

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE SISTEMAS

Redução de Perdas Técnicas através de Reconfigurações de Redes de Distribuição de Energia Elétrica sob Demandas Variáveis

Edilson Aparecido Bueno

Prof. Dr. Christiano Lyra Filho – Orientador
Prof. Dr. Celso Cavellucci – Co-orientador

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Julio César Stacchini de Souza
Prof. Dr. Nelson Kagan
Prof. Dr. André Luiz Morelato França
Prof. Dr. Anésio dos Santos Junior
Prof. Dr. Paulo Morelato França

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE -
UNICAMP

B862r Bueno, Edilson Aparecido
Redução de perdas técnicas através de reconfigurações de
redes de distribuição de energia elétrica sob demandas variáveis
/ Edilson Aparecido Bueno.--Campinas, SP: [s.n.], 2005.

Orientadores: Christiano Lyra Filho, Celso Cavellucci
Tese (Doutorado) - Universidade Estadual de Campinas,
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistemas de energia elétrica. 2. Energia elétrica -
Distribuição. 3. Otimização combinatória. 4. Heurística. I.
Lyra Filho, Christiano. II. Cavellucci, Celso. III. Universidade
Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de
Computação. IV. Título.

Titulo em Inglês: Technical loss reduction by reconfiguration of electric
distribution networks with variable demands

Palavras-chave em Inglês: Distribution system, Loss reduction, Technical losses,
Network reconfiguration, Variable demands, Power
system

Área de concentração: Automação

Titulação: Doutor em Engenharia Elétrica e Computação

Banca examinadora: Julio César Stacchini de Souza, Nelson Kagan, André Luis
Morelato França, Anésio dos Santos Junior e Paulo
Morelato França

Data da defesa: 18/03/2005

Resumo

Este trabalho apresenta uma nova visão para o problema de redução das perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica, através de reconfiguração de redes. A principal inovação consiste em abordar o problema com a consideração explícita das variações de demandas, mas impondo-se a restrição de que as configurações devem permanecer fixas ao longo do período de planejamento. Esta característica abre a perspectiva de que a metodologia venha a ser usada na operação diária dos sistemas de distribuição. No entanto, leva a um problema de otimização bem mais complexo do que o caracterizado pela visão tradicional. Formulações para demandas fixas e variáveis são desenvolvidas. Duas metodologias distintas para abordagem do novo problema são elaboradas. A primeira utiliza a metodologia denominada Busca Menor Energia, inspirada na técnica de Abertura Sequencial de Chaves. A segunda técnica, denominada Árvore de Aproximação, faz uso das idéias de árvore geradora de custo mínimo. Ambas são combinadas com uma busca local, denominada Troca de Ramos Generalizada, baseada na técnica de Troca de Ramos. Explora-se também uma extensão da metodologia Árvore de Aproximação caracterizada por associação com conceitos do método GRASP (*Greedy Randomized Adaptive Search Procedure*). Estudos de casos ilustram a aplicação das metodologias em redes de cidades brasileiras.

Abstract

This work presents a new point of view for the technical losses reduction problem in electric power distribution systems, through network reconfigurations. The main innovation is the explicit consideration of demand variations and the use of a fixed configuration during the planning period. This last characteristic makes the methodology able to be used in the daily operation of distribution systems. However, it leads to an optimization problem more complex than approaches without demand variations. Formulations for fixed and variable demands are created. Two distinct methodologies for the resolution of the new problem are elaborated. The first one uses the *Minimum Energy Losses* methodology, inspired by the “Sequential Switch Opening” technique. The last one, called *Approximation Tree*, is based on algorithms for the minimum spanning tree problem. Both of them are combined with a local search procedure, called *Branch Exchange by Energy*, based on the “Branch Exchange” technique. An extension of the Approximation Tree methodology is proposed by using concepts of the well-known GRASP method (*Greedy Randomized Adaptive Search Procedure*). Case Studies demonstrate the application of the methodologies in Brazilian cities’ networks.

Este trabalho teve o suporte financeiro do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq).

Dedicatória

À minha família.

*“Minha alma glorifica ao Senhor,
meu espírito exulta de alegria
em Deus, meu Salvador”*

Lucas 1, 46 – 47

Agradecimentos

Em primeiro lugar, agradeço a Deus pelo dom da vida e pela sua presença Real ao meu lado em todos os momentos, me dando o discernimento necessário nas horas certas.

Meu sincero obrigado ao Christiano, que foi muito mais que um orientador, foi um amigo. Seus conselhos e direcionamentos foram fundamentais para a conclusão deste trabalho. O convívio com ele é um aprendizado contínuo.

O Celso foi outra presença importante durante o desenvolvimento deste trabalho. Ao lado do Christiano, ele mostrou dedicação e, com sua experiência prática na área, colaborou para que as idéias ganhassem forma e os resultados fossem os esperados.

Minha gratidão à minha família, que é meu referencial e meu “porto seguro”. Sem o apoio, incentivo, compreensão e dedicação dos meus pais e da minha irmã, tenho consciência de que nada disso seria possível. Eles foram os grandes incentivadores na decisão de dar seqüência aos meus estudos.

A Sirlene, minha esposa, que mais uma vez me ajudou nas correções gramaticais e, mais importante que isso, esteve sempre ao meu lado, com compreensão, dedicação, carinho e muito amor. Desse amor foi gerado meu filho, Pedro, um presente de Deus que chegou dois meses antes da minha defesa.

As proveitosas discussões e bate-papos com os colegas de laboratório também ajudaram bastante. Deles participaram: Luiz, Marcelo, José, Vinícius, Leonardo, Eduardo, Aníbal, André, Paulo, Arce, Joana, Fran, Luciana, Josi e Gabriela. Juntos, convivemos num ambiente agradável e cheio de idéias. Esse agradecimento se estende aos responsáveis pelos computadores, rede e equipamentos do laboratório, sempre atentos e solícitos.

A todos do *DENSIS* e *COSE* pela amizade e companheirismo demonstrado, agradáveis cafés e ótimo ambiente de trabalho; aos amigos da Paróquia Santa Teresinha – Itaiçi, pela amizade e orações, e a todos que direta ou indiretamente participaram ou estiveram ao meu lado.

Índice

Apresentação	01
Capítulo 1 – Sistemas de Energia Elétrica	05
1.1 Introdução	06
1.2 Sistemas de Energia Elétrica	07
1.3 Sistema de Distribuição de Energia Elétrica	09
1.3.1 <i>Redes Primárias e Secundárias</i>	10
1.4 Reconfigurações de Redes de Distribuição	11
1.5 Perdas de Energia no Sistema de Distribuição	13
1.6 Problema de Redução de Perdas por Reconfigurações de Redes	13
1.7 Variações do Consumo no Tempo	15
1.8 Metodologias para Abordagem do Problema	17
1.8.1 <i>Metodologias para Demandas Fixas</i>	18
1.8.2 <i>Metodologias para Demandas Variáveis</i>	21
1.9 Discussões	24
Capítulo 2 – Caracterização do Problema	25
2.1 Introdução	26
2.2 Modelo	27
2.3 Cálculos dos Fluxos	29
2.4 Formulação para Demandas Fixas	30
2.4.1 <i>Simplificações do Problema</i>	31
2.4.2 <i>Formulação Matricial Simplificada para Demandas Fixas</i>	33
2.5 Formulações para Demandas Variáveis	35
2.5.1 <i>Variações Uniformes das Demandas</i>	35
2.5.2 <i>Variações não Uniformes das Demandas</i>	36

2.6	Exemplo Ilustrativo	38
2.6.1	<i>Estudo 1</i>	39
2.6.2	<i>Estudo 2</i>	42
2.7	Comentários sobre os Próximos Capítulos	45
Capítulo 3 – Busca Menor Energia		47
3.1	Introdução	48
3.2	Abertura Seqüencial de Chaves	49
3.3	Busca em Espaço de Estados por <i>Hill - Climbing</i>	49
3.4	Busca Menor Energia	51
3.5	Exemplo de Funcionamento da Busca Menor Energia	53
3.6	Comentários	57
Capítulo 4 – Troca de Ramos Generalizada		59
4.1	Introdução	60
4.2	Troca de Ramos	61
4.3	Indicador para Troca de Ramos em Energia	63
4.4	Algoritmo de Troca de Ramos Generalizada	69
4.5	Comentários	69
Capítulo 5 – Árvore de Aproximação		71
5.1	Introdução	72
5.2	Árvore Geradora do Custo Mínimo	73
5.3	Árvore de Aproximação	74
5.4	Exemplo de Funcionamento da Árvore de Aproximação	75
5.5	GRASP para Redução de Perdas	78
5.5.1	<i>GRASP</i>	79
5.5.2	<i>Algoritmo GRASP para Redução de Perdas</i>	81
5.6	Exemplo de Funcionamento do GRASP para Redução de Perdas	82
5.7	Discussões	86

Capítulo 6 – Estudos de Casos	87
6.1 Introdução	88
6.2 Estudo de Casos I	89
6.3 Características das Redes de Grande Porte	92
6.4 Características das Curvas de Cargas	93
6.5 Estudo de Casos II – BME + TRG	97
6.6 Estudo de Casos III – AAp + TRG	99
6.7 Comparativos entre BME + TRG e AAp + TRG	100
6.8 Estudo de Casos IV – GRASP	101
6.9 Comparativos Finais	104
6.10 Discussões	105
Capítulo 7 – Conclusões	107
Apêndice A – Equações dos Fluxos de Potências	111
Apêndice B – Cálculo dos Fluxos Ótimos	119
Apêndice C – Redes dos Estudos de Casos	125
Referências Bibliográficas	129
Publicações Vinculadas ao Trabalho	137

Lista de Figuras

1.1: O sistema de energia elétrica	7
1.2: Esquema de uma usina hidroelétrica	8
1.3: Sistemas de distribuição de energia elétrica	10
1.4: Possibilidades de reconfigurações da rede primária	12
1.5: Curva de carga característica	16
1.6: Participação das principais classes de cargas no consumo do País no ano de 2003	16
1.7: Exemplo de um perfil de carga	17
2.1: Rede de distribuição primária de energia elétrica	27
2.2: Representação de uma rede de distribuição em grafo	28
2.3: Alimentador de uma rede de distribuição de energia elétrica	29
2.4: Ramificações dos alimentadores das redes de distribuição	30
2.5: Diagrama fasorial das potências	32
2.6: Curva de carga com variações uniformes das demandas	36
2.7: Rede de distribuição	39
2.8: Estrutura das matrizes A e C	39
2.9: Perfis de demandas adotados no Estudo 1	39
2.10: Configurações ótimas	40
2.11: Variações de energia: reconfigurações x configurações fixas	41
2.12: Perfis de demandas adotados no Estudo 2	43
2.13: Configurações ótimas para dois perfis	43
2.14: Configuração alternativa	44
3.1: Árvore de busca em espaço de estados	50
3.2: Rede de distribuição fictícia	53
3.3: Patamares de demandas utilizadas	53
3.4: Configuração radial de operação obtida pela BME	57

4.1: Rede radial para obtenção das potências, com alimentador sem ramificações	62
4.2: Troca de Ramos entre b e m	63
4.3: Período de planejamento seccionado em cinco intervalos	63
4.4: Circunferência de perdas nulas	68
5.1: Rede de distribuição fictícia	75
5.2: Patamares de demandas utilizadas	76
5.3: Rede radial obtida pela AAp	78
5.4: Rede de distribuição fictícia	82
5.5: Patamares de demandas utilizadas	82
5.6: Rede radial obtida pela fase de construção GRASP	85
5.7: Rede radial obtida pelo algoritmo GRASP para redução de perdas	86
6.1: Rede de Baran e Wu (1989)	89
6.2: Probabilidades para atribuição das curvas de cargas em cada nó	94
6.3: Curva de carga residencial típica	94
6.4: Curva de carga comercial típica	95
6.5: Curva de carga industrial típica	96
6.6: Curva de carga industrial para um determinado nó da rede	96
6.7: Comparativos entre as três metodologias desenvolvidas para o problema P_{dvcf}	104
A1: Resistência e reatância indutiva de um ramo da carga em um alimentador	112
A2: Circuito elétrico que representa os ramos e carga de um alimentador	113
C1: Topologia da Rede (i) – com 423 nós e 435 arcos	126
C2: Topologia da Rede (ii) – com 646 nós e 655 arcos	126
C3: Topologia da Rede (iii) – com 1528 nós e 1558 arcos	127
C4: Topologia da Rede (iv) – com 2274 nós e 2316 arcos	127
C5: Topologia da Rede (v) – com 6558 nós e 6826 arcos	128

Lista de Tabelas

1.1: Níveis de tensão e extensões das linhas de transmissão no Brasil	8
2.1: Valor das demandas em cada consumidor para os três perfis de carga	40
2.2: Valor das perdas, em potência e energia, para as três configurações	41
2.3: Valor das perdas, em potência e energia, para as duas configurações	44
2.4: Valor das perdas, em potência e energia, para a configuração alternativa	44
3.1: Valor das demandas em cada consumidor para os três perfis de carga	53
3.2: Fluxos ótimos calculados para a rede com todas as chaves fechadas	54
3.3: Fluxos ótimos calculados com o arco 11 aberto, para todos os perfis	55
3.4: Fluxos ótimos calculados com o arco 11 e 9 abertos	56
3.5: Fluxos ótimos calculados para a rede radial	56
5.1: Valor das demandas em cada consumidor para os três perfis de carga	76
5.2: Fluxos ótimos calculados com todas as chaves da rede fechadas para cada perfil	77
5.3: Arcos ordenados em ordem decrescente de energia	77
5.4: Valor das demandas em cada consumidor para os três perfis de carga	83
5.5: Fluxos ótimos calculados com todas as chaves da rede fechadas para cada perfil	83
5.6: Arcos ordenados em ordem decrescente de energia e lista RLC	84
5.7: Atualização da lista RCL (<i>Passo 5</i> do algoritmo GRASP)	84
5.8: Atualizações da lista RCL	85
6.1: Perdas nas configurações <i>inicial</i> e obtida pelas BME + TRG e AAp + TRG	90
6.2: Perdas nas configurações BME + TRG, AAp + TRG, baixa e alta	91
6.3: Perdas nas configurações <i>inicial</i> e obtida pela BME + TRG e AAp + TRG	91
6.4: Principais características das redes de grande porte	92
6.5: Chaves presentes em cada uma das redes	93
6.6: Carregamento e perdas nas configurações iniciais das redes	93

6.7: Reduções de perdas obtidas com utilização das metodologias BME + TRG	97
6.8: Chaves abertas nas configurações inicial e final	98
6.9: Reduções de perdas obtidas com utilização das metodologias AAP + TRG	99
6.10: Chaves abertas nas configurações inicial e final	100
6.11: Reduções das perdas da rede (ii) com a metodologia GRASP	102
6.12: Reduções das perdas obtidas com a metodologia GRASP	103

Apresentação

As perdas de energia elétrica em redes de distribuição contribuem para aumentar o custo operacional do sistema, exigindo a antecipação de investimentos com objetivo de manter a qualidade do serviço. Elas são inerentes ao sistema de distribuição, porém, utilizando metodologias adequadas existe a possibilidade de planejar ações eficazes para reduzi-las.

Como resultado direto da redução das perdas tem-se o aumento da energia disponível. Indiretamente, tem-se também o melhor condicionamento das tensões ao longo dos circuitos de distribuição, obtendo-se a diminuição do custo operacional da rede. As condições de operação também são melhoradas – redes com valores baixos de perdas tendem a suportar melhor as possíveis falhas do sistema.

Reduções das perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica podem ser obtidas por meio de três linhas de atuação: substituição das linhas e equipamentos, modificações na carga e reconfigurações das redes. O objetivo deste trabalho é o desenvolvimento de metodologias para redução de perdas através de reconfigurações de redes na tentativa de se encontrar uma configuração de operação com perdas reduzidas.

Sabendo-se que no Brasil as perdas na distribuição da energia elétrica chegam a atingir níveis da ordem de 8%; inovações em processos de engenharia de baixo custo que levem a reduções dessas perdas podem aumentar a disponibilidade da energia no País. Para se ter uma referência quantitativa, uma redução de dois pontos percentuais nas perdas de energia na distribuição, através de inovações em procedimentos de reconfiguração e disseminação dessas idéias, não é um objetivo muito difícil de ser alcançado. Essa iniciativa seria capaz de liberar uma quantidade de energia equivalente a uma usina hidrelétrica de 1.500 MW.

Este trabalho apresenta uma nova visão para o problema de redução das perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica, através de reconfiguração de redes. A principal inovação consiste em abordar o problema com a consideração explícita das variações de demandas, mas impondo-se a restrição de que as configurações devem permanecer fixas ao longo do período de planejamento. Esta característica abre a perspectiva de que a metodologia venha a ser usada na operação diária dos sistemas de distribuição. No entanto, leva a um problema de otimização bem mais complexo do que o caracterizado pela visão tradicional.

Formulações matemáticas para o problema são desenvolvidas, considerando-se graus de liberdade distintos em relação à operação da rede. As formulações matemáticas são

simplificadas para realçar as características mais importantes do problema, usando-se tais formulações, são desenvolvidos estudos de casos didáticos com objetivos de ilustrar a diversidade de aspectos do tema abordado.

Duas metodologias distintas para abordagem do novo problema são elaboradas. A primeira é a metodologia denominada Busca Menor Energia, inspirada na técnica de Abertura Sequencial de Chaves. A segunda técnica, denominada Árvore de Aproximação, faz uso das idéias de árvore geradora de custo mínimo. Ambas são combinadas com uma busca local, denominada Troca de Ramos Generalizada, baseada na técnica de Troca de Ramos. Explora-se também uma extensão da metodologia de Árvore de Aproximação caracterizada por associação a conceitos do método GRASP (*Greedy Randomized Adaptive Search Procedure*).

A tese está dividida em sete capítulos. O Capítulo 1 (**Sistemas de Energia Elétrica**) descreve um sistema de energia elétrica típico, dando ênfase ao sistema de distribuição, onde acontece grande parte das perdas de energia elétrica. Discute também as principais abordagens para reduções de perdas através de reconfigurações.

O Capítulo 2 (**Caracterização do Problema**) apresenta a representação por grafos para sistemas de distribuição de energia elétrica. Apresenta também a nova formulação para o problema de minimização das perdas de energia elétrica, onde as variações das demandas são consideradas explicitamente, mas sob a restrição de operação com configuração fixa no período de estudo.

O Capítulo 3 (**Busca Menor Energia**) apresenta a técnica denominada Busca Menor Energia, que aborda o novo problema de reduções de perdas por reconfigurações de redes de distribuição de energia elétrica, considerando-se as variações das demandas e impondo-se a restrição de configuração fixa ao longo do período de planejamento.

O Capítulo 4 (**Troca de Ramos Generalizada**) apresenta uma generalização do método Troca de Ramos para abordar o novo problema, com demandas variáveis e configuração fixa. Esta generalização é aplicada como uma busca local para refinamento de outras abordagens desenvolvidas no trabalho.

O Capítulo 5 (**Árvore de Aproximação**) apresenta o método denominado Árvore de Aproximação e sua extensão, com conceitos do método *Greedy Randomized Adaptive Search Procedure* (GRASP).

O Capítulo 6 (**Estudos de Casos**) apresenta testes e resultados obtidos com a aplicação das metodologias a redes de distribuição, incluindo estudos com redes reais de cidades brasileiras.

O Capítulo 7 (**Conclusões**) apresenta comentários finais, conclusões e sugere desdobramentos para futuros trabalhos.

O Apêndice A (**Equações dos Fluxos de Potências**) discute as equações para o cálculo dos fluxos de potências em redes de distribuição.

O Apêndice B (**Cálculo dos Fluxos Ótimos**) apresenta o método do gradiente reduzido para fluxos em redes.

O Apêndice C (**Redes dos Estudos de Casos**) ilustra a topologia das redes de cidades brasileiras utilizadas nos estudos de casos.

Capítulo 1

SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Objetivos

- Introduzir os sistemas de energia elétrica.
- Apresentar os sistemas de distribuição e suas características.
- Apresentar o problema de reduções de perdas por reconfigurações de redes.
- Discutir as principais abordagens para o problema.

Sumário

- 1.1 Introdução
- 1.2 Sistemas de Energia Elétrica
- 1.3 Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
 - 1.3.1 *Redes Primárias e Secundárias*
- 1.4 Reconfigurações de Redes Primárias de Distribuição
- 1.5 Perdas de Energia nos Sistemas de Distribuição
- 1.6 Problema de Reduções de Perdas por Reconfigurações de Redes
- 1.7 Variações das Cargas no Tempo
- 1.8 Metodologias para Abordagem do Problema
 - 1.8.1 *Metodologias para Demandas Fixas*
 - 1.8.2 *Metodologias para Demandas Variáveis*
- 1.9 Discussões

1.1 Introdução

A eletricidade é um tipo de energia largamente utilizada. No Brasil, estima-se que o uso de energia elétrica ultrapasse 40% do consumo total de energia. Porém, não se utiliza a energia elétrica de forma direta; são utilizadas outras formas de energia (sonora, luminosa, calorífica, por exemplo) que são convertidas a partir da energia elétrica. Talvez, o grande uso de energia elétrica dá-se em razão do controle e conversão relativamente fáceis e eficientes. Outros aspectos, como o fato da energia elétrica não ser poluente no momento da transformação em outras formas de energia também contribuem para a sua utilização em larga escala.

A energia elétrica não é armazenável. Portanto, as ligações entre os pontos de conversões de energia (geração) e os pontos de consumos precisam ser realizadas em tempo real e com eficiência. Esse conjunto, que envolve desde a conversão de outras fontes de energia em energia elétrica até seu consumo final, é denominado sistema de energia elétrica (ou sistema de potência).

Este capítulo apresenta o sistema de energia elétrica e contextualiza nele o sistema de distribuição. Apresenta-se com maiores detalhes as características do sistema de distribuição necessárias ao equacionamento do problema de reduções de perdas técnicas por reconfigurações de redes de energia elétrica.

1.2 Sistemas de Energia Elétrica

Em 1882, entra em funcionamento a primeira central elétrica em *Pearl Street* - Nova Iorque (Monticelli e Garcia, 1999). Essa década marca o início dos sistemas de energia elétrica, também conhecidos como sistemas de potência. O primeiro sistema, operando com corrente contínua, alimentava uma rede de iluminação pública com 400 lâmpadas de 83 Watts cada, dentro de uma área com 1,5 km de raio.

Aos poucos, os sistemas em corrente contínua foram dando lugar aos de corrente alternada, permitindo, pela facilidade das mudanças nos níveis de tensão, dividir conceitualmente o sistema de energia elétrica em três subsistemas: geração, transmissão e distribuição. A Fig. 1.1 ilustra um sistema de potência e seus subsistemas.

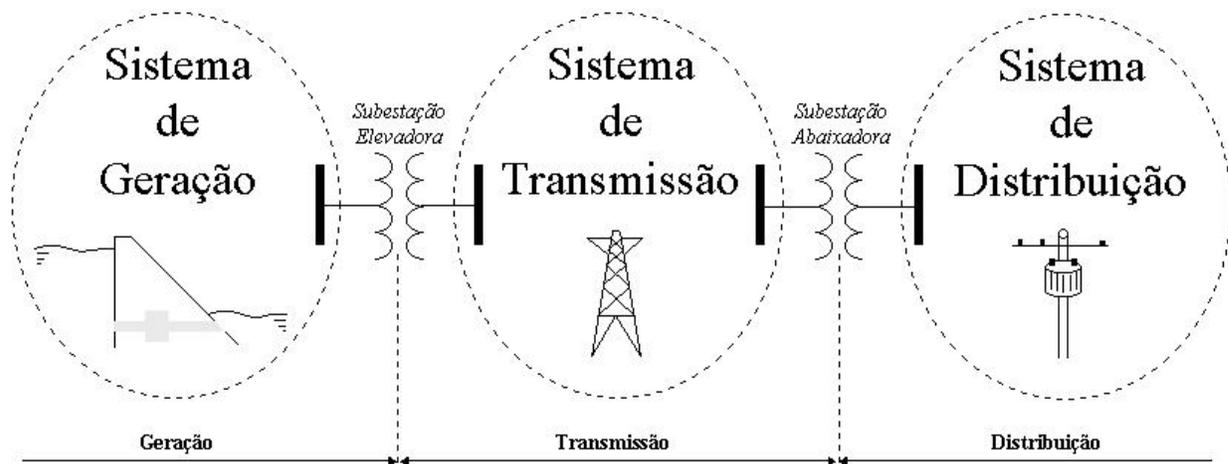


Figura 1.1: O sistema de energia elétrica.

O sistema de geração de energia elétrica é a parte do sistema de potência que tem o objetivo de converter uma fonte primária de energia em eletricidade. Por exemplo, pode ser a conversão de energia potencial gravitacional em energia elétrica, em uma usina hidroelétrica.

A geração de energia elétrica em uma usina hidroelétrica faz uso da energia potencial das águas armazenadas nas represas para convertê-las em energia cinética nas turbinas e, em seguida, em energia elétrica nos geradores da usina, conforme ilustra a Fig. 1.2.

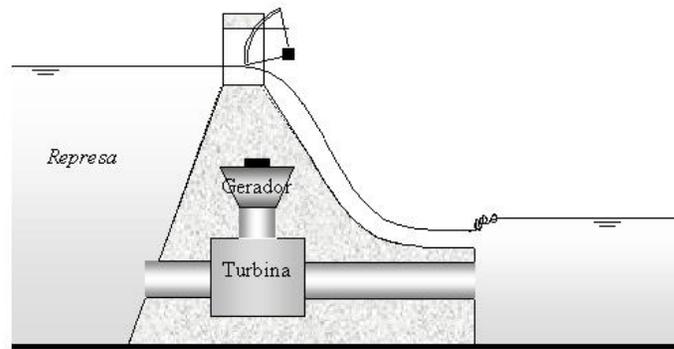


Figura 1.2: Esquema de uma usina hidroelétrica (Cicogna e Soares, 2003).

A capacidade total de geração do sistema elétrico brasileiro é de 90.744 MW, sendo cerca de 93% proveniente de usinas hidroelétricas. Os 7% restantes provêm de usinas termoeletricas, termoneucleares, centrais geradoras eólicas e outras (Cicogna e Soares, 2003). A localização das usinas hidroelétricas, geralmente, é distante dos principais centros de consumo, requisitando um complexo sistema de transmissão que tenha a capacidade de transportar a energia gerada.

Para reduzir perdas e viabilizar o transporte de grandes quantidades de energia, ao deixar as centrais geradoras (sistema de geração), a energia passa por subestações elevadoras e tem seus valores de tensões aumentados, dando início ao sistema de transmissão. Considerando-se níveis de tensões acima de 230 kV, a rede de transmissão brasileira é formada por mais de 72.000 Km de linhas de transmissão, como mostra a Tabela 1.1 (ONS, 2004).

Tabela 1.1: Níveis de tensão e extensões das linhas de transmissão no Brasil.

Linhas de Transmissão	
Tensão (kV)	Extensão (Km)
230	33.290,0
345	9.021,0
440	6.667,5
500	19.525,2
600 CC	1.612,0
750	2.683,0
<i>Total</i>	72.798,7

Por questões de segurança e necessidade das aplicações, ao chegar aos centros consumidores, a energia tem seus valores de tensões reduzidos nos transformadores das subestações, denominadas subestações abaixadoras. A partir desses pontos, normalmente têm início os sistemas de distribuição, detalhados na próxima seção.

1.3 Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

O sistema de distribuição é, como o próprio nome sugere, a parte do sistema de energia elétrica destinada a distribuição de energia aos pontos de consumo. Esses sistemas, têm início nos transformadores das subestações abaixadoras onde terminam as linhas de transmissão, ou nas redes de sub-transmissão (com níveis de tensão de 138, 88, 69 e 34,5 kV). O sistema brasileiro de distribuição de energia elétrica é atendido por 64 concessionárias de energia, que abastecem mais de 51 milhões de unidades consumidoras (Abradee, 2004).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é o órgão regulador do sistema, que define os padrões de qualidade para o fornecimento da energia elétrica. A qualidade da energia fornecida aos consumidores não depende apenas das concessionárias, mas também dos equipamentos elétricos (cargas) utilizados nas unidades consumidoras - alguns equipamentos eletro-eletrônicos podem causar distúrbios na rede e afetar outros consumidores.

A definição de indicadores (índice de qualidade de energia bem definidos), padrões (limites fixados para os indicadores), protocolos de medição, metodologias de cálculo (associados aos equipamentos de medição) e procedimentos que visam melhorar a qualidade da energia elétrica são fundamentais para a avaliação do desempenho da rede e a atribuição de responsabilidades. Alguns índices de qualidade adotados atualmente são as interrupções de fornecimento (DEC e FEC), as tensões de fornecimento, as flutuações de tensão (“*flicker*”) e as distorções harmônicas (Aneel, 2004).

É desejável que a energia elétrica seja fornecida ao menor custo possível e com baixo impacto ambiental. Com o objetivo de atingir os índices de qualidade estabelecidos, as concessionárias têm aumentado os investimentos na automação dos sistemas de distribuição, o que traz mais possibilidades para se alterar o estado de operação da rede.

1.3.1 Redes Primárias e Secundárias

Um sistema de distribuição é usualmente dividido em rede primária e secundária. A Fig. 1.3 representa esquematicamente um sistema de distribuição, com destaque para as redes primárias e secundárias.

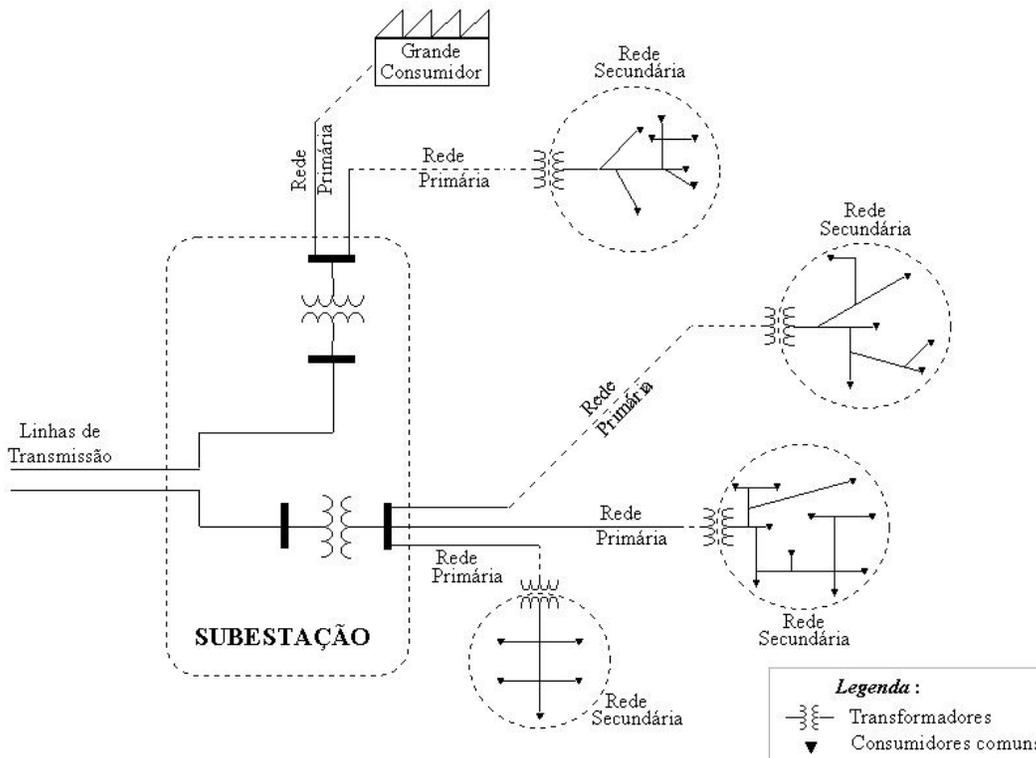


Figura 1.3: Sistemas de distribuição de energia elétrica.

Redes primárias são formadas por todos os equipamentos compreendidos entre os transformadores das subestações abaixadoras até o primário dos transformadores de distribuição, nos postes das ruas – podem também existir alguns consumidores ligados diretamente a rede primária, recebendo energia em níveis de tensões denominados primários, (usualmente 13,8 ou 11,9 kV).

A rede primária é composta de alimentadores e equipamentos com diversas finalidades no sistema. Os alimentadores são os condutores de energia (cabos ou linhas) que partem dos transformadores das subestações abaixadoras e alimentam diretamente, ou por intermédio de seus ramais, os transformadores de distribuição e alguns consumidores. Os equipamentos podem ser de manobra, proteção, correção e transformação, dependendo de suas ações nas redes.

Os equipamentos de seccionamento e proteção permitem manobras nas redes para transferências de cargas, abertura e fechamento de circuitos (gerenciamento da rede); têm também a finalidade de proteger a rede e seus componentes. Disjuntores, chaves-fusíveis, chaves a óleo, chaves facas, religadores e pára-raios são exemplos de equipamentos de manobra e proteção. Os equipamentos de proteção devem atuar em coordenação, de forma que, quando houver um defeito, o equipamento mais próximo seja o primeiro a atuar.

A finalidade dos equipamentos de correção é corrigir grandezas que estão com níveis inadequados. Pode-se citar nessa categoria de equipamentos os reguladores de tensão, que têm a incumbência de manter as tensões nas cargas dentro dos padrões fixados, e os bancos de capacitores, usados para corrigir valores do fator de potência. Quando adequadamente utilizados, os bancos de capacitores trazem outros benefícios correlatos, como redução de perdas de energia, aumento das capacidades dos sistemas e correção de perfis de tensão (González, 2003).

Os transformadores de distribuição têm a finalidade de abaixar a tensão para os níveis usuais dos consumidores comuns (no Brasil, geralmente 220 ou 127 V). Como ilustra a Fig. 1.4, as redes secundárias envolvem os secundários dos transformadores de distribuição e, a partir desses pontos, linhas e equipamentos até atingir os consumidores.

1.4 Reconfigurações de Redes Primárias de Distribuição

A operação usual de um sistema de distribuição de energia elétrica é da forma radial, ou seja, existe um único caminho energizado entre uma subestação e cada um dos consumidores – conseqüentemente, não existem ciclos, anéis, energizados na rede. A configuração radial do sistema de distribuição visa reduzir custos com linhas e equipamentos, para proteção e coordenação da operação da rede.

Embora a rede tenha uma estrutura de operação radial (sem ciclos), os alimentadores, são conectados a seus vizinhos através de chaves de manobras, normalmente abertas. A Fig. 1.4 apresenta parte de uma rede primária contendo chaves de interligação (ou manobra) que permitem reconfigurações. Essas chaves permitem o gerenciamento das redes com o objetivo de isolar falhas, religar áreas isoladas em decorrência de defeitos, melhorar níveis de tensões e reduzir perdas (por reconfigurações).

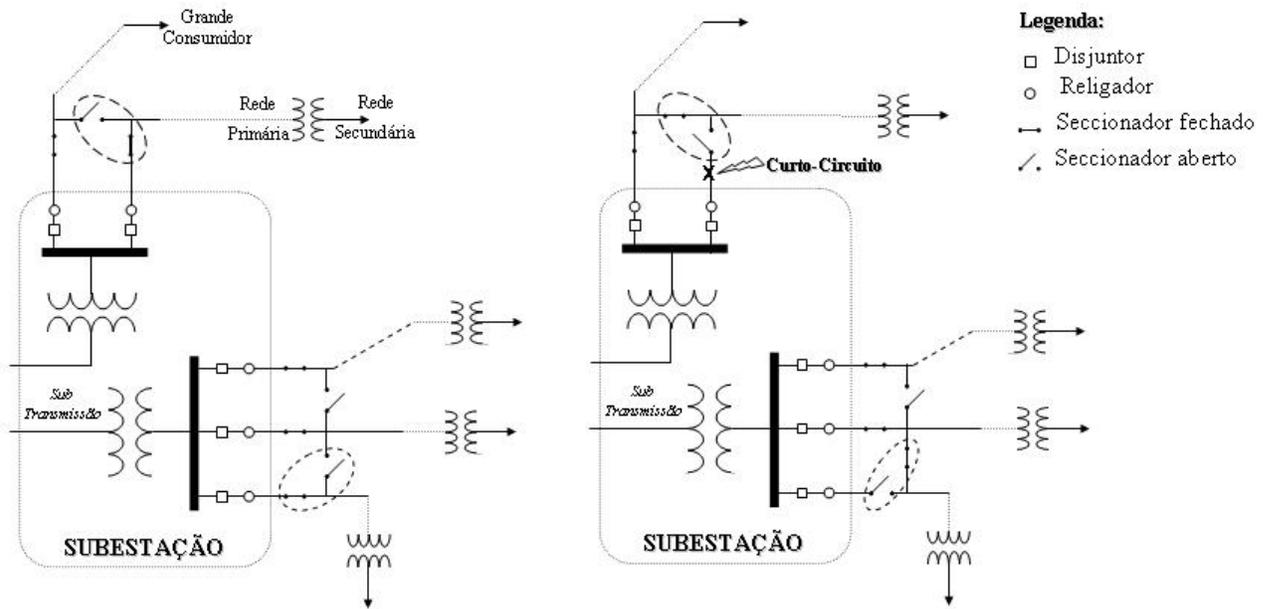


Figura 1.4: Possibilidades de reconfigurações da rede primária.

As reconfigurações de redes de sistemas de distribuição podem ser realizadas de duas maneiras: por ação remota (em sistemas automatizados) ou por ação local, pelas equipes de manutenção. Perdas são reduzidas por reconfigurações quando o estado das chaves da rede de distribuição primária é alterado, encontrando-se um novo estado com menores valores de perdas.

Todas as chaves manobráveis em uma rede de distribuição, automáticas ou manuais, podem ser consideradas variáveis de decisão do problema de redução de perdas por reconfigurações. Pode-se mostrar, que o número de configurações possíveis em uma rede de distribuição está associado ao número de combinações de estados das chaves, fator que cresce exponencialmente com o número de chaves existentes na rede.

Portanto, o problema de reduções de perdas por reconfigurações em redes reais de grandes dimensões pode ser caracterizado como um problema de otimização combinatória de solução difícil. Nesses casos, vale destacar que a enumeração completa de todas as configurações possíveis é impraticável, mesmo considerando-se a perspectiva de avanços significativos na capacidade de processamento dos computadores.

1.5 Perdas de Energia nos Sistemas de Distribuição

Perdas técnicas são parcelas de energia dissipada no processo de distribuição de energia elétrica. Geralmente, as principais fontes de perdas são transformação em energia calorífica, (fenômeno conhecido por efeito Joule), perdas no núcleo por Histerese e Foucault e fuga nos isoladores. A maior parte dessas perdas é por efeito Joule, decorrente das resistências elétricas nas linhas e equipamentos; por isso, são normalmente denominadas perdas resistivas.

Um número de referência na literatura internacional para as perdas técnicas na distribuição é 5% de toda a energia gerada (Buch *et al.*, 1982). No Brasil, as perdas são estimadas em 15 % da energia elétrica total produzida, chegando a atingir níveis acima de 8 % no sistema de distribuição (Cavellucci, 1998). Méffe (2001) estima que uma redução de 10% nas perdas técnicas representaria em uma economia de mais de R\$ 1 bilhão por ano.

Reduções de perdas técnicas podem ser alcançadas por três estratégias distintas: substituição de linhas e equipamentos (por exemplo, usando-se materiais de menores resistências, transformadores mais eficientes ou modificando-se níveis de tensão), modificações na carga (através de iniciativas de atuação nas demanda, instalação de capacitores ou procurando-se alcançar maior equilíbrio na distribuição das cargas pelas fases) e reconfiguração das redes.

Vale lembrar que, além das perdas técnicas, existem as perdas comerciais, que correspondem à energia consumida mas não registradas no faturamento das concessionárias – “gatos” (roubo de energia) são perdas comerciais. As ações para redução das perdas comerciais envolvem planos de ações sociais e conscientização da população (Almeida *et al.*, 2002 e Brito, 2002).

1.6 Problema de Reduções de Perdas por Reconfigurações de Redes

O uso de procedimentos de reconfigurações de redes para encontrar configurações de operação com perdas reduzidas, em sistemas de distribuição de energia elétrica, foi visualizado inicialmente pelos engenheiros franceses Merlin e Back, em 1975.

Esses autores apresentaram duas alternativas para abordagem do problema. A primeira, aproximada e mais eficiente do ponto de vista computacional, usa a distribuição ótima dos fluxos de potência em redes com ciclos para construir progressivamente uma solução radial da

rede; a segunda, aplicável apenas em redes de pequeno porte, encontra uma configuração de mínimas perdas através do método *branch-and-bound* (Winston, 1994), para solução de problemas de otimização com variáveis inteiras.

Merlin e Back (1975) mostraram que a solução que minimiza as perdas para redes com ciclos, quando as impedâncias podem ser adequadamente aproximadas pelas resistências, corresponde à aplicação das duas leis de Kirchhoff.

Na análise dos resultados obtidos pela reconfiguração das redes para redução de perdas, Merlin e Back (1975) observaram outros aspectos positivos:

- obtenção de uma boa distribuição de cargas entre os alimentadores;
- aumento do período em que as redes atendem os limites de fluxos de potência, por consequência, adiamento da necessidade de investimento em expansão;
- maior robustez em relação a falhas – diante de emergências, a restauração do suprimento de energia a áreas escuras pode ser realizada com um número pequeno de chaveamentos.

Os resultados promissores obtidos por esses autores motivaram diversos outros pesquisadores a estudar o problema de redução de perdas por reconfigurações de redes de distribuição de energia elétrica. O item 1.8 apresenta uma visão geral dessas abordagens.

A grande maioria dos trabalhos sobre o problema de redução de perdas no sistema de distribuição de energia elétrica faz abordagens para demandas fixas. Geralmente, adota-se o pico da curva de carga como o valor de referência e resolve-se o problema para esse valor. Ou seja, encontra-se uma configuração de operação para a rede de distribuição de energia elétrica considerando-se que o sistema irá operar com o valor adotado de forma constante.

Alguns trabalhos já visualizaram benefícios em abordar o problema levando em consideração as variações das demandas ao longo de determinado período de tempo (Lee *and* Brooks, 1988; Broadwater *et al.*, 1993; Chen *and* Cho, 1993; Zhou *et al.*, 1997; Taleski *and* Rajičić, 1997; Huang *and* Ching, 2002, Vargas *et al.*, 2002 e López *et al.*, 2004).

Quando se consideram as variações das cargas, a proposta usual tem sido encontrar uma configuração com perdas reduzidas para cada perfil de demanda. Entretanto, chaveamentos podem ser considerados operações de riscos devido a perturbações transitórias na rede. Por isso, devem ser realizados com prudência.

Este trabalho restringe o número de chaveamentos impondo que a rede deve operar com configuração fixa ao longo de todo o período de planejamento. Procura-se encontrar uma boa configuração de operação observando as curvas de carga em todos os pontos de carga, ao longo do período de estudo.

Ao se estabelecer uma rede operando com configuração de poucas perdas, outros benefícios indiretos são atingidos. A rede de distribuição terá uma melhor distribuição dos fluxos de potência nos alimentadores, o que aumenta a vida útil dos equipamentos e melhora o perfil de tensão na rede. Desta forma, a redução de perdas tem também impacto positivo na melhora de qualidade da energia fornecida.

Este trabalho concentra-se na investigação de reduções de perdas resistivas técnicas por reconfigurações de redes, especificamente utiliza as variações dos consumos em cada bloco de carga, ou seja, a curva de carga é considerada de forma explícita.

1.7 Variações das Cargas no Tempo

As demandas de energia em cada ponto de carga sofrem variações de intensidade e característica ao longo de um período. Essas variações dependem das “classes” das cargas. Basicamente, as cargas podem ser divididas em três classes: comerciais, residenciais e industriais. No entanto, outras classes com características marcantes poderiam ser acrescentadas, como por exemplo, cargas de iluminações públicas e cargas de áreas rurais (Shenkman, 1990).

As cargas comerciais, geralmente, não apresentam picos, têm comportamento praticamente constante durante todo o funcionamento dos centros comerciais e, em horários não comerciais, têm valores nulos ou muito baixos. As cargas residenciais e industriais são caracterizadas por apresentarem picos significativos. Normalmente, nas cargas industriais ocorrem picos mais extensos, enquanto que os picos das curvas de cargas residenciais são, geralmente, mais agudos ocorrendo normalmente em torno das 19 horas. Outro aspecto das cargas industriais é que, em geral, têm características predominantemente indutiva, devido ao fato de que grande parcela da carga industrial é composta por motores de indução.

Na Fig. 1.5 estão ilustradas variações de intensidade das demandas para um período de 2 dias, em um determinado ponto de carga.



Figura 1.5: Curva de carga característica.

A Fig. 1.6 apresenta os percentuais das principais classes de carga, em relação ao total de energia consumida no País durante o ano de 2003 (Abradee, 2004).

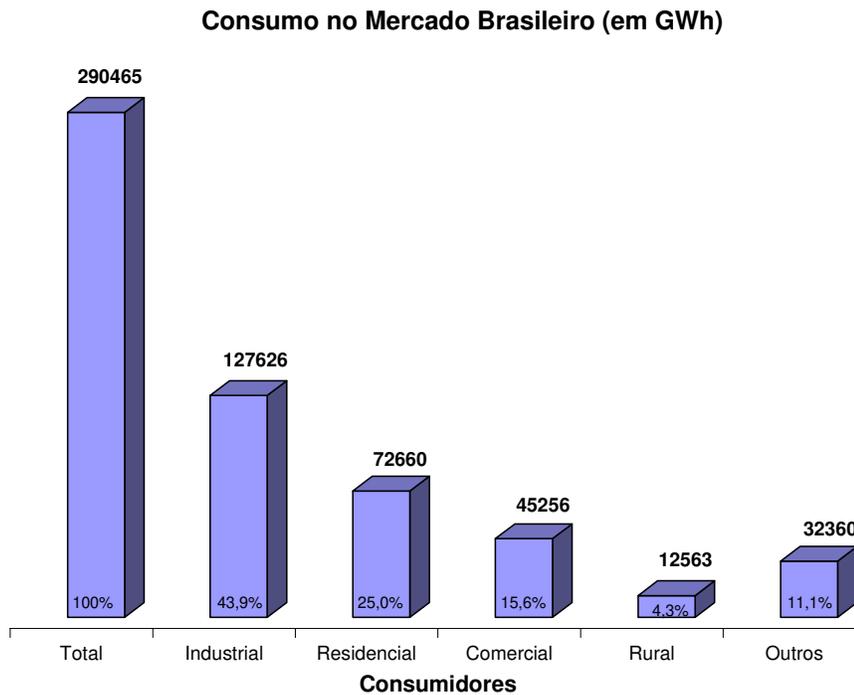


Figura 1.6: Participação das principais classes de cargas no consumo do País no ano de 2003.

Para o estudo do problema de redução de perdas, as curvas de carga em cada ponto da rede são aproximadas por um determinado número de intervalos, como ilustra a Fig. 1.7.

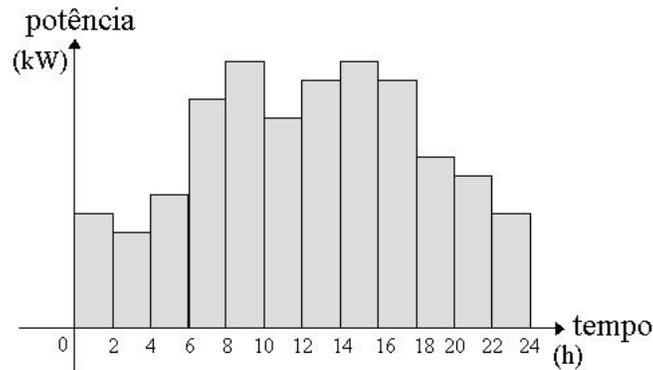


Figura 1.7: Exemplo de um perfil de carga.

1.8 Metodologias para Abordagem do Problema

A partir de 1975, com a publicação do trabalho de Merlin e Back, muitas técnicas foram desenvolvidas para abordar o problema de redução de perdas por reconfiguração em sistemas de distribuição. Essas metodologias podem ser classificadas em função de suas técnicas de tratamento do problema, visando facilitar a revisão bibliográfica dos trabalhos na literatura da área.

A maioria dos autores que apresenta revisões sobre publicações na área faz separações dos trabalhos entre métodos de otimização, métodos que combinam heurísticas (ou metaheurísticas) e otimização e métodos puramente heurísticos (Sarfi *et al.*, 1994; Auguliaro *et al.*, 1995). A caracterização de métodos “puramente heurísticos” parece, no entanto, equivocada. Todos os métodos bem sucedidos usam, de forma explícita ou implícita, conceitos de otimização.

No trabalho de Lyra *et al.* (2000) as abordagens são classificadas em função de características que permitem realçar suas especificidades do ponto de vista de implementações. Abertura sequencial de chaves, troca de ramos, abordagens por construção, otimização tradicional, otimização combinatória, computação evolutiva, redes neurais, sistemas especialistas, álgebra nebulosa e buscas informadas são as principais classificações.

Neste trabalho, as metodologias serão adicionalmente classificadas em função das características das cargas que estão sendo alimentadas. Se as cargas são consideradas constantes em cada bloco de carga, os trabalhos são denominados metodologias para demandas fixas. Quando a curva de carga é levada em conta, ou seja, as cargas são

consideradas variáveis em cada bloco de carga, denomina-se metodologias para demandas variáveis.

1.8.1 Metodologias para Demandas Fixas

O trabalho pioneiro de Merlin e Back (1975), apresenta duas metodologias para redução de perdas: exata e aproximada. A metodologia exata, que utiliza o método *branch-and-bound* (Nemhauser and Wolsey, 1988), não se mostrou promissora para os problemas grandes. A metodologia aproximada consiste em fechar todas as chaves existentes na rede de distribuição e calcular os fluxos de potência da rede com ciclos. Abre-se o arco com menor fluxo e, para a rede obtida, recalcula-se os fluxos. Repete-se esse processo até que uma solução radial seja encontrada. Essa metodologia é conhecida como “abertura seqüencial de chaves”.

Essas metodologias foram aplicadas por Merlin e Back a sete redes (a maior delas com 138 nós, 202 arcos e 127 MW). Observa-se que a metodologia aproximada obtém soluções muito boas, com baixo tempo de processamento.

As idéias propostas por Merlin e Back foram aperfeiçoadas por Shirmohammadi e Hong (1989), em trabalho desenvolvido na *Pacific Gas and Electric Company (PG&E)*. Essencialmente, os aperfeiçoamentos consistem na utilização de fluxo de carga para corrente alternada (o trabalho de Merlin e Back utiliza fluxo de carga cc) e acompanhamento do atendimento às restrições de fluxos máximos e quedas de tensões, durante o processo de abertura seqüencial de chaves.

Muitos outros autores também implementaram, testaram e aperfeiçoaram a abordagem aproximada de Merlin-Back (Wagner *et al.*, 1991; Peponis *et al.*, 1995 e 1996; Borozan *et al.*, 1997; Lin and Chin, 1998).

O método de troca de ramos (*branch-exchange*), proposto por Civanlar *et al.* (1988), é provavelmente a alternativa mais utilizada para reduzir perdas em sistemas de distribuição. O procedimento tem início com uma configuração de operação radial. Perdas são reduzidas, sem perder a estrutura radial do sistema, através de mudanças de configurações por troca de ramos (chaves); o processo converge quando não há mais ganhos ou eles são insignificantes.

Baran e Wu (1989) aperfeiçoaram a abordagem de Civanlar *et al.*, propondo dois métodos específicos para o cálculo de fluxos de carga em redes de distribuição radiais, onde

consideram também os fluxos de potência reativa. A consideração dos fluxos de potência reativa, embora não seja um aspecto fundamental em redes bem compensadas, abre a possibilidade de tratar com maior segurança problemas pontuais de baixo fator de potência.

Castro e Watanabe (1990) e Jasmon *et al.* (1991) propuseram, respectivamente, pequenas modificações nas abordagens de Civanlar *et al.* (1988) e Baran e Wu (1989). Ambos os trabalhos relatam resultados positivos com aplicações em exemplos simples.

Kashem *et al.*, (2001) também seguem a linha de troca de ramos para reduzir perdas, desenvolvendo uma análise da circunferência de perdas para determinar a troca mais adequada, originalmente proposta por Baran e Wu (1989). A técnica, denominada de metodologia geométrica pelos autores, é testada em uma rede de 69 barras e comparada com a metodologia de Baran e Wu. Obtêm-se as mesmas soluções, porém, executando menor quantidade de cálculos de fluxos de carga. Conseqüentemente, alcançam os resultados com menores tempos computacionais.

Chiang e Jean-Jumeau (1990a e b) investigaram a utilização de *simulated annealing* (Kirkpatrick *et al.*, 1983) no problema de encontrar configurações ótimas para sistemas de distribuição radiais; o algoritmo foi aplicado em um problema simples. Cherkaoui *et al.* (1993) divulgaram experiências preliminares com a utilização de busca tabu (Glover and Laguna, 1997).

Bueno (2000) propôs uma heurística construtiva, que combina as técnicas para otimização de fluxos em redes com funções não lineares, com o método GRASP – *Greedy Randomized Adaptive Search Procedures* (Feo and Resende, 1995).

Jeon e Kim (2004) propõem utilizar *simulated annealing* integrado com busca tabu para resolver o problema de minimização de perdas por reconfigurações de redes de distribuição. A metodologia é testada em duas redes, de 32 e 148 barras, que são parte de redes da *Korea Electric Power Corporation*.

Nara *et al.* (1992) foram os pioneiros na investigação sobre o uso de computação evolutiva (Fogel, 1995) para minimização das perdas em sistemas de distribuição de energia elétrica, com uma implementação de algoritmo genético (Holland, 1975; Goldberg, 1989). Kagan e Oliveira (1998) também desenvolveram abordagem por algoritmo genético para o problema. Costa (1999) ampliou as idéias anteriormente desenvolvidas por Nara *et al.* Para

escapar da perda de diversidade e ótimos locais dos algoritmos genéticos, Costa implementou estratégias de diversificação inspiradas em busca tabu e cruzamentos baseados em comportamento.

O uso de técnicas de redes neurais (Haykin, 1994) para otimização das perdas em sistemas de distribuição foi investigado por Kim *et al.* (1993) e, posteriormente, por Gauche *et al.* (1999). Ambos os trabalhos obtiveram resultados satisfatórios em exemplos simples.

Técnicas de programação dinâmica (Bellman, 1957) foram utilizadas por López *et al.*, (2002). A metodologia desenvolvida foi comparada com diversos trabalhos bem sucedidos, conseguindo melhorar os valores das perdas na maioria deles. Os autores conseguiram reduções de perdas fazendo alguns testes em redes da cidade de *Concepción* no Chile.

Sarfi e Solo (Sarfi,2002a) desenvolveram heurísticas que levam a bases de regras, aplicadas segundo uma hierarquia de resolução para o problema redução de perdas. Em linhas gerais, essa hierarquia visa preservar a topologia radial, não excedendo limites de linhas e equipamentos e reduzindo as perdas. Em um segundo trabalho, Sarfi e Solo (2002b) apresentam os detalhes da divisão das bases de regras, algumas das regras utilizadas são tratadas por lógica *fuzzy* (Gomide, 1998).

Hsiao e Chien (2001) sugerem uma metodologia com vários objetivos, utilizando computação evolutiva associada a lógica *fuzzy*. Os objetivos procuram reduzir perdas, balancear cargas e melhorar níveis de qualidade, através de melhora nos perfis de tensão. Uma rede da *Tai-Power Company* é utilizada para avaliar a metodologia.

Venkatesh *et al.* (2004) propõem reduzir perdas e melhorar os níveis de tensões em sistemas de distribuição, também utilizando lógica *fuzzy* e computação evolutiva. A metodologia proposta é avaliada com testes em uma rede pequena, adotada anteriormente por Baran e Wu (1989).

Cavellucci e Lyra (1997) apoiaram-se na união de técnicas de otimização não linear em grafos (Ahuja *et al.*, 1993) e métodos de buscas informadas, amadurecidos em pesquisas na área de inteligência artificial (Pearl, 1984), procurando contornar a dificuldade de se encontrar um ótimo global para o problema de minimização de perdas em redes radiais de distribuição. Essa abordagem pode ser interpretada como uma união das abordagens por abertura seqüencial de chaves e troca de ramos. As duas metodologias têm aspectos positivos que

podem ser explorados conjuntamente, como foi também sugerido por Augugliaro *et al.* (1995) e Roytelman *et al.*(1996).

Cavellucci e Lyra (1997) abriram o caminho para aumentar a dimensão dos problemas para os quais é possível encontrar a configuração de menores perdas. Nessa direção, estudos sobre alternativas de utilização de processamento paralelo também foram testados (Tão *et al.*, 1999). Esses estudos permitiram reduzir o tempo de processamento e aumentar o tamanho das redes tratadas.

Fernandes (2003) apresentou uma perspectiva para a resolução do problema de redução de perdas em sistemas de distribuição reais de grande porte. A metodologia desenvolvida é baseada num método de duas fases.

A primeira fase da metodologia de Fernandes (2003) realiza uma sondagem ampla no espaço de soluções, utilizando idéias dos procedimentos de buscas informadas de Cavellucci e Lyra (1997), procedimentos de otimização não linear e heurísticas considerando características próprias do problema. A segunda fase realiza uma busca local na melhor configuração encontrada na primeira fase, utilizando as idéias do procedimento de “troca de ramos” de Baran e Wu (1989).

Complementando a metodologia, Fernandes (2003) elaborou um conjunto de desenvolvimentos específicos que tratam sistemas de distribuição de grande porte, a confirmação da abordagem em encontrar boas soluções para o problema de redução de perdas com baixos tempos computacionais, se dá através de bons resultados obtidos em redes reais com 7.000 arcos.

1.8.2 Metodologias para Demandas Variáveis

Quando as cargas sofrem grandes variações de intensidade e características ao longo do dia, uma configuração “ótima” para o pico da curva de carga muito provavelmente não será mais “ótima” para o horário de menores demandas. Por exemplo, no início da manhã o consumo residencial pode diminuir e, em contrapartida, o consumo industrial aumentar. Essas observações sugerem que as melhores oportunidades de redução de perdas nos sistemas de distribuição ocorrem quando as redes modificam as configurações, através de chaveamentos para se adequar às variações das demandas no tempo.

No entanto, chaveamentos causam perturbações transitórias indesejáveis e diminuição do tempo útil das chaves. Por isso, os centros de operações de distribuição (COD's) são normalmente reticentes em relação a manobras freqüentes. Portanto, metodologias que contemplem alternativas de compromisso entre reduções de perdas e riscos de manobras são promissoras.

Propostas de redução de perdas técnicas que consideram as variações das demandas foram apresentadas há mais de uma década, porém de forma preliminar e o número de trabalhos existentes na literatura da área ainda é pequeno. Por outro lado, a maioria dos trabalhos não contempla restrições de chaveamentos.

Uma simplificação usual em trabalhos que consideram variações de demandas é impor que as variações em cada bloco de carga variam com a mesma proporção; ou seja, as variações são consideradas uniformes em toda a rede. Porém, resolver o problema de redução de perdas para demandas com variações uniformes é equivalente a resolver o problema com demanda fixa. Esse aspecto do problema será abordado no capítulo seguinte.

Lee e Brooks (1988) aplicam reconfiguração de redes e instalação de capacitores separadamente, em um método baseado em abordagem anteriormente utilizada por Brooks, *et al* (1986) que apresentava benefícios para se tratar de forma integrada a redução de perdas por reconfiguração de redes e instalação de capacitores. Utilizando dados da *Pensylvania Power and Light Company (PP&L)*, os autores verificaram benefícios de modificar a configuração de operação a cada variação significativa de carga.

Broadwater *et al.* (1993) utilizam informações dos consumidores, sazonalidade, tipos de dias e horários, fator de potência e outras informações para estimar as cargas. De posse dessas informações determina-se qual par de chaveamentos acarretará em reduções de perdas, pela metodologia troca de ramos. A metodologia foi testada em três exemplos simples, os quais podiam ser reconfigurados livremente em função das mudanças das cargas.

Chen e Cho (1993) também abordam o problema de redução de perdas utilizando o método de *branch-and-bound*; em seguida, utilizam heurísticas para encontrar uma solução para o problema completo ao longo de determinado período de tempo.

Zhou *et al.* (1997) adotaram abordagem semelhante a de Civanlar *et al.* para estudar o planejamento da operação de sistemas de distribuição, com várias reconfigurações ao longo de

determinado período de tempo. Esse trabalho, desenvolvido para implementação na *Pacific Gas and Electric Company (PG&E)* tem o aspecto curioso de envolver a autoria de Shirmohammadi, que abandona seu procedimento de “abertura seqüencial de chaves” (Shirmohammadi e Hong, 1989). Aparentemente a desistência de usar a alternativa de abertura seqüencial de chaves foi motivada pela necessidade de considerar as restrições de número máximo de operações de chaves ao longo de um determinado período; no entanto, uma abordagem mais elaborada do conceito de abertura seqüencial de chaves permitiria considerar essas restrições.

Taleski e Rajičić (1997) utilizaram as técnicas da metodologia de troca de ramos para obter a redução das perdas em energia. Determinados períodos de tempo são considerados e as cargas sofrem variações de intensidade (de 400 a 600 kW em intervalos mínimos de 50 kW) e de características (comercial e residencial). O estudo de casos apresenta testes com redes de pequeno porte, onde reduções das perdas em energia são alcançadas. Porém, limites na quantidade de chaveamentos não são considerados pela metodologia.

Huang e Chin (2002) desenvolveram uma heurística baseada em operações *fuzzy* para o problema de reconfigurações em redes. A estratégia considera um conjunto *fuzzy* que trata, simultaneamente, o problema de redução de perdas e de balanceamento das cargas através da abertura e fechamento de pares de chaves, mantendo a restrição de radialidade; para diminuir o espaço de busca a ser explorado, a heurística explora a reconfiguração de redes manobrando pares de chaves pertencentes a uma vizinhança de cada alimentador. O trabalho, apresenta testes com redes de pequeno porte, incluindo um exemplo com variação de demanda. A partir de uma curva de carga horária, realiza uma comparação entre as perdas originais e as reduções de perdas alcançadas, executando o algoritmo para cada hora da curva de carga.

Vargas *et al.* (2002) utilizaram sistemas classificadores para o problema de redução de perdas em redes de distribuição de energia elétrica. A capacidade dos sistemas classificadores de se adaptarem facilmente a variações do ambiente, possibilitou o tratamento dos problemas envolvendo variações de demandas. Testes em redes de pequeno porte mostraram a aplicabilidade da metodologia.

López *et al.* (2004) consideraram as variações das demandas para reduzir perdas por reconfigurações em tempo real; a metodologia utiliza programação dinâmica. Os autores

concluem que com reconfigurações livres consegue-se as maiores reduções de perdas, porém o número de chaveamentos diários torna-se muito grande. Por exemplo, para a rede maior são necessárias 318 comutações por dia.

1.9 Discussões

Embora as melhores oportunidades de redução de perdas nos sistemas de distribuição ocorram quando os sistemas modificam as configurações, através de chaveamentos, para se adequar às variações nos perfis de demanda, essas operações precisam ser realizadas com prudência. Do ponto de vista das perdas é interessante modificar as configurações através de chaveamentos, para o sistema adequar-se às variações da demanda. Porém, deve-se evitar um número excessivo de chaveamentos.

Este trabalho tem o objetivo de discutir e apresentar métodos computacionais para o problema de reconfiguração das redes de distribuição, observando as variações das demandas ao longo de determinado período de planejamento e impondo configuração fixa neste período. O ponto de partida é a análise do problema de redução de perdas com demandas variáveis, realizada no próximo capítulo.

Capítulo 2

CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

Objetivos

- Apresentar um modelo para sistemas de distribuição.
- Apresentar formulação matemática para o problema com demandas fixas.
- Mostrar simplificações usuais da formulação.
- Desenvolver formulações para demandas variáveis.

Sumário

2.1 Introdução

2.2 Modelo

2.3 Cálculos dos Fluxos

2.4 Formulação para Demandas Fixas

2.4.1 *Simplificações do Problema*

2.4.2 *Formulação Matricial Simplificada para Demandas Fixas*

2.5 Formulações para Demandas Variáveis

2.5.1 *Variações Uniformes das Demandas*

2.5.2 *Variações não Uniformes das Demandas*

2.6 Exemplo Ilustrativo

2.6.1 *Estudo 01*

2.6.2 *Estudo 02*

2.7 Comentários sobre os Próximos Capítulos

2.1 Introdução

Este capítulo apresenta um modelo de grafos para sistemas de distribuição de energia elétrica e formulações para o cálculo dos fluxos de energia na rede. O problema de reduções de perdas é formulado para demandas fixas e são mostradas simplificações usuais. Uma nova formulação para o problema de redução de perdas por reconfiguração de redes é apresentada. Essa formulação contempla as variações das demandas ao longo de um determinado período, abrangendo o caso mais genérico e realista, com variações não uniformes das demandas.

As formulações propostas permitem abordar o problema sob dois aspectos diferentes. No primeiro permite-se que a rede sofra reconfiguração livremente para se adequar aos diversos perfis de demandas, no segundo, impõe-se a restrição de que a configuração de rede deve permanecer inalterada ao longo do período considerado.

2.2 Modelo

Para a abordagem do problema de redução de perdas técnicas por reconfiguração de redes em sistemas de distribuição de energia elétrica, as entidades mais relevantes são subestações (SE), linhas (L), chaves (CH) e os consumidores agrupados em blocos de carga (BC). A Fig. 2.1 apresenta um diagrama simplificado de uma rede primária de distribuição de energia elétrica, destacando-se seus elementos.

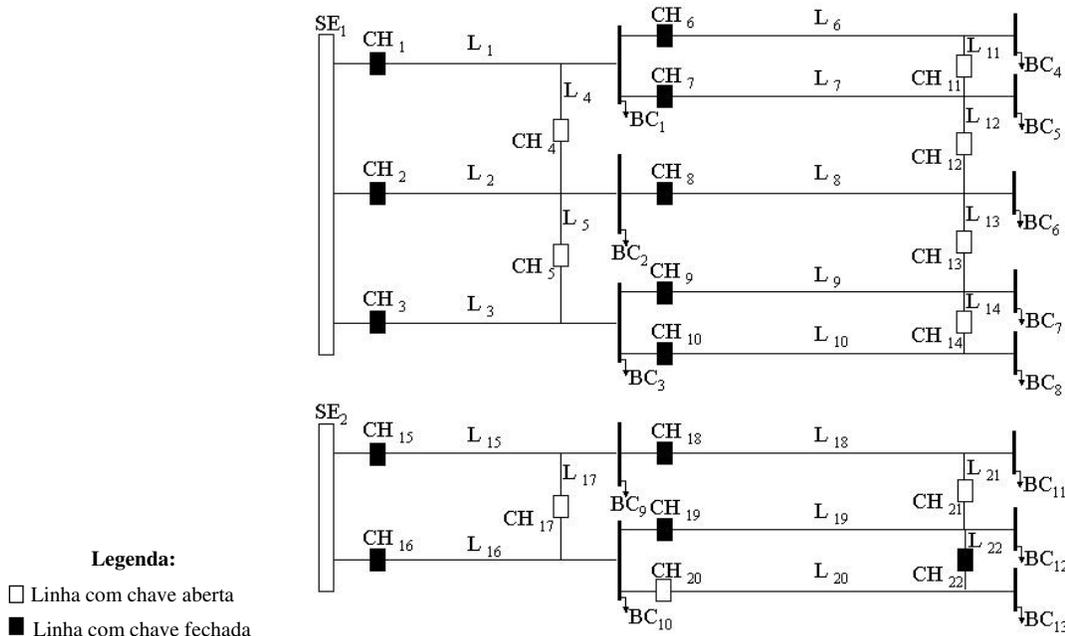


Figura 2.1: Rede de distribuição primária de energia elétrica.

Uma possível modelagem para a rede de distribuição de energia elétrica pode ser realizada por uma estrutura de grafos (Ahuja *et al.*, 1993). A representação por grafos é intuitiva e permitir implementar algoritmos eficientes.

Quando se utiliza um grafo $\mathcal{G} = [\mathcal{N}, \mathcal{A}]$ para representar um sistema de distribuição, o conjunto \mathcal{N} , não vazio e formado por um número finito de “nós”, fica associado aos blocos de cargas e subestações – um nó raiz, \mathcal{R} , pode ser incluído no conjunto \mathcal{N} para evitar dificuldades no tratamento de conectividade da rede. O conjunto \mathcal{A} de “arcos” (relações binárias entre nós), fica associado a linhas, a chaves ou a transformadores. Os arcos que conectam as subestações ao nó raiz podem ser identificados como a rede de transmissão. A rede de distribuição primária ilustrada na Fig. 2.1 é apresentada na Fig. 2.2 em uma representação por grafos.

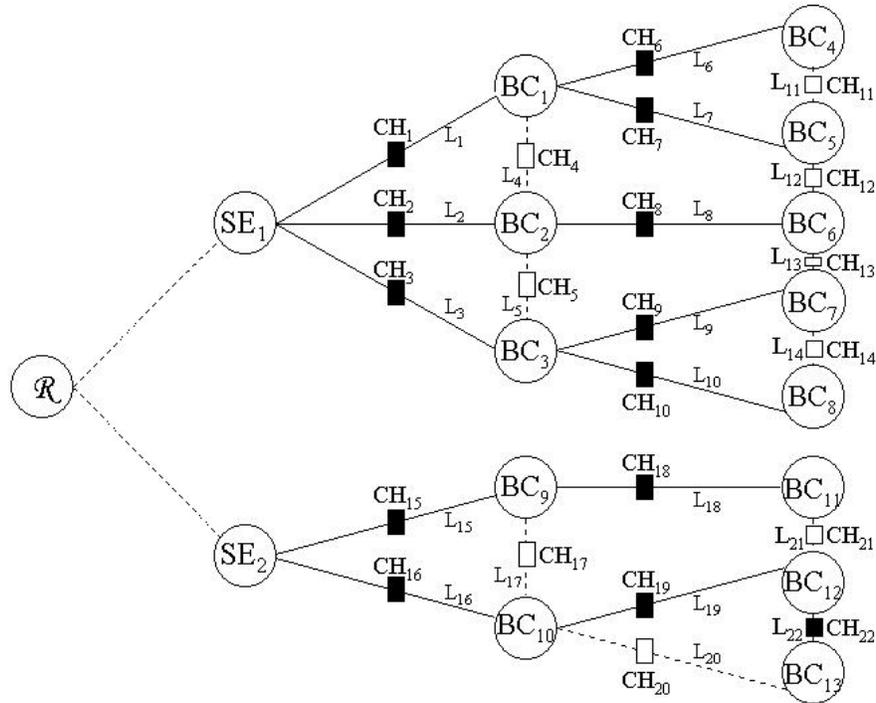


Figura 2.2: Representação de uma rede de distribuição em grafo.

Existe um conjunto de parâmetros associados a cada arco. Eles informam a natureza do arco (por exemplo, transformador, linha ou chave), permitem sua identificação (como número de referência, nó origem e nó destino) e fornecem elementos para o processo de otimização (por exemplo, a resistência para os arcos correspondentes a linhas).

A rede de distribuição de energia elétrica tem uma estrutura usualmente radial. Em uma linguagem de grafos, é uma “árvore”. Encontrar a configuração com mínimas perdas é equivalente a resolver o problema de determinação da árvore geradora de custo mínimo (Ahuja *et al.*, 1993).

Árvore geradora do custo mínimo de um grafo $G = [\mathcal{N}, \mathcal{A}]$ conexo (tendo cada arco $k \in \mathcal{A}$ um custo c_k) é uma árvore que liga todos os nós do grafo com somatório dos custos dos arcos mínimo (Ahuja *et al.*, 1993). Deve-se, no entanto, ressaltar que no problema de redução de perdas os pesos dos arcos são variáveis, o que inviabiliza o uso dos algoritmos desenvolvidos para arcos com pesos fixos.

2.3 Cálculos dos Fluxos

O cálculo do fluxo de carga (ou fluxo de potência) em uma rede de energia elétrica consiste basicamente na obtenção do estado da rede e na determinação da distribuição dos fluxos (Monticelli, 1983). Existem diversos métodos que permitem os cálculos dos fluxos de cargas, porém como sistemas de distribuição têm normalmente a particularidade de operar com configuração radial, é conveniente adotar-se métodos específicos, mais eficientes.

Neste trabalho, os fluxos de potência serão determinados pelas equações desenvolvidas por Baran e Wu (1989) – maiores detalhes sobre a obtenção das equações de fluxo de potência estão apresentadas no Apêndice A.

A Fig. 2.3 mostra uma rede de distribuição esquemática, contendo um alimentador com n barras (nós) e de cada uma das barras derivam a ramos (arcos).

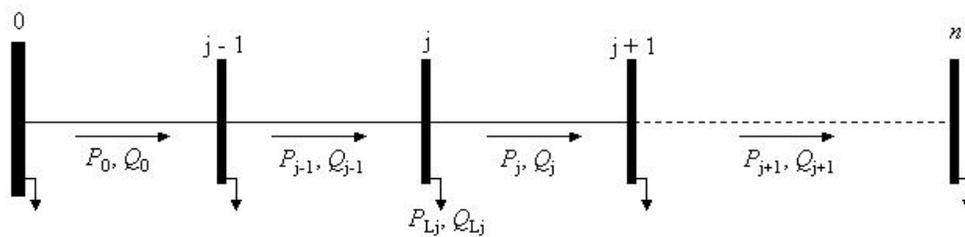


Figura 2.3: Alimentador de uma rede de distribuição de energia elétrica.

Os cálculos dos fluxos de potências para redes de distribuição são apresentados pelo conjunto de Equações (2.1): cálculo da potência ativa (a); cálculo da potência reativa (b) e cálculo das tensões nos nós (c). Supõe-se conhecida as cargas ativas e reativas em todos os barramentos (nós), as tensões nas subestações e as impedâncias das linhas.

$$P_{j-1} = P_j + r_j \frac{P_j^2 + Q_j^2}{V_j^2} + P_{Lj} \quad (a)$$

$$Q_{j-1} = Q_j + x_j \frac{P_j^2 + Q_j^2}{V_j^2} + Q_{Lj} \quad (b) \quad (2.1)$$

$$V_{j+1}^2 = V_j^2 - 2(r_j P_j + x_j Q_j) + (r_j^2 + x_j^2) \frac{P_j^2 + Q_j^2}{V_j^2} \quad (c)$$

onde:

- P_j é a potência ativa entre as barras j e $j+1$;
- P_{Lj} é a potência ativa consumida pela carga na barra j ;

- Q_j é a potência reativa entre as barras j e $j+1$;
- Q_{Lj} é a potência reativa consumida pela carga na barra j ;
- V_j é a amplitude da tensão na barra j ;
- r_j é a resistência entre as barras j e $j+1$;
- x_j é a reatância entre as barras j e $j+1$;

Cabe observar que a formulação de Baran e Wu não contempla as ramificações dos alimentadores, que foram acrescentadas neste trabalho, como está ilustrado na Fig. 2.4.

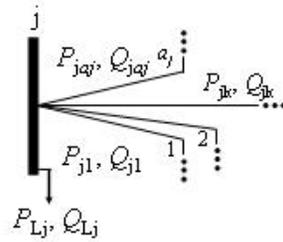


Figura 2.4: Ramificações dos alimentadores das redes de distribuição.

Os termos quadráticos $(P_j^2 + Q_j^2 / V_j^2)$, representam as perdas nos ramos e são muitos menores quando comparados com os fluxos nos arcos, P_j e Q_j . Portanto, é usual simplificar-se as equações, desprezando-os (Baran and Wu, 1989). O conjunto de Equações (2.2) apresenta formulação simplificada para o cálculo do fluxo de potência, com consideração das ramificações.

$$P_{j-1} = \sum_{k=1}^{a_j} P_{jk} + P_{Lj} \quad (a)$$

$$Q_{j-1} = \sum_{k=1}^{a_j} Q_{jk} + Q_{Lj} \quad (b)$$

(2.2)

onde:

- j são as barras (nós) do sistema;
- k são os ramos (arcos) do sistema;
- a_j é o número total de ramos que sai da barra j ;
- n é o número total de barras (nós) na rede;

2.4 Formulação para Demandas Fixas

As perdas técnicas (perdas resistivas) nas linhas estão associadas aos produtos dos quadrados dos fluxos de correntes pelas resistências das linhas, $P_{\text{erdas}} = r I^2$. Essas perdas causam aquecimento, nos condutores e equipamentos; por isso são denominadas perdas por Efeito Joule.

Faz-se a divisão da corrente em dois componentes, um em fase (i_P - parte real), necessária ao transporte da potência ativa e um em quadratura (i_Q - parte imaginária), associada aos fluxos de potências reativas. Considerando-se os dois componentes, ou seja, $I = i_P + j i_Q$, obtém-se a Equação (2.3), que expressa o cálculo da corrente elétrica que circula pelos condutores do sistema de distribuição.

$$S = V \cdot I^* \Rightarrow I = \frac{|S|}{|V|} = \frac{|P + jQ|}{V} \Rightarrow |I| = \sqrt{\frac{P^2 + Q^2}{V^2}} \quad (2.3)$$

Pode-se expressar também as perdas em termos dos fluxos de potências ativas e reativas nos arcos da rede (Baran *and* Wu, 1989). As perdas totais na rede, definidas pela função $f(P, Q)$, são expressas pela Equação (2.4).

$$f(P, Q) = \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^a r_{jk} \frac{P_{jk}^2 + Q_{jk}^2}{V_j^2} \quad (2.4)$$

Finalmente, o problema de minimização de perdas através de reconfigurações, para um conjunto de demandas conhecidas, em um determinado momento, pode ser caracterizado na forma a seguir.

$$\begin{aligned} & \text{Min}_{C_v} f(P, Q) \\ & \text{s.a: Equações de fluxos;} \\ & \quad \text{Restrições de fluxos máximos;} \\ & \quad \text{Restrições sobre as amplitudes das tensões;} \\ & \quad \text{Operação radial da rede.} \end{aligned}$$

A solução deste problema deve indicar as chaves (arcos) que ficarão abertas, para manter a radialidade da rede (estrutura em árvore). O vetor C_v , com a dimensão do número de arcos da rede, é formado por componentes binários, sendo 0 para as chaves abertas e 1 para as chaves fechadas. Cabe lembrar que nem todos os arcos são chaves - os elementos de C_v que não representam chaves têm seus valores fixados em 1.

2.4.1 Simplificações do Problema

Como a amplitude das tensões nos ramos da rede de distribuição, em p.u. (Elgerd, 1977), são aproximadamente unitárias, é usual adotar-se a simplificação de se considerar $V_j \approx 1$ p.u. [2]. Com essa simplificação, a Equação (2.1 c) torna-se desnecessária. A Equação (2.5) descreve a nova função objetivo do problema, fazendo uso da simplificação apresentada.

$$f(P, Q) = \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^a r_{jk} (P_{jk}^2 + Q_{jk}^2) \quad (2.5)$$

Fator de potência é uma relação entre as potências ativas e reativas e expressa a porcentagem da potência ativa em relação a potência aparente total. A potência ativa (ou útil) realiza o trabalho propriamente dito e a potência reativa é necessária para gerar os campos magnéticos, em equipamentos com características indutivas (motores, por exemplo). As potências envolvidas nos sistemas de distribuição podem ser representadas geometricamente por um triângulo retângulo, conforme ilustra a Fig. 2.5.

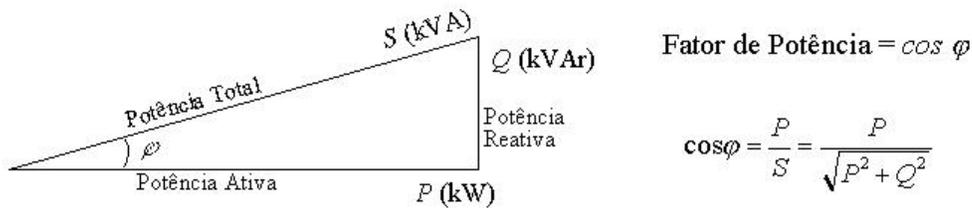


Figura 2.5: Diagrama fasorial das potências.

As concessionárias de distribuição de energia elétrica estão autorizadas, pelo órgão regulador do sistema (ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica), a aplicarem pesadas multas quando as indústrias não mantêm o fator de potência dentro dos limites estabelecidos. Devido as altas multas e também ao fato da potência reativa ocupar espaço no sistema que poderia ser utilizado para o transporte de potência ativa, geralmente as cargas são bem compensadas. Dessa maneira, as indústrias tentam manter o fator de potência sempre com valor alto, próximo a um. Da relação trigonométrica no triângulo das potências, apresentado pela Fig. 2.6, pode-se extrair a Equação (2.6).

$$\tan \varphi_j = \frac{Q_j}{P_j} \quad (2.6)$$

A hipótese das cargas serem bem compensadas faz com que o ângulo φ seja, aproximadamente, constante em qualquer parte j da rede ($\varphi_j \approx \varphi \ \forall j$). Conseqüentemente, a tangente desse ângulo também será constante, isto é,

$$\frac{Q_j}{P_j} = \tan \varphi = \alpha \quad (\text{cte})$$

Portanto, as potências reativas podem ser consideradas aproximadamente proporcionais às potências ativas, ou seja, ($Q_j = \alpha P_j$). Sob esta hipótese, observa-se que as Equações de fluxos (2.2 a) e (2.2 b) tornam-se equivalentes.

A Equação (2.7) apresenta essa observação aplicada à função objetivo. A função de perdas pode ser obtida considerando-se apenas a potência ativa (a) ou considerando-se apenas a potência reativa (b).

$$f(P) = (1 + \alpha^2) \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^a r_{jk} P_{jk}^2 \quad (a)$$

$$f(Q) = \left(\frac{1 + \alpha^2}{\alpha^2} \right) \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^a r_{jk} Q_{jk}^2 \quad (b)$$

Os termos $(1 + \alpha^2)$ e $(\frac{1 + \alpha^2}{\alpha^2})$ não alteram o resultado da otimização. Devem ser considerados apenas para o cálculo das perdas, após a solução do problema.

2.4.2 Formulação Matricial Simplificada para Demandas Fixas

O primeiro conjunto de restrições do problema (Equações dos fluxos), condensados na forma matricial (2.8), estabelecem a condição de que toda carga deve ser atendida. É uma restrição de balanço de fluxos nos nós, correspondente à primeira Lei de Kirchhoff.

$$A \cdot C \cdot P = b \quad (2.8)$$

onde:

- A é a matriz de incidência nó-arco do grafo que representa o sistema de distribuição;
- C é a matriz quadrada e diagonal (isto é, todos os elementos fora da diagonal são nulos) - sua diagonal é o vetor de estado das chaves do sistema (C_v);
- C_v é o vetor de variáveis booleanas, c_{jk} ($j = 1, \dots, n$ e $k = 1, \dots, a_j$), que caracteriza o estado das chaves da rede ($c_{jk} = 0$ se a chave estiver aberta e $c_{jk} = 1$ se a chave estiver fechada);
- P é o vetor dos fluxos de potência;
- b é o vetor de carga nos nós ou potência ativa injetada no nó origem;

O número de linhas da matriz A é determinado pelo número de nós (barras) no grafo que representa a rede de distribuição ($G = [\mathcal{N}, \mathcal{A}]$) e contêm informações sobre quais arcos estão

entrando ou saindo de cada nó. O número de colunas da matriz é determinado pelo número de arcos (chaves) do grafo e traz informações sobre o nó origem e nó destino de cada arco.

Pode-se mostrar facilmente que, em uma rede do sistema de distribuição operando com configuração radial, o número de arcos na árvore energizada é $n - 1$ (número de chaves fechadas) (Ahuja *et al.*, 1993). Conseqüentemente, o número de chaves abertas ($C_{abertas}$) na rede pode ser obtido pela expressão $C_{abertas} = tot_a - (tot_n - 1)$, lembrando que tot_a é o número total de arcos no conjunto \mathcal{A} e tot_n é o número total de nós no conjunto \mathcal{N} . Portanto, a matriz quadrada e diagonal C (de dimensão $tot_a \times tot_a$) terá um total de $C_{abertas}$ elementos iguais a zero na sua diagonal.

Supõe-se que a injeção de potência na rede é igual a potência necessária para abastecer todas as demandas nos nós, ou seja, $\sum_{j \in n} b_j = 0$ (b_j são componentes do vetor \mathbf{b}).

Os fluxos que circulam na rede têm seus limites estabelecidos pela capacidade dos condutores do sistema de distribuição. A Equação (2.9) representa esta restrição.

$$\underline{\mathbf{P}} \leq \mathbf{P} \leq \overline{\mathbf{P}} \quad (2.9)$$

Além das restrições elétricas para o problema, existe também uma restrição operacional, que especifica a operação radial do sistema de distribuição de energia elétrica.

$$\mathcal{G} = [\mathcal{N}, \mathcal{A}'] \text{ é uma árvore} \quad (2.10)$$

onde: \mathcal{A}' é o conjunto de arcos com fluxos diferentes de zero (correspondentes às chaves fechadas e arcos que não representam chaves).

Em resumo, considerando-se as simplificações apresentadas, o problema de minimização de perdas elétricas em redes de distribuição de energia para uma situação de demandas fixas (carga estática) e conhecidas pode ser expresso por P_{df} .

$$P_{df} \left\{ \begin{array}{l} \text{Min}_{C_v} \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{a_j} c_{jk} r_{jk} P_{jk}^2 \\ \text{s.a: } \mathbf{A} \cdot \mathbf{C} \cdot \mathbf{P} = \mathbf{b} \\ \underline{\mathbf{P}} \leq \mathbf{P} \leq \overline{\mathbf{P}} \\ \mathcal{G} = [\mathcal{N}, \mathcal{A}'] \text{ é uma árvore} \end{array} \right.$$

2.5 Formulações para Demandas Variáveis

Quando ocorrem grandes variações de intensidades das cargas ao longo do dia, uma configuração “ótima” para o pico da curva de carga muito provavelmente não será mais “ótima” no horário de menores demandas.

Para acompanhar a variação das demandas, a curva de carga passa a ser dividida em t intervalos, cada um de tamanho Δ_i ($i=1, 2, \dots, t$). A Equação (2.11) representa a função de perdas para todo o período de planejamento, $f(P, T)$. Observa-se que, adotando esse procedimento, a função representa o valor das perdas em energia, não mais em potência, como representado no item anterior pelo problema P_{df} para demandas fixas.

$$f(P, T) = \sum_{i=1}^t \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{a_j} \Delta_i (c_{jk} r_{jk} P_{ijk}^2) \quad (2.11)$$

onde: Δ_i é a duração do i -ésimo intervalo de tempo e P_{ijk} é a potência ativa do intervalo i no ramo (arco) k que sai da barra (nó) j ;

2.5.1 Variações Uniformes das Demandas

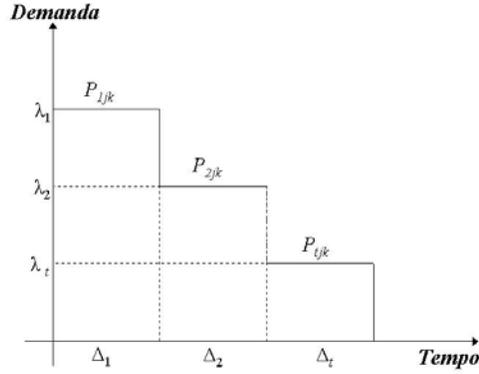
Resolver o problema de redução das perdas em redes de distribuição de energia elétrica com demandas variáveis, supondo-se que as demandas sofrem variações uniformes, ao longo de um determinado período, é equivalente a resolver o problema para demandas fixas e, no final do processo de otimização, multiplicar o valor das perdas por uma constante.

A hipótese de variações uniformes das demandas estabelece que, em todos os pontos de carga da rede, a demanda em um determinado intervalo pode ser calculada através da multiplicação de um valor de referência por uma constante λ_i , onde o índice i está associado ao intervalo considerado. Assim,

$$P_{ikj} = \lambda_i \cdot P_{kj}$$

onde: P_{ikj} representa a potência no nó kj , no intervalo i ; e P_{kj} é o valor de referência para a potência no nó kj .

A Fig. 2.6 ilustra as variações de demanda no nó kj ao longo de determinado período.



$$P_{1jk} = \lambda_1 P_{jk} \quad , \quad P_{2jk} = \lambda_2 P_{jk} \quad , \quad \dots \quad e \quad P_{tjk} = \lambda_t P_{jk}$$

Figura 2.6: Curva de carga com variações uniformes das demandas.

A Equação de perdas em energia (2.11) pode ser reescrita levando-se em conta as variações uniformes das demandas, ilustradas na Fig. 2.5.

$$f(P, T) = \sum_{i=1}^t \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{a_j} \Delta_i c_{jk} r_{jk} (\lambda_i P_{jk})^2 \quad (2.12)$$

Como os termos Δ_i e λ_i são constantes para um determinado intervalo i , tem-se:

$$f(P, T) = \sum_{i=1}^t \Delta_i \lambda_i^2 \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{a_j} c_{jk} r_{jk} P_{jk}^2 \quad (a)$$

$$f(P, T) = \sum_{i=1}^t \Delta_i \lambda_i^2 \cdot f(P) \quad (b)$$

Sendo $K_{COR} = \left(\sum_{i=1}^t \Delta_i \lambda_i^2 \right)$ constante, pode-se considerá-la apenas no cálculo das perdas,

após a solução do problema.

As Equações (2.13) mostram que resolver o problema de redução de perdas com variações uniformes das demandas é equivalente a resolver o problema para demandas fixas (P_{df}).

2.5.2 Variações não Uniformes das Demandas

Na prática, as variações das cargas não são uniformes. Enquanto um determinado bloco de consumo tem valores reduzidos, outros blocos não. Por exemplo, ao longo de um determinado período do dia, o consumo sofre reduções em uma área industrial e aumento em uma área residencial.

Para contemplar situações mais realistas do problema foram desenvolvidas novas formulações para o problema. As formulações propostas neste trabalho permitem abordar o problema com duas hipóteses diferentes. A hipótese menos restritiva será apresentada inicialmente. Ela permite que o número de reconfigurações no período de planejamento seja livre, ou seja, a rede pode ter seu estado alterado a qualquer momento para se adequar às variações de demandas.

O problema de minimização de perdas técnicas em redes primárias de distribuição de energia elétrica, considerando variações não uniformes de demandas e sem a restrição de configuração fixa, pode ser expresso por P_{dv} .

$$P_{dv} \left\{ \begin{array}{l} \underset{C_v}{Min} \sum_{i=1}^t \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^a \Delta_i c_{jk} (r_{jk} P_{ijk}^2) \\ s.a: \quad A \cdot C_i \cdot P_i = b_i \\ \underline{P}_i \leq P_i \leq \bar{P}_i \\ G_i = [\mathcal{N}, \mathcal{A}'_i] \text{ é uma árvore} \end{array} \right\} i = 1, 2, \dots, t$$

onde: a constante t é o número de intervalos de tempo considerados, a matriz C_i representa a configuração de rede no intervalo i ; P_i é o vetor de fluxos de potências no intervalo i ; b_i é o vetor de demandas nos nós no intervalo i e \mathcal{A}'_i é o conjunto de arcos com fluxos não nulos no intervalo i .

Tratar o problema de redução de perdas dessa forma é equivalente a resolver vários problemas desacoplados, um para cada intervalo de tempo, considerando a demanda de cada intervalo. Quanto maior o número de intervalos mais próximo se estará da reprodução da curva de carga. Porém, esse problema não leva em conta restrições sobre número de chaveamentos.

A segunda possibilidade de abordagem para o problema com variações não uniformes das demandas visa restringir o número de chaveamentos, através da imposição da configuração fixa ao longo do período de planejamento. Vale ressaltar que ao se impor essa restrição ao problema P_{dv} , o grau de dificuldade para sua solução aumenta significativamente, pois não pode ser decomposto em sub problemas.

O problema P_{dvcf} , a seguir, apresenta essa alternativa.

$$P_{dvcf} \left\{ \begin{array}{l} \underset{C_v}{Min} \sum_{i=1}^t \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^a \Delta_i c_{jk} (r_{jk} P_{ijk}^2) \\ s.a: A \cdot C \cdot P_i = b_i \\ \underline{P}_i \leq P_i \leq \bar{P}_i \end{array} \right\} i = 1, 2, \dots, t$$

$\mathcal{G} = [\mathcal{N}, \mathcal{A}]$ é uma árvore

onde: \mathcal{A} é conjunto de arcos representando as chaves fechadas em todos os intervalos de tempo.

Pode-se observar que a diferença entre as formulações dos problemas P_{dv} e P_{dvcf} consiste na restrição de se usar apenas uma configuração de rede durante o período de estudo, o que impede chaveamentos ao longo do período considerado. Esta limitação pode ser observada em P_{dvcf} pelo acoplamento determinado por uma única matriz C para todos os intervalos no horizonte de estudo e pela última restrição, que impõe configuração radial fixa ao longo do período. Sob essas mudanças de formulação, aparentemente pequenas, esconde-se um aumento de complexidade significativo; essencialmente, o acoplamento impede de tratar cada perfil de demanda como um problema separável.

O principal objetivo da investigação deste trabalho é o desenvolvimento de metodologias para abordar o problema P_{dvcf} . O exemplo discutido a seguir foi concebido para ilustrar as características do problema e apoiar a elaboração de metodologias para sua abordagem.

2.6 Exemplo Ilustrativo

A Fig. 2.7 apresenta uma rede de distribuição fictícia, com 9 nós e 11 arcos. Supõe-se que todos os arcos contêm chaves e as linhas correspondentes a eles têm resistência de 1 *ohm*. O primeiro nó é uma subestação, os nós 2 e 3 são transformadores e os outros 6 são nós de consumo, com demandas d_i . Neste exemplo simplificado pode-se supor que todos arcos têm o mesmo comprimento.

As demandas para cada bloco de carga b_i , para os três patamares da Fig. 2.9, são mostradas na Tabela 2.1.

Tabela 2.1: Valor das demandas em cada consumidor para os três perfis de carga.

	Demandas					
	b_1	b_2	b_3	b_4	b_5	b_6
Baixa (12 kW)	3,0	2,5	2,5	1,5	1,5	1,0
Média (24 kW)	4,0	2,5	12,0	2,0	2,0	1,5
Alta (36 kW)	22,0	3,0	4,0	2,5	2,5	2,0

As configurações radiais ótimas para as cargas baixa, média e alta são, respectivamente, as configurações 1, 2 e 3 apresentadas na Fig. 2.10 (as figuras a seguir, serão simplificadas, omitindo-se as demandas nos nós e as chaves abertas) – observa-se que uma única troca de chaves permite passar da configuração 1 para a configuração 2 e da configuração 2 para a configuração 3.

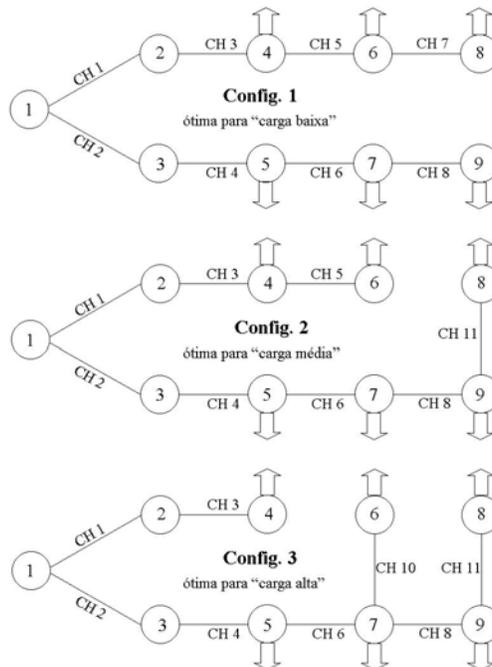


Figura 2.10: Configurações ótimas.

A Tabela 2.2 apresenta as perdas em (kW) para as configurações radiais apresentadas na Fig. 2.9, em cada situação de carga. A última linha da tabela, *Perdas ótimas*, apresenta os menores valores de perdas para cada situação de carga, supondo que a rede pode sofrer

reconfiguração livremente para se adequar às variações de demandas. A penúltima coluna da Tabela 2.2, *Total 24 h*, apresenta o total das perdas na rede ao longo de um dia, em kWh. Nas três primeiras linhas desta coluna considera-se a operação do sistema utilizando a configuração fixa associada à cada linha. A última linha informa as perdas ao longo de um dia, na situação onde a operação da rede é com a melhor configuração para cada perfil de carga, ou seja, são realizadas reconfigurações na rede. A Fig. 2.10 apresenta os valores das perdas, em energia, para cada uma das configurações e quando as reconfigurações são permitidas.

A última coluna da Tabela 2.2, *Acréscimo*, indica o acréscimo percentual nas perdas totais, quando se opera com a configuração fixa associada à linha. O acréscimo é calculado em relação às perdas totais ótimas em energia (apresentados na última linha) – alcançados quando a rede modifica a configuração para se adequar à carga.

Tabela 2.2: Valor das perdas, em potência e energia, para as três configurações.

	Perdas				
	<i>Baixa 8 h</i> (kW)	<i>Média 10 h</i> (kW)	<i>Alta 6 h</i> (kW)	<i>Total 24 h</i> (kWh)	<i>Acréscimo</i> (%)
Config. 1	99,5	574,5	941,3	12.188,5	11,2
Config. 2	103,3	510,5	867,5	11.136,0	1,6
Config. 3	147,0	882,5	843,5	15.062,0	37,4
<i>Chaveamentos livres</i>	99,5	510,5	843,5	10.962,0	—↑

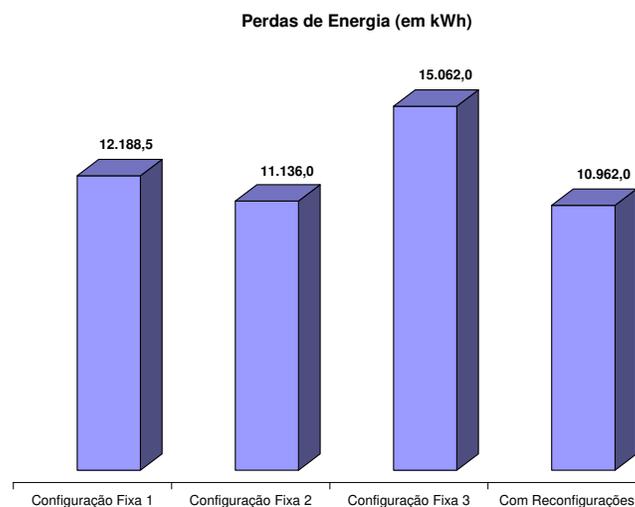


Figura 2.11: Variações de energia: reconfigurações x configurações fixas.

A observação do gráfico apresentado na Fig. 2.11 permite inferir alguns pontos para balizamento de alternativas sobre redução de perdas por reconfigurações:

- a) Confirma-se que as melhores reduções de perdas são alcançadas quando as redes modificam as configurações para se adequarem às variações de carga;
- b) Quando se impõe que as redes devem manter as configurações fixas, as melhores alternativas de operação não estarão necessariamente associadas à carga alta;
- c) Podem existir situações onde a restrição de que as redes (ou parte delas) operem com configurações fixas não levem a um acréscimo significativo no total das perdas.

Analisando os resultados da coluna *Acréscimo* da Tabela 2 pode-se notar que pequenas alterações nas configurações fixas das redes podem levar a reduções ou acréscimos significativos nas perdas. Por exemplo, a passagem da Configuração 2 para a Configuração 3, realizada com uma única troca de estados das chaves, acarreta em um acréscimo de quase 36 % nas perdas. Essas observações incentivam a investigação e desenvolvimento de metodologias que sejam capazes de encontrar boas soluções para o problema P_{dvcf} , formulado neste trabalho.

Para a rede exemplo apresentada, caso a reconfiguração da rede ao longo de um período não seja permitido, a Configuração 2, melhor configuração de operação para cargas médias, corresponde a melhor alternativa para operação da rede.

2.6.2 Estudo 2

Deve-se ressaltar que a melhor configuração fixa para operação ao longo de determinado período não necessariamente corresponde a uma das configurações ótimas de operação, obtidas pela solução do problema para um determinado perfil de carga. Um exemplo que descreve essa situação será ilustrado no estudo a seguir.

Considera-se a mesma rede de distribuição apresentada na Fig. 2.7, agora com apenas dois perfis de carga. Para simplificar o exemplo, supõe-se ambas as situações de carga com intervalo de duração de 12 horas. A Fig. 2.12 apresenta a demanda total da rede, para as duas situações de carga.

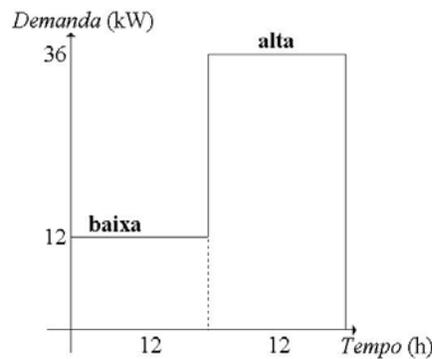


Figura 2.12: Perfis de demandas adotados no Estudo 2.

Os consumos em cada nó serão os mesmos apresentados anteriormente na Tabela 1, para as cargas baixa e alta. A Fig. 2.13 apresenta as configurações ótimas para os dois perfis de cargas: baixa e alta.

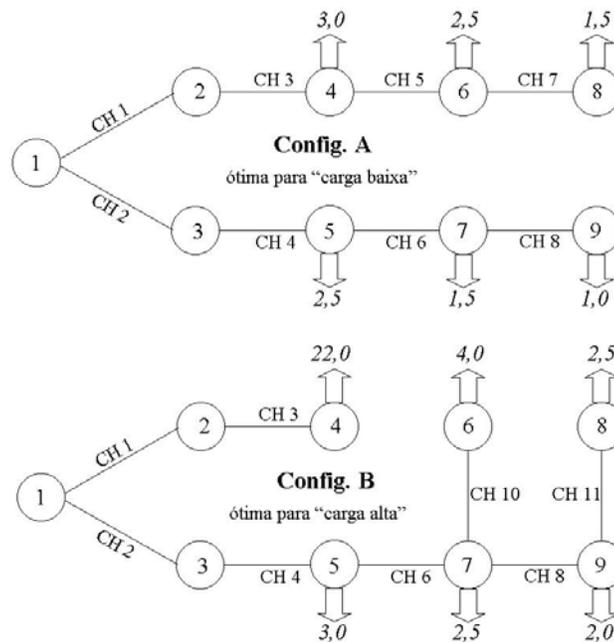


Figura 2.13: Configurações ótimas para dois perfis.

A Tabela 2.3 apresenta os valores das perdas para as duas situações de carga, em potência (kW) e em energia (kWh). Apresenta também as perdas totais para operação ao longo de um dia (em kWh). Na última coluna, a configuração que apresenta os menores valores de perdas em energia ao longo de um dia é destacada.

Tabela 2.3: Valor das perdas, em potência e energia, para as duas configurações.

	Perdas				
	<i>Carga Baixa</i>		<i>Carga Alta</i>		Total
	Potência (kW)	Energia (kWh)	Potência (kW)	Energia (kWh)	Energia (kWh)
Duração	12 horas		12 horas		24 horas
Config. A	99,5	1194,0	941,3	11295,6	12489,6
Config. B	147,0	1764,0	843,5	10122,0	11886,0

A Fig. 2.14 apresenta uma outra configuração radial para a rede de distribuição. A Tabela 2.4 apresenta os valores das perdas em potência para esta rede, nas situações de carga alta e baixa, assim como os valores das perdas em energia ao longo de um dia.

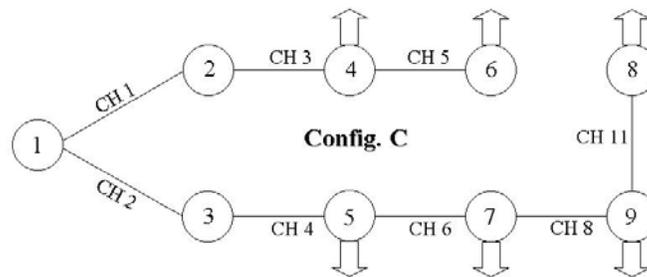


Figura 2.14: Configuração alternativa.

Tabela 2.4: Valor das perdas, em potência e energia, para a configuração alternativa.

	Perdas				
	<i>Carga Baixa</i>		<i>Carga Alta</i>		Total
	Potência (kW)	Energia (kWh)	Potência (kW)	Energia (kWh)	Energia (kWh)
Duração	12 horas		12 horas		24 horas
Config. C	103,3	1239,9	867,5	10410,0	11649,6

Observa-se na Tabela 2.4 que a Configuração C, apresentada na Fig. 2.13, não é a melhor alternativa para a situação de carga alta ou para carga baixa. No entanto, com a restrição de manter a configuração fixa ao longo de um dia a Configuração C é melhor que as configurações A ou B, em relação à redução de perdas.

Em resumo, o Estudo 2 ilustra que a melhor configuração de operação para a rede em todo o período de planejamento não coincide necessariamente com a melhor configuração para um patamar específico de demanda (como acontece no Estudo 1). Portanto, quando se deseja encontrar a melhor configuração de operação para um período, deve-se desenvolver metodologia específica.

2.7 Comentários sobre os Próximos Capítulos

Os próximos capítulos discutem estratégias de solução para o problema P_{dvcf} , visando encontrar uma configuração de rede radial, fixa no período de planejamento e que opere o sistema de distribuição de energia elétrica com perdas reduzidas.

A primeira técnica desenvolvida, “Busca Menor Energia”, é inspirada na metodologia de Abertura Sequencial de Chaves. Foram utilizados conceitos de busca em espaço de estados da área de Inteligência Artificial (IA), baseada na proposta de Cavellucci e Lyra (1997). Esta metodologia está detalhada no Capítulo 3.

O Capítulo 4 apresenta uma generalização do método troca de ramos (*Branch-Exchange*), proposto originalmente por Civanlar *et al.*, em 1988. A generalização, denominada “Troca de Ramos Generalizada”, corresponde à consideração das perdas em energia ao longo do período, adotada para melhorar as soluções encontradas, através de buscas locais.

Uma outra técnica para o problema é inspirada em um algoritmo de árvore geradora de custo mínimo – especificamente no algoritmo Kruskal (Ahuja *et al.*, 1993). O algoritmo proposto é denominado “Árvore de Aproximação” e é apresentado no Capítulo 5.

Capítulo 3

BUSCA MENOR ENERGIA

Objetivos

- Apresentar a metodologia de Abertura Seqüencial de Chaves.
- Introdução a conceitos de buscas em espaço de estados da área de Inteligência Artificial.
- Desenvolver metodologia para o problema de redução de perdas sob demandas variáveis.

Sumário

- 3.1 Introdução
- 3.2 Abertura Sequencial de Chaves
- 3.3 Busca em Espaço de Estados por *Hill – Climbing*
- 3.4 Busca Menor Energia
- 3.5 Exemplo de Funcionamento da Busca Menor Energia
- 3.6 Comentários

3.1 Introdução

Este capítulo estende as idéias adotadas na heurística Abertura Sequencial de Chaves, originalmente proposta por Merlin e Back (1975), para o problema de redução de perdas com variações não uniformes das demandas com uma única configuração de operação para todo o período de planejamento.

A metodologia desenvolvida é denominada “Busca Menor Energia”. Pode ser classificada como uma busca do tipo “gulosa” (que visa o melhor benefício a cada passo) ou “*hill-climbing*” (Pearl, 1984).

O capítulo tem início com uma apresentação resumida da metodologia Abertura Sequencial de Chaves (ASC). Em seguida, apresenta-se a idéia geral de buscas da família *hill-climbing*. Esses conceito, associado a metodologia ASC, é utilizado no desenvolvimento da Busca Menor Energia (BME), para resolver o problema P_{dvcf} . A seção seguinte apresenta um exemplo de funcionamento da metodologia BME. Uma seção de discussões finaliza o capítulo.

3.2 Abertura Seqüencial de Chaves

Em linhas gerais, o método Abertura Seqüencial de Chaves consiste de duas etapas:

Etapa 1 com todas as chaves fechadas, encontrar a melhor distribuição de fluxos para a rede com anéis;

Etapa 2 abrir a chave com menor fluxo de potência;

As duas etapas são repetidas sucessivamente, até a obtenção de uma solução radial.

Merlin e Back (1975) mostraram que a distribuição ótima de fluxos pode ser encontrada através da aplicação das duas leis de Kirchhoff. Em outras palavras, pode ser encontrado pela solução de um problema de fluxo de carga (Monticelli, 1983), considerando-se fixas as injeções de potência.

As idéias propostas por Merlin e Back foram aperfeiçoadas por Shirmohammadi e Hong (1989). Essencialmente, os aperfeiçoamentos foram a utilização de fluxo de carga para correntes alternadas (cabe lembrar que o trabalho de Merlin e Back utiliza fluxo de carga cc) e acompanhamento do atendimento às restrições de fluxos máximos e quedas de tensões, durante o processo. Ressalta-se como aspecto positivo da abordagem ASC, o fato de que a obtenção de uma solução de poucas perdas independe de configurações radiais já conhecidas para operação da rede.

Versões alternativas para implementação da metodologia são caracterizadas pelas técnicas adotadas para os cálculos dos fluxos ótimos nas redes com anéis. Cálculos de fluxos de potência exatos, fluxos de carga aproximados e utilização de técnicas de otimização não linear de fluxos em redes (Cavellucci e Lyra, 1997), são algumas possibilidades que tornam versátil a metodologia.

3.3 Busca em Espaço de Estados por *Hill – Climbing*

Redes de distribuição com configurações radiais e perdas reduzidas podem ser encontradas por buscas em espaço de estados (Cavellucci e Lyra, 1997), desenvolvidas na área de Inteligência Artificial (Pearl, 1984).

A busca começa no estado inicial (nó inicial da árvore de busca), identificado como uma configuração de rede com todas as chaves fechadas, com distribuição ótima dos fluxos. Estados sucessores são gerados pela abertura de chaves e obtenção de novas distribuições

ótimas de fluxos. O processo repetitivo de geração de nós sucessores constrói uma árvore de busca, como representado na Fig. 3.1.

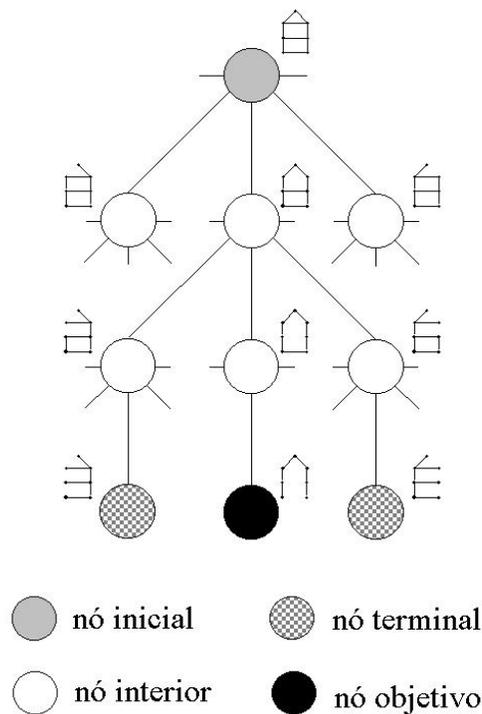


Figura 3.1: Árvore de busca em espaço de estados.

Redes radiais são obtidas nos nós terminais (folhas da árvore de busca). O nó objetivo é o nó terminal associado à configuração de mínimas perdas - solução do problema P_{dvcf} . O nó inicial, e cada nó interior da árvore de busca, está associado a uma solução aproximada infactível (por não satisfazer a restrição de radialidade) do problema P_{dvcf} . A infactibilidade vai sendo eliminada com a geração de nós sucessores.

Em outras palavras, a busca no espaço de estados para uma solução do problema P_{dvcf} é um processo sistemático de tentativas de abertura de chaves até que seja encontrada a solução radial de mínimas perdas. A escolha da próxima configuração de rede (nó na árvore de busca) a ser explorada é definida pela estratégia de controle da busca. Utilizando estratégias de controle diferentes é possível obter procedimentos de busca diferentes.

Uma busca *hill-climbing* (Pearl, 1984) é caracterizada pela estratégia de controle baseada numa otimização local, onde o conhecimento é usado de forma “gulosa”, procurando obter o melhor benefício possível a cada passo, para escolher o que parece ser o melhor

caminho em direção ao nó objetivo. É uma busca do tipo “irrevogável”, devido ao fato de não se permitir voltar atrás, caso o caminho escolhido não seja satisfatório.

A busca *hill-climbing* (Nilson, 1980) usa o conhecimento local para construir a solução global. Esta alternativa pode ser atraente quando se dispõem de informações que permitem guiar a busca para próximo do ótimo global. No problema de redução de perdas com demandas variáveis e configuração fixa as informações para a busca são extraídas do montante da energia que flui em cada arco ao longo do período estudado.

3.4 Busca Menor Energia

O critério utilizado para guiar a metodologia Abertura Seqüencial de Chaves é selecionar o arco com menor fluxo de potência. Uma extensão natural deste critério para o problema com demandas variáveis e configuração fixa é utilizar o total de energia no arco. Em vez de abrir o arco com menor fluxo de potência, abre-se o arco com menor fluxo total de energia ao longo do período estudado. Os demais passos da ASC são mantidos.

Para encontrar o fluxo total de energia nos arcos ao longo do período, calcula-se inicialmente o valor dos fluxos ótimos de potência para um determinado valor de demanda. Em seguida, multiplica-se os fluxos ótimos de potência pelo tempo de duração desta demanda. Faz-se o mesmo para todos os valores de demandas, encontrando-se um valor ótimo para o fluxo de energia em cada arco, para cada tempo de duração das demandas. Quando se estabeleceu o período completo é feita a soma (totalização) da energia no período – a totalização é feita com valores absolutos, ou seja, os sentidos dos fluxos não são considerados. A quantidade de intervalos depende da aproximação que se deseja estabelecer com a curva de carga real; quanto maior o número de intervalos, melhor será a aproximação.

A estratégia da BME procura eliminar os ciclos da rede, a cada iteração do processo, até se encontrar uma configuração de rede radial. Como se optou pelo critério de abrir a chave com o menor fluxo total de energia ao longo do período de planejamento considerado, a estratégia procura o melhor benefício no imediato, caracterizando uma busca “gulosa”. Quando uma chave (arco) é aberta, considera-se que o ciclo na qual ela pertencia já foi eliminado, portanto, os arcos deste ciclo não serão mais considerados. Eliminar os arcos do ciclo já visitado é o mesmo que não permitir arrependimento no processo de busca de uma

configuração radial com perdas reduzidas. Os dois fatores, busca gulosa e sem arrendimento, permitem caracterizar a BME como uma busca do tipo *hill – climbing*.

A seqüência de etapas a seguir resume o algoritmo **Busca Menor Energia (BME)**. A lista CAMINHO é utilizada para armazenar os arcos que foram removidos da configuração inicial.

- Etapa 1.* Calcular os fluxos de potência ótimos para todas as situações de cargas, sem a restrição de radialidade.
- Etapa 2.* Transformar todos os fluxos calculados em energia, considerando os intervalos de duração das cargas; *se não* existirem ciclos com valores de fluxos não nulos em alguns intervalos, parar e mostrar a configuração atual.
- Etapa 3.* *Caso contrário*, calcular a energia total que flui em cada arco durante o período estudado.
- Etapa 4.* Obter o conjunto M , contendo todos os arcos que pertencem a pelo menos um ciclo.
- Etapa 5.* Identificar o arco k pertencente a M com menor valor associado de energia. Incluir o arco k na lista CAMINHO e obter a configuração de rede resultante pela remoção do arco k (isto é, abrir a chave representada pelo arco k).
- Etapa 6.* Voltar para a *Etapa 1*.

Os fluxos ótimos na *Etapa 1* são calculados pela solução de um problema de fluxos de custo mínimo, como proposta por Cavellucci e Lyra (1997) e aperfeiçoado por Fernandes (2003). Informações adicionais sobre os cálculos dos fluxos ótimos estão no Apêndice B. Nesta etapa poderia também ser utilizados métodos de fluxo de carga, como adotado por Merlin e Back (1975) ou Shirmohammadi e Hong (1989).

Na *Etapa 5* remove-se o arco com menor fluxo total de energia ao longo do período. Como o número total de arcos a serem retirados é finito, o algoritmo sempre encontra uma rede radial. Cabe destacar que a árvore de busca é gerada implicitamente pelo algoritmo (Cavellucci, 1998).

3.5 Exemplo de Funcionamento da Busca Menor Energia

Para ilustrar o funcionamento da Busca Menor Energia, desenvolveu-se um estudo de caso com a rede exemplo apresentada no Capítulo 2. Para facilitar a referência, reapresenta-se as principais características da rede, representada na Fig. 3.2.

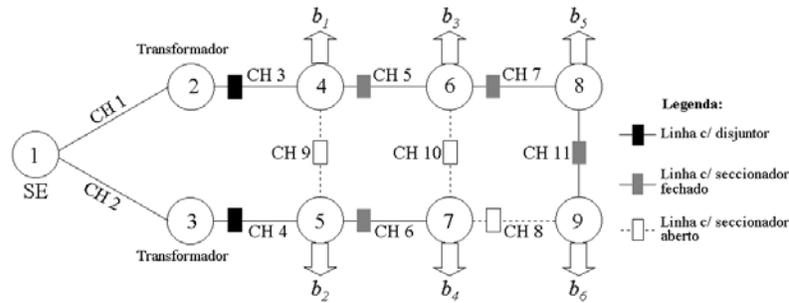


Figura 3.2: Rede de distribuição fictícia.

As demandas nos nós de consumo variam de acordo com a curva de carga apresentada na Fig. 3.3. São considerados três intervalos, com duração de 8, 10 e 6 horas, respectivamente, para os perfis de consumo baixo, médio e alto. Seus valores estão apresentados na Tabela 3.1.

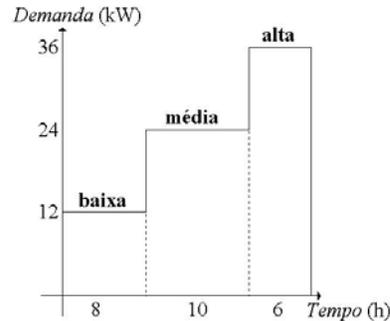


Figura 3.3: Patamares de demandas utilizadas.

Tabela 3.1: Valor das demandas em cada consumidor para os três perfis de carga.

	Demandas					
	b_1	b_2	b_3	b_4	b_5	b_6
Baixa (12 kW)	3,0	2,5	2,5	1,5	1,5	1,0
Média (24 kW)	4,0	2,5	12,0	2,0	2,0	1,5
Alta (36 kW)	22,0	3,0	4,0	2,5	2,5	2,0

Para cada um dos perfis foram calculados os fluxos de potência ótimo na rede com a restrição de radialidade relaxada. Ou seja, os fluxos são calculados considerando-se todas as chaves fechadas, completando a *Etapa 1* do algoritmo BME. Os resultados estão apresentados na Tabela 3.2. Na primeira coluna da tabela estão os números dos arcos. Na segunda coluna estão os fluxos de potência, calculados para o perfil de carga baixo. Na terceira e quarta coluna estão os fluxos para os perfis médio e alto, respectivamente. Na última coluna estão os fluxos totais de energia associados a cada arco. O cálculo dos valores desta coluna corresponde a *Etapa 3* do algoritmo BME.

Tabela 3.2: Fluxos ótimos calculados para a rede com todas as chaves fechadas.

Arco	Fluxos para cada Perfil de Carga			Energia (kWh)
	Baixo (kW) duração 8 h	Médio (kW) duração 10 h	Alta (kW) duração 6 h	
1	6,1	12,6	20,6	298,27
2	5,9	11,4	15,4	253,73
3	6,1	12,6	20,6	298,27
4	5,9	11,4	15,4	253,73
5	3,3	9,7	3,8	146,81
6	3,2	7,8	7,2	146,19
7	1,2	0,8	1,7	27,95
8	1,3	2,7	2,8	54,05
9	0,2	1,1	5,2	44,54
10	0,4	3,1	1,9	45,15
11	0,3	1,2	0,8	19,05

Observando a última coluna da tabela 3.2, constata-se que o arco 11 é o arco com o menor valor associado de energia. Este arco faz parte de um ciclo com fluxos não nulos. Pela *Etapa 5* do algoritmo BME, ele deve ser “retirado”, ou seja, aberto.

Repete-se a *Etapa 1* do algoritmo, ou seja, os fluxos de potência ótimos para o novo problema relaxado são calculados – observa-se que o novo problema não considera o arco 11. Os novos valores dos fluxos ótimos são apresentados na Tabela 3.3 construída de maneira idêntica a Tabela 3.2.

Tabela 3.3: Fluxos ótimos calculados com o arco 11 aberto, para todos os perfis.

Arco	Fluxos para cada Perfil de Carga			Energia (kWh)
	Baixo (kW) duração 8 h	Médio (kW) duração 10 h	Alta (kW) duração 6 h	
1	6,1	12,7	20,7	300,00
2	5,9	11,3	15,3	252,00
3	6,1	12,7	20,7	300,00
4	5,9	11,3	15,3	252,00
5	3,4	10,0	4,0	152,00
6	3,1	7,5	7,0	141,00
7	1,5	2,0	2,5	47,00
8	1,0	1,5	2,0	35,00
9	0,3	1,4	5,4	48,00
10	0,6	4,0	2,5	59,00

Desta vez é o arco 8 que tem menor valor de energia associado. No entanto, este arco não pertence a ciclo de arcos com fluxos não nulos; logo não pode ser aberto. O próximo arco com menor valor de energia associado é o arco 7 – que também não forma ciclo. Seguindo-se o algoritmo, o próximo arco selecionado com menor valor de energia associado é o arco 9. Diferentemente dos dois arcos anteriores, este arco pertence a ciclo com fluxos não nulos. Assim, abre-se o arco 9.

Atualizando-se novamente os valores dos fluxos ótimos para o problema relaxado que contém os arcos 11 e 9 abertos, encontra-se os valores dos fluxos apresentados na Tabela 3.4.

Observando-se a rede de distribuição representada na Figura 3.2, após a abertura dos arcos 9 e 11 resta somente mais um ciclo na rede. Portanto, somente os arcos pertencentes a este ciclo são candidatos a serem retirados; será escolhido o de menor valor de energia associado.

Tabela 3.4: Fluxos ótimos calculados com o arco 11 e 9 abertos.

Arco	Fluxos para cada Perfil de Carga			Energia (kWh)
	Baixo (kW) duração 8 h	Médio (kW) duração 10 h	Alta (kW) duração 6 h	
1	6,3	13,5	23,9	328,80
2	5,7	10,5	12,1	223,20
3	6,3	13,5	23,9	328,80
4	5,7	10,5	12,1	223,20
5	3,3	9,5	1,9	132,80
6	3,2	8,0	9,1	160,20
7	1,5	2,0	2,5	47,00
8	1,0	1,5	2,0	35,00
10	0,7	4,5	4,6	78,20

Como já citado, os arcos 8 e 7 estão excluídos pelo fato de suas aberturas não possibilitarem a eliminação do ciclo. Então, o próximo arco aberto será o arco 10, por ser o arco do último ciclo da rede com menor valor de energia associado.

Os fluxos ótimos são novamente calculados, cumprindo-se mais uma vez a *Etapa 1* do algoritmo BME. A Tabela 3.5 mostra os novos valores.

Tabela 3.5: Fluxos ótimos calculados para a rede radial.

Arco	Fluxos para cada Perfil de Carga			Energia (kWh)
	Baixo (kW) duração 8 h	Médio (kW) duração 10 h	Alta (kW) duração 6 h	
1	7,0	18,0	28,5	407,00
2	5,0	6,0	7,5	145,00
3	7,0	18,0	28,5	407,00
4	5,0	6,0	7,5	145,00
5	4,0	14,0	6,5	211,00
6	2,5	3,5	4,5	82,00
7	1,5	2,0	2,5	47,00
8	1,0	1,5	2,0	35,00

Ao se executar a *Etapa 2*, verifica-se que a rede não contém mais ciclos. Portanto, o algoritmo chegou ao final. A rede de distribuição radial encontrada, com as chaves 11, 9 e 10 abertas, é a solução proposta. A Figura 3.4 apresenta esta solução.

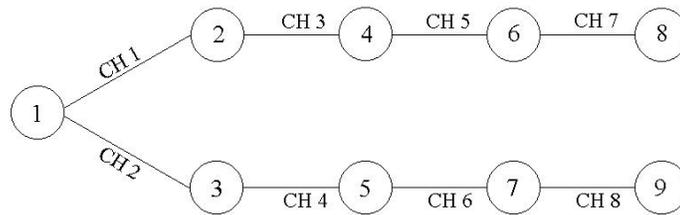


Figura 3.4: Configuração radial de operação obtida pela BME.

Finalmente, calcula-se as perdas para a configuração de operação radial proposta, considerando-se o período de planejamento diário, apresentado na Figura 3.3. O valor das perdas para este cenário é de 12.188,50 kWh.

Comparando com o exemplo desenvolvido no Estudo 1 do Capítulo 2, observa-se que a rede encontrada pela BME não é a melhor configuração de operação. No entanto, verifica-se que com uma única troca de chaves obtém-se a melhor configuração de operação, troca de estados entre as chaves 7 e 11 (Fig. 3.2). Na tentativa de encontrar uma solução melhor, acrescentando reduções extras nos níveis das perdas, desenvolve-se uma busca local para o problema, discutida no próximo capítulo.

3.7 Comentários

A Busca Menor Energia (BME) tem como objetivo principal encontrar uma configuração de operação radial, fixa para todo um período de planejamento. Esta configuração, com perdas reduzidas, contempla as variações não uniformes das demandas ao longo do período em estudo. Para maior eficiência em relação aos tempos computacionais o algoritmo adota as simplificações usuais, apresentadas no Capítulo 2. Uma extensão natural de abordagem do problema é tentar melhorar a solução obtida através de uma busca local.

Como, em geral, algoritmos de busca local têm tempos computacionais pequenos, formulações completas para o problema podem ser utilizadas, ou seja, a busca local pode ser realizada sem as simplificações. A busca local desenvolvida, discutida no próximo capítulo, utiliza as idéias de Troca de Ramos, apresentadas por Civanlar *et al.* (1989) e aprimoradas por Baran e Wu (1989). A generalização permite tratar o problema de redução de perdas por reconfigurações de redes de distribuição com demandas variáveis e com a restrição de configuração fixa no período de planejamento – problema P_{dvcf} . Por isso, é denominada Troca de Ramos Generalizada.

Capítulo 4

TROCA DE RAMOS GENERALIZADA

Objetivos

- Apresentar a metodologia Troca de Ramos.
- Desenvolver busca local para o problema de redução de perdas sob demandas variáveis.

Sumário

- 4.1 Introdução
- 4.2 Troca de Ramos
- 4.3 Indicador para Troca de Ramos em Energia
- 4.4 Algoritmo de Troca de Ramos Generalizada
- 4.5 Comentários

4.1 Introdução

Em geral, uma busca local parte de uma solução conhecida e tenta melhorá-la. Para o problema de redução perdas sob demandas variáveis e com configuração fixa no período, a busca local pode ser utilizada para melhorar as soluções obtidas pelo algoritmo Busca Menor Energia.

A busca local utilizada no problema de redução de perdas em redes de distribuição de energia elétrica sob demandas variáveis e com a restrição de configuração fixa no período de estudo (P_{dvcf}) será uma extensão da metodologia troca de ramos. Neste método a solução inicial é uma rede de distribuição radial, sendo calculadas as tensões em cada nó e as potências reativas dos arcos, que foram desconsideradas na seção 2.4.1, do Capítulo 2.

As perdas são reduzidas através da tentativa de troca de ramos (chaveamentos), mantendo-se a radialidade da rede. O critério de parada é satisfeito quando não for possível melhorar a solução encontrada, ou quando os ganhos com as trocas são muito pequenos. A generalização do método para abordagem do problema P_{dvcf} corresponde à consideração das perdas em energia ao longo do período. A nova metodologia foi denominada Troca de Ramos Generalizada (TRG).

O próximo item deste capítulo apresenta a metodologia troca de ramos para demandas fixas, descrevendo as idéias originais de Civanlar *et al.* (1988) e os aperfeiçoamentos da metodologia feitos por Baran e Wu (1989). Em seguida, discute-se indicadores para a Troca de Ramos Generalizada. Finalizando o capítulo, apresenta-se o algoritmo Troca de Ramos Generalizada e discussões.

4.2 Troca de Ramos

O processo de Troca de Ramos consiste em alterar a configuração da rede, através de múltiplas operações coordenadas de fechamentos e aberturas de pares de chaves, até que as reduções nas perdas do sistema não existam ou sejam muito pequenas.

Toda chave aberta com queda de tensão significativa entre seus terminais é candidata a ser fechada, formando um ciclo (Civanlar *et al.*, 1988). A abertura de uma outra chave, adequadamente escolhida neste ciclo, tem a possibilidade de restituir a configuração radial com redução de perdas em relação à configuração original. A investigação do ciclo deve começar a partir do terminal com maior potencial, até se encontrar a chave que leve a maior redução de perdas, quando for aberta. Realizada a primeira troca, o processo tem seqüência de forma análoga, até que novas trocas não levem a reduções substanciais das perdas.

A metodologia Troca de Ramos foi proposta originalmente por Civanlar *et al.* (1988) e, posteriormente, aperfeiçoada por Baran e Wu (1989). Os aperfeiçoamentos acrescentados por Baran e Wu incluem os cálculos dos fluxos de carga e a utilização de nova função para estimar a redução de perdas.

Em linhas gerais, o algoritmo de Baran e Wu (1989) pode ser resumido na seqüência de passos apresentados a seguir.

Passo 01 A partir de uma configuração de operação radial da rede de distribuição de energia elétrica, calcula-se os valores das tensões para os nós correspondentes às extremidades de chaves abertas.

Passo 02 Para cada chave aberta b que apresentar uma diferença de tensão significativa entre seus terminais, fazer:

- Fechar essa chave e identificar o ciclo formado na rede.
- Percorrer o ciclo, a partir do terminal de maior potencial, e encontrar a chave m cuja abertura proporcionará a maior redução de perdas (ΔP_{bm}).

Se não existirem chaves com quedas de tensões significativas entre seus terminais, parar, o processo TROCA DE RAMOS está concluído.

Passo 03 Realizar as operações de chaveamento (fechamento de b e abertura de m).

Passo 04 Atualizar os valores das tensões e voltar ao *Passo 02*.

As formulações utilizadas para os cálculos dos fluxos de potências e das reduções de perdas (ΔP_{bm}) são baseadas na rede de distribuição radial apresentada na Fig. 4.1 (Baran and Wu, 1989). Nesta figura estão representados os fluxos de potências ativas e reativas em um alimentador (sem ramificações); as cargas nos barramentos (P_{Li} , Q_{Li}) são consideradas constantes – demanda fixa.

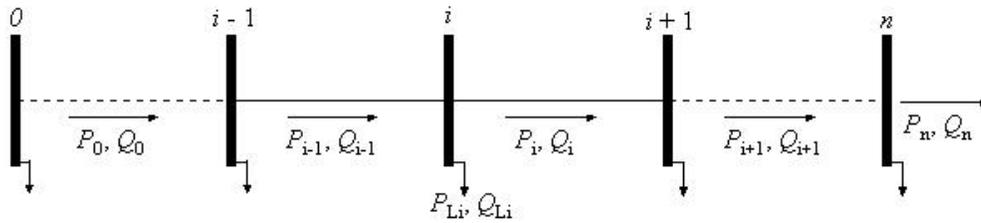


Figura 4.1: Rede radial para obtenção das potências, com alimentador sem ramificações.

Os fluxos de potências ativas e reativas podem ser obtidos pelas equações recursivas e simplificadas 4.1 (a) e 4.1 (b), respectivamente.

$$P_{i+1} = P_i - P_{Li+1} \quad (a)$$

$$Q_{i+1} = Q_i - Q_{Li+1} \quad (b)$$

A Equação 4.2 permite calcular as tensões nos nós (i), utilizada no primeiro passo do algoritmo.

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2(r_i P_i + x_i Q_i) \quad (4.2)$$

Onde: V_i é a tensão nos nó i ; P_i e Q_i são, respectivamente, os fluxos de potências ativas e reativas no arco (chave) i ; a resistência e a impedância da linha i são representadas por r_i e x_i , respectivamente.

Uma estimativa de redução das perdas na rede (ΔP_{bm}) devido a troca entre os ramos b e m (fechamento da chave b e abertura da m), pode ser calculada pela Equação 4.3.

$$\Delta P_{bm} = 2P_m \left(\sum_{i \in L} r_i P_i - \sum_{i \in R} r_i P_i \right) + 2Q_m \left(\sum_{i \in L} r_i Q_i - \sum_{i \in R} r_i Q_i \right) - (P_m^2 + Q_m^2) \left(\sum_{i \in L \cup R} r_i \right) \quad (4.3)$$

Onde: o conjunto L contém as chaves do ciclo entre os nós $0, \dots, k-1$ e k , no lado esquerdo da rede representada na Fig. 4.2. O conjunto R contém as chaves entre os nós $0, \dots, n-1, n$ e K , no lado direito da rede representada na mesma figura. A troca de ramos (troca de chaves) considerada é a troca entre os arcos b (originalmente aberto) e m (originalmente fechado).

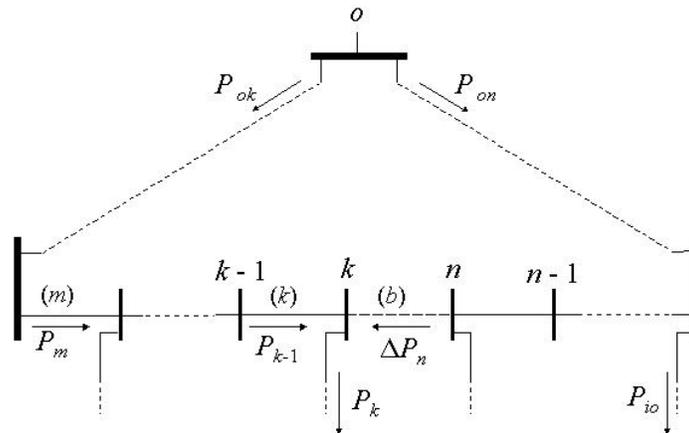


Figura 4.2: Troca de Ramos entre b e m (Baran and Wu, 1989).

As próximas seções trazem a nova metodologia desenvolvida neste trabalho – Troca de Ramos Generalizada. As equações passam a considerar as variações das demandas e os cálculos originalmente desenvolvidos para fluxos de potência, passarão a serem efetuados em termos dos fluxos de energia na rede.

4.3 Indicador para Troca de Ramos em Energia

Considera-se que o período de planejamento é dividido em n intervalos, cada um deles de tamanho Δ_j ($j = 1, 2, 3, \dots, n$). A Fig. 4.3 mostra um exemplo de um período de planejamento com cinco intervalos, de durações diferentes.

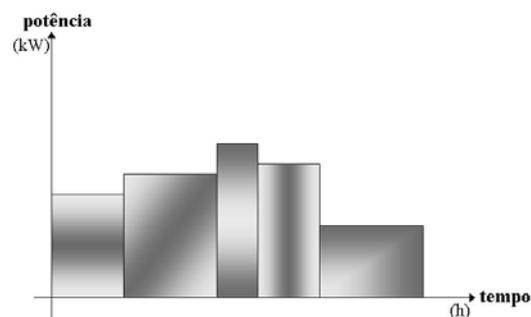


Figura 4.3: Período de planejamento seccionado em cinco intervalos.

A Fig. 4.2 será utilizada para facilitar a compreensão das equações que serão desenvolvidas a seguir. Cabe lembrar que as equações em energia que serão apresentadas derivam das equações em potência da metodologia Troca de Ramos de Baran e Wu (1989).

Uma operação de chaveamento consiste em inverter os status de duas chaves, ou seja, uma chave aberta passará a ser fechada e uma chave fechada será aberta. Após a realização dessa troca, deve-se calcular os novos valores dos fluxos na rede, P'_{ij} e Q'_{ij} .

Os fluxos nos arcos antes do chaveamento, P_{ij} e Q_{ij} , são conhecidos (foram obtidos pelas equações recursivas 4.1). O cálculo de atualização dos fluxos de energia no arco i são obtidos na Equação 4.4. O item (a) considera o lado esquerdo da rede; o item (b) o lado direito (Figura 4.2).

$$\begin{aligned}
 E'_i &= E_i - E_m \quad \text{para } i \in L \\
 \sum_{j=1}^n \Delta_j P'_{ij} &= \sum_{j=1}^n \Delta_j (P_{ij} - P_{mj}) & \sum_{j=1}^n \Delta_j Q'_{ij} &= \sum_{j=1}^n \Delta_j (Q_{ij} - Q_{mj}) \quad (a) \\
 E'_i &= E_i + E_m \quad \text{para } i \in R \\
 \sum_{j=1}^n \Delta_j P'_{ij} &= \sum_{j=1}^n \Delta_j (P_{ij} + P_{mj}) & \sum_{j=1}^n \Delta_j Q'_{ij} &= \sum_{j=1}^n \Delta_j (Q_{ij} + Q_{mj}) \quad (b)
 \end{aligned} \tag{4.4}$$

As perdas resistivas (perdas por efeito Joule em energia) também podem ser calculadas para o lado esquerdo da rede e, posteriormente, para o lado direito. Faz-se inicialmente o cálculo das perdas antes do chaveamento, ou seja, antes da troca de ramos, usando a Equação (4.5). As perdas são calculadas para o lado esquerdo (Equação 4.5 a) e para o lado direito (Equação 4.5 b) – observa-se que sempre está sendo considerada a simplificação que supõe a magnitude da tensão igual a um p.u. ($V \approx 1$ p. u.).

$$\begin{aligned}
 L\bar{E}_L &= \sum_{j=1}^n \sum_{l \in L} \Delta_j r_l (P_{lj}^2 + Q_{lj}^2) \quad (a) \\
 L\bar{E}_R &= \sum_{j=1}^n \sum_{l \in R} \Delta_j r_l (P_{lj}^2 + Q_{lj}^2) \quad (b)
 \end{aligned} \tag{4.5}$$

O próximo passo é recalcular as perdas, após a troca de ramos entre a chave b e a chave m . Na Equação 4.6 são apresentados os cálculos das perdas após a troca. A convenção,

de calcular o lado esquerdo da rede pelo item (a) da equação e o lado direito pelo item (b) será mantida.

$$L\bar{E}_L' = \sum_{j=1}^n \sum_{l \in L} \Delta_j r_l \left((P_{lj} - P_{mj})^2 + (Q_{lj} - Q_{mj})^2 \right) \quad (a)$$

(4.6)

$$L\bar{E}_R' = \sum_{j=1}^n \sum_{l \in R} \Delta_j r_l \left((P_{lj} + P_{mj})^2 + (Q_{lj} + Q_{mj})^2 \right) \quad (b)$$

Obtidos os valores das perdas antes da troca de ramos ($L\bar{E}_R$) e após a troca ($L\bar{E}_R'$), pode-se calcular a variação de perdas em energia. A redução de perdas obtida com a troca de ramos entre os arcos b e m é calculada na Equação 4.7.

$$\Delta L\bar{E}_L = L\bar{E}_L - L\bar{E}_L'$$

$$\Delta L\bar{E}_L = \left[\sum_{j=1}^n \sum_{l \in L} \Delta_j r_l (P_{lj}^2 + Q_{lj}^2) \right] - \left[\sum_{j=1}^n \sum_{l \in L} \Delta_j r_l \left((P_{lj} - P_{mj})^2 + (Q_{lj} - Q_{mj})^2 \right) \right] \quad (a)$$

$$\Delta L\bar{E}_L = 2 \sum_{j=1}^n \sum_{l \in L} \Delta_j r_l P_{lj} P_{mj} + 2 \sum_{j=1}^n \sum_{l \in L} \Delta_j r_l Q_{lj} Q_{mj} - \sum_{j=1}^n \sum_{l \in L} \Delta_j r_l (P_{mj}^2 + Q_{mj}^2) \quad (4.7)$$

$$\Delta L\bar{E}_R = L\bar{E}_R - L\bar{E}_R'$$

$$\Delta L\bar{E}_R = \left[\sum_{j=1}^n \sum_{l \in R} \Delta_j r_l (P_{lj}^2 + Q_{lj}^2) \right] - \left[\sum_{j=1}^n \sum_{l \in R} \Delta_j r_l \left((P_{lj} + P_{mj})^2 + (Q_{lj} + Q_{mj})^2 \right) \right] \quad (b)$$

$$\Delta L\bar{E}_R = -2 \sum_{j=1}^n \sum_{l \in R} \Delta_j r_l P_{lj} P_{mj} - 2 \sum_{j=1}^n \sum_{l \in R} \Delta_j r_l Q_{lj} Q_{mj} - \sum_{j=1}^n \sum_{l \in R} \Delta_j r_l (P_{mj}^2 + Q_{mj}^2)$$

Finalmente, a redução líquida das perdas em energia na troca entre os arcos b e m ($\Delta L\bar{E}_{bm}$) será a soma das reduções de perdas obtidas no cálculo efetuado pelo lado esquerdo da rede ($\Delta L\bar{E}_L$) com as reduções obtidas pelo lado direito ($\Delta L\bar{E}_R$), como apresenta a Equação 4.8.

$$\begin{aligned} \Delta L\bar{E}_{bm} &= \Delta L\bar{E}_L + \Delta L\bar{E}_R \\ \Delta L\bar{E}_{bm} &= 2 \sum_{j=1}^n \Delta_j P_{mj} \left(\sum_{l \in L} r_l P_{lj} - \sum_{l \in R} r_l P_{lj} \right) + 2 \sum_{j=1}^n \Delta_j Q_{mj} \left(\sum_{l \in L} r_l Q_{lj} - \sum_{l \in R} r_l Q_{lj} \right) - \\ &\quad \sum_{j=1}^n \Delta_j \left[P_{mj}^2 + Q_{mj}^2 \right] \cdot \left(\sum_{l \in L \cup R} r_l \right) \end{aligned} \quad (4.8)$$

Se o valor de $\Delta L\bar{E}_{bm}$ for negativo não há redução de perdas, pelo contrário, há um acréscimo. Neste caso, a troca entre b e m não deve ser efetuada. Quando $\Delta L\bar{E}_{bm}$ é positivo, deve-se realizar a troca.

Observa-se que na Equação 4.8 os termos P_{lj} e Q_{lj} independem do arco a ser fechado (arco m). Eles são obtidos preliminarmente pelas equações de cálculo de fluxos nos arcos. Portanto, a variação das perdas pode ser expressa como uma função quadrática dos arcos cujos fluxos serão transferidos: o arco m , que será fechado e o arco b , que será aberto.

A Equação 4.9 representa a variação total das perdas em energia, na troca entre os arcos b e m ($\Delta L\bar{E}_{bm}$), escrita como uma função quadrática dos fluxos transferidos do arco b para o arco m , em cada intervalo j (P_{mj} e Q_{mj}).

$$\Delta L\bar{E}_{bm}(P_{mj}, Q_{mj}) = 2 \sum_{j=1}^n \Delta_j drp_j P_{mj} + 2 \sum_{j=1}^n \Delta_j drq_j Q_{mj} - \sum_{j=1}^n \Delta_j tr_j (P_{mj}^2 + Q_{mj}^2) \quad (4.9)$$

$$\text{Onde: } drp = \sum_{l \in L} r_l P_{lj} - \sum_{l \in R} r_l P_{lj} ; \quad drq = \sum_{l \in L} r_l Q_{lj} - \sum_{l \in R} r_l Q_{lj} \quad \text{e} \quad tr = \sum_{l \in L \cup R} r_l .$$

Considerando-se a hipótese de uma troca entre os arcos b e m sem nenhuma variação nas perdas da rede, tem-se $\Delta L\bar{E}_{bm}(P_{mj}, Q_{mj}) = 0$. Sob esta hipótese de variação de perdas nula, pode-se re-arranjar a equação de variação total das perdas em energia para obter-se a Equação 4.10.

$$\Delta \overline{LE}_{bm}(P_{mj}, Q_{mj}) = 0$$

$$2 \sum_{j=1}^n \Delta_j drp_j P_{mj} + 2 \sum_{j=1}^n \Delta_j drq_j Q_{mj} - \sum_{j=1}^n \Delta_j tr_j (P_{mj}^2 + Q_{mj}^2) = 0 \quad (4.10)$$

$$2 \sum_{j=1}^n \Delta_j P_{mj} \frac{drp_j}{tr_j} + 2 \sum_{j=1}^n \Delta_j Q_{mj} \frac{drq_j}{tr_j} = \sum_{j=1}^n \Delta_j (P_{mj}^2 + Q_{mj}^2)$$

Com o intuito de extrair uma interpretação geométrica da Equação 4.10, sem perder o seu significado físico, soma-se de ambos os lados os termos $\left[\sum_{j=1}^n \Delta_j \left(\frac{drp_j}{tr_j} \right)^2 \right]$ e $\left[\sum_{j=1}^n \Delta_j \left(\frac{drq_j}{tr_j} \right)^2 \right]$, obtendo-se a Equação 4.11.

$$\sum_{j=1}^n \Delta_j \left[2P_{mj} \frac{drp_j}{tr_j} + \left(\frac{drp_j}{tr_j} \right)^2 \right] + \sum_{j=1}^n \Delta_j \left[2Q_{mj} \frac{drq_j}{tr_j} + \left(\frac{drq_j}{tr_j} \right)^2 \right] =$$

$$= \sum_{j=1}^n \Delta_j \left[P_{mj}^2 + \left(\frac{drp_j}{tr_j} \right)^2 \right] + \sum_{j=1}^n \Delta_j \left[Q_{mj}^2 + \left(\frac{drq_j}{tr_j} \right)^2 \right] \quad (4.11)$$

Organizando-se adequadamente os termos da Equação 4.11, obtém-se a Equação 4.12.

$$\sum_{j=1}^n \Delta_j \left[\left(\frac{drp_j}{tr_j} \right)^2 + \left(\frac{drq_j}{tr_j} \right)^2 \right] =$$

$$= \sum_{j=1}^n \Delta_j \left[P_{mj}^2 - 2P_{mj} \frac{drp_j}{tr_j} + \left(\frac{drp_j}{tr_j} \right)^2 \right] + \sum_{j=1}^n \Delta_j \left[Q_{mj}^2 - 2Q_{mj} \frac{drq_j}{tr_j} + \left(\frac{drq_j}{tr_j} \right)^2 \right] \Rightarrow \quad (4.12)$$

$$\Rightarrow \sum_{j=1}^n \Delta_j \left[\left(\frac{drp_j}{tr_j} \right)^2 + \left(\frac{drq_j}{tr_j} \right)^2 \right] = \sum_{j=1}^n \Delta_j \left(P_{mj} - \frac{drp_j}{tr_j} \right)^2 + \sum_{j=1}^n \Delta_j \left(Q_{mj} - \frac{drq_j}{tr_j} \right)^2$$

Denominando-se os termos (drp_j / tr_j) de a_j e (drq_j / tr_j) de b_j , pode-se fazer a analogia da equação das perdas em energia com uma equação da circunferência do tipo $(x-a)^2 + (y-b)^2 = a^2 + b^2$, sendo $(a^2 + b^2)$ o valor do raio da circunferência elevado ao quadrado ($r = \sqrt{a^2 + b^2}$).

A Equação 4.13 representa a totalização dos valores das perdas em energia, em função da troca de ramos da chave b por m , em formato similar a uma equação de circunferência.

$$\sum_{j=1}^n \Delta_j (P_{mj} - a_j)^2 + \sum_{j=1}^n \Delta_j (Q_{mj} - b_j)^2 = \sum_{j=1}^n \Delta_j (a_j^2 + b_j^2) \quad (4.13)$$

Cabe notar que para cada intervalo de tamanho j da curva de carga existe uma circunferência que indica os limites de reduções de perdas na rede por troca de ramos. A Equação 4.13 corresponde a circunferência que representa os limites de reduções de perdas em energia, considerando-se todos os intervalos. Esta situação está apresentada na Fig. 4.4; o perímetro da circunferência caracteriza perdas nulas de energia $\Delta L\bar{E}_{bm} = 0$, obtida pela troca de ramos entre b e m .

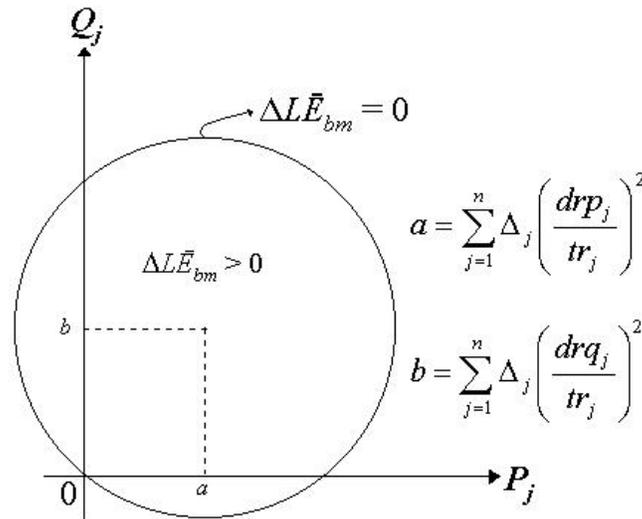


Figura 4.4: Circunferência de perdas nulas.

A circunferência representada na Fig. 4.4 divide o plano $P_{mj} - Q_{mj}$ em duas regiões. No interior da circunferência tem-se valor positivo para a redução de perdas em energia ($\Delta L\bar{E}_{bm} > 0$); ou seja, o interior do círculo indica as trocas vantajosas. No exterior do círculo tem-se valor negativo para a redução de perdas; essas trocas não devem ser realizadas, porque levam a um aumento nos valores das perdas.

Não é demais ressaltar que as equações aqui deduzidas derivam das equações de Baran e Wu (1989). Porém, as equações originais foram desenvolvidas para valores fixos das demandas. As novas formulações contemplam as variações das demandas e suas transformações em energia.

4.4 Algoritmo de Troca de Ramos Generalizada

A Troca de Ramos Generalizada (TRG) visa encontrar uma configuração fixa para todo o período de planejamento, para o problema de redução de perdas por reconfigurações de redes de distribuição de energia elétrica onde variações das demandas são consideradas.

O algoritmo **Troca de Ramos Generalizada (TRG)** pode ser resumido na sequência de passos a seguir.

Passo 01 Para uma certa configuração de operação radial da rede de distribuição, calcula-se os fluxos de potências para todas as situações de carga.

Passo 02 Para cada chave aberta k ,

- identificar o ciclo formado com o fechamento da chave e
- seleccionar a chave m pertencente ao ciclo que apresente a maior redução de perdas, usando-se o “estimador” apresentado no item anterior; inclua m no conjunto de chaves candidatas M .

Passo 03 Seleccionar a chave m^* pertencente ao conjunto de chaves candidatas M que apresente a maior redução de perdas e satisfaça as restrições de factibilidade¹. Se o conjunto M estiver vazio, PARAR e mostrar a solução do problema.

Passo 04 Obter a nova configuração de rede e retornar ao *Passo 1*.

4.5 Comentários

Embora a metodologia Troca de Ramos Generalizada seja encarada como uma busca local, não há impedimentos para que ela seja executada isoladamente. No entanto, deve-se ressaltar que ela normalmente não permite uma prospecção ampla do espaço de soluções. Seus resultados dependem fortemente da solução inicial.

Na tentativa de continuar encontrando boas soluções iniciais e com tempos computacionais reduzidos foi desenvolvida uma nova técnica de abordagem para o problema P_{dvcf} . A metodologia, denominada Árvore de Aproximação, usa conceitos de árvore geradora de custo mínimo e será apresentada no Capítulo 5.

¹ Satisfazer as restrições de factibilidade consiste em verificar se a inclusão do arco seleccionado não forma ciclo e nem viola nenhuma restrição elétrica.

Capítulo 5

ÁRVORE DE APROXIMAÇÃO

Objetivos

- Apresentar algoritmo de árvore geradora de custo mínimo.
- Desenvolver uma nova heurística para o problema de redução de perdas.
- Utilizar conceitos de GRASP para expandir a heurística desenvolvida.

Sumário

- 5.1 Introdução
- 5.2 Árvore Geradora do Custo Mínimo
- 5.3 Árvore de Aproximação
- 5.4 Exemplo de Funcionamento da Árvore de Aproximação
- 5.5 GRASP para Redução de Perdas
 - 5.5.1 *GRASP*
 - 5.5.2 *Algoritmo GRASP para Redução de Perdas*
- 5.6 Exemplo de Funcionamento do GRASP para Redução de Perdas
- 5.7 Discussões

5.1 Introdução

Os capítulos anteriores apresentaram metodologias baseadas em métodos tradicionais para resolver o problema de redução de perdas através de reconfigurações das redes de distribuição considerando as variações das demandas. Especificamente as metodologias foram baseadas nos métodos “Abertura Seqüencial de Chaves” e “Troca de Ramos”. Este capítulo apresenta uma nova metodologia, denominada Árvore de Aproximação (AAp), inspirada no conceito de árvore geradora do custo mínimo (Ahuja *et al.*, 1993).

A próxima seção do capítulo apresenta o algoritmo de *Kruskal* para obtenção de árvores geradoras de custo mínimo. A seção 5.3 apresenta o algoritmo Árvore de Aproximação. A seção 5.4 traz um exemplo do funcionamento da metodologia. A seção 5.5 propõe uma implementação do algoritmo GRASP, para redução de perdas por reconfigurações em redes de distribuição sob demandas variáveis. Discussões finalizam o capítulo.

5.2 Árvore Geradora do Custo Mínimo

A partir de um grafo \mathcal{G} conexo pode-se obter várias árvores (grafos acíclicos e conexos). Árvores geradoras são aquelas com $n - 1$ arcos cobrindo todos os n nós do grafo \mathcal{G} . A conexidade do grafo \mathcal{G} é condição necessária e suficiente para a existência de árvores geradoras (Ahuja *et al.*, 1993).

Árvore Geradora do Custo Mínimo (AGCM) de um grafo $\mathcal{G} = [\mathcal{N}, \mathcal{A}]$ conexo (tendo cada arco $k \in \mathcal{A}$ um custo c_k) é uma árvore que liga todos os nós do grafo e cujo somatório dos custos dos arcos é mínimo.

Existem várias técnicas de resolução do problema de AGCM, todas elas são estratégias gulosas (que visam o menor custo a cada passo). Para encontrar uma árvore de aproximação para o problema de redução de perdas através de reconfigurações de redes de distribuição de energia elétrica com variações das demandas, selecionou-se o algoritmo de *Kruskal* (Ahuja *et al.*, 1993). A escolha foi motivada pelo fato do algoritmo de *Kruskal* utilizar um processo que aproveita as características das estruturas de dados adotadas para representar a rede de distribuição.

O algoritmo de *Kruskal* constrói florestas com os arcos de menores custos da rede, formadas por árvores que vão sendo conectadas no decorrer do processo, até a obtenção de uma árvore geradora de custo mínimo. Seu funcionamento pode ser resumido na seqüência de passos a seguir.

Passo 1: Selecionar dentre todos arcos aquele de menor custo.

Passo 2: Verificar se o arco selecionado não forma ciclo,

- Em caso positivo, selecionar o próximo arco de menor custo.
- Caso Contrário, conectar o arco aos dois nós de suas extremidades.

Passo 3: Se já foram conectados $n - 1$ arcos, parar (a AGCM já foi encontrada).
Caso contrário, voltar ao *Passo 1*.

Observa-se que no momento da escolha do arco com menor custo pode ocorrer empate entre dois arcos. Neste caso, escolhe-se arbitrariamente um dos arcos.

5.3 Árvore de Aproximação

A metodologia Busca Menor Energia apresentada no Capítulo 3 é uma proposta que visa “construir” uma solução para o problema de redução de perdas através de reconfigurações de redes de distribuição de energia elétrica sob demandas variáveis com a restrição de configuração fixa no período de planejamento – problema P_{dvcf} . A metodologia BME é inspirada no algoritmo Abertura Sequencial de Chaves (Merlin e Back, 1975).

Como alternativa de abordagem para o problema P_{dvcf} , elaborou-se a Árvore de Aproximação (AAp), metodologia desenvolvida a partir do algoritmo *Kruskal*. A exemplo da BME, a nova técnica também explora o espaço de soluções do problema através de uma busca de estratégia gulosa do tipo *hill – climbing*. A principal motivação para o desenvolvimento da estratégia da AAp foi a perspectiva de reduzir o esforço computacional para obter a solução do problema P_{dvcf} .

A energia total que flui nos arcos ao longo do período de planejamento foi o critério adotado para guiar o algoritmo de *Kruskal* na construção da AAp. Seleciona-se o arco com máxima energia para compor a solução, até a construção da árvore geradora.

A energia que flui nos arcos é calculada de forma idêntica àquela realizada pela BME. Considerando todas as chaves fechadas, calcula-se para cada perfil de demanda da rede os fluxos de potências ótimos, através de um algoritmo de otimização de fluxos em redes com funções não lineares (Lyra *et al.*, 2002). Converte-se os fluxos de potências nos arcos em energia, multiplicando os valores dos fluxos encontrados para cada situação de demanda pela duração de tempo do intervalo associado. No final totaliza-se a energia dos arcos.

O algoritmo **Árvore de Aproximação (AAp)**, para obtenção de uma solução aproximada para o problema P_{dvcf} , pode ser resumido na seqüência de passos a seguir.

- Passo 1.* Calcular os fluxos de potência ótimos para todas as situações de cargas, sem a restrição de radialidade.
- Passo 2.* Transformar todos os fluxos calculados em energia, considerando os intervalos de duração das cargas.
- Passo 3.* Calcular a energia total associada a cada arco durante o período de estudos (a energia total associada a um certo arco é a soma das energias que fluem no mesmo, em cada um dos intervalos).
- Passo 4.* Obter a lista *ME*, contendo todos os arcos classificados em ordem decrescente do valor da energia.
- Passo 5.* Remover o arco *m*, primeiro da lista *ME*, e adicioná-lo ao grafo.
- Passo 6.* Obter a configuração de rede resultante da inclusão adição do arco *m* no grafo. Se foi obtida uma árvore geradora para o grafo, parar e mostrar a solução. Caso contrário, ir para o *Passo 7*.
- Passo 7.* Se a inclusão de *m* não criar ciclos na rede voltar para o *Passo 5*. Caso contrário, descartar o arco *m* e voltar ao *Passo 5*.

5.4 Exemplo de Funcionamento da Árvore de Aproximação

Para ilustrar o funcionamento da Arvore de Aproximação, desenvolveu-se um estudo de caso com uma rede de pequeno porte.

A rede utilizada está representada na Fig. 5.1. Trata-se da mesma rede utilizada anteriormente, com uma subestação, dois transformadores, dois alimentadores e seis pontos de carga. Todos os pontos de carga são interligados por chaves.

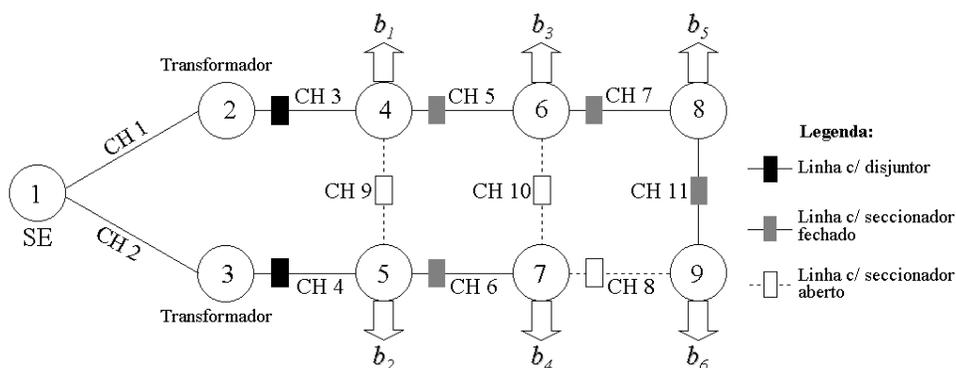


Figura 5.1: Rede de distribuição fictícia.

As demandas nos nós de consumo variam de acordo com a curva de carga apresentada na Fig. 5.2. São considerados três intervalos, com duração de 8, 10 e 6 horas, respectivamente, para os perfis de consumo baixo, médio e alto. Seus valores estão apresentados na Tabela 5.1.

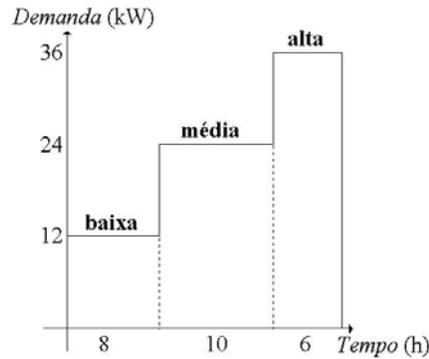


Figura 5.2: Patamares de demandas utilizadas.

Tabela 5.1: Valor das demandas em cada consumidor para os três perfis de carga.

	Demandas					
	b_1	b_2	b_3	b_4	b_5	b_6
Baixa (12 kW)	3,0	2,5	2,5	1,5	1,5	1,0
Média (24 kW)	4,0	2,5	12,0	2,0	2,0	1,5
Alta (36 kW)	22,0	3,0	4,0	2,5	2,5	2,0

Para cada um dos três patamares de carga foram calculados os fluxos de potências ótimos na rede com a restrição de radialidade relaxada, ou seja, com todas as chaves fechadas – *Etapa 1* do algoritmo AAp. Os resultados estão apresentados na Tabela 5.2.

Na primeira coluna da Tabela 5.2 estão os números dos arcos. Na segunda, terceira e quarta colunas estão os fluxos de potências, calculados para os patamares de carga baixo, médio e alto, respectivamente. Na última coluna estão os fluxos totais de energia associados a cada arco. Esta coluna apresenta os resultados da *Etapa 3* do algoritmo AAp.

Tabela 5.2: Fluxos ótimos calculados todas as chaves da rede fechadas para cada perfil.

Arco	Fluxos para cada Perfil de Carga			Energia (kWh)
	Baixo (kW) duração 8 h	Médio (kW) duração 10 h	Alta (kW) duração 6 h	
1	6,1	12,6	20,6	298,27
2	5,9	11,4	15,4	253,73
3	6,1	12,6	20,6	298,27
4	5,9	11,4	15,4	253,73
5	3,3	9,7	3,8	146,81
6	3,2	7,8	7,2	146,19
7	1,2	0,8	1,7	27,95
8	1,3	2,7	2,8	54,05
9	0,2	1,1	5,2	44,54
10	0,4	3,1	1,9	45,15
11	0,3	1,2	0,8	19,05

Dos valores de energia obtidos na última coluna da Tabela 5.2, faz-se uma ordenação decrescente por valor de energia associada aos arcos (*Passo 4* do algoritmo AAp). O resultado está apresentado na Tabela 5.3, que tem os números dos arcos na primeira coluna e os valores da energia na última.

Tabela 5.3: Arcos ordenados em ordem decrescente de energia.

Arco	Energia (kWh)
1	298,3
3	298,3
2	253,7
4	253,7
5	146,8
6	146,2
8	54,05
10	45,15
9	44,54
7	27,95
11	19,05

Seguindo as etapas do algoritmo, o próximo passo indica a colocação do arco com maior energia no grafo. Da Tabela 5.3, observa-se que o arco com maior energia é o arco 1. Como esse arco não formará ciclo, é o primeiro a ser inserido. Na seqüência, deve-se tentar inserir o segundo arco da lista, no caso o arco 3, que também não formará ciclo. Os próximos escolhidos são os arcos 2, 4, 5, 6 e 8; esses também não formam ciclos. Escolhe-se em seguida o arco 10. Sua inserção forma um ciclo na rede; portanto, este arco deve ser descartado. O próximo da lista é o arco 9, que será também descartado. O arco 7 é o próximo a ser selecionado. A adição desse arco não cria ciclo e obtém uma árvore geradora, condição suficiente para parar o algoritmo (*Passo 6*). A configuração radial de operação obtida está representada na Fig. 5.3.

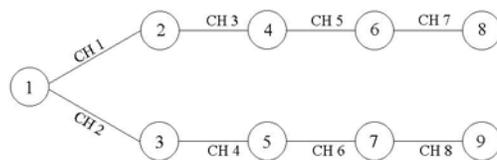


Figura 5.3: Rede radial obtida pela AAp.

Nota-se que a configuração de operação radial obtida pela AAp é a mesma proposta pelo algoritmo BME. O valor das perdas para esta configuração no período de planejamento considerado é de 12.188,50 kWh.

Os estudos de casos, apresentados no próximo capítulo, confirmam a tendência ilustrada neste exemplo que o algoritmo AAp é mais eficiente do que a BME, sob o ponto de vista dos tempos computacionais. Isto é devido a redução de cálculos de fluxos de potências ótimos. Enquanto a BME faz esses cálculos para todos os perfis de demanda de cada chave que será aberta, a AAp faz os cálculos uma única vez.

5.5 GRASP para Redução de Perdas

Na tentativa de encontrar melhores soluções, uma alternativa viável é aumentar a quantidade de soluções obtidas. Com esse objetivo, acrescentou-se um critério aleatório na seleção de arcos da metodologia AAp, esta nova heurística é denominada como GRASP para Redução de Perdas.

A heurística GRASP (*Greedy Randomized Adaptive Search Procedures*) que será apresentada na próxima seção, já foi utilizada para reduzir perdas através de reconfigurações das redes de distribuição de energia elétrica (Bueno *et al.*, 2000). A metodologia resolve o problema considerando as demandas fixas. Faz-se uso dessas idéias, acrescentando as variações das demandas e procurando uma configuração fixa para todo o período de planejamento.

5.5.1 GRASP

O método GRASP (Feo *and* Resende, 1995) é a combinação de uma heurística construtiva com uma busca local. A busca local é caracterizada por exploração do espaço de busca nas proximidades (vizinhança) de uma solução já encontrada.

O método GRASP é dividido em duas fases. Na fase de construção, cria-se uma solução factível, usando conjuntamente uma função gulosa e fazendo-se seleção aleatória. Na fase de busca local, procura-se melhorar a solução construída, investigando-se alternativas em sua vizinhança.

Um algoritmo genérico para o método GRASP é apresentado a seguir. O algoritmo termina quando algum critério de parada for satisfeito. Por exemplo, a identificação de uma solução com valor menor que a solução inicial pode ser um critério de parada.

Fase 1 [construção] – Construir uma solução utilizando um algoritmo guloso, mas que tenha o critério de seleção aleatório.

Fase 2 [busca local] – Aplicar um procedimento de busca local na solução encontrada.

Na fase de construção, quando uma solução factível é construída, usa-se uma função gulosa para avaliar o benefício de cada novo elemento. Em seguida, cria-se uma Lista Restrita de Candidatos, denominada RCL, ordenada pelo critério de melhor avaliação. A cada iteração da fase de construção os benefícios associados aos elementos são atualizados.

A seleção aleatória deve ser feita entre os elementos da lista restrita de candidatos. A lista pode ser restrita por um número máximo de elementos, ou por critério de “qualidade mínima”, dos elementos que a compõem. A qualidade média da solução depende da qualidade

dos elementos presentes na lista restrita. A diversidade das soluções construídas depende da cardinalidade da lista e do controle da aleatoriedade. Um único elemento na lista caracteriza uma busca puramente gulosa, muitos elementos caracterizam uma busca totalmente aleatória.

Os passos a seguir mostram um algoritmo simplificado para a fase de construção do método GRASP. O processo é finalizado no momento em que se obtém uma solução factível.

Passo 1 – Construir a Lista Restrita de Candidatos (RCL), cujos elementos devem estar ordenados por algum critério “guloso” de avaliação.

Passo 2 – Selecionar um elemento aleatoriamente da lista RCL e acrescentá-lo a solução do problema, se a solução for factível parar.

Passo 3 – Atualizar os benefícios associados aos elementos que ainda não participam da solução e voltar ao passo anterior.

A utilização de um algoritmo guloso com seleção aleatória na fase inicial GRASP procura encontrar boas soluções a serem consideradas na segunda fase (fase de busca local). Diferentes soluções podem ser obtidas, executando-se diversas vezes o algoritmo construtivo.

As diversas soluções geradas pela fase de construção do GRASP são melhoradas por procedimento de busca local, na tentativa de encontrar soluções próximas ao ótimo global. Um algoritmo de busca local trabalha de maneira iterativa, substituindo sucessivamente a solução atual por uma melhor solução na vizinhança da mesma. A busca termina quando não é mais possível melhorar a solução, na sua vizinhança. Diferentemente da fase de construção, a busca local depende da solução inicial e da vizinhança. A eficiência da busca local é determinada pela escolha adequada da vizinhança a ser explorada, pela estruturas de dados adotada e pela qualidade da solução inicial.

O algoritmo a seguir ilustra, de uma forma simplificada, os passos para uma busca local na vizinhança da solução obtida pela fase de construção GRASP.

Passo 0 – Construção de uma solução inicial para o problema.

Passo 1 – Procurar na vizinhança da solução uma solução que seja melhor.

Passo 2 – Se uma solução de melhor qualidade for encontrada, parar e mostrar a solução obtida, caso contrário, voltar ao *Passo 1* até um número máximo de iterações.

Uma característica atraente do método GRASP é a facilidade com que ele pode ser projetado e implementado. Neste método têm-se apenas dois parâmetros a serem ajustados: o número de componentes da lista de candidatos (restritividade da lista) e o número máximo de iterações.

A quantidade de elementos na lista restrita de candidatos (RCL) é um aspecto a ser explorado no método. Pode-se ainda refinar a seleção aleatória de um elemento da lista, estabelecendo-se probabilidades diferentes para cada elemento, associadas à qualidade dos mesmos (uma espécie de sorteio “viciado”).

5.5.2 Algoritmo GRASP para Reduções de Perdas

Este item apresenta uma generalização para o problema de redução de perdas por reconfigurações sob demandas variáveis (problema P_{dvcf}). Esta generalização pode ser vista com uma extensão do algoritmo AA_p associado ao método TRG.

O algoritmo **GRASP para Redução de Perdas** pode ser resumido na seqüência de passos a seguir.

- Passo 1.* Calcular os fluxos de potência ótimos para todas as situações de cargas, sem a restrição de radialidade.
- Passo 2.* Transformar todos os fluxos calculados em energia, considerando os intervalos de duração das cargas.
- Passo 3.* Calcular a energia total associada a cada arco durante o intervalo (a energia total associada a um certo arco é a soma das energias que fluem no mesmo, em cada um dos intervalos).
- Passo 4.* Iniciar o contador de iterações e atribuir zero a solução atual.
- Passo 5.* Se o número de iterações for maior que o máximo definido, parar e mostrar a solução atual.
- Passo 6.* Obter a lista *RCL*, contendo os arcos selecionados e classificados pelo máximo valor da energia (critério guloso).
- Passo 7.* Sortear o arco *m* pertencente a *RCL* (critério de seleção de arcos de forma aleatória) e atualizar a lista.
- Passo 8.* Obter a configuração de rede resultante pela adição do arco *m* (isto é, fechar a chave representada pelo arco *m*). Se não existirem ciclos e a rede estiver conexa, mostrar a solução obtida (está concluída a fase de construção). Caso contrário, voltar para a *Passo 6*.

Passo 9. A partir da solução obtida, iniciar a busca local em uma vizinhança, através do algoritmo Troca de Ramos Generalizada.

Passo 10. Se a solução obtida é melhor que a solução atual, atribuir solução obtida à solução atual (fim da fase de busca local). Caso contrário, atualizar o número de iterações e retornar ao *Passo 5*.

A fase de construção é, basicamente, o algoritmo AAp para redução de perdas, com a inclusão de um operador aleatório na escolha dos arcos. A fase de busca local coincide com o algoritmo Troca de Ramos Generalizada.

5.6 Exemplo de Funcionamento do GRASP para Redução de Perdas

Para ilustrar uma iteração do algoritmo GRASP para Redução de Perdas e compará-lo com a AAp, utilizou-se o mesmo estudo de caso anterior, com uma rede de pequeno porte, representada na Fig. 5.4.

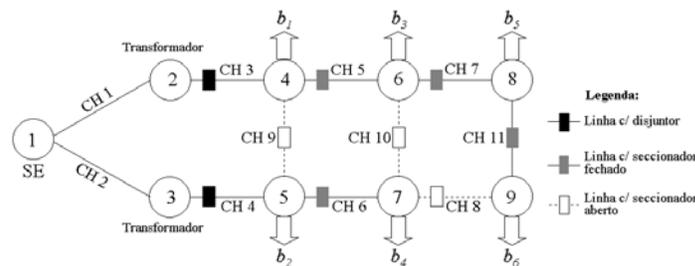


Figura 5.4: Rede de distribuição fictícia.

As variações das demandas são idênticas ao estudo anterior e estão apresentadas na Fig. 5.5, com os mesmos três intervalos, de duração de 8, 10 e 6 horas, respectivamente, para os perfis de consumo baixo, médio e alto. Os valores das demandas estão apresentados na Tabela 5.4.

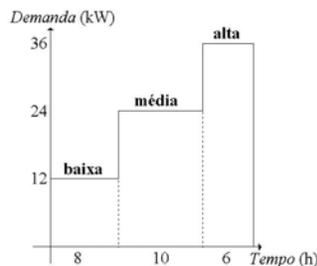


Figura 5.5: Patamares de demandas utilizadas.

Tabela 5.4: Valor das demandas em cada consumidor para os três perfis de carga.

	Demandas					
	b_1	b_2	b_3	b_4	b_5	b_6
Baixa (12 kW)	3,0	2,5	2,5	1,5	1,5	1,0
Média (24 kW)	4,0	2,5	12,0	2,0	2,0	1,5
Alta (36 kW)	22,0	3,0	4,0	2,5	2,5	2,0

Para cada um dos três patamares de carga foram calculados os fluxos de potências ótimos na rede com a restrição de radialidade relaxada, ou seja, com todas as chaves fechadas – *Passo 1* do algoritmo GRASP. Os resultados estão apresentados na Tabela 5.5. Na primeira coluna da Tabela estão os números dos arcos. Na segunda, terceira e quarta colunas estão os fluxos de potências, calculados para os patamares de carga baixo, médio e alto, respectivamente. Na última coluna estão os fluxos totais de energia associados a cada arco. Esta coluna corresponde aos resultados do *Passo 3* do algoritmo GRASP.

Tabela 5.5: Fluxos ótimos calculados com a rede com todas as chaves fechadas para cada perfil.

Arco	Fluxos para cada Perfil de Carga			Energia (kWh)
	Baixo (kW) duração 8 h	Médio (kW) duração 10 h	Alta (kW) duração 6 h	
1	6,1	12,6	20,6	298,27
2	5,9	11,4	15,4	253,73
3	6,1	12,6	20,6	298,27
4	5,9	11,4	15,4	253,73
5	3,3	9,7	3,8	146,81
6	3,2	7,8	7,2	146,19
7	1,2	0,8	1,7	27,95
8	1,3	2,7	2,8	54,05
9	0,2	1,1	5,2	44,54
10	0,4	3,1	1,9	45,15
11	0,3	1,2	0,8	19,05

Na última coluna da Tabela 5.5 faz-se uma ordenação decrescente por valor de energia associada aos arcos; o resultado está apresentado na Tabela 5.6., que tem os números dos arcos na primeira coluna e os valores da energia na última. Selecionam-se os cinco primeiros

arcos, formando a lista RCL, apresentada ao lado esquerdo da tabela. A obtenção da lista correspondente ao *Passo 4* do algoritmo GRASP.

Tabela 5.6: Arcos ordenados em ordem decrescente de energia e lista RLC.

Arco	Energia (kWh)	Lista RLC Arcos
1	298,3	1
3	298,3	3
2	253,7	2
4	253,7	4
5	146,8	5
6	146,2	
8	54,05	
10	45,15	
9	44,54	
7	27,95	
11	19,05	

Seguindo as etapas do algoritmo, o próximo passo indica o sorteio de um elemento da lista RLC – o elemento sorteado é o arco 5. Atualiza-se a lista, ou seja, o arco 5 é retirado e um novo arco deve ser acrescentado à lista, conforme está apresentado na Tabela 5.7. Essa operação encerra o *Passo 5* do algoritmo. Como esse arco não formará ciclo, é o primeiro a ser inserido, dá-se seqüência ao GRASP, ou seja, repete-se o procedimento, com sorteio de um novo elemento e atualização da lista.

Tabela 5.7: Atualização da lista RCL (*Passo 5* do algoritmo GRASP).

Lista RCL Arcos
1
3
2
4
6

O próximo elemento sorteado é o arco 2, que também não formará ciclo. Portanto, pode ser inserido no grafo e deve-se atualizar a lista. Na seqüência, os elementos sorteados são os arcos 1, 8, 4, 10, 11, 7 e 3. A Tabela 5.8 traz as atualizações da lista RCL em função dos sorteios.

Tabela 5.8: Atualizações da lista RCL.

| Lista RCL Arcos |
|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 1 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| 3 | 4 | 4 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| 4 | 6 | 6 | 10 | 9 | 9 | 9 |
| 6 | 8 | 10 | 9 | 7 | 7 | |
| 8 | 10 | 9 | 7 | 11 | | |

O sorteio do arco 7 caracteriza um ciclo, portanto, foi retirado da lista RLC. Como não formam ciclos, os demais arcos foram inseridos no grafo até a obtenção de uma árvore – rede conexa sem ciclos.

O sorteio do arco 3, que torna a rede radial, encerra o *Passo 6* do algoritmo GRASP para redução de perdas. A Fig. 5.6 representa a configuração radial de operação obtida.

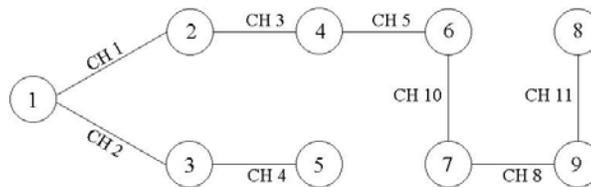


Figura 5.6: Rede radial obtida pela fase de construção GRASP.

Os passos 7 e 8 do algoritmo GRASP para Redução de Perdas consistem na segunda fase do método, ou seja, fase de busca local. Trata-se de procurar, na vizinhança da solução encontrada, uma solução melhor (com menores valores de perdas) que aquela obtida na fase anterior.

Na busca local será realizada a troca entre os arcos 10 e 6, ou seja, o arco 10 deixará a árvore e será substituído pelo arco 6, cuja inclusão mantém a estrutura radial e conectividade da rede. A Fig. 5.7 apresenta a nova configuração radial obtida para operação da rede. Observa-se que a rede encontrada trata-se da melhor configuração de operação, cujo valor das perdas para esta configuração no período de planejamento considerado é de 11.649,60 kWh.

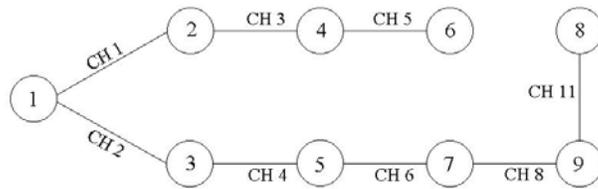


Figura 5.7: Rede radial obtida pelo algoritmo GRASP para redução de perdas.

5.7 Discussões

Neste capítulo foi apresentada a *Árvore de Aproximação (AAp)*, busca gulosa que usa as idéias do algoritmo *Kruskal* para árvore geradora de custo mínimo. A árvore obtida é uma rede radial de distribuição de energia elétrica e o custo mínimo pode ser traduzido como uma configuração de operação com perdas reduzidas. Explora-se também uma extensão da metodologia *Árvore de Aproximação* caracterizada por associação com conceitos do método GRASP.

Este capítulo finaliza a etapa de apresentação das metodologias desenvolvidas para o problema de redução de perdas por reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica sob demandas variáveis (problema P_{dvcf}). O capítulo seguinte traz estudos de casos, nos quais as metodologias são avaliadas e comparadas.

Capítulo 6

ESTUDOS DE CASOS

Objetivos

- Apresentar testes para rede de pequeno porte, comum na literatura da área.
- Desenvolver estudos com redes reais de grandes dimensões.
- Testes (validação) e comparações entre as metodologias desenvolvidas.

Sumário

- 6.1 Introdução
- 6.2 Estudo de Casos I
- 6.3 Características das Redes de Grande Porte
- 6.4 Características das Curvas de Cargas
- 6.5 Estudo de Casos II – BME + TRG
- 6.6 Estudo de Casos III – AAp + TRG
- 6.7 Comparativos entre as Metodologias BME + TRG e AAp + TRG
- 6.8 Estudo de Casos IV – GRASP
- 6.9 Comparativos Finais
- 6.10 Discussões

6.1 Introdução

Este capítulo traz os resultados alcançados no tratamento do problema de reduções de perdas por reconfigurações com variações das demandas, sob a restrição de configuração fixa no período de planejamento (problema P_{dvcf}). As metodologias desenvolvidas neste trabalho e presentes nos estudos de casos a seguir são:

- Busca Menor Energia + Troca de Ramos Generalizada;
- Árvore de Aproximação + Troca de Ramos Generalizada;
- GRASP.

Primeiramente, serão apresentados os resultados obtidos para a rede de Baran e Wu (1989), rede bastante usual na literatura da área. A seguir, são apresentadas características das redes utilizadas e detalhes sobre as curvas de cargas utilizadas – as redes correspondem a situações típicas de algumas cidades brasileiras de médio porte. Essas redes são utilizadas em outro conjunto de estudos de casos.

As técnicas são comparadas entre si, onde os principais requisitos de comparação considerados são as reduções de perdas e os tempos computacionais utilizados para obtê-las. Cabe ressaltar que as perdas a que se referem os estudos de casos são perdas técnicas.

Os algoritmos foram codificados em linguagem C, utilizando o compilador Borland C++ Builder V5.0. Os resultados foram obtidos em um computador Pentium 4 1,7 GHz, com 256 M bytes de memória, usando sistema operacional Windows 2000.

6.2 Estudos de Caso I

O estudo apresentado a seguir, realiza testes iniciais com as metodologias Busca Menor Energia e Árvore de Aproximação (sem aleatoriedade), ambas combinadas com a busca local Troca de Ramos Generalizada.

O primeiro teste apresentado utiliza a rede ilustrada na Fig. 6.1, de Baran e Wu (1989) – rede com 33 nós e 37 arcos. Na configuração inicial as chaves 20, 34, 35, 36 e 37 estão abertas; com esta configuração os valores das perdas são de 2864,65 kWh para o período de planejamento (24 horas).

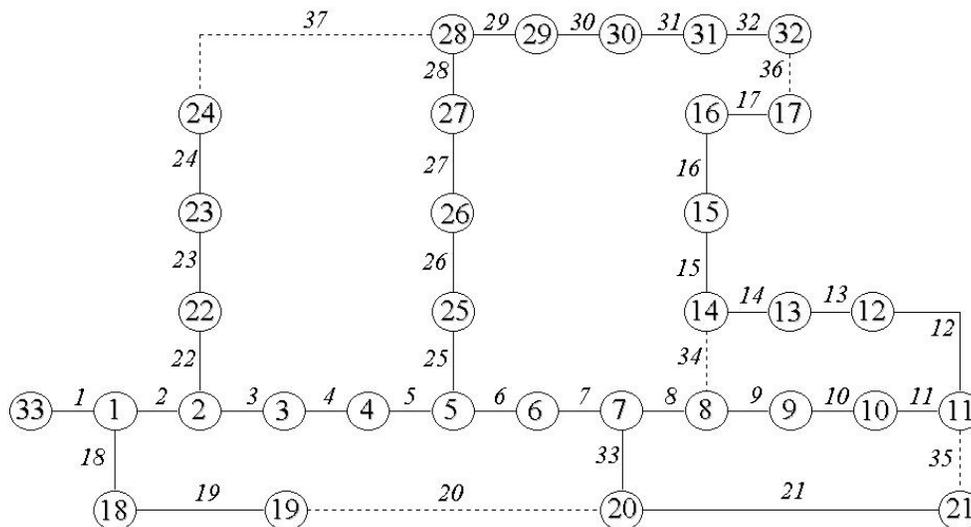


Figura 6.1: Rede de Baran e Wu (1989).

São considerados três perfis de carga: alto, médio e baixo; com duração de 2, 12 e 10 horas, respectivamente, para um período de planejamento de um dia. O perfil de carga alto tem as cargas nos nós iguais aos valores das demandas máximas nos mesmos. As demandas dos nós no perfil de carga médio são obtidas por reduções aleatórias de 10 % em relação ao perfil de carga alto. No caso do perfil de carga baixo, foram aplicadas reduções aleatórias de 10 e 20 %, nas demandas máximas dos nós.

Além da solução inicial, presente na primeira linha da Tabela 6.1, são apresentadas mais duas soluções para a rede da Fig. 6.1. A primeira solução é obtida pela Busca Menor Energia em conjunto com a Troca de Ramos Generalizada, denominada BME + TRG. A próxima solução é obtida através da Árvore de Aproximação trabalhando conjuntamente com a Troca de Ramos Generalizada; denominada AAP + TRG.

Tabela 6.1: Perdas nas configurações *inicial* e obtida pelas BME + TRG e AAP + TRG.

Configuração	Chaves Abertas	Perdas (kWh)
Inicial	20, 34, 35, 36 e 37	2.864,65
BME + TRG	11, 14, 28, 33 e 36	1.599,64
AAP + TRG	7, 11, 14, 28 e 36	1.650,13

Para os perfis apresentados, a configuração de operação sugerida pela BME + TRG é formada por uma rede radial com os valores das perdas reduzido de aproximadamente 44 % em relação a solução inicial. Já, a solução radial sugerida para a mesma rede, no entanto pela utilização da metodologia AAP + TRG contém perdas reduzidas em relação à solução inicial em torno de 43%. Cabe destacar que esse valor de redução não corresponde a valores reais de redes de grande dimensão, trata-se apenas de um exemplo ilustrativo.

As duas configurações obtidas foram comparadas com duas outras configurações, que foram determinadas usando-se também uma metodologia de otimização que visa redução de perdas, porém considerando a demanda fixa. Na primeira delas, denominada configuração alta, as demandas foram fixadas nos níveis máximos; na segunda, denominada configuração baixa, as demandas foram fixadas nos valores mínimos.

Em seguida, calculam-se os valores das perdas para estas duas configurações, porém considerando-se que as demandas variam na forma apresentada anteriormente – relembra-se que as perdas totais são dadas em energia.

A Tabela 6.2 traz na segunda e terceira linha os resultados já mostrados anteriormente, propostos pelas metodologias BME + TRG e AAP + TRG, respectivamente. A quarta e quinta linha mostram, respectivamente, os resultados para as configurações propostas para demandas fixas, nas cargas baixa e alta. Para encontrar as configurações para cargas baixa e alta, foram consideradas apenas um perfil de cargas e utilizou-se a metodologia BME + TRG.

Tabela 6.2: Perdas nas configurações BME + TRG, AAp + TRG, baixa e alta.

Configuração	Chaves Abertas	Perdas (kWh)
BME + TRG	11, 14, 28, 33 e 36	1.599,64
AAp + TRG	7, 11, 14, 28 e 36	1.650,13
Baixa	7, 10, 14, 28 e 32	1.670,24
Alta	7, 10, 14, 28 e 36	1.672,01

Um terceiro teste foi elaborado para quantificar eventuais ganhos quando se permite a variação das configurações ao longo do período de estudo. Foram obtidas as melhores configurações, cada uma delas considerando apenas um perfil de carga. A primeira configuração foi obtida para o perfil de carga alta, a segunda foi para a carga média e a última para carga baixa; em seguida, faz-se a somatória das perdas de cada um dos perfis. Os resultados estão apresentados na Tabela 6.3.

Tabela 6.3: Perdas nas configurações inicial e obtida pela BME + TRG e AAp + TRG.

Reconfiguração	Metodologia	Chaveamentos	Perdas (kWh)
Livre	Reconfiguração	04	1.593,35
Fixa	BME + TRG	Nenhum	1.599,64
Fixa	AAp + TRG	Nenhum	1.650,13

Observa-se que com as reconfigurações livres no período de planejamento reduções de perdas de aproximadamente 0,5% e 3,5% são conseguidas, respectivamente, em relação às soluções obtidas com as metodologias BME e AAp, ambas combinadas com a busca local, que contemplam a restrição de configuração fixa no período. Porém, para manter esse nível de perdas, com redução de apenas 0,5% em relação a melhor solução obtida, seriam necessários quatro chaveamentos no período de apenas um dia. Caberia aos operadores a decisão entre os 4 chaveamentos diários e perdas mínimas ou operação com configuração fixa e nível das perdas em um patamar 0,5% acima dos valores mínimos. Uma análise nesse sentido envolve os custos de chaveamentos e os riscos dessas operações, tais como perturbações transitórias nas redes e perda momentânea da radialidade (o que reduziria a ação dos dispositivos de proteção).

6.3 Características das Redes de Grande Porte

As redes utilizadas nos estudos de casos a seguir são redes reais que operam com configurações radiais. Correspondem a cidades com populações que variam de 20 mil a 300 mil habitantes, aproximadamente. A topologia das redes, identificadas como rede (i), (ii), (iii), (iv) e (v), estão apresentadas no Apêndice C. Na Tabela 6.4 são apresentadas algumas das principais características destas redes.

Tabela 6.4: Principais características das redes de grande porte.

Rede	Nº de Nós	Nº de Arcos	Nº de Alimentadores	Tensão Base (V)	Chaves Abertas
(i)	423	435	1	11.900	13
(ii)	646	655	1	13.200	10
(iii)	1.528	1.558	3	11.900	30
(iv)	2.274	2.316	3	11.400	43
(v)	6.558	6.826	14	11.400	269

Cabe lembrar que nem todos os arcos presentes nas redes contêm chaves. Os arcos que não contêm chaves são denominados de arcos passagem e, conseqüentemente, não são manobráveis.

Na Tabela 6.5 estão discriminados os tipos e respectivas quantidades de chaves presentes em cada uma das redes. Nessa mesma tabela está apresentado também o número total de chaves e a porcentagem de chaves em relação ao número total de arcos.

Destaca-se que as chaves fusíveis são equipamentos adequados para abertura do circuito sem carga, no entanto, existem chaves fusíveis, dotadas de câmara de extinção que permitem a abertura do circuito com circulação de corrente no valor nominal característico da chave, sem a necessidade de ferramentas especiais (Mamede Filho, 2005).

Tabela 6.5: Chaves presentes em cada uma das redes.

Rede	Número de Chaves				Porcentagem chaves/arcs (%)
	A Óleo	Faca	Fusível	Total	
(i)	7	11	62	80	18,4
(ii)	4	29	103	136	20,8
(iii)	19	42	184	245	15,7
(iv)	50	55	293	398	17,2
(v)	182	246	624	1.052	15,4

As últimas características das redes a serem apresentadas serão o carregamento, o valor das perdas na configuração inicial da rede e a porcentagem de perdas em relação ao carregamento da rede, mostrados na Tabela 6.6. Ressalta-se que os valores das perdas dependem das cargas abastecidas pela rede e do período de planejamento utilizado. No próximo item serão apresentadas as principais características das curvas de carga utilizadas.

Tabela 6.6: Carregamento e perdas nas configurações iniciais das redes.

Rede	Carregamento (kWh)	Perdas Iniciais (kWh)	Porcentagem perdas/carregamento (%)
(i)	173.538,66	2.157,91	1,24
(ii)	192.654,68	5.057,30	2,63
(iii)	330.526,49	6.178,30	1,87
(iv)	1.002.094,16	23.807,13	2,38
(v)	3.113.304,69	28.427,73	0,91

6.4 Características das Curvas de Carga

Para os estudos de casos presentes nos próximos tópicos, foram utilizadas três curvas de carga de referência: residencial, comercial e industrial. Para cada nó da rede é feita uma escolha aleatória para decidir qual será a curva de carga adotada. O sorteio realizado é feito tipo “roleta”, tendo a curva de carga residencial 60% de probabilidade de ser escolhida. As demais curvas de carga, comercial e industrial, têm probabilidades de serem escolhidas de 25% e 15%, respectivamente. A Fig. 6.2 mostra-se essas probabilidades de escolha de cada um dos tipos de curvas de cargas.

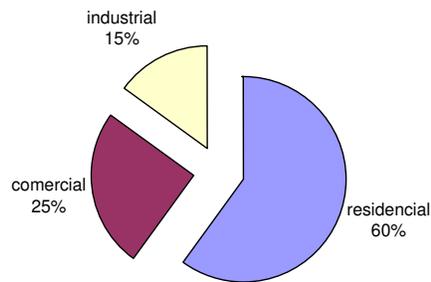


Figura 6.2: Probabilidades para atribuição das curvas de cargas em cada nó.

Usualmente, as concessionárias de distribuição de energia elétrica dividem suas curvas de carga em até 5 patamares. Visando acompanhar essa tendência das empresas, as curvas de cargas dos estudos também são divididas em 5 partes: madrugada, manhã, tarde, ponta (ou pico) e noite. A Fig. 6.3 apresenta um exemplo da curva de carga residencial, utilizada nos estudos de casos.

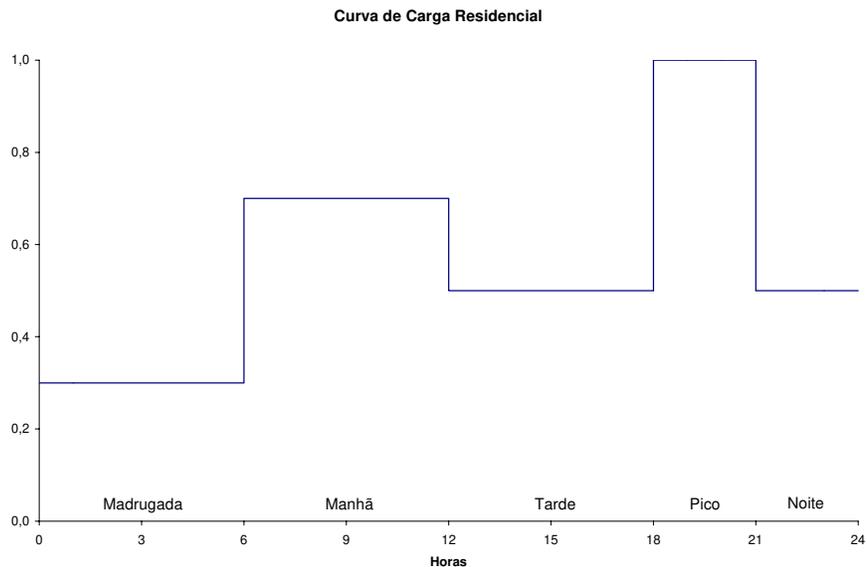


Figura 6.3: Curva de carga residencial típica.

O intervalo de duração de cada uma das partes que dividem as curvas de carga diárias utilizadas também pode ser alterado livremente. No entanto, adota-se nos estudos intervalos com as mesmas durações.

O valor da carga, previamente contido em cada rede de distribuição de energia elétrica, é adotado como valor de pico (valor máximo). Por exemplo, quando um intervalo tem valor de referência de 0,3 significa que a carga que está sendo consumida nesse período é de apenas 30% do valor da carga máxima prevista para aquele nó (bloco de consumo). Na Fig. 6.4 está apresentado o formato da curva de carga comercial utilizada nos estudos.

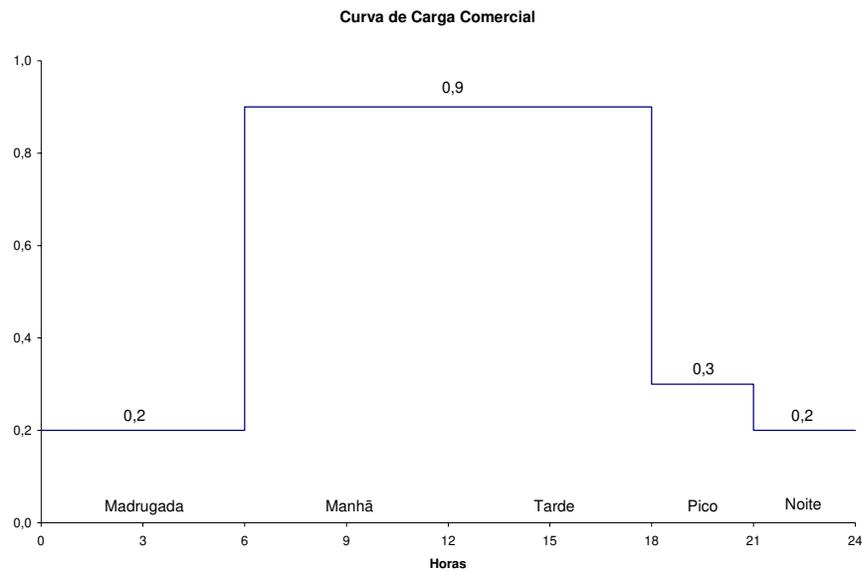


Figura 6.4: Curva de carga comercial típica.

Da forma como as curvas de cargas estão sendo apresentadas, pode-se considerar que as cargas sofrem variações uniformes. No entanto, o problema que foi proposto a ser resolvido neste trabalho (P_{dvcf}) contempla variações não uniformes das demandas. Visando atender essa realidade, após a escolha do tipo de curva a ser adotada no nó, faz-se uma variação aleatória de $\pm 15\%$ no valor de referência adotado. Dessa maneira, as variações das cargas em cada nó deixam de ser uniformes.

Exemplificando, se o valor de referência do intervalo é de 0,3 e a carga máxima desse nó for de 100 kW, o valor adotado não será de 30 kW, será um valor contido dentro da faixa de variação de $30 \pm 15\%$. Nesse exemplo o valor de carga adotado pode ir de no mínimo 25,5 até o máximo de 34,5. Um componente aleatório é quem determina o valor a ser escolhido.

Na Fig. 6.5 está ilustrada uma curva de referência para cargas industriais. A Fig. 6.6 apresenta a curva de carga para um determinado nó de carga industrial, obtida por aplicação da componente aleatória à curva de referência (apresentada na Fig. 6.5).

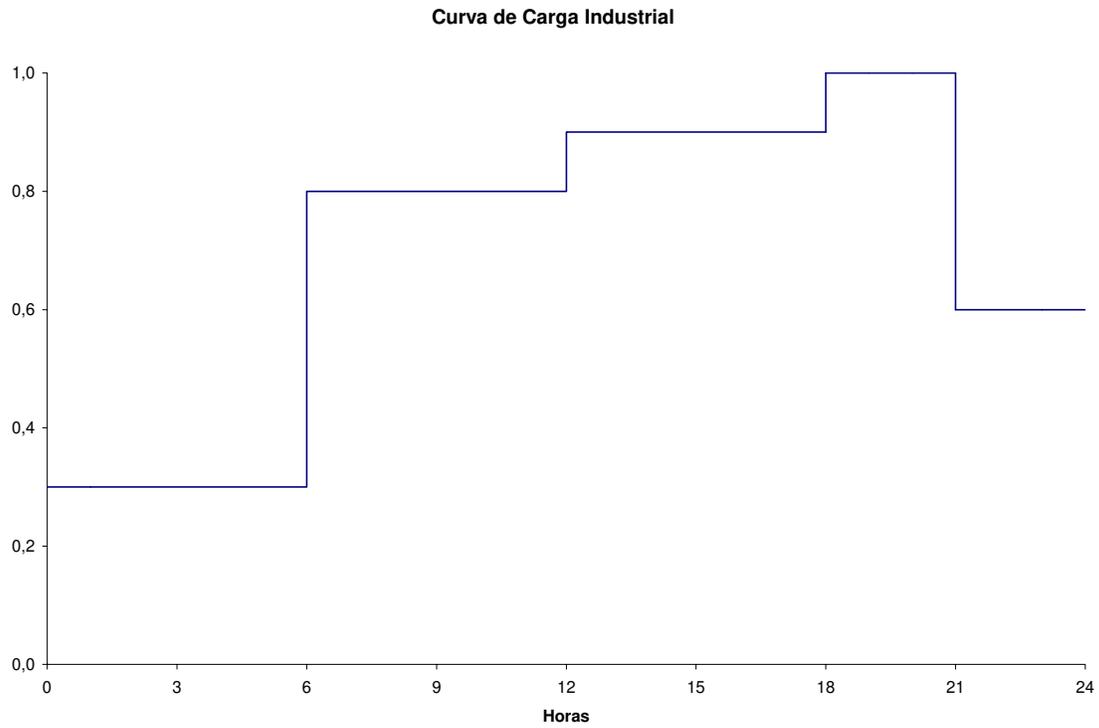


Figura 6.5: Curva de carga industrial típica.

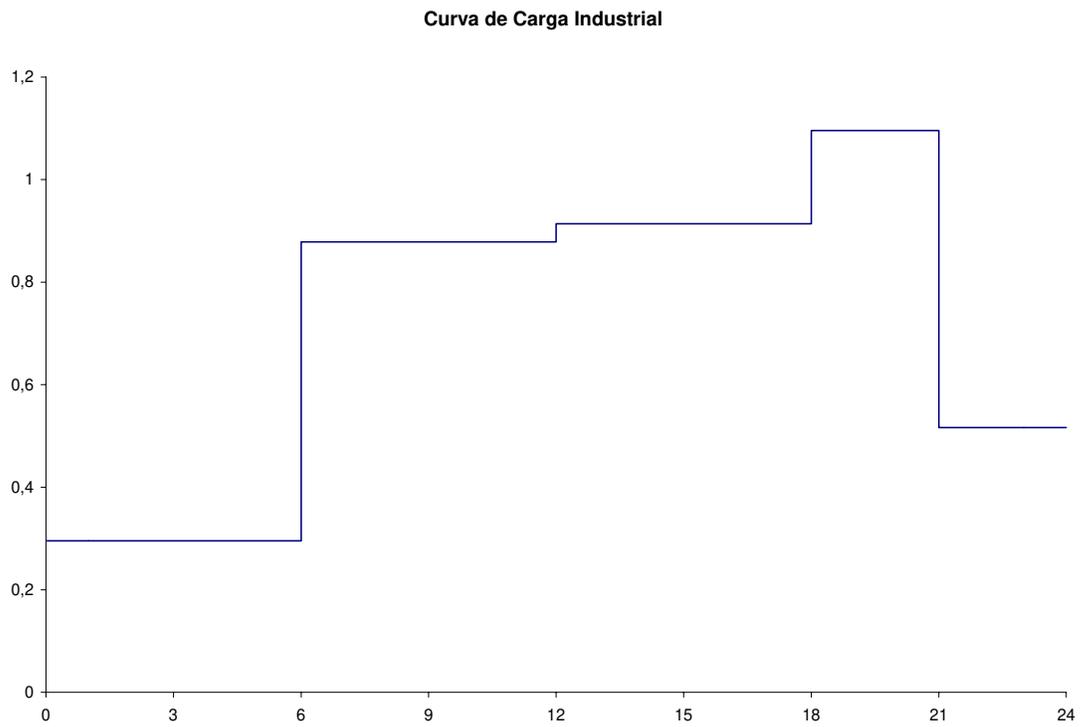


Figura 6.6: Curva de carga industrial para um determinado nó da rede.

6.5 Estudos de Casos II – BME + TRG

Neste item dos estudos será avaliado o desempenho da metodologia Busca Menor Energia que, inspirada na metodologia Abertura Seqüencial de Chaves (Merlin *and* Back, 1975), faz a construção de uma solução factível para o problema através de critérios “gulosos”. De posse da solução construída numa primeira fase, faz uma busca local por Troca de Ramos Generalizada, baseada na metodologia Troca de Ramos (Baran *and* Wu, 1989).

Os resultados estão apresentados na Tabela 6.7. Como já citado, as curvas de carga têm período de planejamento diário e com as características apresentadas na seção anterior. A primeira coluna da tabela identifica as redes de distribuição utilizadas. Na segunda estão presentes os valores das perdas de energia na configuração inicial, calculadas em função das curvas de cargas. A terceira coluna mostra os valores das perdas de energia após a otimização, com a aplicação das metodologias BME + TRG. Na quarta coluna estão as reduções percentuais obtidas com a aplicação dessas metodologias, tomando-se como referências as soluções iniciais. Na quinta coluna estão presentes os tempos computacionais gastos pelas metodologias para obterem as reduções de perdas.

Tabela 6.7: Reduções de perdas obtidas com utilização das metodologias BME + TRG.

Rede	Perdas Iniciais (kWh)	Perdas BME + TRG (kWh)	Percentual de Redução (%)	Tempos Computacionais (h:min:s)
(i)	2.157,91	2.014,82	6,63	00:01:21
(ii)	5.057,30	4.554,66	9,94	00:01:37
(iii)	6.178,30	5.013,45	18,85	00:03:24
(iv)	23.807,13	21.652,30	9,05	00:23:09
(v)	28.427,73	26.304,97	7,47	02:10:54
TOTAL	65.628,37	59.540,20	9,28	02:40:25

Em geral, as redes com maiores valores de perdas percentuais em relação a seus carregamentos (vide tabela 6.6), apresentaram as maiores reduções de perdas de energia. Entretanto, nesse aspecto, a rede (iii) foi uma exceção, com apenas 1,87 % de perdas em relação a seu carregamento, teve a maior redução de perdas, aproximadamente 19 %.

A última linha da tabela 6.7 foi acrescentada na tentativa de se imaginar os benefícios após a aplicação das metodologias em todas as redes apresentadas. Supondo-se uma concessionária de distribuição de energia elétrica de pequeno porte com essas cinco cidades para administrar. Após a aplicação das metodologias em todas as redes a redução de energia elétrica desperdiçada seria em torno de 6 mil kWh/dia, obtida com aproximadamente três horas de processamento computacional. Considerando o preço da energia em R\$ 80,00/MWh, no final do ano se obteria um ganho de aproximadamente R\$ 180 mil.

A Tabela 6.8 traz as chaves abertas nas configurações inicial e final para a rede (ii), obtida após a aplicação das metodologias BME + TRG, presentes na terceira linha da tabela. Na quarta e quinta linhas estão as chaves que devem ser manobradas para se obter uma redução de aproximadamente 10 %, com a reconfiguração da rede. Escolhe-se a rede (ii) para apresentar essas informações, por ela conter menor quantidade de chaves abertas entre as redes estudadas.

Tabela 6.8: Chaves abertas nas configurações inicial e final.

Rede	Chaves Abertas	
	Configuração Inicial	Configuração BME + TRG
(ii)	532, 587, 594, 599, 602, 608, 549, 584, 586 e 643	532, 577, 594, 599, 602, 527, 608, 584, 586 e 646
	– Chaves a serem fechadas:	587, 549 e 643
	– Chaves a serem abertas:	577, 527 e 646

Nota-se que são necessários apenas três chaveamentos para atingir-se cerca de 10 % de reduções nas perdas. Nas demais redes – (i), (iii), (iv) e (v), são necessários, respectivamente, 7, 12, 20 e 118 chaveamentos, em relação a configuração inicial, para obterem-se reduções de perdas de energia nas redes. Cabe lembrar que a rede cuja metodologia sugere 118 chaveamentos contém aproximadamente 7 mil arcos – destes 269 são chaves abertas.

É usual a prática das concessionárias realizarem os chaveamentos, necessários para reduções de perdas, diluídos ao longo de um determinado prazo. Seleciona-se alguns chaveamentos críticos do ponto de vista de perdas; estes com prioridades são realizados inicialmente. Ao longo do tempo vão se realizando os demais, até que no final do prazo proposto todos os chaveamentos são realizados e a rede estará com a configuração, sugerida.

6.6 Estudo de Casos III – AAp + TRG

Esta seção avalia o desempenho da metodologia Árvore de Aproximação, que faz uso das idéias de árvore geradora de custo mínimo (utilizando o algoritmo Kruskal), combinada com uma busca local, por Troca de Ramos Generalizada. As redes serão as mesmas utilizadas e apresentadas anteriormente, assim como são as mesmas as três curvas de carga, fracionadas em 5 perfis.

Na Tabela 6.9 as redes estão apresentadas na primeira coluna. Na segunda são repetidos os valores das perdas iniciais para todas as redes. Na terceira e quarta coluna estão, respectivamente, as perdas finais após aplicação das metodologias AAp + TRG e as reduções percentuais obtidas, tomando-se como referências soluções iniciais. A última coluna apresenta os tempos computacionais utilizados pelas metodologias para obterem as reduções mostradas nas duas colunas anteriores.

Tabela 6.9: Reduções de perdas obtidas com utilização das metodologias AAp + TRG.

Rede	Perdas Iniciais (kWh)	Perdas AAp + TRG (kWh)	Percentual de Redução (%)	Tempos Computacionais (h:min:s)
(i)	2.157,91	2.013,66	6,68	00:00:02
(ii)	5.057,30	4.556,29	9,91	00:00:03
(iii)	6.178,30	5.164,94	16,40	00:00:18
(iv)	23.807,13	20.515,55	13,83	00:07:46
(v)	28.427,73	25.341,25	10,86	00:17:21
TOTAL	65.628,37	57.591,69	12,25	00:25:30

As maiores reduções de perdas foram alcançadas para as redes (iii) e (iv), respectivamente. Para as metodologias AAp + TRG não se detectou uma relação direta das reduções com a porcentagem perdas/carregamento. A rede com menores reduções de perdas foi a rede (i), que obteve uma redução de aproximadamente 7% em relação a solução inicial.

Acrescentou-se também uma última linha, denominada Total, na Tabela 6.9, com a finalidade de verificar as reduções de perdas totais, considerando-se a operação simultânea das cinco redes presentes nos estudos. É possível detectar com a utilização das metodologias uma economia de aproximadamente 8 mil kWh, o que corresponde a uma redução em torno de

12% de energia, sendo utilizados por volta de trinta minutos de processamento computacional. Estimando-se novamente o preço da energia elétrica em R\$ 80,00/MWh, em um ano esse nível de redução de perdas corresponderia a uma economia de aproximadamente R\$ 235 mil/ano.

Na Tabela 6.10 estão apresentadas para a rede (ii) as chaves abertas nas configurações inicial e final, obtida após otimização com o uso da metodologia AAp + TRG. As últimas linhas trazem as chaves que devem ser manobradas para obter-se a redução de 10,54% através do processo de reconfiguração da rede.

Tabela 6.10: Chaves abertas nas configurações inicial e final.

Rede	Chaves Abertas	
	Configuração Inicial	Configuração AAp + TRG
(ii)	532, 587, 594, 599, 602, 608, 549, 584, 586 e 643	587, 577, 244, 599, 602, 528, 608, 335, 394 e 470
	– Chaves a serem fechadas:	532, 594, 549, 584, 586 e 643
	– Chaves a serem abertas:	577, 244, 528, 335, 394 e 470

Observa-se que 6 pares de chaves precisam ter seus estados alterados para obter-se uma redução de aproximadamente 11% nos valores das perdas. Nas demais redes, ou seja, nas redes (i), (iii), (iv) e (v), são necessários 11, 22, 34 e 233 chaveamentos para se obterem, respectivamente, 7, 16, 14 e 11% de reduções de perdas de energia elétrica nestas redes.

Pode-se considerar o número de chaveamentos alto, principalmente na rede (v), que contém em torno de 7 mil arcos. No entanto, como se trata de um problema de planejamento, essa quantidade de chaveamentos pode ser diluída ao longo de um prazo viável, o qual deve envolver estudos de custos e riscos.

6.7 Comparativos entre BME + TRG e AAp + TRG

A metodologia AAp + TRG superou praticamente todas as reduções de perdas obtidas com a BME + TRG; somente para a rede (iii) isso não foi verificado. Para a rede (ii) obteve-se empate. Os tempos computacionais da AAp + TRG merecem destaque pois, em relação aos tempos da BME + TRG, foram reduzidos sensivelmente. Os tempos gastos são reduzidos em torno de cinco vezes, lembrando que, na maioria dos casos, sem perder a qualidade da solução obtida.

Como aspecto positivo da metodologia BME + TRG estão as quantidades de chaveamentos necessários para se passar da solução inicial à solução encontrada. A AAp + TRG necessita em torno de 60 % a mais de chaveamentos.

6.8 Estudos de Casos IV – GRASP

Como se discutiu no Cap. 5, a combinação da AAp com sorteio com a TRG pode ser entendida com a aplicação da metodologia GRASP ao problema de redução de perdas técnicas por reconfigurações sob demandas variáveis e com a restrição de configuração fixa no período de planejamento – problema P_{dvcf} . Poderia também ter sido usado uma metodologia GRASP derivada da BME, ou seja, acrescentando-se o sorteio no processo de busca; no entanto, os tempos computacionais da BME não motivaram testes nesse sentido.

Os testes no GRASP (AAp com sorteio + TRG) também utilizam as 5 redes reais apresentadas anteriormente. Para a escolha do parâmetro tamanho da lista RCL (lista restrita de candidatos), realizou-se diversos testes na rede (ii).

Quanto menor a quantidade de elementos na lista mais “gulosa” será busca; um único candidato torna a busca puramente gulosa. Por outro lado, um número excessivamente grande de elementos na lista RCL faz a busca torna-se totalmente aleatória. Na tentativa de se encontrar esse ponto de equilíbrio são desenvolvidos os testes a seguir.

Na bateria de testes na rede (ii), a cardinalidade da lista RCL varia de 5 até 50 elementos. Lembra-se que os elementos presentes na lista são arcos, ordenados pelo valor de suas energias e candidatos a comporem a árvore de aproximação para as perdas. Na técnica AAp o arco com maior energia é diretamente selecionado, enquanto que na metodologia GRASP há um sorteio para determinar qual arco será escolhido. O número de candidatos presentes na seleção aleatória é definido pelo tamanho da lista RCL.

A seleção aleatória é feita na primeira fase GRASP, até a construção de uma solução factível, ou seja, até obter-se uma árvore que corresponde a uma configuração de rede radial. Em seguida, na segunda fase, é realizada uma busca local na tentativa de reduzir ainda mais os valores das perdas, a busca local utilizada é a TRG. Neste estudo, uma iteração corresponde a execução completa GRASP, envolvendo as duas fases. O critério de parada é satisfeito quando cinco soluções radiais são encontradas.

Na Tabela 6.11 estão os resultados alcançados para a rede (ii) com a metodologia GRASP para o problema P_{dvcf} . Para cada cardinalidade da lista RCL são obtidas cinco soluções. A primeira coluna traz as perdas iniciais para a rede (ii), dadas em kWh. Na segunda coluna está o número de elementos da lista RCL. Da terceira a sétima coluna estão as porcentagens de reduções de perdas de cada iteração GRASP, todas em relação à solução inicial. Na última coluna, denominada média, está a média ponderada da linha, ou seja, das soluções com a mesma quantidade de elementos na lista RCL. Está assinalada com * a melhor solução de cada linha.

Tabela 6.11: Reduções das perdas da rede (ii) com a metodologia GRASP.

Perdas Iniciais (kWh)	Perdas GRASP						Média
	RCL	Reduções Percentuais (%)					
		Iteração					
		1	2	3	4	5	
5.057,30	5	9,91	9,56	8,47	9,63	10,54*	9,62
	10	9,49	9,50	9,86*	8,40	9,44	9,34
	15	8,68	9,41	7,19	10,00*	9,63	8,98
	20	9,50	2,57	10,30*	9,97	8,33	8,13
	30	10,29*	6,58	5,83	9,00	9,07	8,15
	40	9,01	7,67	1,12	0,00	10,37*	5,63
	50	7,71	9,60*	7,49	7,84	0,00	6,53

Observa-se que a melhor média de soluções foi obtida com a lista RCL contendo a menor quantidade de elementos (apenas cinco). Porém, a pior média não foi àquela associada à lista com maior número de candidatos, mas à lista contendo 40 elementos. No entanto, na linha de pior média encontra-se uma solução que permite reduções de 10,37 %, em relação aos valores das perdas iniciais, a segunda melhor solução entre todas presentes na Tabela 6.11. Esta solução é melhor também que as duas soluções obtidas pelas metodologias anteriores, BME + TRG e AAP + TRG, que obtiveram, respectivamente, 9,91 e 9,94% de reduções.

A melhor solução da tabela está presente na primeira linha (RCL = 5) e alcançou reduções de 10,54%. Os tempos computacionais da metodologia GRASP são semelhantes, ou em muitos casos idênticos, ao das metodologias AAP + TRG. Para a rede (ii) executando-se as

cinco iterações foram necessários cerca de 15 segundos, equivalente a cinco vezes o tempo AAp + TRG.

Cada iteração fornece uma solução; foi escolhido o número de cinco iterações, pois testes com mais iterações forneceram muitas soluções repetidas. Portanto, adotou-se o tamanho da lista de candidatos que forneceu a melhor média de soluções ($RCL = 5$) e o critério de parada de cinco iterações para realizar os demais testes da metodologia GRASP, utilizando todas as cinco redes presentes nos estudos anteriores. Os resultados estão apresentados na Tabela 6.12, que traz a rede utilizada na primeira coluna e os valores das perdas na configuração inicial na coluna seguinte. Da terceira até a sétima coluna estão as reduções percentuais obtidas com a aplicação de cada iteração GRASP, envolvendo suas duas fases. Na última coluna estão as melhores soluções encontradas pela técnica GRASP para cada uma das redes.

Tabela 6.12: Reduções das perdas obtidas com a metodologia GRASP.

Rede	Perdas Iniciais (kWh)	Perdas GRASP					
		Reduções Percentuais (%)					Melhor Solução
		$RCL = 5$					
Iteração							Melhor Solução
1	2	3	4	5			
(i)	2.157,91	6,68	6,04	6,68	6,04	6,68	6,68
(ii)	5.057,30	10,30	10,34	8,48	8,85	10,49	10,49
(iii)	6.178,30	16,19	16,36	16,35	17,66	16,40	17,66
(iv)	23.807,13	13,83	14,17	13,82	13,79	13,79	14,17
(v)	28.427,73	10,75	10,75	10,87	10,86	10,75	10,87

Nota-se que, quase sempre, as melhores soluções das metodologias anteriores são alcançadas ou ultrapassadas pela metodologia GRASP; somente na rede (iii) isso não foi verificado, com a metodologia BME + TRG obtendo maiores reduções das perdas em relação ao GRASP. Os resultados mais expressivos foram alcançados para as redes (ii) e (iv). Tomando a rede (iv) como exemplo, as cinco iterações da metodologia GRASP utilizaram pouco menos de 40 minutos para sugerir, na melhor solução, uma redução nas perdas na ordem de 14 %. Isso equivale a uma economia de energia de aproximadamente 3,5 MWh por dia.

Em resumo, não havendo restrições sobre os tempos computacionais, a utilização da metodologia GRASP pode ser considerada vantajosa, em relação às metodologias BME + TRG e AAp + TRG.

6.9 Comparativos Finais

Finalmente são comparados os valores das perdas após a aplicação das três metodologias com as perdas calculadas para a configuração original das redes, denominadas perdas iniciais. Esses valores estão apresentados na Fig. 6.7, juntamente com os tempos computacionais necessários para alcançar as reduções. Cabe lembrar que os valores utilizados na metodologia GRASP são aqueles correspondentes às melhores soluções, no final das cinco iterações.

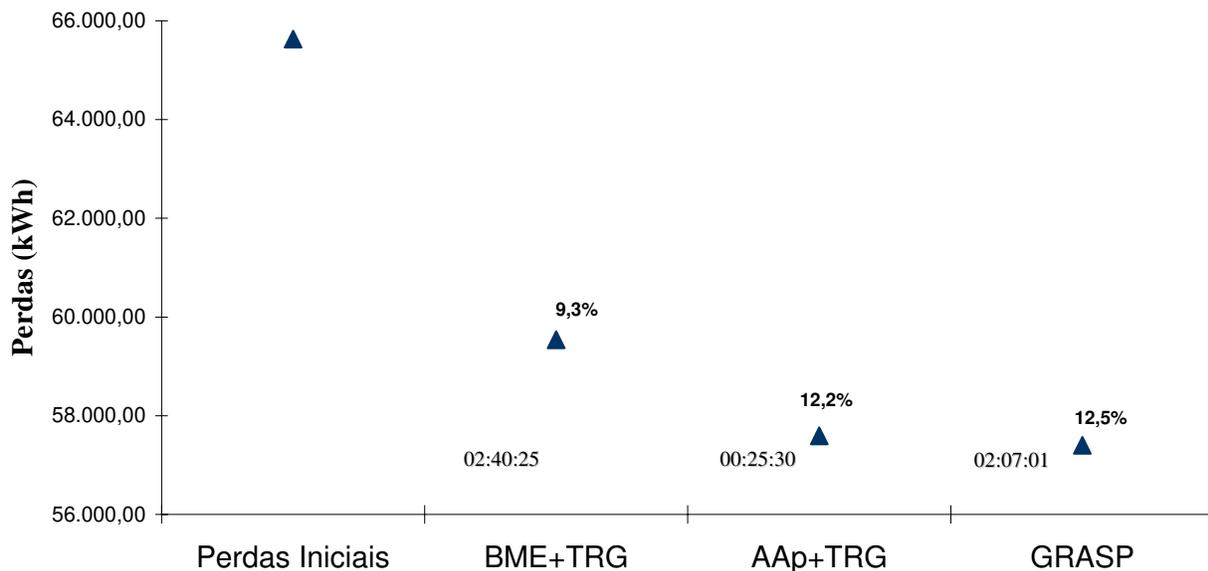


Figura 6.7: Comparativos entre as três metodologias desenvolvidas para o problema P_{dvef} .

A totalização das perdas de energia em todas as redes ultrapassa 65 MWh. Com a primeira metodologia (BME + TRG) é possível reduzir esse valor para menos de 60 MWh, correspondente a cerca de 9% dos valores iniciais. Sobre a perspectiva de reduções dos valores das perdas, as outras metodologias se mostraram mais eficazes, atingindo reduções de aproximadamente 12 e 12,5%, respectivamente para as técnicas AAp + TRG e GRASP, ou seja, os valores das perdas foram reduzidos para a casa dos 57 MWh.

Adotando-se a mesma estimativa utilizada anteriormente, que considera o preço da energia elétrica em R\$ 80,00/MWh, reduzir os níveis das perdas em mais de 12%, significa uma economia de energia anual de cerca de 8 MWh, que corresponde a uma economia financeira de aproximadamente de R\$ 240 mil/ano.

6.10 Discussões

Os testes realizados neste capítulo permitem comprovar que as três metodologias elaboradas neste trabalho são capazes de encontrar boas soluções para o problema de reduzir perdas através de reconfigurações em redes de distribuição de energia elétrica, quando as variações das demandas são consideradas e se impõe a restrição de manter a configuração fixa no período de planejamento.

Estudos adicionais devem ser concebidos para se identificar qual das técnicas é a mais apropriada para a realidade de uma determinada empresa. Embora os estudos de casos tenham indicado que o método GRASP é o mais promissor, sempre que possível, as três metodologias devem ser avaliadas.

Capítulo 7

CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma nova visão para o problema de redução das perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica, através de reconfiguração de redes. A principal inovação consiste em abordar o problema com a consideração explícita das variações de demandas, mas impondo-se a restrição de que as configurações devem permanecer fixas ao longo do período de planejamento.

Chaveamentos podem ser considerados operações de riscos, em decorrência das perturbações transitórias impostas a rede. Este fato motivou o desenvolvimento da formulação de compromisso entre reduções das perdas e riscos de manobras, resultando na nova concepção de abordagem para o problema. Essa formulação foi apresentada e comparada com formulações para demandas fixas.

O problema de reduções de perdas técnicas por reconfigurações em redes de distribuição de energia elétrica é um problema não linear e combinatório, de solução difícil. A inclusão das variações das demandas com imposição de operação com configuração fixa em um período de planejamento, torna o muito mais complexo.

Foram elaboradas duas metodologias para abordagem do novo problema. A primeira utiliza a metodologia denominada Busca Menor Energia (BME), inspirada na técnica de Abertura Sequencial de Chaves. A segunda técnica, denominada Árvore de Aproximação (AAP), faz uso das idéias de árvore geradora de custo mínimo. Ambas são combinadas com uma busca local, denominada Troca de Ramos Generalizada (TRG), baseada na técnica de Troca de Ramos. Foi também proposta uma extensão da metodologia de Árvore de Aproximação caracterizada por associação com conceitos do método GRASP (*Greedy Randomized Adaptive Search Procedures*).

As metodologias foram aplicadas em redes de cidades brasileiras de tamanhos variados, mostrando boas perspectivas de utilização em sistemas de distribuição de energia elétrica.

As metodologias se mostraram promissoras, sempre conseguindo reduções significativas nos níveis das perdas. A BME + TRG utiliza maior tempo computacional e apresenta as menores reduções; no entanto, nos estudos de casos realizados o número de chaveamentos para migrar da solução inicial para a solução com perdas reduzidas é o menor

entre as três técnicas. O maior tempo computacional pode ser justificado pelo número de vezes que a metodologia precisa calcular os fluxos ótimos nas redes.

A metodologia AAP + TRG tem no quesito tempo computacional sua melhor característica, sem abrir mão da qualidade da solução encontrada que apresenta sensíveis reduções nos níveis das perdas. Quando comparada com a BME + TRG, nos estudos de casos realizados tem apenas como desvantagem a maior quantidade de chaveamentos para migrar da solução inicial para a nova configuração de operação, com perdas reduzidas. Considerando que a passagem da solução inicial para a configuração com perdas reduzidas, não precisa ser realizada em um espaço de tempo curto, essa característica não é uma desvantagem significativa.

A variante desta segunda técnica, denominada metodologia GRASP, utiliza todas as características da AAP + TRG; no entanto, reduções superiores nos níveis das perdas são alcançadas. O tempo computacional também é equivalente, ou seja, o GRASP necessita de aproximadamente o mesmo tempo computacional multiplicado pela quantidade de soluções desejadas – os estudos de casos permitiram observar que cinco soluções é um bom número.

Como se trata de um problema que visa planejar a operação das redes do sistema de distribuição de energia elétrica, o tempo computacional não é um fator preponderante. Portanto, as três metodologias podem ser utilizadas conjuntamente, com o objetivo de explorar suas características e, no confronto com os requisitos técnicos, encontrar-se a melhor solução a ser realizada.

As três metodologias alcançaram reduções sensíveis nos valores das perdas (em torno de 10%). Os tempos computacionais, considerando a otimização de todas as redes presentes nos estudos de casos, ficaram entre vinte e cinco minutos e duas horas e quarenta, no pior caso.

A formulação do problema e todas as metodologias desenvolvidas são aspectos inovadores do trabalho.

Desdobramentos

Em futuros trabalhos, sugere-se abordar de forma integrada o problema de reduções de perdas por reconfigurações com demandas variáveis com o problema de localização e dimensionamento de bancos de capacitores.

Definida a instalação dos capacitores, deve-se abordar o problema de controle do estado dos capacitores, para definir as melhores estratégias de chaveamentos dos bancos em função das variações das demandas – deve-se lembrar que as redes permanecem com configurações fixas para os períodos estudados.

Considerando-se a boa eficiência das metodologias desenvolvidas, pode-se aumentar a complexidade dos modelos utilizados para representar as redes elétricas. Por exemplo, transformadores, modelos trifásicos, redes secundárias e perdas técnicas segmentadas podem ser acrescentados aos modelos da rede.

Outra linha de pesquisa relacionada com o trabalho seria considerar métodos de fluxo de potência ótimo como alternativas para redes muito mal compensadas. É também atraente aproveitar os baixos tempos computacionais da técnica AAp e acrescentar métodos de fluxo de carga com reativos na construção da solução inicial encontrada. Testes com indicadores econômicos para guiar as técnicas de buscas podem ser acrescentados, considerando o custo da energia em cada patamar.

O estudo de técnicas alternativas para abordagem do problema de redução de perdas por reconfigurações com demandas variáveis pode levar a reduções nos tempos de solução. Em particular, abordagens por computação evolutiva parecem ser atraentes para este problema.

Finalmente, outro desdobramento deste trabalho será o estudo do problema de forma multiobjetivo, com a finalidade de encontrar alternativas de compromisso entre a minimização do número de chaveamentos e a minimização das perdas técnicas.

Apêndice A

EQUAÇÕES DOS FLUXOS DE POTÊNCIAS

A Fig. A1 apresenta parte de uma linha de um alimentador de uma rede de distribuição. Considera-se que as linhas possuem resistência (r) e reatância indutiva (x), são destinadas a conduzir energia para alimentar os consumidores (cargas). As cargas, de um modo geral, não são puramente resistivas, são compostas por impedâncias (z).

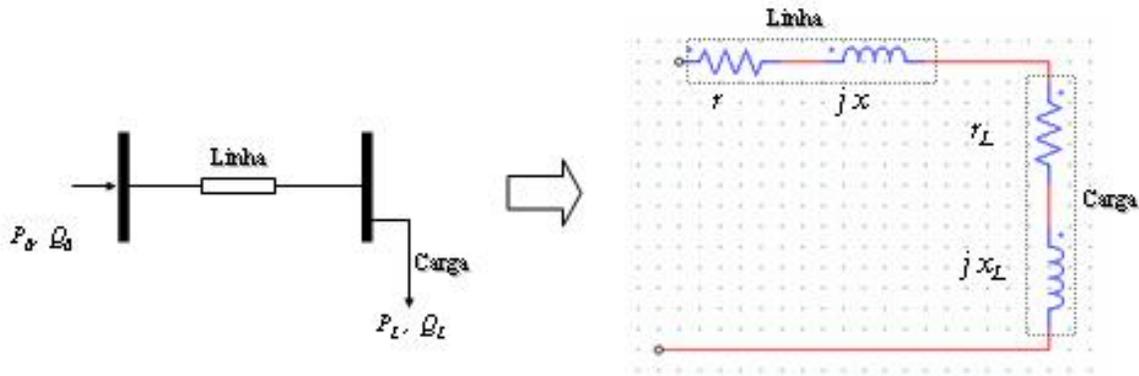


Figura A1: Resistência e reatância indutiva de um ramo da carga em um alimentador.

A partir do nó (barra) inicial, localizado na subestação, é injetada uma potência. Essa grandeza, denominada potência aparente, é composta de uma parte real (P_0 – potência ativa) e uma parte imaginária (Q_0 – potência reativa).

$$S_0 = P_0 + jQ_0$$

onde: S_0 é a potência aparente (ou total);

P_0 é a potência ativa (ou útil);

Q_0 é a potência reativa.

A potência ativa, parte real da potência total, é capaz de gerar trabalho. A potência reativa é originada pelas reatâncias indutivas das linhas e pela impedância das cargas, são necessárias para gerarem os campos necessários nos motores, transformadores, etc. As perdas no sistema são proporcionais à potência aparente.

As linhas e cargas, apresentadas na Fig. A1, podem ser representadas através de um circuito elétrico, conforme ilustra a Fig. A2.

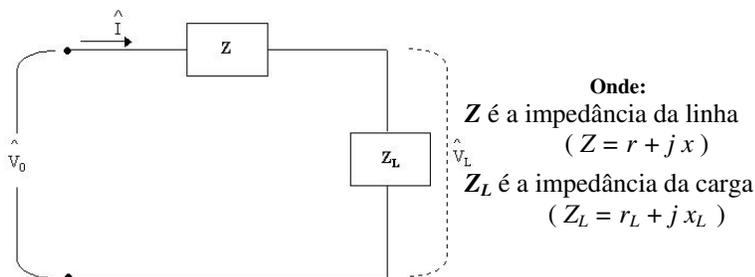


Figura A2: Circuito elétrico que representa os ramos e carga de um alimentador.

Supõe-se conhecidas a tensão de entrada do circuito, a resistência da linha, a reatância indutiva da linha e a potência aparente da carga. Circula pela rede uma corrente I e a tensão na carga é V_L .

Da análise do circuito da Fig. A2, extrai-se as Equações (1).

$$\hat{V}_0 = Z\hat{I} + \hat{V}_L \quad (a)$$

$$\hat{V}_0 = (r + jx)\hat{I} + \hat{V}_L \quad (b)$$

As potências aparentes, tanto na carga quanto na entrada do circuito da Fig. A2, são determinadas pelo conjunto de Equações (2).

$$S_0 = P_0 + jQ_0 \quad (a)$$

$$S_L = P_L + jQ_L \quad (b)$$

Como a potência aparente pode ser obtida também pelo produto da tensão pelo conjugado da corrente, faz-se uso desse conceito nas Equações (3).

$$S_0 = \hat{V}_0 \times \hat{I}^* \quad (a)$$

$$S_L = \hat{V}_L \times \hat{I}^* \quad (b)$$

Substituindo a equação de tensão (1.b) na Equação da potência aparente na carga (3.a) e aplicando-se as propriedades distributivas, obtém-se a Equação (4).

$$S_0 = [(r + jx)\hat{I} + \hat{V}_L] \times \hat{I}^* \quad (a)$$

$$S_0 = rI^2 + jxI^2 + \hat{V}_L \hat{I}^* \quad (b)$$

Substituindo o terceiro termo da equação (4.b) pela potência aparente da equação (3.b), obtendo-se a Equação (5).

$$S_0 = rI^2 + jxI^2 + S_L \quad (5)$$

Substituindo a equação (2.b) também no terceiro termo da equação (5), obtém-se a Equação (6.a), que item b foi teve a a parte real separada da parte imaginária.

$$S_0 = rI^2 + jxI^2 + (P_L + jQ_L) \quad (a)$$

$$S_0 = (rI^2 + P_L) + j(xI^2 + Q_L) \quad (b)$$

Para a obtenção da Equação (7) substitui-se a Equação (2.a) no lado esquerdo da igualdade da Equação (6.b).

$$P_0 + jQ_0 = (rI^2 + P_L) + j(xI^2 + Q_L) \quad (7)$$

Igualando-se as partes reais e imaginárias do lado esquerdo com o lado direito da equação (7), obtém , respectivamente, as formulações para a potência ativa e reativa na Equação (8.a) e (8.b).

$$P_0 = (rI^2 + P_L) \quad (a)$$

$$Q_0 = (xI^2 + Q_L) \quad (b)$$

A equação para a potência complexa na carga (2.b) pode ser igualada com a equação (3.b), e posteriormente separada em potência ativa e reativa. Essas equações, contendo, as separações em parte real e imaginária estão nas equações (9).

$$P_L = |\hat{V}_L| \times |\hat{I}| \times \cos \varphi \quad (\text{a})$$

$$Q_L = |\hat{V}_L| \times |\hat{I}| \times \sin \varphi \quad (\text{b})$$

Elevando-se ao quadrado ambas as partes da Equação (9), obtêm-se a Equação (10).

$$P_L^2 = V_L^2 \times I^2 \times \cos^2 \varphi \quad (\text{a})$$

$$Q_L^2 = V_L^2 \times I^2 \times \sin^2 \varphi \quad (\text{b})$$

A Equação (11) contém o resultado da soma das equações (10) do item a com b.

$$P_L^2 + Q_L^2 = V_L^2 \times I^2 \times \cos^2 \varphi + V_L^2 \times I^2 \times \sin^2 \varphi \quad (\text{a})$$

$$P_L^2 + Q_L^2 = V_L^2 \times I^2 \times (\sin^2 \varphi + \cos^2 \varphi) \quad (\text{b})$$

Isolando-se a tensão na Equação (11) e como $(\sin^2 \varphi + \cos^2 \varphi)$ é igual a um, obtém então a Equação (12).

$$V_L^2 = \frac{P_L^2 + Q_L^2}{I^2} \quad (12)$$

Substituindo a Equação (12) nas Equações (8) obtêm-se as Equações (13) para o cálculo dos fluxos de potências ativos e reativos, respectivamente, de uma linha. Cabe a observação que os primeiros termos das equações são as perdas e os segundos termos são os consumos nas cargas (demandas).

$$P_0 = r \left(\frac{P_L^2 + Q_L^2}{V_L^2} \right) + P_L \quad (\text{a})$$

$$Q_0 = x \left(\frac{P_L^2 + Q_L^2}{V_L^2} \right) + Q_L \quad (\text{b})$$

Substituindo a Equação para a potência complexa (2.a) na Equação (3.a) e novamente separando-se em partes reais e imaginárias, respectivamente, potências ativas no item (a) e reativas no (b), obtêm-se as Equações (14). Estas Equações podem ser obtidas também a partir da análise da Fig. A1.

$$P_0 = |\hat{V}_0| \times |\hat{I}| \times \cos \varphi \quad (a)$$

$$Q_0 = |\hat{V}_0| \times |\hat{I}| \times \sin \varphi \quad (b)$$

Elevando-se ambos os itens da Equação (14) ao quadrado, obtêm-se as Equações (15).

$$P_0^2 = V_0^2 \times I^2 \times \cos^2 \varphi \quad (a)$$

$$Q_0^2 = V_0^2 \times I^2 \times \sin^2 \varphi \quad (b)$$

As Equações (16) são obtidas pela soma da parte ativa, item (a) com a parte reativa, item (b), das Equações (15).

$$P_0^2 + Q_0^2 = V_0^2 \times I^2 \times \cos^2 \varphi + V_0^2 \times I^2 \times \sin^2 \varphi \quad (a)$$

$$P_0^2 + Q_0^2 = V_0^2 \times I^2 \times (\sin^2 \varphi + \cos^2 \varphi) \quad (b)$$

Isolando-se nesse momento a tensão na Equação (16.b) e como $(\sin^2 \varphi + \cos^2 \varphi)$ é igual a um, obtém então a Equação (17).

$$V_0^2 = \frac{P_0^2 + Q_0^2}{I^2} \quad (17)$$

Substituindo as Equações para as potências ativas (8.a) e para as potências reativas (8.b) na Equação (17) obtém-se a Equação (18.a), aplicando-se a propriedade distributiva chega-se ao item (b) da mesma Equação.

$$V_0^2 = \frac{(rI^2 + P_L)^2 + (xI^2 + Q_L)^2}{I^2} \quad (a)$$

$$V_0^2 = \frac{(r^2 I^4 + 2rI^2 P_L + P_L^2) + (x^2 I^4 + 2xI^2 Q_L + Q_L^2)}{I^2} \quad (b)$$

Fazendo as divisões pela corrente I e agrupando-se de forma conveniente os termos da Equação (18), chega-se nas Equações (19).

$$V_0^2 = r^2 I^2 + 2rP_L + \frac{P_L^2}{I^2} + x^2 I^2 + 2xQ_L + \frac{Q_L^2}{I^2} \quad (a)$$

$$V_0^2 = \left(\frac{P_L^2 + Q_L^2}{I^2} \right) + (r^2 + x^2) I^2 + 2(rP_L + xQ_L) \quad (b)$$

O primeiro termo da Equação (19.b) é equivalente a equação (12); portanto, será substituído. Isolando-se a corrente I na mesma Equação (12) e substituindo na Equação (19.a), obtém-se a Equação (20).

$$V_0^2 = V_L^2 + (r^2 + x^2) \left(\frac{P_L^2 + Q_L^2}{V_L^2} \right) + 2(rP_L + xQ_L) \quad (20)$$

As Equações para os cálculos dos fluxos de potências ativas e reativas são obtidas respectivamente, das Equações (13) no item (a) e (b). O cálculo das tensões pode ser realizado através da Equação (20). As Equações (21) trazem os cálculos dos fluxos completos para uma única linha da rede.

$$P_0 = r \left(\frac{P_L^2 + Q_L^2}{V_L^2} \right) + P_L \quad (a)$$

$$Q_0 = x \left(\frac{P_L^2 + Q_L^2}{V_L^2} \right) + Q_L \quad (b) \quad (21)$$

$$V_0^2 = V_L^2 + (r^2 + x^2) \left(\frac{P_L^2 + Q_L^2}{V_L^2} \right) + 2(rP_L + xQ_L) \quad (c)$$

Pode-se estender o problema diversas linhas (i ramos). Dessa forma, as potências na barra ($i-1$) serão obtidas recursivamente, sendo dadas pela somatória das potências nas demais barras, com as perdas em todos os ramos seguintes e as cargas consumidas nos barramentos. As Equações (22) mostram as equações recursivas de Baran e Wu (1989).

$$P_{i-1} = P_i + r_i \left(\frac{P_i'^2 + Q_i'^2}{V_i^2} \right) + P_{Li} \quad (a)$$

$$Q_{i-1} = Q_i + x_i \left(\frac{P_i'^2 + Q_i'^2}{V_i^2} \right) + Q_{Li} \quad (b) \quad (22)$$

$$V_{i-1}^2 = V_i^2 + (r_i^2 + x_i^2) \left(\frac{P_i'^2 + Q_i'^2}{V_i^2} \right) + 2(r_i P_i' + x_i Q_i') \quad (c)$$

onde: $P_i' = P_i + P_{Li}$, $Q_i' = Q_i + Q_{Li}$

Apêndice B

CÁLCULOS DOS FLUXOS ÓTIMOS

O método do gradiente reduzido é similar ao método simplex, onde as variáveis são particionadas em básicas e não básicas, nele particiona-se as variáveis em dependentes e independentes. O método do Gradiente Reduzido (Luenberger, 1984) é um método clássico para a resolução de problemas de otimização com função objetivo não linear e restrições lineares. Considere o problema de otimização P , formulado a seguir.

$$P \left\{ \begin{array}{l} \text{Min } f(x) \\ \text{s.a: } Ax = b; \\ \underline{x} \leq x \leq \bar{x} \end{array} \right.$$

onde:

- $f(x)$: função contínua em C^2 , ou seja, $f \in C^2$;
- A : matriz de dimensão $m \times n$, ou seja, $A \in \mathfrak{R}^{m \times n}$;
- x : vetor coluna de dimensão n , ou seja, $x \in \mathfrak{R}^n$;
- b : vetor coluna de dimensão m , ou seja, $b \in \mathfrak{R}^m$;

As restrições seguem a forma padrão de programação linear. Assume-se não degenerescência, isto é, qualquer conjunto de m colunas da matriz A é linearmente independente e qualquer solução básica tem m variáveis estritamente positivas (no máximo $n - m$ variáveis iguais a zero).

Assumindo que x é um vetor factível, pode-se particioná-lo em dois grupos, sendo a letra T o índice do conjunto das variáveis dependentes e a letra I o índice do conjunto das variáveis independentes. Tem-se:

$$x = (x_T, x_I)$$

onde:

- x_T tem dimensão m , ou seja, $x_T \in \mathfrak{R}^m$, e é estritamente positivo.
- x_I tem dimensão $n - m$, ou seja, $x_I \in \mathfrak{R}^{n-m}$.

Quando não for possível obter esta separação, adota-se um procedimento semelhante ao da Fase 1 do método simplex (Bazaraa, 1990). Portanto, realizada a partição, pode-se reescrever o problema P como está mostrado em P_p .

$$P_p \begin{cases} \text{Min } f(x_T, x_I) \\ \text{s.a: } A^T x_T + A^I x_I = b; \\ \underline{x}_T \leq x_T \leq \bar{x}_T; \\ \underline{x}_I \leq x_I \leq \bar{x}_I. \end{cases}$$

onde:

A^T é a matriz formada pelas colunas de A , correspondentes apenas às variáveis dependentes. Esta matriz possui a característica de ser não singular.

A^I é a matriz formada pelas colunas de A , correspondentes apenas às variáveis independentes.

Sabendo que a matriz A^T é não singular, pode-se reescrever a primeira restrição do problema P_p da forma a seguir.

$$x_T = (A^T)^{-1} [b - A^I x_I]$$

Pode-se concluir que é possível obter todas as variáveis dependentes em função das variáveis independentes. A seguir, reescreve-se a primeira restrição com as variáveis dependentes (x_T) sendo função das variáveis independentes (x_I) do problema.

$$\begin{aligned} x_T &= h(x_I) \\ x_T &= (A^T)^{-1} b - (A^T)^{-1} A^I x_I \end{aligned}$$

Fazendo-se uso dessa propriedade, a função objetivo ficará conforme está descrito a seguir.

$$F(x_I) = f(x_T, x_I) = f(h(x_I), x_I)$$

Finalmente, reescrevendo o problema P_p em função apenas das variáveis independentes, tem-se o problema P_{pi} representado abaixo.

$$P_{pi} \begin{cases} \text{Min } F(x_I) \\ \text{s.a: } \underline{x}_T \leq (A^T)^{-1} b - (A^T)^{-1} A^I x_I \leq \bar{x}_T; \\ \underline{x}_I \leq x_I \leq \bar{x}_I \end{cases}$$

Como a variável dependente x_T é determinada pelas restrições, a partir das variáveis independentes x_I , a função objetivo pode ser considerada em função de x_I apenas. Então, a idéia básica do método é considerar, a cada passo, o problema apenas em termos das variáveis independentes.

Para proceder a otimização, considera-se o gradiente da função $F(x_I)$ e não o gradiente da função $f(x)$. É por este fato que o método recebe o nome de Método do Gradiente Reduzido.

O gradiente em relação às variáveis independentes x_I (gradiente reduzido), é encontrado a partir da avaliação do gradiente de $f(x)$, e está representado a seguir.

$$\nabla f(x) = \nabla f(h(x_I), x_I) = \nabla f((A^T)^{-1}b - (A^T)^{-1}A^I x_I, x_I)$$

O gradiente reduzido, apresentado a seguir, pode ser representado pelo vetor ρ .

$$\rho = \nabla_I f(x_T, x_I) + \nabla_T f(x_T, x_I) [(A^T)^{-1}A^I]$$

ou

$$\rho = \nabla_I f(x) + \nabla_T f(x) (A^T)^{-1}A^I$$

O fator $\nabla_T f(x) (A^T)^{-1}$ é definido como o vetor multiplicador (também denominado de vetor de potenciais) associado à base T no ponto x . Será representado por $\lambda(x)$ e está apresentado a seguir.

$$\lambda(x) = \nabla_T f(x) (A^T)^{-1}$$

Finalmente, o gradiente reduzido ficará representado como mostra a Equação a seguir.

$$\rho = \nabla_I f(x) + \lambda(x) A^I$$

Para minimizar uma função em um método primal, que é o caso do gradiente reduzido, deve-se iniciar o processo em uma solução factível (x^0). Procura-se, a cada passo, a solução na direção obtida em relação ao sentido negativo do gradiente reduzido da função em (x^0). O tamanho do passo será restringido pelos limites superior e inferior de cada variável.

Como definido anteriormente, o vetor x_I é o vetor das variáveis independentes e x_T é o vetor das variáveis dependentes. Uma pequena variação Δx_I , com $(x_I + \Delta x_I)$ não negativo, fornece outra solução factível. Uma vez que x_T é estritamente positivo, observa-se que $(x_T + \Delta x_T)$ também o será, para Δx_T pequeno. Logo, é possível mover-se de uma solução factível à outra através da escolha de Δx_I , movendo x_I sobre a linha $(x_I + \alpha \Delta x_I)$, sendo $\alpha \geq 0$. Neste caso, x_T moveria correspondentemente sobre $(x_T + \alpha \Delta x_T)$.

Se no processo algumas variáveis ficarem iguais a zero, significa que as desigualdades tornaram-se ativas. Se for uma variável independente, uma nova direção Δx_I precisa ser determinada. Se for uma variável dependente, a partição precisa ser modificada. A variável

dependente que chegou a zero torna-se independente e umas das variáveis dependentes estritamente positivas entra em seu lugar.

Para manter a factibilidade do problema, em caso de alguma variável atingir um dos limites, deve-se projetar o gradiente reduzido sobre a restrição de canalização alcançada. Consegue-se isto, anulando as componentes do Gradiente Reduzido que levariam a uma região infactível.

Quando todas as componentes forem anuladas, significa que se atingiu a solução ótima (Lumberger, 1984). Caso contrário, determina-se o passo máximo do conjunto de variáveis dependentes e também do conjunto de variáveis independentes, para que seus respectivos limites inferiores e superiores não sejam violados.

Faz-se, neste momento, uma busca unidimensional dentro da faixa delimitada pelo valor do passo máximo, para determinar o passo α que fornecerá o valor mínimo da função $f(x + \alpha \Delta x)$.

Um algoritmo para o método do **Gradiente Reduzido** pode ser resumidamente expresso nos passos que seguem:

1º *Passo* Calcular o gradiente da função $f(x)$ no ponto x^0 .

$$\nabla f(x^0)$$

2º *Passo* Calcular o vetor de potenciais.

$$\lambda(x) = \nabla_T f(x) (A^T)^{-1}$$

3º *Passo* Calcular o gradiente reduzido.

$$\rho = \nabla_I f(x) + \lambda(x) A^I$$

4º *Passo* Fazer para qualquer $i \in I$ a substituição a seguir.

$$\Delta x_i = \rho_i, \left\{ \begin{array}{l} \text{se } \underline{x}_i \leq x_i \leq \bar{x}_i \\ \text{ou } x_i = \underline{x}_i \text{ e } \rho_i < 0 \\ \text{ou } x_i = \bar{x}_i \text{ e } \rho_i > 0 \end{array} \right.$$

ou

$$\Delta x_i = 0, \left\{ \begin{array}{l} \text{se } x_i = \underline{x}_i \text{ e } \rho_i \geq 0 \\ \text{ou } x_i = \bar{x}_i \text{ e } \rho_i \leq 0 \end{array} \right.$$

5º *Passo* Se a variação de x em I for nula, a solução é ótima.

$$\Delta x_I = 0 \Rightarrow \text{solução ótima}$$

6º *Passo* Calcular a variação unitária das variáveis dependentes.

$$\Delta x_T = [(A^T)^{-1} A^I] \Delta x_I$$

7º *Passo* Calcular o passo α .

$$\alpha_1 = \max \{ \alpha : \underline{x}_T \leq (x_T^0 - \alpha \Delta x_T) \leq \bar{x}_T \}$$

$$\alpha_2 = \max \{ \alpha : \underline{x}_I \leq (x_I^0 - \alpha \Delta x_I) \leq \bar{x}_I \}$$

$$\alpha_L = \min \{ \alpha_1, \alpha_2 \} = \max \{ \alpha : \underline{x} \leq (x^0 - \alpha \Delta x) \leq \bar{x} \}$$

$$\alpha_3 = \arg \{ \underset{0 \leq \alpha \leq \alpha_L}{\text{Min}} f(x + \alpha \Delta x) \}$$

8º *Passo* Se $\alpha_3 < \alpha_1$, voltar ao 1º *Passo*; caso contrário continuar.

9º *Passo* Definir uma nova partição de variáveis dependentes T e independentes I e voltar ao 1º *Passo*;

O algoritmo para o método do Gradiente Reduzido descrito anteriormente, é genérico para resolver qualquer problema de otimização com função objetivo não linear e restrições lineares. Porém, no caso particular de fluxos em redes, algumas características do método podem ser aprimoradas (Lyra, 1984).

Os problemas de otimização de fluxos em redes proporcionam algumas facilidades na utilização do algoritmo do método Gradiente Reduzido, principalmente na execução dos 2º e 6º passos. Nestes passos torna-se necessário obter a inversa da matriz A^T , ou seja, o cálculo $(A^T)^{-1}$.

Quando se otimiza problemas de fluxos em redes, A é a matriz de incidência do grafo que representa a rede de distribuição e tem características muito particulares. Com uma estrutura de dados adequada para representação da rede, o método do gradiente reduzido especializado para fluxos em redes (Fernandes, 2003) se torna eficiente devido fato de não haver manipulação com matrizes.

O objetivo deste trabalho é encontrar uma solução radial, uma árvore com perdas mínimas. A partir do grafo obtido pelo método do Gradiente Reduzido, procura-se descobrir quais arcos devem ser abertos para eliminar um ciclo e diminuir a função objetivo. Utilizando informações do método, por exemplo, a energia nos arcos, orienta-se a busca na tentativa de se encontrar uma solução radial com valores de perdas reduzidas.

Apêndice C

REDES DOS ESTUDOS DE CASOS



Figura C.1: Topologia da Rede (i) – com 423 nós e 435 arcos.



Figura C.2: Topologia da Rede (ii) – com 646 nós e 655 arcos.

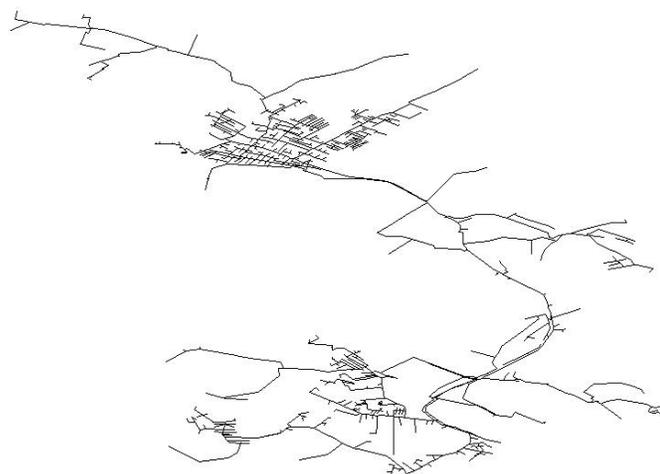


Figura C.3: Topologia da Rede (iii) – com 1528 nós e 1558 arcos.



Figura C.4: Topologia da Rede (iv) – com 2274 nós e 2316 arcos.



Figura C.5: Topologia da *Rede (v)* – com 6558 nós e 6826 arcos.

Referências Bibliográficas

- Abradee, 2004. Associação Brasileira de Distribuição de Energia Elétrica (2004). Acesso: dezembro de 2004.
<http://www.abradee.org.br>
- Ahuja, R. K., Magnanti, T. L. and Orlin, J. B. (1993). *Network Flows: Theory, Algorithms, and Applications*. Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ.
- Almeida, M. A., Oliveira, W. C. e Dantas, P. R. (2002). *Redução de Perdas de Energia Elétrica na Coelba – Estratégias e Resultados*. Anais do XV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – SENDI. Salvador, Bahia.
- Aneel, 2004. Agência Nacional de Energia Elétrica (2004). Acesso: dezembro de 2004.
<http://www.aneel.gov.br>
- Augugliaro, A. L. Dusonchet and S. Mangione (1995). *An Efficient Greedy Approach for Minimum Loss Reconfiguration of Distribution Networks*. Electric Power Systems Research. Vol. 35, pp. 167 – 176.
- Baran, M. E. and Wu, F. F. (1989). *Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 2, April 1989, pp. 1401 – 1407.
- Bazaraa, M. S., Jarvis, J. J. & Sherali, H. D. (1990). *Linear Programming and Network Flows*. John Wiley & Sons.
- Bellman, R. E., (1957). *Dynamic Programming*. Princeton, N. J. Princeton University.
- Borozan, V., D. Rajicic e R. R. Ackovski (1997). *Minimum Loss Reconfiguration of Unbalanced Distribution Networks*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.12, No.1, pp. 435 – 442.
- Brito, N. B. (2002). *Experiências e Ações no Combate a Perdas Comerciais*. Anais do XV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – SENDI. Salvador, Bahia.
- Broadwater, R. P., Khan, A. H., Shalann, H. E. and Lee, R. E. (1993). *Time Varying Load Analysis to Reduce Distribution Losses through Reconfiguration*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No. 1, January 1993, pp. 294 – 300.

- Brooks C. L., Kennedy, B. and Sanders, J. (1986). *A Method for Evaluating the General Load and Loss Effects of Demand Side Management on the T and D Delivery System*. 86 T & D 587-0, 10th IEEE/PES T&D Conference.
- Buch, J. B., Miller, R. D. and Wheeler, J. E. (1982). *Distribution System Integrated Voltage and Reactive Power Control*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol. 101, No.2, pp. 284-289.
- Bueno, E. A., Lyra, C. and Cavellucci, C. (2000). *Redução de Perdas na Distribuição de Energia Elétrica pelo Método GRASP*. Anais do XIII Congresso Brasileiro de Automática, pp. 1253 – 1258.
- Castro Jr., C.A. and Watanabe, A.(1990). *An Efficient Reconfiguration Algorithm for Loss Reduction of Distribution System*. Electric Power System Research, Vol. 19, pp. 137 – 144.
- Cavellucci, C. and Lyra Filho, C. (1997). *Minimization of Energy Losses in Electric Power Distribution Systems by Intelligent Search Strategies*. Int. Trans. Opl. Res. Vol. 4, No. 1, pp. 23 – 33.
- Cavellucci, C. (1998). *Buscas Informadas Baseadas em Grafos para a Minimização das Perdas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. Tese de Doutorado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP, Campinas – SP.
- Chen, C.S., and Cho, M. Y. (1993). *Energy Loss Reduction by Critical Switches*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.8 (3), pp. 1246 – 1253.
- Cherkaoui, R., Bart, A. and Germond, A. J. (1993). *Optimal Configuration of Electrical Distribution Networks Using Heuristic Method*. Proceedings of the 11th Power System Computation Conference (PSCC), France, Vol. 1, pp. 147 – 154.
- Chiang, H. D. and Jean-Jumeau, R. (1990a). *Optimal Network Reconfigurations in Distribution Systems. Part 1: A new Formulation and a Solution Methodology*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, No. 4, pp. 1902 – 1909.
- Chiang, H. D. and Jean-Jumeau, R. (1990b). *Optimal Network Reconfigurations in Distribution Systems. Part 2: Solution Algorithms and Numerical Results*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, No. 3, pp. 1568 – 1574.

- Cicogna, M. A. e Soares Filho, S. (2004). *Um Sistema de Suporte à Decisão para o Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência*. Anais do XXXV Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional – SBPO, Natal/RN.
- Civanlar, S., J. J. Grainger, H. Yin and S.S.H. Lee (1988). *Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 3, July 1988, pp. 1217 – 1223.
- Costa, M. F. N. (1999). *Computação Evolutiva para Minimização de Perdas Resistivas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. Tese de Mestrado. Faculdade de Engenharia Elétrica, UNICAMP.
- Elgerd, O. L. (1977). *Introdução à Teoria de Sistemas de Energia Elétrica*. Editora McGraw-Hill Ltda.
- Feo, T. A. and Resende, M. G. C. (1995). *Greedy Randomized Adaptive Search Procedures*. Journal of Global Optimization, Vol. 6, pp. 109 – 133.
- Fernandes, C. M. A. P. (2003). *Redução das Perdas Técnicas em Redes Primárias de Distribuição de Energia Elétrica*. Tese de Doutorado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP, Campinas – SP.
- Fogel, D. B. (1995). *Evolutionary Computation : Toward a new philosophy of machine intelligence*. IEEE Press.
- Gauche, Coelho and Teive (1999). *A Mixed Back-Propagation/Marquardt-Levenberg Algorithm for Optimizing the Distribution Electrical System Operation*. Proceedings of the 1999 IEEE Transmission and Distribution Conference (New Orleans, 1999), Vol. 2, pp. 753 – 758.
- Glover, F. and Laguna, M. (1997). *Tabu Search*. Kluwer Academic Publishers, Boston.
- Goldberg, D.E. (1989). *Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning*. Addison-Wesley.
- Gomide, F. and Pedrycz, W. (1998). *An Introduction to Fuzzy Sets: Analysis and Design*. MIT Press Complex Adaptive Systems.

- González, J. F. V. (2003), *Redução de Perdas em Redes Primárias de Distribuição de Energia Elétrica por Localização e Controle de Capacitores*. Tese de Mestrado. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP. Campinas, SP.
- Haykin, S. (1994). *Neural Networks: A Comprehensive Foundation*. Edit. Pearson Education.
- Holland, J. H. (1975). *Adaptation in Natural and Artificial Systems*. The University of Michigan Press.
- Hsiao, Y. T. and Chien, C. Y. (2001). *Optimisation of Capacitor Allocation using an Interactive Trade-Off Method*. IEE Proceedings – Generation Transmission and Distribution, Vol. 148, No. 4, pp. 371 – 376.
- Huang, K.-Y., Chin, H.-C. (2002). *Distribution Feeder Energy Conservation by using Heuristics Fuzzy Approach*. Electrical Power and Energy Systems, Vol. 24, pp. 439 – 445.
- Jasmon, J. B., Callistus, L.H. and Lee, C. (1991). *A Modified Technique for Minimization of Distribution System Losses*. Electric Power Systems Research, Vol. 20, pp. 81 – 88.
- Jeon, Y. J. and Kim, J. C. (2004). *Application of Simulated Annealing and Tabu Search for Loss Minimization in Distribution Systems*. Electrical Power and Energy Systems, Vol. 26, pp. 9 – 18.
- Kagan, N. e Oliveira, C. C. B. (1998). *Utilização de Algoritmos Genéticos para a Minimização de Perdas em Redes de Distribuição de Energia Elétrica*. Anais do III Congresso Latino Americano de Distribuição de Energia Elétrica, pp. 587–591.
- Kashem, M. A., Jasmon, G. B. and Ganapathy, V. (2001). *A Geometrical Approach for Network Reconfiguration based Loss Minimization in Distribution Systems*. Electrical Power and Energy Systems, Vol. 23, pp. 295 – 304.
- Kim, H., Ko, Y. and Jung, K.H. (1993). *Artificial Neural Network based Feeder Reconfiguration for Loss Reduction in Distribution Systems*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No. 3, pp. 1933 – 1941.
- Kirkpatrick, S., Gelatt C.D. and Vecchi Jr., M.P. (1983). *Optimization by Simulated Annealing*. Science 220 (4598), pp. 671 – 679.

- Lee, R. E. and Brooks, C. L. (1988). *A Method and Its Application to Evaluate Automated Distribution Control*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 3, pp. 1232 - 1238.
- Lin, W. M. and Chin, H. C. (1998). *A New Approach for Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction and Service Restoration*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, No. 3, pp. 870 – 875.
- López, E. and Opazo, H. (2002). *Minimal Loss Reconfiguration Based on Dynamic Programming Approach: Application to Real Systems*. Edit. Taylor & Francis. Electric Power Components and Systems, Vol. 30, pp. 693 – 704.
- López, E., Opazo, H., García, L. and Bastard, P. (2004). *Online Reconfiguration Considering Variability Demand: Applications to Real Networks*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 1, February 2004, pp. 549 – 553.
- Luemberger, D. G. (1984). *Linear and Nonlinear Programming*. Reading, MA: Addison-Wesley.
- Lyra Filho, C. (1984). *Contribuição ao Planejamento de Produção de Energia Elétrica em Sistemas de Potência*. Tese de Doutorado. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP, Campinas – SP.
- Lyra Filho, C., Pissarra, C. e Cavellucci, C. (2000). *Redução de Perdas na Distribuição de Energia Elétrica*. Anais do XIII Congresso Brasileiro de Automática – CBA.
- Lyra Filho, C., Pissarra, C. e Cavellucci, C. (2002). *Perspectiva “Zoom” para Redução de Perdas na Distribuição de Energia Elétrica*. Anais do XIV Congresso Brasileiro de Automática – CBA.
- Mamede Filho, J. (2005). *Manual de Equipamentos Elétricos*. Editora LTC – Terceira Edição.
- Méffe, A. (2001). *Metodologia para Cálculo de Perdas Técnicas por Segmento do Sistema de Distribuição*. Tese de Mestrado, Escola Politécnica, USP, São Paulo – SP.
- Merlin, A. and Back, H. (1975). *Search for a Minimal-Loss Operating Spanning Tree Configuration in an Urban Power Distribution System*. Proc. 5th Power System Computation Conference (PSCC), Cambridge (UK), artigo 1.2/6.

- Monticelli, A. e Garcia, A. (1999). *Introdução a Sistemas de Energia Elétrica*. Editora da Unicamp.
- Monticelli, A. J. (1983). *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. Editora Edgard Blücher Ltda.
- Nara, K., Shiose, A., Kitagawa, M. and Ishihara, T. (1992). *Implementation of Genetic Algorithm for Distribution Systems Loss Minimum Re-Configuration*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 3, pp. 1044 – 1051.
- Nemhauser, G. L. and Wolsey, L. A. (1988). *Integer and Combinatorial Optimization*. Wiley, New York, USA.
- N. J. Nilsson (1980). *Principles of Artificial Intelligence*. Palo Alto: Tioga.
- ONS, 2004. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Acesso: dezembro de 2004. <http://www.ons.org.br>
- Pearl, J. (1984). *Heuristic: intelligent search strategies for computer problem solving*. Reading, MA: Addison-Wesley.
- Peponis, G. J., Papadopoulos, M. P. and Hatziargyriou, N. D. (1995). *Distribution Network Reconfiguration to Minimize Resistive Line Losses*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.10 (3), pp. 1338-1342.
- Peponis, G. J., Papadopoulos, M. P. and Hatziargyriou, N. D. (1996). *Optimal Operation of Distribution Networks*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.11, No.1, pp. 59 – 67.
- Resende M. G. C. and Ribeiro, C. C. (2002). *Greedy Randomized Adaptive Search Procedures*. AT&T Labs Research Technical Report TD-53RSJY, version 2.
- Roytelman, I., Melnik, V., Lee, S. S. H. and Lugtu, R. L. (1996). *Multi-Objective Feeder Reconfiguration by Distribution Management System*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.11 (2), pp. 661 – 667.
- Sarfi, R. J., M. M. A. Salama and A. Y. Chikhani (1994). *A Survey of the State of the Art in Distribution System Reconfiguration for System Loss Reduction*. Electric Power System Research. Vol. 31, pp. 61 – 67.

- Sarfi, R. J., Solo, A. M. G. (2002a). *Network Radiality, Parameter, and Performance Heuristics in Optimization of Power Distribution Systems Operations. Part 1: Crisp Rule Base*. Electrical Power and Energy Systems, Vol. 24, pp. 673 – 682.
- Sarfi, R. J., Solo, A. M. G. (2002b). *Network Radiality, Parameter, and Performance Heuristics in Optimization of Power Distribution Systems Operations. Part 2: Fuzzification of Rule Base*. Electrical Power and Energy Systems, Vol. 24, pp. 673 – 682.
- Shenkman, A. L. (1990). *Energy Loss Computation by Using Statistical Techniques*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, No. 1, pp. 254 – 258.
- Shirmohammadi, D and Hong, H (1989). *Reconfiguration of Electric Distribution Networks for Resistive Line Losses Reduction*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 1, pp. 1492 – 1498.
- Taleski, R. and Rajičić, D. (1997). *Distribution Network Reconfiguration for Energy Loss Reduction*. IEEE Transactions on Power System, Vol. 12, No. 1, pp. 398 – 406.
- Tão, W., Cavellucci, C. and Lyra Filho, C. (1999), *Parallel Intelligent Search for Loss Minimization in Distribution Systems*. Proceedings of the 1999 IEEE Transmission and Distribution Conference (New Orleans, 1999), Vol.1, pp. 218 – 222.
- Vargas, P. A., Lyra Filho, C. and Von Zuben, F. J. (2002). *Learning Classifiers on Guard Against Losses in Distribution Networks*. IEEE/PES T&D 2002 Latin America.
- Venkatesh, B., Ranjan, R. and Gooi, H. B. (2004). *Optimal Reconfiguration of Radial Distribution Systems to Maximize Loadability*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 1, pp. 260 – 266.
- Wagner, T.P., Chikhani, A.Y. and Hackam, R. (1991). *Feeder Reconfiguration for Loss Reduction: an Application of Distribution Automation*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 6, No. 4, pp. 1922 – 1933.
- Winston, L. W. (1994). *Operations Research: Applications and Algorithms*. Belmont, Duxbury.
- Zhou, Q., Shirmohammadi, D. and Liu, W. H. E. (1997). *Distribution Feeder Reconfiguration for Operation Cost Reduction*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.12, No. 2, pp. 730 – 735.

Publicações Vinculadas ao Trabalho

- Bueno, E. A., Lyra Filho, C. e Cavellucci, C. (2004). *Reconfigurador de Redes de Distribuição para Reduzir Perdas Considerando as Variações das Demandas*. Anais do XVI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – SENDI, Brasília/DF. Artigo nº 718 com 13 páginas do CDROM do Congresso.
- Bueno, E. A., Lyra Filho, C. e Cavellucci, C. (2004). *Distribution Network Reconfiguration for Loss Reduction with Variable Demands*. Anais do IEEE PES T&D – Latim América, São Paulo/SP. Artigo nº 162 com 6 páginas do CDROM do Congresso.
- Bueno, E. A., Lyra Filho, C. e Cavellucci, C. (2004). *Redução de Perdas por Reconfigurações em Rede de Distribuição de Energia Elétrica sob Variação das Demandas*. Anais do XV Congresso Brasileiro de Automática – CBA, Gramado/RS. Artigo nº 972 com 6 páginas do CDROM do Congresso.
- Bueno, E. A., Lyra Filho, C. e Cavellucci, C. (2003). *Redução de Perdas por Reconfigurações em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Demandas Variáveis*. Anais do XXXV Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional – SBPO, Natal/RN. Artigo nº 261 com 12 páginas do CDROM do Congresso.
- Bueno, E. A. e Lyra Filho, C. (2002). *O Impacto das Variações das Cargas ao Longo de um Dia sobre as Perdas em Sistemas de Distribuição*. Anais do XV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – SENDI, Salvador/BA. Artigo nº 199 com 7 páginas do CDROM do Congresso.
- Bueno, E. A., Lyra Filho, C. e Cavellucci, C. (2000). *Redução de Perdas na Distribuição de Energia Elétrica pelo Método GRASP*. Anais do XIII Congresso Brasileiro de Automática – CBA, Florianópolis/SC. Artigo nº 325 com 6 páginas do CDROM do Congresso.