System Feeder Reconfiguration. IEEE Transactions on Power Systems, v. 26, n. 3, p. 1591-1599, ago 2011.
- [44] NARA, K.; SHIOSE, A.; KITAGAWA, M.; ISHIHARA, T. Implementation of genetic algorithm for distribution systems loss minimum reconfiguration. Power Systems, IEEE Transactions on, v. 7, n. 3, p. 1044–1051, ago 1992.

- [45] ZHU, J. Z. Optimal reconfiguration of electrical distribution network using the refined genetic algorithm. *Electric Power Systems Research*, v. 62, n. 1, p. 37–42, maio 2002.
- [46] CHIOU, J. P. CHANG, C. F.; SU, C. T. Variable scaling hybrid differential evolution for solving network reconfiguration of distribution systems. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 20, n. 2, p. 668–674, maio 2005.
- [47] RAMOS, E. R.; EXPOSITO, A. G.; SANTOS, J. R.; IBORRA, F. L. Path-based distribution network modeling: application to reconfiguration for loss reduction. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 2, p. 556-564, maio 2005.
- [48] MENDOZA, J.; LOPEZ, R.; MORALES, D. et al. Minimal loss reconfiguration using genetic algorithms with restricted population and addressed operators: real application. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 2, p. 948- 954, maio 2006.
- [49] ENACHEANU, B.; RAISON, B.; CAIRE, R. et al. Radial network reconfiguration using genetic algorithm based on the matroid theory. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 23, n. 1, p. 186–195, fev 2008.
- [50] CARRENO, E. M.; ROMERO, R.; PADILHA-FELTRIN, A. An Efficient Codification to Solve Distribution Network Reconfiguration for Loss Reduction Problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 4, p. 1542-1551, nov 2008.
- [51] AN WEN-DOU; ZHOU QUAN; ZHANG XIN; QIN YUZHONG; CHEN WEIGEN. An immune genetic algorithm based approach for distribution system reconfiguration. 2010 Sixth International Conference on Natural Computation (ICNC), ago 2010.
- [52] MACEDO BRAZ, H. D. DE; SOUZA, B. A. DE. Distribution Network Reconfiguration Using Genetic Algorithms With Sequential Encoding: Subtractive and Additive Approaches. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 26, n. 2, p. 582-593, maio 2011.

- [53] SWARNKAR, A.; GUPTA, N.; NIAZI, K. R. A novel codification for meta-heuristic techniques used in distribution network reconfiguration. *Electric Power Systems Research*, v. 81, n. 7, p. 1619-1626, jul 2011.
- [54] LIN, C. H.; CHEN, C. S.; WU, C. J.; KANG, M. S. Application of immune algorithm to optimal switching operation for distribution-loss minimisation and loading balance. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, v. 150, n. 2, p. 183- 189, mar 2003.
- [55] SRINIVASA RAO, R.; NARASIMHAM, S. V. L.; RAMALINGA RAJU, M.; SRINIVASA RAO, A. Optimal Network Reconfiguration of Large-Scale Distribution System Using Harmony Search Algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 26, n. 3, p. 1080-1088, ago 2011.
- [56] SEETHIAH, V.; AH KING, R. T. F. Distribution Network Reconfiguration for power loss reduction using Harmony Search. *8th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM 2009)*, 8 nov 2009
- [57] CHUN WANG; HAO ZHONG CHENG. Optimization of Network Configuration in Large Distribution Systems Using Plant Growth Simulation Algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 1, p. 119-126, fev 2008.
- [58] SONG, Y. H.; WANG, G. S.; JOHNS, A. T.; WANG, P. Y. Distribution network reconfiguration for loss reduction using fuzzycontrolled evolutionary programming. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, v. 144, n. 4, p. 345-350, jul 1997.
- [59] YING-TUNG HSIAO. Multiobjective evolution programming method for feeder reconfiguration. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 1, p. 594- 599, fev 2004.
- [60] DAS, D. A fuzzy multiobjective approach for network reconfiguration of distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 21, n. 1, p. 202- 209, jan 2006.
- [61] KIM, H.; KO, Y.; JUNG, K.-H. Artificial neural-network based feeder reconfiguration for loss reduction in distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 8, n. 3, p. 1356-1366, jul 1993.

- [62] AUGUGLIARO, A.; DUSONCHET, L.; IPPOLITO, M. G.; SANSEVERINO, E. R. Minimum losses reconfiguration of MV distribution networks through local control of tie-switches. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 18, n. 3, p. 762- 771, jul 2003.
- [63] H. SALAZAR; R. GALLEGO; R. ROMERO. Artificial neural networks and clustering techniques applied in the reconfiguration of distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 21, n. 3, p. 1735-1742, jul 2006.
- [64] JEON, Y. J.; KIM, J. C. Application of simulated annealing and tabu search for loss minimization in distribution systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 26, n. 1, p. 9–18, jan 2004.
- [65] PRASAD, K.; RANJAN, R.; SAHOO, N. C.; CHATURVEDI, A. Optimal reconfiguration of radial distribution systems using a fuzzy mutated genetic algorithm. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 20, n. 2, p. 1211- 1213, abr 2005.
- [66] 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, p. 1101-1111, ago 2007.
- [67] CHEN, C.-S.; CHO, M.-Y. Energy loss reduction by critical switches. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 8, n. 3, p. 1246-1253, jul 1993.
- [68] TALESKI, R.; RAJICIC, D. Distribution network reconfiguration for energy loss reduction. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 1, p. 398-406, fev 1997.
- [69] DUMBRAVA, V.; COMANESCU, G.; COCULESCU, S. Reconfiguration of the operation diagrams of urban electricity distribution networks by minimizing the energy losses. In: 16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Part 1: Contributions, CIRED, (IEE Conf. Publ. No. 482), v. 5, p. 1-5, Amsterdam, Jun 2001.
- [70] DUMBRAVA, V.; MICLESCU, T.; BAZACLIU, G. Establishing the Un-Meshed Operation Diagrams for the Complex Electric Distribution Networks Using Heuristic Methods, *Energetica*, B, 5, p. 226-234, 1996.

- [71] LOPEZ, E.; OPAZO, H.; GARCIA, L.; BASTARD, P. Online reconfiguration considering variability demand: applications to real networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 1, p. 549- 553, fev 2004.
- [72] BUENO, E.; A. LYRA, C.; CAVELLUCCI, C. Distribution network reconfiguration for loss reduction with variable demands. *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2004 IEEE/PES*, nov 2004
- [73] QUEIROZ, L. M. O.; LYRA, C. Adaptive Hybrid Genetic Algorithm for Technical Loss Reduction in Distribution Networks Under Variable Demands. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, n. 1, p. 445-453, fev 2009.
- [74] OLIVEIRA, L. W. DE; OLIVEIRA, E. J. DE.; CARNEIRO JR., S.; PEREIRA, J. L. R.; COSTA, J. S.; SILVA JR., I. C. Reconfiguração ótima de sistemas de distribuição para minimização de perdas de energia. *Sociedade Brasileira de Automática (SBA)*, v. 20, n. 2, p. 233–246, jun 2009.
- [75] OLIVEIRA, L. W. DE; CARNEIRO JR, S.; OLIVEIRA, E. J. DE; PEREIRA, J. L. R.; SILVA JR., I. C.; COSTA, J. S. Optimal reconfiguration and capacitor allocation in radial distribution systems for energy losses minimization. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 32, n. 8, p. 840–848, out 2010.
- [76] WANG, C.; NEHRIR, M. H. Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 4, p. 2068- 2076, nov 2004.
- [77] ACHARYA, N.; MAHAT, P.; MITHULANANTHAN, N. An analytical approach for DG allocation in primary distribution network. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 28, n. 10, p. 669–678, dez 2006.
- [78] GÖZEL, T.; HOCAOGLU, M. H. An analytical method for the sizing and siting of distributed generators in radial systems. *Electric Power Systems Research*, v. 79, n. 6, p. 912–918, jun 2009.

- [79] KAZEMI, A.; SADEGHI, M. Distributed Generation Allocation for Loss Reduction and Voltage Improvement. Power and Energy Engineering Conference, 2009. APPEEC 2009. Asia-Pacific.IEEE, mar 2009
- [80] NAZARI, M. H.; PARNIANI, M. Determining and Optimizing Power Loss Reduction in Distribution Feeders due to Distributed Generation. Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES. IEEE, nov 2006
- [81] GONEN, T. Electric Power Distributed System Engineering, 2nd Printing, Ed. New York: McGraw-Hill, p. 414-435, 1987.
- [82] KASHEM, M. A.; LE, A. D. T.; NEGNEVITSKY, M.; LEDWICH, G. Distributed generation for minimization of power losses in distribution systems. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006.
- [83] GHOSH, S.; GHOSHAL, S. P.; GHOSH, S. Optimal sizing and placement of distributed generation in a network system. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 32, n. 8, p. 849–856, out 2010.
- [84] ABU-MOUTI, F. S.; EL-HAWARY, M. E. Heuristic curve-fitted technique for distributed generation optimisation in radial distribution feeder systems. IET Generation, Transmission & Distribution, v. 5, n. 2, p. 172-180, fev 2011.
- [85] RAHMAN, T. K. A.; RAHIM, S. R. A.; MUSIRIN, I. Optimal allocation and sizing of embedded generators. Power and Energy Conference, 2004. PECon 2004. Proceedings. National. IEEE, nov 2004.
- [86] MITHULANANTHAN, N. OO, T.; PHU, L. V. Distributed generator placement in power distribution system using genetic algorithm to reduce losses. Thammasat International Journal of Science and Technology, v. 9, n. 3, p. 55–62, 2004.
- [87] PISICA, I.; BULAC, C.; EREMIA, M. Optimal Distributed Generation Location and Sizing Using Genetic Algorithms. 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems, 2009. ISAP '09, nov 2009.

- [88] SEDIGHIZADEH, M.; REZAZADEH, A. Using genetic algorithm for distributed generation allocation to reduce losses and improve voltage profile. *World Academy of Science, Engineering and Technology*, v. 37, p. 251–256, 2008.
- [89] SULAIMAN, M. H.; ALIMAN, O.; RAHIM, S. R. A. Optimal Embedded Generation Allocation in Distribution System Employing Real Coded Genetic Algorithm Method, v. 62, p. 591-596, 2010.
- [90] KRUEASUK, W.; ONGSAKUL, W. Optimal placement of distributed generation using Particle Swarm Optimization. M. Tech Thesis, AIT, Thailand.
- [91] SOOKANANTA, B.; KUANPRAB, W.; HANAK, S. Determination of the optimal location and sizing of Distributed Generation using Particle Swarm Optimization. 2010 International Conference on Electrical Engineering/Electronics Computer Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), maio 2010.
- [92] SHEIDAEI, F.; SHADKAM, M.; ZAREI, M. Optimal Distributed Generation allocation in distribution systems employing ant colony to reduce losses. *Universities Power Engineering Conference*, 2008. UPEC 2008. 43rd International, set 2008.
- [93] SOOKANANTA, B.; UTATON, P.; KHONGSILA, R. Determination of the optimal location and sizing of Distributed Generation using Ant Colony Search. 2010 International Conference on Electrical Engineering/Electronics Computer Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), maio 2010.
- [94] NARA, K.; MISHIMA, Y.; GJYO, A.; ITO, T.; KANEDA, H. Loss minimum re-configuration of distribution system by tabu search. *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES*, out 2002.
- [95] BORGES, C. L. T.; FALCAO, D. M. Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 28, n. 6, p. 413–420, jul 2006.

- [96] KIM, K-H.; LEE, Y-J.; RHEE, S-B.; LEE, S-K.; YOU, S-K. Dispersed generator placement using fuzzy-GA in distribution systems. 2002 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, jul 2002.
- [97] GANDOMKAR, M.; VAKILIAN, M.; EHSAN, M. A combination of genetic algorithm and simulated annealing for optimal DG allocation in distribution networks. Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, 2005, maio 2005.
- [98] CHOI, J-H.; KIM, J-C.; MOON, S-I. Integration operation of dispersed generations to automated distribution networks for network reconfiguration. Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna. jun 2003.
- [99] CELLI, G.; LODDO, M.; PILO, F.; ABUR, A. On-line network reconfiguration for loss reduction in distribution networks with Distributed Generation. 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 2005. CIRED 2005. jun 2005.
- [100] LI, Q.; DING, W.; ZHANG, J.; LIU, A. A New Reconfiguration Approach for Distribution System with Distributed Generation. 2009 International Conference on Energy and Environment Technology, out 2009
- [101] CHOI, J-H.; KIM, J-C. Network reconfiguration at the power distribution system with dispersed generations for loss reduction. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2000.
- [102] WU, Y-K.; LEE, C-Y.; LIU, L-C.; TSAI, S-H. Study of Reconfiguration for the Distribution System With Distributed Generators. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 25, n. 3, p. 1678-1685, jul 2010.
- [103] WANG, J-J.; LIN, L.; LIU, J-Y.; SHENG, Z.. Reconfiguration of Distribution Network with Dispersed Generators Based on Improved Forward-Backward Sweep Method. Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2010 Asia-Pacific, mar 2010.
- [104] RUGTHAICHAROENCHEEP, N.; SIRISUMRANNUKUL, S. Feeder reconfiguration with dispatchable distributed generators in distribution system by tabu search. Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2009 Proceedings of the 44th International. set 2009.

- [105] RUGTHAICHAROENCHEEP, N.; SIRISUMRANNUKUL, S. Optimal feeder reconfiguration with distributed generators in distribution system by fuzzy multiobjective and Tabu search. International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN '09, abr 2009.
- [106] MONTICELLI, A. J. Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica. 1 ed. São Paulo: Edgard Blucher Ltda, 1983.
- [107] MUTALE, J.; STRBAC, G.; CURCIC, S.; JENKINS, N. Allocation of losses in distribution systems with embedded generation. Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-, v. 147, n. 1, p. 7-14, jan 2000.
- [108] GOMES, F. V. Reconfiguração de Sistemas de Distribuição Utilizando Técnicas de Otimização Contínua e Heurística para Minimização de Custos. Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, mar 2005.
- [109] OLIVEIRA, L. W. DE Reconfiguração e Alocação Ótima de Capacitores em Sistemas de Distribuição. Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, ago 2009.
- [110] COSTA, J. S. DE. Técnicas de Otimização Aplicadas a Sistemas Elétricos de Distribuição. Dissertação de Mestrado, PPEE/UFJF, Juiz de Fora, MG, Brasil, ago 2008.
- [111] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Nota técnica nº 0076/2008 SRD/ANEEL. Brasília, 2008. Disponível em: <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>. Acesso em: 25 de maio 2011.

# Apêndice-A

## Custo Incremental das Perdas – *Incremental Transmission Losses* (ITL)

### A.1 Introdução

Este Apêndice apresenta o cálculo do custo incremental das perdas, termo oriundo do inglês *Incremental Transmission Losses (ITL)*, utilizado no índice de sensibilidade ( $ID_{i,k}$ ) durante o processo iterativo do algoritmo heurístico de alocação de geração distribuída (AHGD) em sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE).

### A.2 Formulação Matemática

A determinação da variação das perdas de um SDEE, em relação à variação da potência ativa e da potência reativa, pode ser obtida a partir da solução do fluxo de potência convencional para este sistema. Esta variação pode ser formulada matematicamente como [109]:

$$\begin{bmatrix} ITL_p \\ ITL_q \end{bmatrix} = [J^T]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial \theta_i} \\ \frac{\partial L}{\partial V_i} \end{bmatrix} \quad (A.1)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial P_i} \\ \frac{\partial L}{\partial Q_i} \end{bmatrix} = [J^T]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \frac{\partial \theta_i}{\partial L} \\ \frac{\partial V_i}{\partial L} \end{bmatrix} \quad (A.2)$$

Sendo:

$$L = \sum_{ij=1}^{NC} g_{ij} \cdot (V_i^2 + V_j^2 - 2 \cdot V_i \cdot V_j \cdot \cos(\theta_i - \theta_j)) \quad (A.3)$$

Em que:

$ITL_p$  Representa o custo incremental das perdas em relação a potencia ativa injetada na barra  $i$ ;

$ITL_q$  Representa o custo incremental das perdas em relação a potencia reativa injetada na barra  $i$ ;

$\frac{\partial L}{\partial P_i}$  Representa a variação das perdas em relação a potencia ativa injetada na barra  $i$ ;

$\frac{\partial L}{\partial Q_i}$  Representa a variação das perdas em relação a potencia reativa injetada na barra  $i$ ;

$J^T$  Representa a transposta da matriz Jacobiana;

$\frac{\partial L}{\partial \theta_i}$  Representa a variação das perdas em relação ao módulo da tensão na barra  $i$ ;

$\frac{\partial L}{\partial V_i}$  Representa a variação das perdas em relação ao ângulo de tensão na barra  $i$ ;

$L$  Representa a perda total do sistema;

$NC$  Representa o número de circuitos da rede;

$g_{ij}$  Representa a condutância do circuito  $ij$ ;

$V_i, V_j$  Representam os módulos de tensão das barras  $i$  e  $j$ , respectivamente;

$\theta_i$  Representa os ângulos de tensão nas barras  $i$  e  $j$ , respectivamente.

Para o caso de vários níveis de carregamento, o sistema matricial (A.2) é expandido a fim de acomodar os patamares da curva de carga. Considera-se a título de ilustração e simplificação, três níveis de carga (leve, médio e pesado). Desta forma, o sistema matricial (A.2) é expandido da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial L_L}{\partial P_L} \\ \frac{\partial L_L}{\partial Q_L} \\ \frac{\partial P_M}{\partial L_M} \\ \frac{\partial P_M}{\partial Q_M} \\ \frac{\partial P_P}{\partial L_P} \\ \frac{\partial P_P}{\partial Q_P} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_L^T & & \\ & J_M^T & \\ & & J_P^T \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \frac{\partial L_L}{\partial \theta_L} \\ \frac{\partial V_L}{\partial L_M} \\ \frac{\partial \theta_M}{\partial L_M} \\ \frac{\partial V_M}{\partial L_P} \\ \frac{\partial \theta_P}{\partial L_P} \\ \frac{\partial V_P}{\partial Q_P} \end{bmatrix} \quad (A.4)$$

Em que os sub-índices  $L$ ,  $M$  e  $P$  representam os níveis de carga leve, médio e pesado, respectivamente. Esta formulação pode ser expandida para o caso do número de patamares de carga superior a três.

# Apêndice-B

## Sistemas Utilizados

### B.1 Introdução

Este apêndice apresenta os dados dos gerados distribuídos e linhas candidatas para os sistemas utilizados no caso tutorial e nos demais estudos de casos apresentados nesta dissertação.

### B.2 Sistema 16 barras

Os dados de barras e de linhas para o sistema IEEE 16 barras podem ser encontrados em [5]. Os dados dos geradores distribuídos e linhas candidatas são apresentados na Tabela B.1 e Tabela B.2, respectivamente. O fator de potência de todas as unidades distribuídas é de 0,92 indutivo.

Tabela B.1 – Sistema 16 barras: dados dos geradores distribuídos.

<b>Gerador Distribuído</b>	<b>Potência Ativa Gerada (MW)</b>
$DG_1$	1,5
$DG_2$	2,1
$DG_3$	1,1
$DG_4$	1,2

Tabela B.2 – Sistema 16 barras: dados das linhas candidatas.

<b>Linha Candidata</b>	<b>Unidade Distribuída</b>	<b>Comprimento (m)</b>	<b>Resistência (pu/m)</b>	<b>Reatância (pu/m)</b>
1	$DG_{1,4}$	110,00	0,0004	0,0004
2	$DG_{1,5}$	140,00	0,0004	0,0004
3	$DG_{1,14}$	130,00	0,0004	0,0004
4	$DG_{2,4}$	160,00	0,0004	0,0004
5	$DG_{2,5}$	180,00	0,0004	0,0004
6	$DG_{2,14}$	112,00	0,0004	0,0004
7	$DG_{3,7}$	70,00	0,0011	0,0011
8	$DG_{3,9}$	125,00	0,0011	0,0011
9	$DG_{3,10}$	150,00	0,0011	0,0011
10	$DG_{4,7}$	100,00	0,0011	0,0011
11	$DG_{4,9}$	190,00	0,0011	0,0011
12	$DG_{4,10}$	200,00	0,0011	0,0011

### B.3 Sistema 33 barras

Os dados de barras e de linhas para o sistema 33 barras podem ser encontrados em [18]. Os dados dos geradores distribuídos e linhas candidatas são apresentados na Tabela B.3 e Tabela B.4, respectivamente. O fator de potência de todas as unidades distribuídas é de 0,92 indutivo.

Tabela B.3 – Sistema 33 barras: dados dos geradores distribuídos.

<b>Gerador Distribuído</b>	<b>Potência Ativa Gerada (MW)</b>
$DG_1$	0,20
$DG_2$	0,15
$DG_3$	0,12
$DG_4$	0,10

Tabela B.4 – Sistema 33 barras: dados das linhas candidatas.

<b>Linha Candidata</b>	<b>Unidade Distribuída</b>	<b>Comprimento (m)</b>	<b>Resistência (pu/m)</b>	<b>Reatância (pu/m)</b>
1	$DG_{1,11}$	264,61	0,007463	0,005450
2	$DG_{1,12}$	171,31	0,007463	0,005450
3	$DG_{1,13}$	337,19	0,007463	0,005450
4	$DG_{2,11}$	331,05	0,012890	0,017270
5	$DG_{2,12}$	269,26	0,012890	0,017270
6	$DG_{2,13}$	235,19	0,012890	0,017270
7	$DG_{3,25}$	163,39	0,004095	0,004784
8	$DG_{3,26}$	155,05	0,004095	0,004784
9	$DG_{3,27}$	327,36	0,004095	0,004784
10	$DG_{4,25}$	292,10	0,007320	0,005740
11	$DG_{4,26}$	235,87	0,007320	0,005740
12	$DG_{4,27}$	189,41	0,007320	0,005740

## B.4 Sistema 94 barras

Os dados de barras e de linhas para o sistema de 94 barras podem ser encontrados em [46]. Os dados dos geradores distribuídos e linhas candidatas são apresentados na Tabela B.5 e Tabela B.6, respectivamente. O fator de potência de todas as unidades distribuídas é de 0,92 indutivo.

Tabela B.5 – Sistema 94 barras: dados dos geradores distribuídos.

<b>Gerador Distribuído</b>	<b>Potência Ativa Gerada (MW)</b>
$DG_1$	1,00
$DG_2$	1,70
$DG_3$	1,20
$DG_4$	1,50
$DG_5$	1,30
$DG_6$	1,40

<i>DG<sub>7</sub></i>	1,40
<i>DG<sub>8</sub></i>	1,70
<i>DG<sub>9</sub></i>	1,50
<i>DG<sub>10</sub></i>	1,20
<i>DG<sub>11</sub></i>	1,00
<i>DG<sub>12</sub></i>	1,30
<i>DG<sub>13</sub></i>	1,40
<i>DG<sub>14</sub></i>	1,70
<i>DG<sub>15</sub></i>	1,20
<i>DG<sub>16</sub></i>	1,00
<i>DG<sub>17</sub></i>	1,50
<i>DG<sub>18</sub></i>	1,30
<i>DG<sub>19</sub></i>	1,40
<i>DG<sub>20</sub></i>	1,30
<i>DG<sub>21</sub></i>	1,50
<i>DG<sub>22</sub></i>	1,20
<i>DG<sub>23</sub></i>	1,80
<i>DG<sub>24</sub></i>	1,00
<i>DG<sub>25</sub></i>	1,20
<i>DG<sub>26</sub></i>	1,60
<i>DG<sub>27</sub></i>	1,20
<i>DG<sub>28</sub></i>	1,60
<i>DG<sub>29</sub></i>	1,20
<i>DG<sub>30</sub></i>	1,40
<i>DG<sub>31</sub></i>	1,10
<i>DG<sub>32</sub></i>	1,50
<i>DG<sub>33</sub></i>	1,20
<i>DG<sub>34</sub></i>	1,30
<i>DG<sub>35</sub></i>	1,70
<i>DG<sub>36</sub></i>	1,80

Tabela B.6 – Sistema 94 barras: dados das linhas candidatas.

<b>Linha Candidata</b>	<b>Unidade Distribuída</b>	<b>Comprimento (m)</b>	<b>Resistência (pu/m)</b>	<b>Reatância (pu/m)</b>
1	<i>DG<sub>1,2</sub></i>	413,00	0,001310	0,002690
2	<i>DG<sub>1,3</sub></i>	534,00	0,001310	0,002690
3	<i>DG<sub>1,4</sub></i>	486,00	0,001310	0,002690
4	<i>DG<sub>1,5</sub></i>	370,00	0,001310	0,002690
5	<i>DG<sub>2,2</sub></i>	725,00	0,000393	0,000807
6	<i>DG<sub>2,3</sub></i>	781,00	0,000393	0,000807
7	<i>DG<sub>2,4</sub></i>	711,00	0,000393	0,000807
8	<i>DG<sub>2,5</sub></i>	666,00	0,000393	0,000807
9	<i>DG<sub>3,7</sub></i>	672,00	0,000786	0,001614
10	<i>DG<sub>3,8</sub></i>	826,00	0,000786	0,001614
11	<i>DG<sub>3,9</sub></i>	799,00	0,000786	0,001614
12	<i>DG<sub>3,10</sub></i>	598,00	0,000786	0,001614
13	<i>DG<sub>4,7</sub></i>	883,00	0,000567	0,001932
14	<i>DG<sub>4,8</sub></i>	819,00	0,000567	0,001932
15	<i>DG<sub>4,9</sub></i>	855,00	0,000567	0,001932
16	<i>DG<sub>4,10</sub></i>	801,00	0,000567	0,001932
17	<i>DG<sub>5,11</sub></i>	354,00	0,000405	0,001380
18	<i>DG<sub>5,12</sub></i>	294,00	0,000405	0,001380
19	<i>DG<sub>5,13</sub></i>	252,00	0,000405	0,001380
20	<i>DG<sub>5,14</sub></i>	368,00	0,000405	0,001380
21	<i>DG<sub>6,11</sub></i>	442,00	0,000524	0,001076
22	<i>DG<sub>6,12</sub></i>	547,00	0,000524	0,001076
23	<i>DG<sub>6,13</sub></i>	613,00	0,000524	0,001076
24	<i>DG<sub>6,14</sub></i>	507,00	0,000524	0,001076
25	<i>DG<sub>7,16</sub></i>	264,00	0,000524	0,001076
26	<i>DG<sub>7,17</sub></i>	341,00	0,000524	0,001076
27	<i>DG<sub>7,18</sub></i>	289,00	0,000524	0,001076
28	<i>DG<sub>7,19</sub></i>	277,00	0,000524	0,001076
29	<i>DG<sub>8,16</sub></i>	698,00	0,000393	0,000807
30	<i>DG<sub>8,17</sub></i>	749,00	0,000393	0,000807

31	<i>DG</i> <sub>8,18</sub>	799,00	0,000393	0,000807
32	<i>DG</i> <sub>8,19</sub>	772,00	0,000393	0,000807
33	<i>DG</i> <sub>9,21</sub>	597,00	0,000567	0,001932
34	<i>DG</i> <sub>9,22</sub>	668,00	0,000567	0,001932
35	<i>DG</i> <sub>9,23</sub>	644,00	0,000567	0,001932
36	<i>DG</i> <sub>9,24</sub>	506,00	0,000567	0,001932
37	<i>DG</i> <sub>10,21</sub>	594,00	0,000786	0,001614
38	<i>DG</i> <sub>10,22</sub>	604,00	0,000786	0,001614
39	<i>DG</i> <sub>10,23</sub>	684,00	0,000786	0,001614
40	<i>DG</i> <sub>10,24</sub>	489,00	0,000786	0,001614
41	<i>DG</i> <sub>11,26</sub>	508,00	0,001310	0,002690
42	<i>DG</i> <sub>11,27</sub>	527,00	0,001310	0,002690
43	<i>DG</i> <sub>11,28</sub>	433,00	0,001310	0,002690
44	<i>DG</i> <sub>11,29</sub>	552,00	0,001310	0,002690
45	<i>DG</i> <sub>12,26</sub>	557,00	0,000405	0,001380
46	<i>DG</i> <sub>12,27</sub>	730,00	0,000405	0,001380
47	<i>DG</i> <sub>12,28</sub>	723,00	0,000405	0,001380
48	<i>DG</i> <sub>12,29</sub>	629,00	0,000405	0,001380
49	<i>DG</i> <sub>13,33</sub>	682,00	0,000524	0,001076
50	<i>DG</i> <sub>13,34</sub>	708,00	0,000524	0,001076
51	<i>DG</i> <sub>13,35</sub>	611,00	0,000524	0,001076
52	<i>DG</i> <sub>13,36</sub>	642,00	0,000524	0,001076
53	<i>DG</i> <sub>14,33</sub>	996,00	0,000393	0,000807
54	<i>DG</i> <sub>14,34</sub>	782,00	0,000393	0,000807
55	<i>DG</i> <sub>14,35</sub>	818,00	0,000393	0,000807
56	<i>DG</i> <sub>14,36</sub>	775,00	0,000393	0,000807
57	<i>DG</i> <sub>15,38</sub>	233,00	0,000786	0,001614
58	<i>DG</i> <sub>15,39</sub>	288,00	0,000786	0,001614
59	<i>DG</i> <sub>15,40</sub>	441,00	0,000786	0,001614
60	<i>DG</i> <sub>15,41</sub>	352,00	0,000786	0,001614
61	<i>DG</i> <sub>16,38</sub>	298,00	0,001310	0,002690
62	<i>DG</i> <sub>16,39</sub>	393,00	0,001310	0,002690
63	<i>DG</i> <sub>16,40</sub>	329,00	0,001310	0,002690

64	<i>DG</i> <sub>16,41</sub>	382,00	0,001310	0,002690
65	<i>DG</i> <sub>17,43</sub>	263,00	0,000567	0,001932
66	<i>DG</i> <sub>17,44</sub>	357,00	0,000567	0,001932
67	<i>DG</i> <sub>17,45</sub>	354,00	0,000567	0,001932
68	<i>DG</i> <sub>17,46</sub>	201,00	0,000567	0,001932
69	<i>DG</i> <sub>18,43</sub>	299,00	0,000405	0,001380
70	<i>DG</i> <sub>18,44</sub>	397,00	0,000405	0,001380
71	<i>DG</i> <sub>18,45</sub>	350,00	0,000405	0,001380
72	<i>DG</i> <sub>18,46</sub>	395,00	0,000405	0,001380
73	<i>DG</i> <sub>19,47</sub>	347,00	0,000524	0,001076
74	<i>DG</i> <sub>19,48</sub>	362,00	0,000524	0,001076
75	<i>DG</i> <sub>19,49</sub>	314,00	0,000524	0,001076
76	<i>DG</i> <sub>19,50</sub>	338,00	0,000524	0,001076
77	<i>DG</i> <sub>20,47</sub>	506,00	0,000405	0,001380
78	<i>DG</i> <sub>20,48</sub>	681,00	0,000405	0,001380
79	<i>DG</i> <sub>20,49</sub>	641,00	0,000405	0,001380
80	<i>DG</i> <sub>20,50</sub>	531,00	0,000405	0,001380
81	<i>DG</i> <sub>21,52</sub>	662,00	0,000567	0,001932
82	<i>DG</i> <sub>21,53</sub>	648,00	0,000567	0,001932
83	<i>DG</i> <sub>21,54</sub>	675,00	0,000567	0,001932
84	<i>DG</i> <sub>21,55</sub>	692,00	0,000567	0,001932
85	<i>DG</i> <sub>22,52</sub>	632,00	0,000786	0,001614
86	<i>DG</i> <sub>22,53</sub>	608,00	0,000786	0,001614
87	<i>DG</i> <sub>22,54</sub>	735,00	0,000786	0,001614
88	<i>DG</i> <sub>22,55</sub>	706,00	0,000786	0,001614
89	<i>DG</i> <sub>23,56</sub>	790,00	0,002358	0,004842
90	<i>DG</i> <sub>23,57</sub>	742,00	0,002358	0,004842
91	<i>DG</i> <sub>23,58</sub>	871,00	0,002358	0,004842
92	<i>DG</i> <sub>23,59</sub>	725,00	0,002358	0,004842
93	<i>DG</i> <sub>24,56</sub>	481,00	0,001310	0,002690
94	<i>DG</i> <sub>24,57</sub>	405,00	0,001310	0,002690
95	<i>DG</i> <sub>24,58</sub>	367,00	0,001310	0,002690
96	<i>DG</i> <sub>24,59</sub>	413,00	0,001310	0,002690

97	<i>DG</i> <sub>25,61</sub>	778,00	0,000786	0,001614
98	<i>DG</i> <sub>25,62</sub>	728,00	0,000786	0,001614
99	<i>DG</i> <sub>25,63</sub>	687,00	0,000786	0,001614
100	<i>DG</i> <sub>25,64</sub>	785,00	0,000786	0,001614
101	<i>DG</i> <sub>26,61</sub>	506,00	0,000393	0,000807
102	<i>DG</i> <sub>26,62</sub>	450,00	0,000393	0,000807
103	<i>DG</i> <sub>26,63</sub>	467,00	0,000393	0,000807
104	<i>DG</i> <sub>26,64</sub>	492,00	0,000393	0,000807
105	<i>DG</i> <sub>27,65</sub>	454,00	0,000786	0,001614
106	<i>DG</i> <sub>27,66</sub>	511,00	0,000786	0,001614
107	<i>DG</i> <sub>27,67</sub>	423,00	0,000786	0,001614
108	<i>DG</i> <sub>27,68</sub>	532,00	0,000786	0,001614
109	<i>DG</i> <sub>28,65</sub>	732,00	0,000393	0,000807
110	<i>DG</i> <sub>28,66</sub>	700,00	0,000393	0,000807
111	<i>DG</i> <sub>28,67</sub>	788,00	0,000393	0,000807
112	<i>DG</i> <sub>28,68</sub>	712,00	0,000393	0,000807
113	<i>DG</i> <sub>29,69</sub>	739,00	0,002096	0,004304
114	<i>DG</i> <sub>29,70</sub>	709,00	0,002096	0,004304
115	<i>DG</i> <sub>29,71</sub>	776,00	0,002096	0,004304
116	<i>DG</i> <sub>29,72</sub>	732,00	0,002096	0,004304
117	<i>DG</i> <sub>30,69</sub>	855,00	0,000524	0,001076
118	<i>DG</i> <sub>30,70</sub>	811,00	0,000524	0,001076
119	<i>DG</i> <sub>30,71</sub>	888,00	0,000524	0,001076
120	<i>DG</i> <sub>30,72</sub>	824,00	0,000524	0,001076
121	<i>DG</i> <sub>31,73</sub>	500,00	0,002096	0,004304
122	<i>DG</i> <sub>31,74</sub>	545,00	0,002096	0,004304
123	<i>DG</i> <sub>31,75</sub>	576,00	0,002096	0,004304
124	<i>DG</i> <sub>31,76</sub>	529,00	0,002096	0,004304
125	<i>DG</i> <sub>32,73</sub>	558,00	0,000567	0,001932
126	<i>DG</i> <sub>32,74</sub>	629,00	0,000567	0,001932
127	<i>DG</i> <sub>32,75</sub>	660,00	0,000567	0,001932
128	<i>DG</i> <sub>32,76</sub>	571,00	0,000567	0,001932
129	<i>DG</i> <sub>33,77</sub>	897,00	0,000786	0,001614

130	<i>DG</i> <sub>33,78</sub>	888,00	0,000786	0,001614
131	<i>DG</i> <sub>33,79</sub>	844,00	0,000786	0,001614
132	<i>DG</i> <sub>33,80</sub>	901,00	0,000786	0,001614
133	<i>DG</i> <sub>34,77</sub>	494,00	0,000393	0,000807
134	<i>DG</i> <sub>34,78</sub>	504,00	0,000393	0,000807
135	<i>DG</i> <sub>34,79</sub>	584,00	0,000393	0,000807
136	<i>DG</i> <sub>34,80</sub>	589,00	0,000393	0,000807
137	<i>DG</i> <sub>35,81</sub>	408,00	0,000786	0,001614
138	<i>DG</i> <sub>35,82</sub>	547,00	0,000786	0,001614
139	<i>DG</i> <sub>35,83</sub>	453,00	0,000786	0,001614
140	<i>DG</i> <sub>35,42</sub>	452,00	0,000786	0,001614
141	<i>DG</i> <sub>36,81</sub>	665,00	0,002358	0,004842
142	<i>DG</i> <sub>36,82</sub>	750,00	0,002358	0,004842
143	<i>DG</i> <sub>36,83</sub>	623,00	0,002358	0,004842
144	<i>DG</i> <sub>36,42</sub>	680,00	0,002358	0,004842