



SBPO 2011

XLIII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional

Ubatuba, 15 a 18 de agosto de 2011

MINICURSO

Redução de Perdas em Redes de Distribuição de Energia Elétrica

Christiano Lyra Filho e Celso Cavellucci

chrlyra@densis.fee.unicamp.br, celsocv@densis.fee.unicamp.br
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação – FEEC
Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP

Resumo

Modelos e métodos de otimização combinatória podem indicar ações rentáveis na redução de perdas em redes de energia elétrica. Cerca de 20% da energia elétrica produzida no Brasil é dissipada, ou desaparece, nas redes de transmissão e distribuição. É muita energia; da ordem de grandeza do total da energia produzida pela usina de Itaipu. Na maior parte, as perdas são "técnicas", termo associado à energia consumida no transporte através das redes. A redução de perdas técnicas é uma fonte de energia; pode ser explorada com a solução de problemas não lineares de otimização combinatória, geralmente de grande porte, que indicam alternativas de melhoria na implantação e uso das redes. Este é o tema que abordaremos no minicurso resumido nessas notas.



Sumário

1	Introdução	3
2	Perdas nas Redes Brasileiras de Energia Elétrica	4
2.1	Perdas nas Redes de Distribuição	4
2.2	Comparação das Perdas Brasileiras com Outros Países	6
2.3	Alternativas para a Redução de Perdas Técnicas	7
3	Estrutura dos Sistemas de Energia Elétrica	8
4	Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica	9
5	Fluxos de Potências Ativas e Reativas	10
5.1	Valores Eficazes	11
5.2	Cálculo dos Fluxos de Potências	11
5.3	Redução dos Fluxos de Potências Reativas	13
6	Representação das Perdas Técnicas em Redes de Distribuição de Energia Elétrica	15
7	Redução de Perdas por Instalação de Capacitores	16
7.1	Formulação do Problema de Alocação de Capacitores	16
7.2	Alternativas de Solução para Alocação de Capacitores	17
7.3	Resumo dos Conceitos de Programação Dinâmica	18
7.4	Alocação de Capacitores por Programação Dinâmica	19
7.5	Idéias Inspiradoras	19
7.6	Consideração de Alimentadores com Ramificações	20
7.7	Avaliação da Complexidade Computacional	22
7.8	Consideração de Capacitores Variáveis	23
7.9	Consideração de Variações nos Níveis de Tensão	23
8	Redução de Perdas por Melhores Configurações	24
8.1	Formulação Matemática do Problema de Redução de Perdas por Reconfigurações	26
8.2	Abordagens para o Problema de Reconfigurações de Redes	28
8.3	Reconfiguração de Redes por Buscas Informadas	29
8.3.1	Heurística <i>Backtracking</i>	30
8.3.2	Procedimento <i>Heurística Backtracking Seletiva</i>	30
8.4	Greedy Randomized Adaptive Search Procedure (GRASP)	31
8.5	Otimização das Configurações por Algoritmo Genético	31
8.6	Formulação para Demandas Variáveis	33
8.7	Discussão Adicional	34
9	Smart Grids	34



10 Comentários Finais

36

1 Introdução

O consumo de energia elétrica no Brasil é regularmente registrado no Balanço Energético Nacional, hoje sob a responsabilidade da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), ligada ao Ministério de Minas e Energia (MME). A Fig. 1 apresenta uma visão geral do consumo médio por fonte para o ano de 2009. É importante ressaltar que os dados são estimativas (a melhor estimativa possível) e representam valores médios; lembraremos esse aspecto muitas vezes ao longo de nossas conversas.

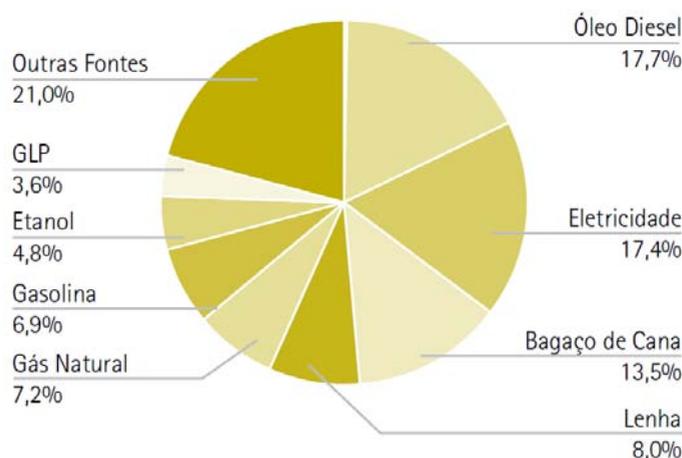


Figura 1: Balanço Energético Nacional 2009 (Empresa de Pesquisa Energética - EPE)

A observação da Fig. 1 mostra que a energia elétrica é uma componente significativa do Balanço Energético Nacional (vale observar que parte do bagaço de cana é também usada para a geração de energia elétrica). Esta componente, energia elétrica gerada a partir do bagaço de cana, tende a crescer com a ênfase atual em fontes renováveis, parte do esforço para obtenção de uma cadeia sustentável de produção e consumo de energia. A redução de perdas é parte deste esforço.

A redução de perdas em redes de distribuição de energia elétrica é o tema central dessas notas. Como preparação para a discussão de técnicas de redução de perdas, vamos observar aspectos estatísticos das perdas nos sistemas brasileiros, procurando estabelecer parâmetros para contextualizar o benefício da redução dessas perdas aos sistemas brasileiros de energia elétrica.

Antes de prosseguir, gostaríamos de registrar que muitas das ideias discutidas nas próximas seções (e figuras ilustrativas) foram elaboradas ao longo do desenvolvimento das teses de Doutorado de Leonardo Queiroz e José Vizcaino González (de Queiroz 2010, González 2011).

2 Perdas nas Redes Brasileiras de Energia Elétrica

As redes de energia elétrica são um meio de transporte de energia alimentado pela própria energia transportada. Sob esta perspectiva, pode-se dizer que parte das perdas não são de fato “perdas”, mas um “consumo de energia” necessário para a realização do transporte entre as unidades de geração e os pontos de consumo, ressaltando o aspecto de eficiência do sistema. No entanto, o consumo de energia nas redes brasileiras é alto. Há um amplo espaço para redução deste consumo usando os instrumentos de trabalho da área de pesquisa operacional: modelos matemáticos adequados, técnicas de otimização, métodos estatísticos, computação numérica e métodos de inteligência computacional.

Um aspecto a destacar nas estratégias de redução de perdas através da aplicação de técnicas de pesquisa operacional é que elas levam a “bons negócios”. Em outras palavras, o uso de técnicas de pesquisa operacional para aumentar a eficiência das redes no transporte de energia elétrica é uma operação lucrativa para as empresas envolvidas.

A Fig. 2 apresenta uma ilustração do total de perdas nas redes brasileiras de energia elétrica—não custa lembrar que estamos nos referindo a “estimativas” dessas perdas. Esta ilustração, e a sequência de ilustrações semelhantes apresentadas nesta seção, é baseada em estimativas de perdas para o ano de 2009 (de Queiroz 2010).



Figura 2: Perdas nas Redes Brasileiras de Energia Elétrica

2.1 Perdas nas Redes de Distribuição

As estimativas de perdas nas redes brasileiras são representadas de forma um pouco mais detalhada na Fig. 3, separando as perdas nas redes de transmissão e de distribuição. Observa-se que a parte principal das perdas ocorre nos sistemas de distribuição, foco dessas notas.

É necessário fazer a distinção entre “perdas técnicas” e “perdas não técnicas”, os dois tipos de perdas que ocorrem nas redes de distribuição. As “perdas técnicas” correspondem a parte da energia dissipada na forma de calor, em consequência da “resistência das linhas”. O termo “perdas não técnicas” refere-se a parcela de energia correspondente a diferença entre o total de energia comprada por uma empresa de distribuição e a energia vendida ao conjunto de consumidores, após subtrair as “perdas técnicas” (melhor, após subtrair uma estimativa das perdas técnicas); são decorrentes de erros de medição, furtos e fraudes—por

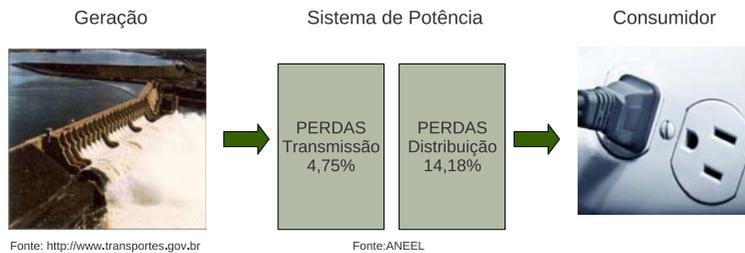


Figura 3: Perdas nos Sub-sistemas de Transmissão e Distribuição

isso, as “perdas não técnicas” são também chamadas de “perdas comerciais”. Observa-se que as “perdas não técnicas” na transmissão são desprezíveis.

A Fig. 4 apresenta novamente uma estimativa da separação entre perdas na transmissão e distribuição, mas com o detalhamento entre perdas técnicas e não técnicas na distribuição.



Figura 4: Perdas Técnicas e Perdas Não Técnicas na Distribuição

O gráfico de barras apresentado na Fig. 5 mostra o detalhamento das perdas médias na distribuição de energia elétrica para as principais empresas brasileiras no ano de 2009, com separação de estimativas das perdas técnicas e não técnicas.

O uso das técnicas de pesquisa operacional é fundamental tanto para a redução de perdas técnicas como para a redução de perdas não técnicas. Essas notas concentram-se na discussão de alternativas para a redução das “perdas técnicas”.

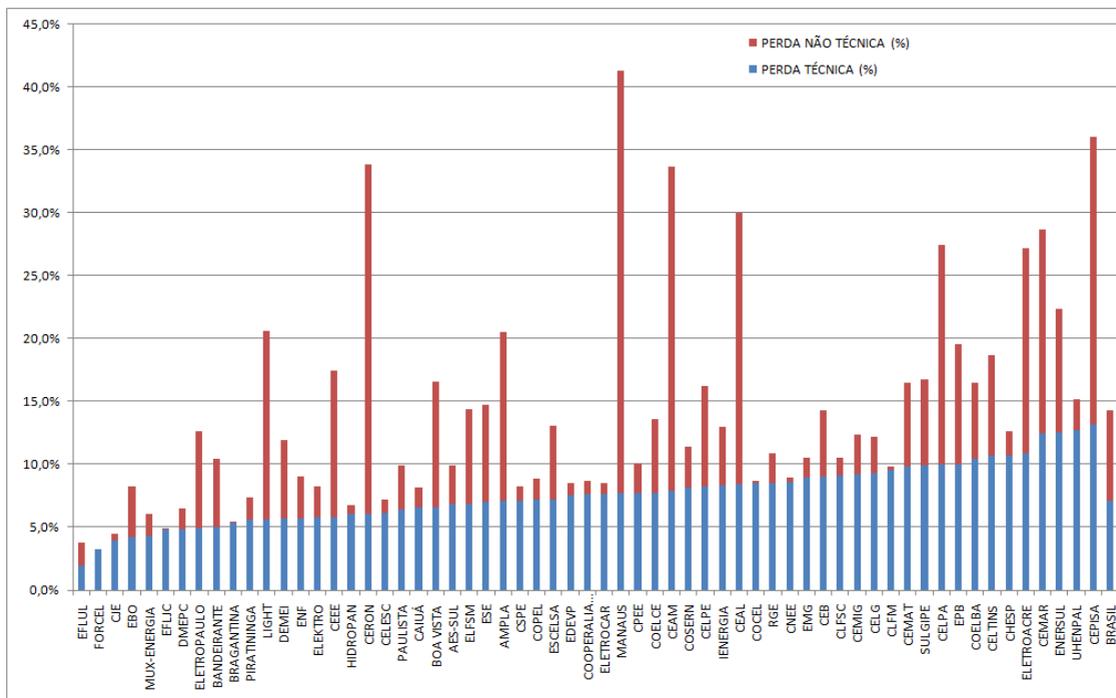


Figura 5: Distribuição das Perdas entre Empresas de Distribuição (ANEEL 2009)

2.2 Comparação das Perdas Brasileiras com Outros Países

A Fig. 6 apresenta uma comparação das perdas em redes brasileiras de energia elétrica em relação às perdas observadas em redes de outros países.

A destacar no gráfico apresentado na Fig. 6 são os 15 pontos percentuais que separam as perdas brasileiras das perdas observadas na Suécia. É muita energia; considerando-se o sistema elétrico brasileiro em 2011, esses 15 pontos percentuais correspondem a uma quantidade de energia próxima a geração média da usina de Itaipu.

Diante das características do sistema elétrico brasileiro, com muitas usinas hidroelétricas distantes dos principais centros de consumo, é improvável conseguirmos um padrão de perdas semelhante ao das redes suecas. No entanto, é possível melhorar muito a situação atual das perdas nas redes brasileiras. Tendo-se novamente como referência o sistema elétrico brasileiro em 2011, a redução de cada ponto percentual corresponde aproximadamente a capacidade de geração de uma usina hidroelétrica de 1.000 MW.

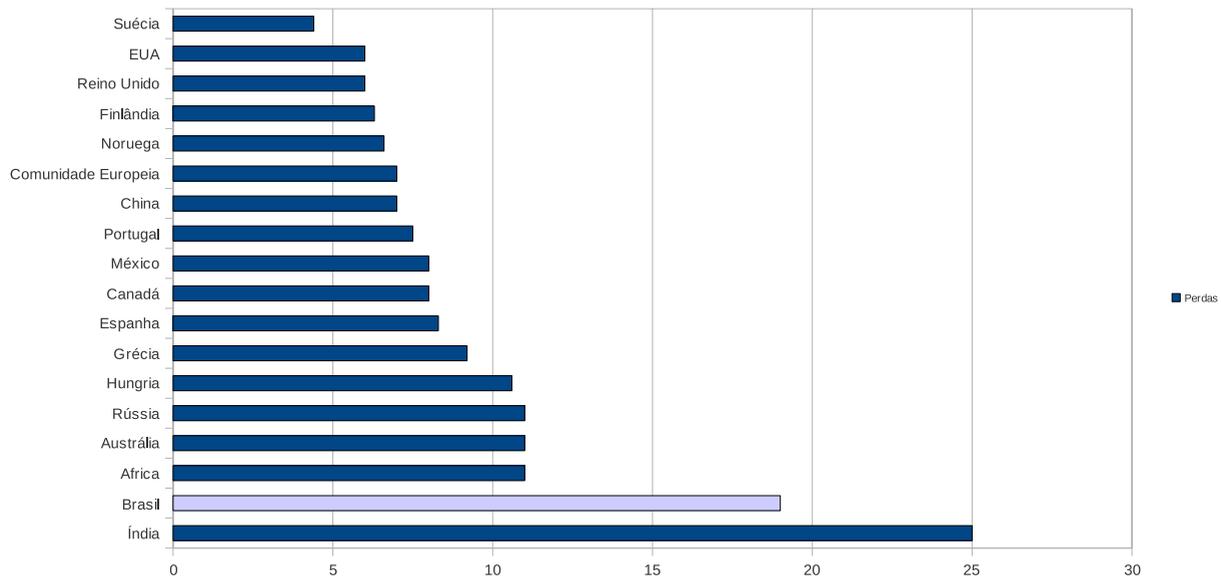


Figura 6: Estimativa das Perdas em Redes de Energia Elétrica para Países Distintos

2.3 Alternativas para a Redução de Perdas Técnicas

As principais alternativas para a redução de perdas técnicas em redes de distribuição de energia elétrica podem ser resumidas nas intervenções a seguir:

- Gestão dos fluxos de energia reativa;
- Obtenção de melhores configurações de redes;
- Melhoria nos alimentadores;
- Acréscimo, melhoria e substituição de equipamentos;
- Otimização do planejamento das redes;
- *Smart grids*.

Os benefícios de cada uma dessas intervenções podem ser ampliados com a formulação e solução de problemas adequados de otimização combinatória. As próximas seções fornecem elementos necessários a formulação desses problemas e alternativas para solução. Em seguida, discute-se alternativas para redução de perdas por “gestão dos fluxos de energia reativa”, “obtenção de melhores configurações de redes” e uso adequado de “*smart grids*”.

3 Estrutura dos Sistemas de Energia Elétrica

A taxinomia usual para para os diversos componentes que formam sistemas de energia elétrica costuma separá-los em unidades de *geração*, estações (ou subestações) de *transformação*, redes de *transmissão* e redes de *distribuição*. As redes de distribuição são subdivididas em *redes primárias* e *redes secundárias*. A Fig. 7 apresenta uma representação simplificada de um sistema de energia elétrica.

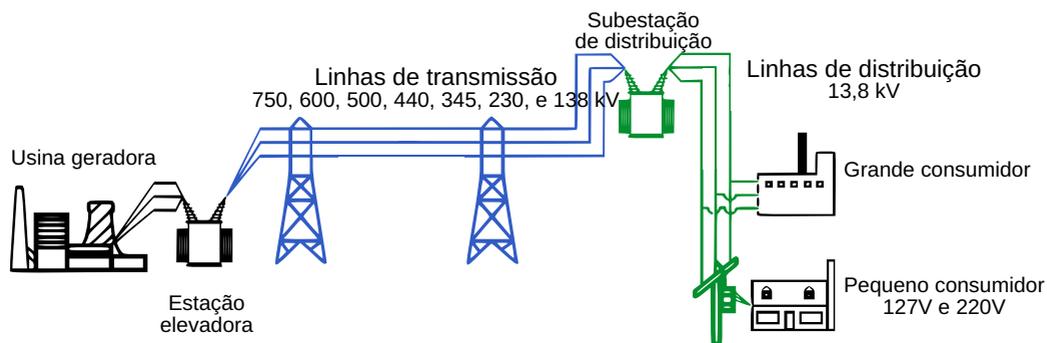


Figura 7: Sistema de Energia Elétrica.

As unidades de geração convertem energia primária em eletricidade. As estações de transformação próximas as grandes unidades geradoras elevam as tensões para centenas de milhares de volts, entregando a energia para as linhas de transmissão, que fazem o transporte dos grandes blocos de energia até as subestações de distribuição. As subestações de distribuição reduzem os níveis de tensões para valores próximos a 15 kV (13.800 volts é um valor muito usual nos sistemas brasileiros) e entregam a energia para redes primárias de distribuição—os grandes consumidores nas redes urbanas podem receber energia diretamente das redes primárias. As redes primárias levam a energia até os transformadores de distribuição (a maior parte dos transformadores é fixada em postes ao longo das ruas). Os transformadores de distribuição abaixam as tensões para valores de poucas centenas de volts—no Brasil os valores mais usuais para as tensões nas redes secundárias é de 380 volts entre duas fases e 220 volts entre fase e neutro (esses valores são normalmente menores nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro).

A maior parte da geração, da transmissão e das redes primárias de distribuição de energia elétrica opera com um sistema de três fases (logo, trifásico), onde as tensões e correntes em cada fase são funções senoidais (usa-se também o termo “sinais senoidais”). Essas funções têm os mesmos valores e frequências, mas são igualmente defasadas entre si de 1/3 de ciclo. Quando os sistemas estão operando em estados estáveis e os fluxos de potências em cada uma das fases têm os mesmos valores, é usual representar as três fases por única fase de referência (BurianJr & Lyra 2006). Ou seja, adota-se uma representação monofásica equivalente; as potências e perdas calculadas para a fase de referência são multiplicadas por 3 para encontrarmos os valores totais nos sistemas trifásicos. A representação gráfica da fase

de referência é denominada *diagrama unifilar*.

Na continuidade dessas notas vamos supor que os sistemas são estáveis e equilibrados e adotar representações monofásicas equivalentes. Deve-se lembrar que isso nem sempre é verdade, sobretudo para as pequenas cargas ligadas às redes secundárias. Mas, o equilíbrio das cargas entre as fases é uma das alternativas para a redução de perdas—usando uma linguagem de otimização, a busca de boas alternativas para obter equilíbrio das cargas entre as fases corresponde a solução de uma versão do *problema da mochila*.

4 Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

A Fig. 8 apresenta a representação esquemática de um sistema de distribuição de energia elétrica por meio de diagrama unifilar. Salvo poucas exceções, as redes primárias de distribuição de energia elétrica são formadas por “florestas”, um conjunto de árvores enraizadas nas subestações de distribuição. É usual denominar-se cada uma dessas árvores de *alimentador*. De forma análoga, as redes secundárias são formadas por árvores enraizadas nos transformadores de distribuição.

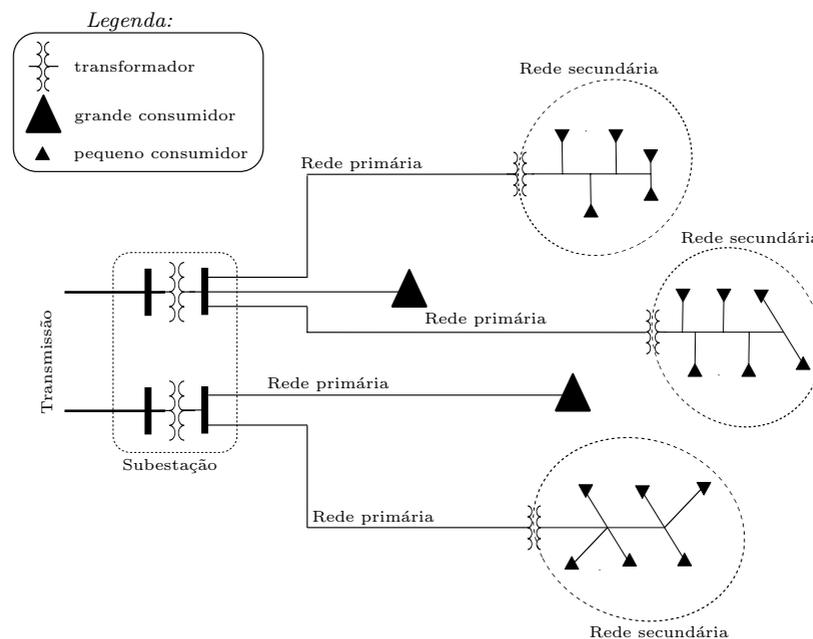


Figura 8: Representação de Sistema de Distribuição de Energia Elétrica.

As redes de distribuição de energia elétrica podem ser representadas matematicamente por meio de *grafos* (Ahuja, Magnanti & Orlin 1993, Cavellucci & Lyra 1997), $\mathcal{G} = [\mathcal{N}, \mathcal{A}]$. Os nós do grafo, \mathcal{N} , representam subestações, transformadores de distribuição ou pontos de carga (usa-se também o termo “barras de carga”)—um *nó raiz*, com arcos dirigidos para cada uma das subestações, é normalmente adicionado ao conjunto nós para facilitar as

manipulações computacionais da rede. Os *arcos* do grafo, \mathcal{A} , representam as linhas e chaves de manobras.

A maior parte dos problemas de otimização para redução de perdas que discutiremos nestas notas são definidos para as redes primárias, envolvendo um alimentador, ou um conjunto de alimentadores, e suas interligações (por meio das chaves de manobras).

5 Fluxos de Potências Ativas e Reativas

A grande maioria dos sistemas de energia elétrica opera com fontes que podem ser representadas por funções senoidais do tempo. As cargas mais significativas ligadas a esses sistemas são *indutivas*, propriedade que causa defasagem das funções senoidais que representam as correntes em relação às funções que representam as tensões.

Suponha, por exemplo que a função que representa a tensão ($v(t)$) aplicada a uma carga indutiva tenha a forma representada em (1). A constante V na Eq. (1) corresponde ao valor máximo para a tensão e ω é a *frequência angular*; $\omega = 2\pi f = 2\pi/T$, sendo f é a frequência da rede e T o período da senóide (nos sistemas brasileiros, $f = 60$ Hz).

$$v(t) = V \cos \omega t \quad (1)$$

A corrente ($i(t)$) que atravessa essa carga terá a forma representada na Eq. (2). A constante I em (2) corresponde ao valor máximo para a corrente e o ângulo θ (no caso, com valores positivos) é a defasagem da corrente em relação a tensão.

$$i(t) = I \cos(\omega t - \theta) \quad (2)$$

Às vezes, no estudo de alternativas para redução de perdas em redes de energia elétrica, é conveniente escrevermos a corrente senoidal $i(t)$, com defasagem em relação a tensão, como a soma de duas componentes: *componente em fase* com a tensão ($I^f(t)$) e *componente em quadratura* com a tensão ($I^q(t)$). Para isso, expande-se o termo $\cos(\omega t - \theta)$ na Eq. 2,

$$i(t) = I \cos \theta \cdot \cos \omega t + I \sin \theta \cdot \cos(\omega t - \pi/2) \quad (3)$$

Usando-se a Eq. 3, pode-se caracterizar a *componente em fase* e a *componente em quadratura* com a tensão, caracterizadas pelas Eq. 4 e Eq. 5, respectivamente.

$$i^f(t) = I \cos \theta \cdot \cos \omega t \quad (4)$$

$$i^q(t) = I \sin \theta \cdot \cos(\omega t - \pi/2) \quad (5)$$

5.1 Valores Eficazes

Antes de realizar o cálculo da função que caracteriza a potência, é conveniente lembrar a definição de *valores eficazes* para funções periódicas, bem como a relação desses valores com os valores máximos no caso de funções periódicas senoidais. Implicitamente, usamos muito a noção de *valor eficaz*; por exemplo, quando dizemos que a tensão entre “fase e neutro” em Campinas é de 127 Volts, estamos nos referindo ao valor eficaz da tensão.

Em termos qualitativos, o *valor eficaz* de uma tensão representada por função periódica, V_{ef} , é o valor de uma função constante que aplicada a um resistor linear forneceria a mesma potência média da função periódica—o *valor eficaz* de uma corrente periódica tem definição análoga. Em termos matemáticos,

$$V_{ef} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T v^2(t) dt} \quad (6)$$

Se $v(t)$ for uma função periódica representada por uma senóide, como a função representada na Eq. (1), tem-se

$$V_{ef} = \frac{V}{\sqrt{2}} \quad (7)$$

De forma análoga, se $i(t)$ for a função representada na Eq. (2), seu *valor eficaz* será I_{ef} ,

$$I_{ef} = \frac{I}{\sqrt{2}} \quad (8)$$

Seguindo-se a mesma linha de raciocínio, os valores eficazes para a *componente em fase* e a *componente em quadratura* serão dados pelas Eq. (9) e Eq. (10).

$$I_{ef}^f = \frac{I \cos \theta}{\sqrt{2}} = I_{ef} \cos \theta \quad (9)$$

$$I_{ef}^q = \frac{I \sin \theta}{\sqrt{2}} = I_{ef} \sin \theta \quad (10)$$

5.2 Cálculo dos Fluxos de Potências

Podemos agora realizar o cálculo da potência, $p(t)$, para sistemas de energia elétrica com fontes senoidais. Para isso, vamos adotar a convenção de *receptor* (a mais usual), na qual valores positivos para as potências significam que o dispositivo está absorvendo energia e valores negativos para as potências significam que o dispositivo está fornecendo energia. A Fig. 9 ilustra uma carga representada com esta convenção.

Com as considerações acima, temos:

$$p(t) = v(t) \cdot i(t) \quad (11)$$

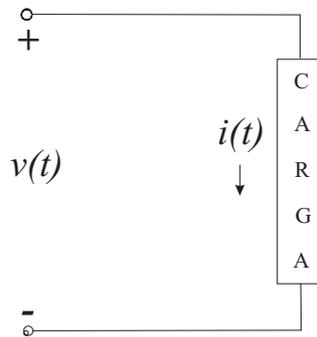


Figura 9: Carga Representada com Convenção de Receptor

Usando-se na Eq. (11) as expressões de $v(t)$ e $i(t)$ apresentadas nas Eq. (1) e Eq. (2), tem-se

$$p(t) = v(t) \cdot i(t) = V \cos \omega t \cdot I \cos(\omega t - \theta) \quad (12)$$

Expandindo-se o termo $\cos(\omega t - \theta)$, vem

$$p(t) = VI \cos \omega t (\cos \omega t \cdot \cos \theta + \sin \omega t \cdot \sin \theta) \quad (13)$$

e

$$p(t) = VI \cos \theta \cos^2 \omega t + VI \sin \theta \cos \omega t \sin \omega t \quad (14)$$

Escrevendo-se de outra forma,

$$p(t) = \frac{VI}{2} \cos \theta (1 + \cos 2\omega t) + \frac{VI}{2} \sin \theta (\sin 2\omega t) \quad (15)$$

ou,

$$p(t) = V_{ef} I_{ef} \cos \theta (1 + \cos 2\omega t) + V_{ef} I_{ef} \sin \theta (\sin 2\omega t) \quad (16)$$

A Eq. (16) motiva a definição de *potência ativa* (P), *potência reativa* (Q) e *fator de potência* (fp).

- *Potência Ativa*: $P = V_{ef} I_{ef} \cos \theta$.
- *Potência Reativa*: $Q = V_{ef} I_{ef} \sin \theta$.
- *Fator de Potência*: $fp = \cos \theta$.

O uso das definições acima na Eq. (16) leva a Eq. (17), representada na Fig. 10.

$$p(t) = P(1 + \cos 2\omega t) + Q(\sin 2\omega t) \quad (17)$$

Observando-se a Eq. (17) e a Fig. 10, é fácil verificar que a potência média fornecida à carga durante um período T é a *potência ativa* P . A *potência reativa* Q é absorvida e

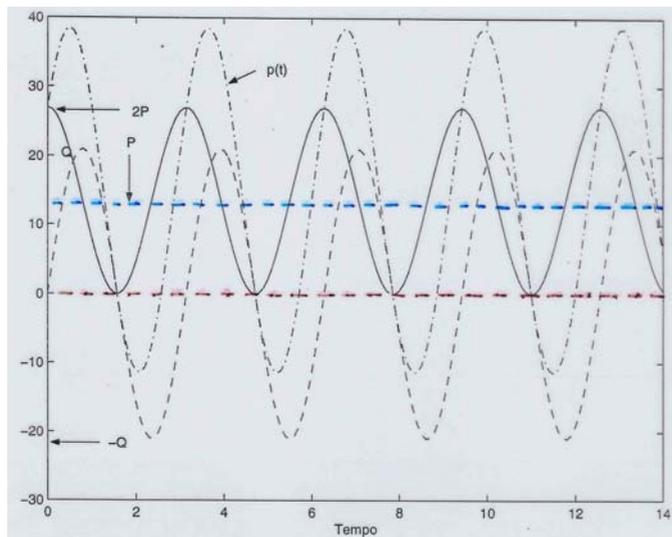


Figura 10: Consumo de Potências por Cargas Indutivas

fornecida pela carga de forma periódica, com média zero. No entanto, os fluxos de potências reativas nas redes causam perdas por dissipação de energia na forma de calor.

Uma das formas de reduzir os fluxos de potências reativas nas redes é através da instalação de capacitores com dimensões (*i.e.*, com *capacitâncias*) adequadas, em paralelo com as cargas, fazendo com que o conjunto da carga com o capacitor tenham um comportamento menos indutivo—no limite, o comportamento do conjunto pode ter a característica de uma carga resistiva, onde a corrente fornecida pela fonte está em fase com a tensão. Este procedimento, normalmente chamado de correção (ou melhora) do fator de potência, é detalhado na próxima seção. Posteriormente, na Seção 7, veremos como reduzir perdas por gestão de toda a energia reativa que flui em uma determinada rede de distribuição, através da instalação de capacitores de dimensões e tipos adequados em pontos estratégicos da rede.

5.3 Redução dos Fluxos de Potências Reativas

Parte (ou toda) a potência reativa *consumida* por uma carga indutiva pode se *fornecida* por uma capacitor instalado em paralelo com a carga, como ilustra a Fig. 11. Nesse caso, a potência total fornecida pela fonte será $i'(t)$,

$$i'(t) = i(t) + i_c(t) \tag{18}$$

A relação entre tensão e corrente em um capacitor (estamos considerando um capacitor linear) é expressa pela Eq. (19).

$$i_c(t) = C \cdot \frac{dv(t)}{dt} \tag{19}$$

onde C é a *capacitância* do capacitor (BurianJr & Lyra 2006).

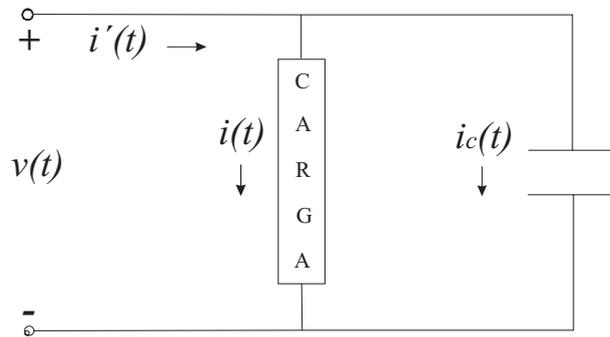


Figura 11: Instalação de Capacitor em Paralelo com uma Carga

Considerando-se a expressão de $v(t)$ dada pela Eq. (1), tem-se:

$$i_c(t) = -\omega CV \cdot \sin \omega t \quad (20)$$

Usando-se a Eq. (18) e Eq. (20), pode-se calcular a potência $p(t)$, fornecida pela fonte para o conjunto da carga com o capacitor.

$$p(t) = v(t) \cdot i'(t) = v(t) \cdot (i(t) + i_c(t)) \quad (21)$$

Levando em consideração a expressão para $i_c(t)$, dada pela Eq. (20), e seguindo sequência de passos análoga à utilizada para obtenção da Eq. (17), tem-se:

$$p(t) = P(1 + \cos 2\omega t) + (Q - Q_c) \cdot (\sin 2\omega t) \quad (22)$$

onde a potência Q_c fornecida pelo capacitor é dada pela Eq. (23).

$$Q_c = \omega \cdot C \cdot (V_{ef})^2 \quad (23)$$

Considerando a Eq. (22) e a Eq. (23) é imediato verificarmos que o ajuste da capacitância C , do capacitor colocado em paralelo com a carga, permite reduzir (ou eliminar) a potência reativa fornecida pela fonte.

Um problema mais estimulante é estudar a redução de perdas por gestão dos fluxos de energia reativa em todo o conjunto de redes primárias de distribuição associadas a uma subestação. Este tema será discutido ao longo das próximas seções.

6 Representação das Perdas Técnicas em Redes de Distribuição de Energia Elétrica

A potência média consumida (*i.e.*, a perda) em uma linha de distribuição de energia elétrica, representada pelo arco k do grafo G que representa a rede, pode ser calculada pela Eq. (24).

$$l_k = r_k \cdot (I_{ef})^2 \quad (24)$$

onde r_k é a *resistência* da linha representada pelo arco k .

Pode-se reescrever a Eq. (24) na forma a seguir.

$$r_k \cdot (I_{ef})^2 = r_k \cdot [(I_{ef})^2 \cdot (\cos^2 \theta + \sin^2 \theta)] = r_k \cdot [(I_{ef}^f)^2 + (I_{ef}^q)^2] \quad (25)$$

onde I_{ef} é o *valor eficaz* da corrente que flui na linha representada pelo arco k .

É imediato verificar que a *potência ativa* (P) e *potência reativa* (Q) podem também ser expressas em termos dos valores eficazes da *componente em fase* e da *componente em quadratura* da corrente, dados pelas Eq. (9) e Eq. (10). Assim,

$$P = V_{ef} I_{ef}^f \quad (26)$$

$$Q = V_{ef} I_{ef}^q \quad (27)$$

Usando-se as informações das Eq. (26) e Eq. (27) na Eq. (25), temos a expressão das perdas na linha representada pelo arco k .

$$l_k = r_k \frac{(P_k)^2 + (Q_k)^2}{(V_k)^2} \quad (28)$$

Considerando o conjunto de linhas, o total de perdas da rede pode ser representada pela Eq. (29).

$$\sum_{k \in \mathcal{A}} r_k \frac{(P_k)^2 + (Q_k)^2}{(V_k)^2} \quad (29)$$

A redução de perdas por gestão nos fluxos de energia reativa procura agir na redução dos fluxos de reativos, representados por Q_k nas Eq. (28) e Eq. (29). A redução de perdas por obtenção de melhores configurações de redes procura encontrar alternativas de configurações de redes que atuem simultaneamente nos fluxos de potências ativas e reativas (P_k e Q_k), de forma a reduzir o total de perdas nos sistemas. As ações de reformas e melhorias nas redes procuram reduzir perdas por interferência nas r_k , que multiplicam os fluxos de potências nas Eq. (28) e Eq. (29). O conjunto de conceitos sintetizados no termo *smart grids* cria melhores condições para implantar todas as alternativas de redução de perdas anteriormente mencionadas.

A próxima seção discute a alternativa de redução de perdas por instalação de capacitores. Outras alternativas serão discutidas em seguida.

7 Redução de Perdas por Instalação de Capacitores

Se o conjunto de capacitores instalados à jusante do arco k fornece a energia reativa total Q_{C_k} , as perdas no arco k , caracterizadas pela Eq. (28) passam a ser representadas pela Eq. (30). Por isso, a instalação de capacitores de tamanhos adequados em pontos estratégicos da rede pode reduzir as perdas técnicas causadas pelos fluxos de reativos nas redes.

$$l_k = r_k \frac{(P_k)^2 + (Q_k - Q_{C_k})^2}{(V_k)^2} \quad (30)$$

Essencialmente, existem dois tipos de capacitores: capacitores fixos e capacitores variáveis. Como o próprio nome sugere, os capacitores fixos, Q_{C_k} , fornecem potências reativas constantes. Os capacitores variáveis, $Q_{C_k}^i$, são em geral de maior custo do que os capacitores fixos, porém podem fornecer níveis diferentes de potências reativas, ajustáveis por meio de controles locais ou remotos.

Existem duas classes de problemas de gestão de reativos associados ao uso de capacitores. A primeira classe desses problemas, normalmente denominada “problema de alocação de capacitores”, envolve estratégias para definição das localizações, tamanhos e tipos de capacitores a serem instalados. A segunda classe de problemas, denominada “controle de capacitores”, procura estabelecer as melhores políticas para controle dos capacitores chaveáveis instalados na rede.

Esta seção é dedicada principalmente ao problema de instalação ótima de capacitores. O problema de controle de capacitores será mencionado como uma das etapas da solução do problema de instalação de capacitores variáveis; no entanto, pode-se desenvolver métodos específicos para tratar o problema de controle de capacitores (González 2003).

7.1 Formulação do Problema de Alocação de Capacitores

O problema de alocação de capacitores em redes radiais de distribuição de energia elétrica pode ser formulado matematicamente através do conjunto de equações a seguir.

$$\text{Min}_{C_k \in \mathcal{F}, C_k^S \in \mathcal{S}} \left[\sum_{k \in \mathcal{N}} (f(C_k) + g(C_k^S)) + \sum_{t \in T} \alpha_{et} \tau_t l_t(P, Q, V) \right] \quad (31)$$

s.a.

$$l_t(P, Q, V) = \sum_{k \in \mathcal{N}} \sum_{j \in A_k} r_{k+1,j} \frac{(P_{k+1,j}^t)^2 + (Q_{k+1,j}^t)^2}{(v_{k+1,j}^t)^2} \quad (32)$$

$$\forall t \in T \left\{ \begin{array}{l} P_k^t = \sum_{j \in A_k} P_{k+1,j}^t + P_{L_k}^t \\ Q_k^t = \sum_{j \in A_k} Q_{k+1,j}^t + Q_{L_k}^t - Q_{C_k} - Q_{C_k}^i \end{array} \right. \quad (33)$$

$$\forall t \in T \begin{cases} (v_{k+1,j}^t)^2 = (v_k^t)^2 - \\ -2(r_{k+1,j} P_{k+1,j}^t + y_{k+1,j} Q_{k+1,j}^t) \\ v \leq v_k^t \leq \bar{v} \end{cases} \quad (34)$$

As Eq. (31) e Eq. (32) caracterizam a função objetivo a ser minimizada. O conjunto \mathcal{F} contém os capacitores fixos a serem considerados; a função f representa os custos anualizados desses capacitores. De forma análoga, o conjunto \mathcal{S} contém os capacitores variáveis a serem considerados no problema de alocação e g é a função que representa os os custos anualizados desses capacitores. N representa o conjunto de nós da rede, α_{et} representa o custo da energia elétrica no intervalo de tempo t , T representa o conjunto de intervalos de tempos considerados, τ_t representa a duração do intervalo t e $v_{k+1,j}^t$ representa a tensão no nó “ $k + 1, j$ ”, durante o intervalo t .

As Eq. (33) representam os fluxos de potências nos alimentadores das redes (lembramos que os alimentadores são árvores enraizadas nas subestações). Nessas equações, A_k representam o conjunto de arcos que se originam no nó k ; $P_{L_k}^t$ e $Q_{L_k}^t$ são, respectivamente, as demandas de potências ativas e reativas no nó k , durante o intervalo t ; Q_{C_k} e $Q_{C_k}^i$ são, respectivamente, as potências reativas de capacitores fixos e chaveáveis injetadas no nó k durante o intervalo t . Para os capacitores chaveáveis, i defini o nível de potência reativa injetada na rede pelo capacitor.

As Eq. (34) representam as relações de tensões em alimentadores radiais de distribuição. Nessas equações, $r_{k+1,j}$ representa a resistência elétrica no trecho “ $k + 1, j$ ” da rede; $y_{k+1,j}$ representa a reatância (outro parâmetro elétrico) no trecho “ $k + 1, j$ ” da rede; \underline{v} e \bar{v} representam, respectivamente, o menor e maior valor admissível para as tensões na rede.

Deve-se observar que as Eq. (33) são alternativas possíveis para representação dos fluxos de potências em redes radiais. Uma boa discussão sobre um conjunto de alternativas para representação desses fluxos pode ser encontrada em Baran e Wu (1989).

7.2 Alternativas de Solução para Alocação de Capacitores

Em princípio, todos as boas heurísticas de otimização combinatória podem ser especializados para a solução do problema de alocação de capacitores. Por exemplo,

- algoritmos genéticos,
- algoritmos genéticos híbridos,
- algoritmos imunológicos e
- GRASP.

Um exemplo de aplicação de heurística de otimização combinatória é a abordagem por algoritmo genético híbrido proposta por Mendes, França, Lyra, Pissarra e Cavellucci (2005).

A discussão a seguir mostra como abordar o problema através de *programação dinâmica*, com metodologia desenvolvida na tese de José F. V. González (2011). Sem perda de generalidade, vamos considerar nas próximas seções apenas a localização de capacitores fixos. Lembramos que programação dinâmica é uma técnica de otimização aplicável a problemas que podem ser decompostos em subproblemas, resolvidos em etapas denominadas estágios, que podem ser coordenadas para a solução de problema global (Bellman 2003).

7.3 Resumo dos Conceitos de Programação Dinâmica

Um problema de otimização representado na forma abaixo pode ser abordado por programação dinâmica.

$$\text{Min}_{u_0, u_1, \dots, u_{n-1}} \sum_{k=1}^n \{e_k(x_k, u_k) + \psi(x_n)\} \quad (35)$$

s. a.

$$x_{k+1} = f(x_k, u_k) \quad (36)$$

$$\underline{x}_k \leq x_k \leq \overline{x}_k \quad (37)$$

$$\underline{u}_k \leq u_k \leq \overline{u}_k \quad (38)$$

A solução de um problema com as características acima pode ser decomposta em *estágios* (no caso, $k = 1..n$). Em cada estágio, avalia-se a *equação recursiva de otimalidade* (39)— neste caso a equação é avaliada no sentido inverso da sequência de estágios (usa-se com frequência o termo em inglês *backward*).

$$\begin{aligned} F(x_k) &= \text{Min}_{u_k} \{e_k(x_k, u_k) + F(x_{k+1})\} \\ x_{j+1} &= f(x_j, u_j) \end{aligned} \quad (39)$$

onde $F(x_k)$ é o *custo ótimo acumulado* do estágio k até o estágio final n e e_k é o *custo elementar* de aplicar o *controle* u_k no estado x_k .

O processo de construção do *custo ótimo acumulado* tem início no estágio final (n), fazendo-se $F(x_n) = \psi(x_n)$. Quando a *equação recursiva de otimalidade* é avaliada para o estágio inicial ($k = 1$), determina-se o valor ótimo da função objetivo do problema, caracterizada pela Eq. (35). Pode-se então fazer a recuperação da *trajetória ótima*, determinando-se o valor ótimo das variáveis x_j e u_j para todos os estágios (x_k^* e u_k^*), usando-se recursivamente a Eq. (40).

$$x_{k+1}^* = f(x_k^*, u_k^*) \quad (40)$$

7.4 Alocação de Capacitores por Programação Dinâmica

Há mais de quarenta anos atrás, Durán (1968) desenvolveu as primeiras idéias sobre alocação de capacitores através de programação dinâmica. No entanto, seu trabalho considerava alimentadores com um único ramo (ou seja, com o grau de todos os nós menor ou igual a dois) e tensões constantes ao longo de todo o alimentador.

A primeira das hipóteses de Durán é muito irreal. Por outro lado, a tentativa de generalizar sua abordagem para alimentadores com ramificação parecia exigir variáveis de estados multidimensionais, uma dimensão para cada uma das ramificações. Isso levaria a um crescimento exponencial da complexidade computacional do método, razão pela qual programação dinâmica foi considerada uma técnica inadequada para solução do problema de alocação de capacitores. Nas décadas seguintes, após a publicação do artigo de Durán, as abordagens propostas para resolver o problema de otimização da alocação de capacitores foram baseadas em abordagens heurísticas. No entanto, veremos nos próximos itens que as ideias de Durán podem ser generalizadas para abordar o problema de alocação de capacitores em alimentadores radiais com ramificações.

Antes de continuar, vale mencionar que a hipótese de tensões constantes ao longo dos alimentadores é uma boa aproximação para a maior parte das situações reais. Vamos adotar esta hipótese simplificadora nas discussões das próximas seções. Em seguida, mostraremos na Seção 7.9 como considerar as variações de tensões ao longo dos alimentadores.

7.5 Idéias Inspiradoras

Usando a hipótese de que os alimentadores não têm ramificações (*i.e.*, graus dos nós ≤ 2) e que as tensões nos nós são constantes ao longo dos alimentadores $v_k = V_N$, Durán adotou as associações resumidas a seguir para resolver o problema de alocação ótima de capacitores por programação dinâmica (PD).

- Estágios: nós do alimentador.
- Variáveis de controle (u_k): potência reativa associada ao capacitor C_k , instalado no nó k ; ou seja, $u_k = Q_{C_k}$.
- Estados (x_k): quantidade total de potência reativa que flui no arco k ; assim, $x_k = x_{k+1} + u_k$.

A Fig. 12 ilustra este equacionamento para abordagem por programação dinâmica do problema de alocação de capacitores em alimentadores sem ramificações.

Complementando o equacionamento, os custos elementares, $e_k(x_k, u_k)$, e a equação recursiva de otimalidade foram caracterizados, respectivamente, pelas Eq. (41) e Eq. (42).

$$e_k(x_k, u_k) = f(u_k) + \sum_{t \in T} \alpha_{et} \tau_t r_k \frac{(P_k^t)^2 + (Q_k^t - x_k)^2}{(V_N)^2} \quad (41)$$

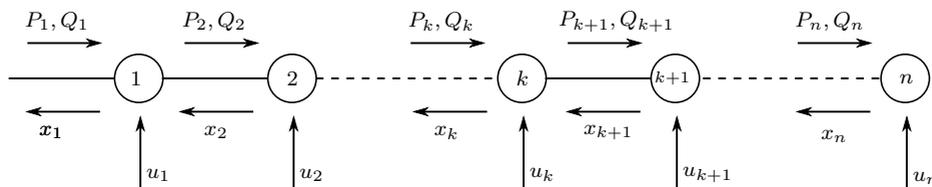


Figura 12: Equacionamento para Alocação de Capacitores por PD

$$F(x_k) = \underset{u_k}{\text{Min}} [e_k(x_k, u_k) + F(x_{k+1})] \quad (42)$$

$$x_{k+1} = x_k - u_k$$

O processo de solução tem início no nó folha (supondo o alimentador sem ramificações o nó folha é único), usando a Eq. (43).

$$F(x_n) = e_n(x_n, u_n), \quad u_n = x_n \quad (43)$$

O processo de solução segue recursivamente *backward* através dos estágios, avaliando a equação recursiva (42) em todos os estados, até o estágio inicial (*i.e.*, até a subestação), onde a solução ótima é encontrada. A solução do problema $F(x_1^*)$ é obtida procurando o mínimo de $F(x_1)$, ou seja, avaliando a Eq. (44).

$$F(x_1^*) = \underset{x_1}{\text{Min}} [F(x_1)] \quad (44)$$

Conhecido o valor da solução ótima, a trajetória ótima (*i.e.*, a solução do problema de alocação ótima de capacitores) é obtida através das Eq. (45).

$$x_2^* = x_1^* - u_1^*(x_1^*), \quad x_{k+1}^* = x_k^* - u_k^*(x_k^*) \quad (45)$$

7.6 Consideração de Alimentadores com Ramificações

Os alimentadores de redes reais de distribuição de energia elétrica têm muitas ramificações. A Fig. 13 ilustra a dificuldade a ser contornada para abordar o problema de alocação ótima de capacitores nesses alimentadores através de programação dinâmica. É fácil perceber que a “tentação inicial” para abordar o problema por programação dinâmica é aumentar a dimensão das variáveis de estado. No entanto, uma avaliação mais cuidadosa mostra que é possível tratar o problema por programação dinâmica com variável de estado unidimensional (González 2011). Denominaremos o novo método “Programação Dinâmica Estendida” (PDE).

Em linhas gerais, para usar programação dinâmica na alocação ótima de capacitores em alimentadores com ramificações, usa-se a formulação discutida na seção anterior. No entanto,

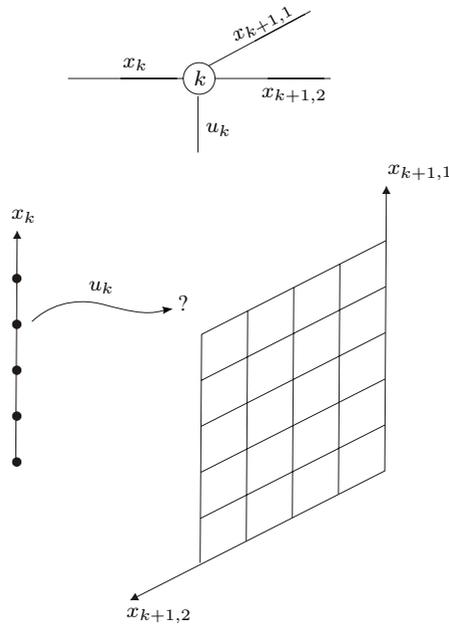


Figura 13: Dificuldades para Uso de PD em Alimentadores com Ramificações

generaliza-se a definição de estados (x_k) para a quantidade total de potência reativa que flui no arco k , com distribuição ótima desses reativos entre todos os arcos que se originam no nó k

Em termos mais formais, a ideias de distribuição ótima dos reativos que caracterizam os estados corresponde a resolver a Eq. (46) para cada valor do estado x_{k+1} (em nós que tenham ramificações).

$$F(x_{k+1}) = \text{Min}_{\forall x_{k+1,j} \in J} [\sum_{j \in J} F(x_{k+1,j})] \quad (46)$$

$$x_{k+1} = \sum_{j \in J} x_{k+1,j}$$

O processo de solução da Eq. (46) permite também encontrar a função de partição ótima dos reativos, \mathcal{O}_{k+1} . A função \mathcal{O}_{k+1} é usada na fase de recuperação da trajetória ótima, para encontrar as melhores partições de reativos em nós com ramificações.

$$\mathcal{O}_{k+1} : \mathfrak{R} \longrightarrow \mathfrak{R}^J$$

$$\mathcal{O}_{k+1}(x_{k+1}) = \begin{pmatrix} x_{k+1,1}^o \\ x_{k+1,2}^o \\ \vdots \\ x_{k+1,j}^o \end{pmatrix}$$

A solução da Eq. (46) e construção da função \mathcal{O}_{k+1} podem ser interpretadas como o processo de criação de um nó “virtual” $k + 1$, e estado correspondente x_{k+1} , como ilustra a Fig. 14.

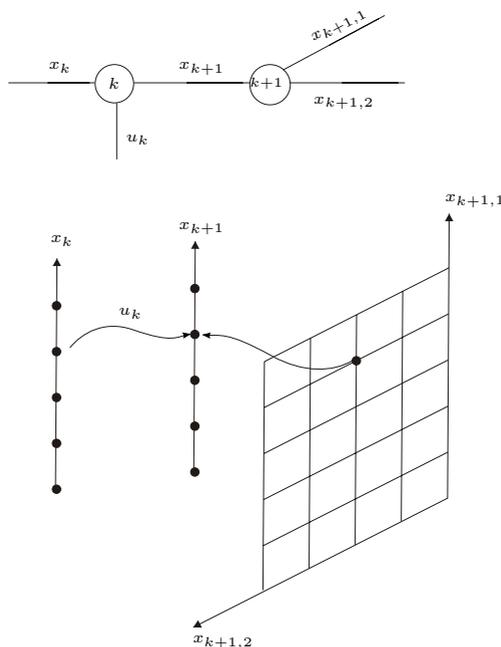


Figura 14: Procedimento de Projeção em uma Única Dimensão.

7.7 Avaliação da Complexidade Computacional

Vamos aqui equacionar a complexidade computacional do método PDE, discutido na seção anterior. Para isso, suponha que Q_{max} seja o número máximo de controles possíveis, que corresponde ao número máximo de tipos de capacitores que podem ser instalados em um nó k , N o número de nós da rede e J_{max} o número máximo de ramificações em um único nó da rede.

Considerando esses parâmetros, é fácil mostrar (González 2011) que a complexidade do problema de alocação ótima de capacitores em redes radiais de distribuição por PDE é delimitada pela Eq. (47).

$$[c_0 + c_1 Q_{max} + c_2 Q_{max}^2 + c_3 Q_{max}^2 (J_{max} - 1)] \cdot N \quad (47)$$

A utilização de PDE para abordar o problema de alocação ótima de capacitores em redes reais é beneficiada por dois aspectos importantes:

1. Q_{max} é um número pequeno;

2. J_{max} é também um número pequeno, normalmente menor ou igual a três.

Sob essas condições, o algoritmo PDE tem complexidade linear, descrita pela Eq. (48).

$$cN \in O(N) \quad (48)$$

7.8 Consideração de Capacitores Variáveis

A extensão do método PDE para considerar capacitores variáveis é conceitualmente simples (González 2011). Pode-se destacar alguns aspectos decorrentes da generalização:

- o método requer duas dimensões para os estados, uma para os capacitores fixos e outra para os capacitores variáveis;
- os tempos de processamento são maiores, mas a complexidade computacional continua linear para redes reais, descrita pela equação $cN \in O(N)$.
- a implementação computacional do método é bem mais trabalhosa.

Os custos elementares são calculados pela Eq. (49),

$$e_k(x_k, u_k) = f(u_k^f) + g(u_k^s) + \sum_{t \in T} \alpha_{et} \tau_t r_k \frac{(P_k^t)^2 + (Q_k^t - x_k^f - x_{kt}^s)^2}{(V_N)^2} \quad (49)$$

onde x_k^f representa o total de energia reativa fornecida por capacitores fixos a jusante do arco k e x_{kt}^s representa o total de energia reativa fornecida por capacitores variáveis a jusante de k , com ajuste ótimos dos controles dos capacitores para cada intervalo de tempo.

7.9 Consideração de Variações nos Níveis de Tensão

Vamos agora discutir uma estratégia para considerar as variações das tensões ao longo dos alimentadores, quando o problema de alocação ótima de capacitores é abordado por PDE. Em situações onde as variações de tensões são significativas, esse aspecto pode ser considerado por um processo análogo ao adotado na solução das equações de fluxos de potências em redes radiais (Baran & Wu 1989). O processo pode ser resumido na sequência de passos a seguir.

Passo 1. Resolver o problema com o algoritmo PDE considerando $v_k^t = V_N$ para calcular os *custos elementares*, como descrito na Eq. (41);

Passo 2. Obter as magnitudes das tensões através da solução das Eq. (34);

Passo 3. Resolver o problema com o algoritmo PDE considerando as tensões obtidas no *Passo 2* no cálculo dos *custos elementares*, através da Eq. (50);

Passo 4. Comparar a solução obtida com a solução anterior. Se são diferentes, retornar ao *Passo 2*. Caso contrário, parar; a solução atual é “ótima”.

$$e_k(x_k, u_k) = f(u_k) + \sum_{t \in T} \alpha_{et} \tau_t r_k \frac{(P_k^t)^2 + (Q_k^t - x_k)^2}{(v_k^t)^2} \quad (50)$$

8 Redução de Perdas por Melhores Configurações

Como mencionado na Seção 6, as perdas técnicas em sistemas de distribuição podem ser reduzidas através da obtenção de melhores configurações para operação das redes. Uma configuração radial de operação numa rede pode ser alterada por meio de aberturas e fechamentos de chaves instaladas, com a condição de manter a conectividade e a estrutura radial da rede.

Para exemplificar, considere a rede ilustrada na Fig. 15, representada por *diagrama unifilar* e por modelo de grafo. Uma mudança de configuração possível é através da abertura da chave CH_7 e do fechando da chave CH_4 , levando a nova configuração ilustrada na Fig. 16.

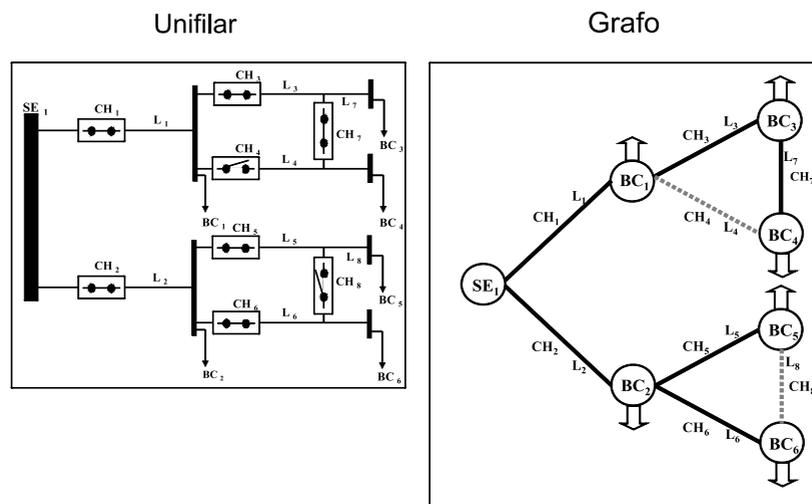


Figura 15: Representação de Rede de Distribuição de Energia Elétrica

O número de possíveis configurações em uma rede de distribuição está associado ao número de árvores conexas que podem ser obtidas por abertura e fechamento das chaves

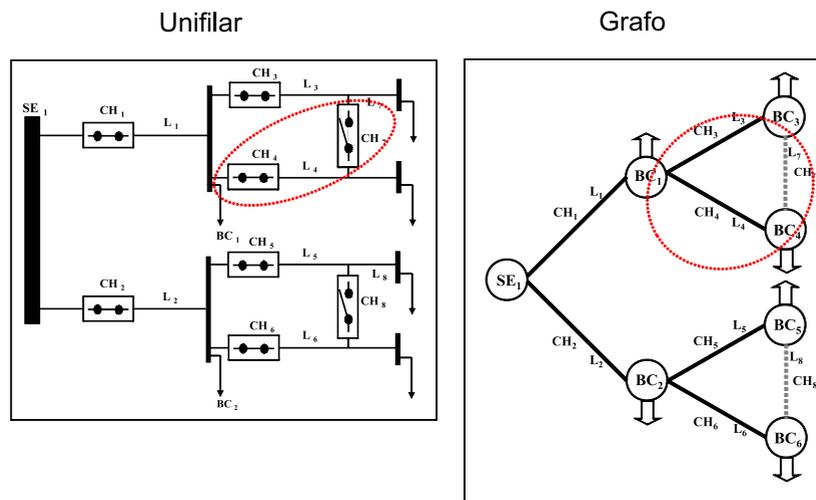


Figura 16: Representação de Nova Configuração da Rede de Distribuição

existentes na rede. Supondo que existam p chaves na rede e que sejam necessárias m chaves fechadas para manter a rede conexa e radial, um limitante superior (L_S) para o número de configurações factíveis é dado pela Eq. (51). O aspecto fatorial para o cálculo de L_S faz com que a obtenção de configurações ótimas por enumeração explícita das alternativas seja possível apenas em exemplos triviais. Vale lembrar que, embora algumas combinações de chaves incluídas no cálculo de L_S não levam a redes radiais conexas, não existem métodos eficientes para determinar essas configurações *a priori*.

$$L_S = \frac{p!}{m!(p - m)!} \quad (51)$$

Os engenheiros franceses Merlin e Back (1975) foram os primeiros pesquisadores a perceberem as vantagens de explorar mudanças nas configurações de redes para reduzir as perdas técnicas em redes de distribuição. Em seu trabalho pioneiro, Merlin e Back formularam um problema não linear de otimização combinatória para encontrar as melhores configurações para operação das redes. No mesmo trabalho propuseram duas alternativas para resolver o problema.

A primeira alternativa de solução proposta por Merlin e Back utilizava a técnica de otimização denominada *branch and bound*, com objetivo de obter soluções ótimas globais para o problema. No entanto, com esta abordagem foi possível resolver o problema apenas para instâncias de pequena dimensão.

A segunda alternativa de solução desenvolvida por Merlin e Back foi um método heurístico com duas fases, que veio a ser conhecido como *abertura sequencial de chaves*. A primeira fase do método relaxava a restrição de radialidade, supondo fechadas todas as chaves disponíveis na rede; sob esta hipótese, encontrava a distribuição ótima de fluxos. Na segunda fase, abria a chave pela qual passava o menor fluxo de potência na solução ótima, mas mantendo a

conexidade da rede (ou seja, abria a chave com menor fluxo pertencente a um ciclo); em seguida, determinava a nova distribuição ótima de fluxos. A segunda fase era repetida até a obtenção de uma solução radial conexa. Essa heurística permitiu resolver o problema para instâncias de dimensões maiores; posteriormente, a mesma heurística foi aperfeiçoada por Shirmohammadi e Hong (1989).

Mais de dez anos após a publicação do trabalho de Merlin e Back, Civanlar *et al.* (1988) propuseram o método heurístico denominado *troca de ramos*, que permitia melhorar as configurações de redes a partir de uma configuração de operação factível. Como sugere a denominação, a heurística *troca de ramos* procurava configurações de menores perdas a partir de operações de abertura e fechamento de chaves que mantivessem a radialidade e conexidade das redes. Essencialmente, a busca de melhores soluções apoiava-se em dois indicadores derivados da segunda lei de Kirchhoff (a Lei das Tensões):

1. há condições para diminuir perdas quando existir uma diferença de potencial significativa entre os dois terminais de uma chave aberta;
2. a redução das perdas é obtida quando se transfere os nós, e as respectivas cargas, do lado da menor tensão menor para o lado de maior tensão, através da operação de fechamento e abertura de um par de chaves.

A partir do final da década de 80 surgiu uma grande quantidade de artigos sobre a redução de perdas por reconfigurações de redes. As publicações incluem outras tentativas de abordagem por métodos exatos (Glamocanin 1990, Wagner, Chikhani & Hackam 1991, Cavellucci & Lyra 1997), métodos aproximados (Shirmohammadi & Hong 1989, Baran & Wu 1989, Augugliaro, Dusonchet & Mangione 1995), ideias inspiradas em otimização combinatória (Cherkaoui, Bart & Germond 1993, Bueno, Lyra & Cavellucci 2000), buscas no espaço de soluções (Schmidt, Ida, Kagan & Guaraldo 2005), sistemas especialistas (Taylor & Lubkeman 1990), algoritmos evolutivos (Nara, Shiose, Kitagawa & Ishihara 1992, Vargas, Lyra & Zuben 2002, Queiroz & Lyra 2009, Cebrian & Kagan 2010), inteligência de enxames (Su, Chang & Chiou 2005, Abdelaziz, Mohammed, Mekhamer & Badr 2009) e redes neurais (Kim, Ko & Jung 1993). Um revisão parcial dessa bibliografia pode ser encontrada no artigo de Lyra, Pissarra e Cavellucci (2000).

8.1 Formulação Matemática do Problema de Redução de Perdas por Reconfigurações

O conjunto de estados ótimos para as chaves, que leva uma rede de distribuição de energia elétrica a operar com configuração radial conexa de perdas mínimas, pode ser obtido através da solução do problema \mathcal{P}_1 , formulado a seguir. Supõe-se a rede de distribuição representada por um grafo $\mathcal{G} = [\mathcal{N}, \mathcal{A}]$.

$$\text{Min}_{\forall c_i \in \mathcal{C}_{ch}} l(P, Q, V) \quad (52)$$

s.a.

$$l(P, Q, V) = \sum_{k \in \mathcal{N}} \sum_{j \in A_k} r_{kj} \frac{(P_{kj})^2 + (Q_{kj})^2}{(v_{kj})^2} \quad (53)$$

$$\begin{aligned} P_k &= \sum_{j \in A_k} P_{kj} + P_{L_k} \\ Q_k &= \sum_{j \in A_k} Q_{kj} + Q_{L_k} \end{aligned} \quad (54)$$

$$(v_{kj})^2 = (v_k)^2 - 2(r_{kj}P_{kj} + y_{kj}Q_{kj}) \quad (55)$$

$$\underline{v} \leq v_k \leq \bar{v}$$

$$\mathcal{G}' = [\mathcal{N}, \mathcal{A}'] \text{ é um conjunto de árvores enraizadas nas subestações.} \quad (56)$$

As Eq. (52) e Eq. (53) caracterizam a função objetivo a ser minimizada. O conjunto \mathcal{C}_{ch} contém todas as chaves existentes na rede; a variável booleana c_i caracteriza o estado da chave i ($c_i = 0$ quando a chave está aberta e $c_i = 1$ quando a chave está fechada). De forma análoga ao problema de redução de perdas por instalação de capacitores, \mathcal{N} representa o conjunto de nós da rede, \mathcal{A}_k representa o conjunto de arcos com origem no nó k , P_{kj} representa o fluxo de potência ativa no arco kj com origem no nó k , Q_{kj} representa o fluxo de potência reativa no arco kj com origem no arco k e v_{kj} representa a tensão no nó “ kj ”, imediatamente a jusante do arco kj .

As Eq. (54) representam os fluxos de potências nos alimentadores das redes (novamente, os alimentadores são árvores enraizadas nas subestações). Nessas equações, P_{L_k} e Q_{L_k} são, respectivamente, as demandas de potências ativas e reativas no nó k .

As Eq. (55) representam as relações de tensões em alimentadores radiais de distribuição. Nessas equações, r_{kj} representa a resistência elétrica no trecho “ kj ” da rede; y_{kj} representa a reatância (outro parâmetro elétrico) no trecho “ kj ” da rede; \underline{v} e \bar{v} representam, respectivamente, o menor e o maior valor admissível para as tensões na rede.

O conjunto \mathcal{A}' é formado pelos arcos do grafo com fluxos não nulos. Ou seja, \mathcal{A}' é formado pelo conjunto de arcos que pertencem a árvores conexas enraizadas nas subestações (árvores que contêm todos os nós do grafo $\mathcal{G} = [\mathcal{N}, \mathcal{A}]$).

Para algumas redes, é também necessário considerar restrições de valores máximos e mínimos para os fluxos de potências. De fato, essas restrições são definidas pelas correntes máximas, que podem ser associadas às potências aparentes $|S_k|$, $|S_k| = \sqrt{(P_k)^2 + (Q_k)^2}$. Nessas situações, $\overline{|S_k|} \leq |S_k| \leq \overline{|S_k|}$.

Deve-se observar novamente que as Eq. (54) são alternativas possíveis para representação dos fluxos de potências em redes radiais. Outras alternativas para representação desses fluxos podem ser encontradas, por exemplo, em Baran e Wu (1989).

Em redes de distribuição bem equilibradas pode-se supor que os fluxos de potências reativas sejam aproximadamente proporcionais aos fluxos de potências ativas, ou seja, $Q_k = \lambda \cdot P_k$ (havendo uma boa redução de reativos através da instalação de capacitores, $\lambda \rightarrow 0$). Nesses

casos, se for também possível supor as tensões ao longo dos alimentadores aproximadamente iguais ao valor nominal v_N , o problema \mathcal{P}_1 pode ser representado pelo problema \mathcal{P}_2 .

$$\text{Min } \sum_{a_k \in \mathcal{A}} r_k x_k^2 \quad (57)$$

$$\text{s.a.} \quad Ax = b \quad (58)$$

$$\underline{x} \leq x \leq \bar{x} \quad (59)$$

$$\mathcal{G}' = [\mathcal{N}, \mathcal{A}'] \text{ é um conjunto de árvores enraizadas nas subestações.} \quad (60)$$

Com esta representação, a variável x_k pode estar associada ao fluxo de potência ativa ou a corrente no arco k ; A é a matriz incidência nó-arco associada ao grafo \mathcal{G} ; x é o vetor dos fluxos; e b é o vetor que representa o conjunto das demandas nos nós e a potência injetada no nó raiz.

A solução do problema \mathcal{P}_2 é uma árvore recobridora de perdas mínimas para o grafo \mathcal{G} . No entanto, como o custo de cada arco ($r_k x_k^2$) varia com as modificações das árvores \mathcal{G}' , o problema \mathcal{P}_2 não pode ser resolvido pelos algoritmos *gulosos*, muito eficientes, usados para resolver o problema quando os custos nos arcos são constantes (Ahuja et al. 1993).

Métodos para resolver os problemas \mathcal{P}_1 e \mathcal{P}_2 serão discutidos nas próximas seções.

8.2 Abordagens para o Problema de Reconfigurações de Redes

De forma análoga ao problema de instalação ótima de capacitores, todas as boas heurísticas para abordar problemas de otimização combinatória podem ser especializados para a solução do problema de alocação de capacitores. Por exemplo, lembra-se as heurísticas já mencionadas na Seção 7.2:

- algoritmos genéticos,
- algoritmos genéticos híbridos,
- algoritmos imunológicos e
- GRASP.

Existem também métodos heurísticos desenvolvidos especificamente para problema de reconfigurações de redes. Nessa categoria estão os métodos pioneiros já mencionados, *abertura sequencial de chaves* (Merlin & Back 1975) e *troca de ramos* (Civanlar, Grainger, Yin & Lee 1988). Cavellucci e Lyra (1997) procuraram unir os dois métodos num processo de buscas informadas, usando conceitos desenvolvidos na área de inteligência artificial. Todas essas idéias podem ser exploradas em conjunto com boas heurísticas para otimização combinatória, como as acima mencionadas.

As próximas seções resumem idéias para abordagem do problema através de *buscas informadas*, *GRASP* e *algoritmos genéticos*.

8.3 Reconfiguração de Redes por Buscas Informadas

Cavellucci e Lyra (1997) propuseram estratégias de buscas informadas, com objetivo de explorar implicitamente todo o espaço de soluções do problema. Apoiando-se em métodos desenvolvidos para o controle de processos de buscas na área de inteligência artificial, procuraram usar informações sobre o problema para evitar a explosão combinatória associada a explorações exaustivas do espaço de soluções.

De modo similar ao método *abertura sequencial de chaves* (Merlin & Back 1975), o processo começa no *nó inicial* da árvore de buscas, associado à solução ótima do problema para o qual a restrição de radialidade é relaxado (\mathcal{P}_r)—tendo-se como referência o problema \mathcal{P}_2 , remove-se a restrição de radialidade expressa na Eq. (60). A solução ótima de \mathcal{P}_r , com fluxos em todos os arcos do grafo (*i.e.*, com ciclos), define um limitante inferior para as perdas na configuração radial ótima da rede de distribuição.

Realiza-se aberturas de chaves da rede até a obtenção de soluções radiais conexas, usando-se como guia as indicações de uma função de mérito que inclui informações da solução ótima dos problemas \mathcal{P}_r e conhecimentos acumulados no processo de busca. Cada abertura de chave, e obtenção da solução ótima do problema \mathcal{P}_r associado a nova rede, leva a um outro nó da árvore de buscas, como ilustra a Fig. 17.

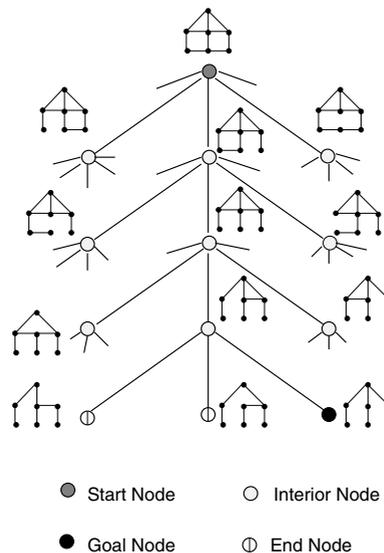


Figura 17: Árvore de Busca

Observa-se na Fig. 17 que as configurações radiais conexas da rede (soluções factíveis) são obtidas nos *nós folhas* da árvore de busca. O *nó objetivo* é o nó folha associado a configuração de rede com perdas mínimas—em outras palavras, associado a solução de \mathcal{P}_1 ou \mathcal{P}_2 .

8.3.1 Heurística *Backtracking*

A heurística *Backtracking* (Cavellucci & Lyra 1997) inclui no processo de busca duas formas de conhecimentos sobre o problema:

- uso do valor das perdas na melhor solução factível disponível para o problema, para obter *poda por dominância* (Pearl 1984) de ramos da árvore de buscas;
- uso de uma função heurística de mérito, $f_h(n)$, para ampliar a capacidade da *poda por dominância*.

A função heurística $f_h(n)$ é definida como $f_h(n) = g(n) + h(n)$. A parcela $g(n)$ corresponde às perdas na solução ótima do problema \mathcal{P}_r associado ao nó n . A função $h(n)$ é uma estimativa para o acréscimo de perdas no “caminho” ao longo da árvore de buscas, do nó n até um nó que corresponde a uma solução factível (*nó folha* da árvore de buscas).

Para resolver instâncias sucessivas do \mathcal{P}_r , o procedimento *Heurística Backtracking* proposto por Cavellucci e Lyra (1997) desenvolveu um método de otimização para fluxos em redes com função objetivo não-linear, baseado nas idéias do método gradiente-reduzido (Luenberger 1984). Posteriormente, o método foi aperfeiçoado na Tese de Doutorado de Fernandes (2003), como parte do desenvolvimento da *Heurística Backtracking Seletiva*, resumida a seguir.

8.3.2 Procedimento *Heurística Backtracking Seletiva*

Quando a heurística *Backtracking* explora um nó na árvore de buscas existem várias possibilidades de abertura de chaves. Muitas dessas possibilidades levam a caminhos que serão podados mais adiante. A *Heurística Backtracking Seletiva* considera apenas um “conjunto promissor” de chaves. Os elementos desse conjunto são as p chaves com os menores fluxos na solução do problema \mathcal{P}_r associado ao nó. No caso limite, se $p = 1$, a *Heurística Backtracking Seletiva* comporta-se como o método *abertura de sequencial de chaves*, proposto por Merlin e Back (1975)—entretanto, com a proteção contra “maus caminhos” exercida pela função heurística f_h . No outro extremo, se p for muito alto, a heurística considera todas as possibilidades de abertura de chaves nos nós da árvore de buscas; nesse caso, a *Heurística Backtracking Seletiva* tem o mesmo comportamento da heurística *Backtracking* (Cavellucci & Lyra 1997). A Figura 18 exemplifica a *Heurística Backtracking Seletiva* para $p = 2$.

A *Heurística Backtracking Seletiva* adota também buscas locais baseadas no método *troca de ramos* (Civanlar et al. 1988), para fazer o “ajuste fino” das soluções obtidas. Nesses ajustes, inclui as informações sobre os fluxos de reativos.

indivíduos, mutações (pequenas modificações em alguns indivíduos para aumentar a diversidade da população) e novas avaliações da população. O processo é repetido, até que um número especificado de gerações (*i.e.*, de iterações) seja atingido.

```
ALGGEN()
1   $t \leftarrow 0$ ;
2   $parada \leftarrow falso$ ;
3  Pop(t) ← INICIARPOPULAÇÃO();
4  AVALIA(Pop(t));
5  enquanto  $parada = falso$ 
6  faça SELECIONA(Pop(t));
7     RECOMBINA(Pop(t));
8     MUTA(Pop(t));
9     AVALIA( $parada$ , Pop(t));
10   $t \leftarrow t + 1$ ;
11 retorna Pop(t);
```

Figura 19: Algoritmo Genético

Os algoritmos genéticos híbridos, às vezes chamados de *algoritmos meméticos*, incluem uma etapa adicional de busca local, como ilustra a Fig 20. A busca local procura realizar melhorias adicionais numa parte das boas soluções da população, através de heurísticas simples, métodos alternativos de otimização ou conhecimentos sobre o problema estudado. Esta pequena diferença normalmente leva a melhorias significativas na qualidade das soluções produzidas pelos algoritmos genéticos.

A representação dos indivíduos é um dos aspectos mais importantes para o sucesso, ou não, de uma implementação de algoritmo genético. Normalmente, representa-se soluções através de um vetor de números denominados *cromossomos* (com frequência, os *cromossomos* têm valores binários).

Uma representação eficiente para o problema de otimização das configurações de redes radiais de distribuição é a *network random keys* (NKR) (da Costa 1999, Rothlauf, Goldberg & Heinzl 2002). A NKR usa um vetor de *cromossomos* com a dimensão do número de arcos da rede. Os *cromossomos* podem ser pesos binários (da Costa 1999) ou números inteiros (de Queiroz 2005). Para decodificar o vetor de *cromossomos*, obtendo redes radiais conexas, aplica-se um algoritmo para obter árvores recobridoras de custo mínimo; por exemplo, o algoritmo de Kruskal (Ahuja et al. 1993).

Para solução dos problemas \mathcal{P}_1 ou \mathcal{P}_2 através de algoritmos genéticos utiliza-se como critério de minimização as perdas associadas a cada uma das soluções radiais conexas representadas na população. Quando a implementação for de algoritmo genético híbrido, uma boa busca local pode ser baseada no método *troca de ramos* (da Costa 1999, Queiroz & Lyra 2009)

```
ALGENHIBRIDO()
1   $t \leftarrow 0$ ;
2   $parada \leftarrow falso$ ;
3   $Pop(t) \leftarrow INICIARPOPULAÇÃO()$ ;
4   $AVALIA(Pop(t))$ ;
5  enquanto  $parada = falso$ 
6  faça  $SELECIONA(Pop(t))$ ;
7       $RECOMBINA(Pop(t))$ ;
8       $MUTA(Pop(t))$ ;
9       $AVALIA(Pop(t))$ ;
10      $BUSCA\ LOCAL(Pop(t))$ ;
11      $AVALIA(parada, Pop(t))$ ;
12      $t \leftarrow t + 1$ ;
13 retorna  $Pop(t)$ ;
```

Figura 20: Algoritmo Genético Híbrido

8.6 Formulação para Demandas Variáveis

A maioria dos trabalhos sobre redução de perdas por reconfigurações usa uma representação do problema com demandas fixas, adotada na Seção 8.1. No entanto, alguns autores identificaram benefícios em abordar o problema levando em consideração as variações de demandas durante um determinado período de tempo (Lee & Brooks. 1988, Zhou, Shirmohammadi & Liu 1997, Taleski & Rajicic 1997, Vargas et al. 2002, Bueno 2005, Queiroz & Lyra 2009).

A maior parte das abordagens para o problema de reconfigurações com demandas variáveis considera a possibilidade de reconfigurar a rede a cada variação significativa das demandas. Se consideramos apenas os aspectos de redução de perdas, essa alternativa proporciona as maiores reduções de perdas. No entanto, podem surgir dificuldades decorrentes de um número excessivo de chaveamentos ao longo do período estudado, pois chaveamentos são consideradas operações de risco, em decorrência das perturbações transitórias causadas nas redes; por outro lado um número grande de chaveamentos reduz o tempo de vida útil das chaves.

Considerando as dificuldades para realizar os chaveamentos necessários para acompanhar as variações de cargas ao longo de um dia, Bueno (2005) propõe uma abordagem para o problema de reconfigurações das redes onde as variações de cargas em cada um dos nós da rede são explicitamente consideradas no processo de otimização, mas é imposta a restrição de que as configurações devam permanecer fixas ao longo do período estudado.

Os estudos realizados por Bueno (2005) mostram que a nova formulação do problema pode proporcionar soluções com perdas muito próximas às obtidas com reconfigurações constantes das redes. No entanto, a nova formulação leva a problemas com dimensões muito maiores, em relação às formulações com demandas constantes, ou às formulações sem restrições em

relação ao número de reconfigurações; o número de variáveis do problema é multiplicado pelo número de intervalos considerados no horizonte de estudos. Para abordar o problema Bueno (2005) desenvolveu o algoritmo *árvore de aproximação*, onde a energia que flui nos arcos de problemas aproximados guia uma implementação do método GRASP. Mais tarde, Queiroz e Lyra propuseram uma abordagem para o problema através de algoritmo genético híbrido (2009).

8.7 Discussão Adicional

Infere-se da discussão na seção anterior que existe um compromisso entre *redução de perdas* e *número de chaveamentos*. Uma alternativa para abordar o problema pode ser a explicitação deste compromisso através de formulação com objetivos múltiplos, que procure simultaneamente reduzir as perdas e o número de chaveamentos.

A integração do problema de instalação ótima de capacitores com o problema de reconfiguração ótima das redes vem sendo pensada por alguns autores. Por exemplo, Cristiane Fernandes (2003) desenvolveu duas metodologias para abordar o problema integrado: uma priorizando a reconfiguração das redes, outra priorizando a instalação de capacitores. Na mesma direção, em trabalho recente, Madeiro et al. (2011) propõem uma abordagem por algoritmos genéticos híbridos, onde instalação de capacitores e reconfigurações são tratadas com o mesmo nível de prioridade. No mesmo artigo, os autores apresentam experimentos que indicam vantagens de tratar simultaneamente as duas alternativas para redução de perdas.

9 Smart Grids

Os sistemas de energia elétrica precisam manter o equilíbrio entre a demanda e oferta de energia. O equilíbrio entre oferta/demanda é tradicionalmente realizado na geração, porém sob a perspectiva de *smart grid* pode ser realizado em todo o sistema. Para isso, os centros de operações precisam manter processos de decisões refinados, apoiado por softwares que auxiliam o monitoramento, supervisão, controle, gestão das demandas, análise do sistema, gestão de riscos e otimização.

Os principais argumentos para introdução da arquitetura de redes denominada *smart grid* é que os sistemas de potência atuais não foram projetados para atender às necessidades de mercado do setor elétrico reestruturado, ao aumento da demanda de uma sociedade digital e ao uso intensivo de produção descentralizada de energia renovável. Alguns desses aspectos são detalhados no artigo de Santacana, Rackliffe, Tang e Feng (2010):

- **Incertezas em relação aos fluxos de energia**—a desregulamentação do setor levou a fluxos de energia para os quais o sistema não foi projetado;
- **Incertezas em relação a oferta de energia**—o uso intensivo da geração distribuída e a existência de cargas móveis causam incertezas sobre as necessidades de oferta de energia pelos grandes agentes do setor;

- **Fornecimento de energia com exigências crescentes de disponibilidade e qualidade**—as sociedades digitalizadas são muito mais exigentes em relação a confiabilidade do suprimento de energia elétrica;
- **Critérios de sustentabilidade e menor impacto ambiental**—cada vez mais, os sistemas de energia elétrica precisam usar fontes renováveis de energia e reduzir as perdas.

O conceito de *smart grid* está associado à introdução e uso intensivo, nas redes de energia elétrica, de inovações em telecomunicações, medição, controle (dispositivos de atuação) e ordenação de “unidades inteligentes”. Essas tecnologias combinadas proporcionam melhores condições de manter a rede no estado normal de operação, tratando de forma corretiva as interrupções da rede e de forma preventiva as alterações nos níveis e características das cargas ligadas no sistema. Um relatório recente do Electric Power Research Institute (EPRI 2011) estima investimentos entre US\$ 338 e US\$ 476 bilhões nos próximos 20 anos, e benefícios líquidos entre US\$ 1.294 e US\$ 2.028 bilhões ao longo dos próximos anos. Esses valores indicam uma razão de Benefício/Custo entre 2,8 a 6,0, atraindo a atenção de empresas nas áreas de equipamentos, automação, telecomunicação e software aplicados a sistemas de potência.

A Tabela (1) ilustra aspectos relacionados a mudanças nos sistemas de potência com a transição para arquiteturas de *smart grids*.

Tabela 1: Tendências de Transformação com *Smart Grids*

Redes Atuais	Smart Grids
Geração Centralizado	Geração em qualquer lugar
Direção previsível dos fluxos de potências	Direção imprevisível dos fluxos de potências
Concessionária controla as conexões	Outros agentes podem participar do controle
Comportamento previsível	Comportamento menos previsível

A Fig. 21 ilustra as diversas camadas que compõem a arquitetura de *smart grid*. Na camada inferior, *camada física*, a energia é convertida, transmitida, armazenada e consumida. A *camada sensor/atuador* corresponde aos dispositivos controláveis do sistema, que permitem alterar seu estado. A *camada de comunicação* é caracterizada pela meios para transmissão e controle das informações através das redes. A *camada de decisão* refere-se a todos os aspectos de inteligência do sistema, incluindo os programas computacionais de análise, otimização, previsão e simulação das redes.

Em síntese, as arquiteturas de *smart grids* pretendem ser mais dinâmicas, em relação às redes atuais, com muitas alternativas de configurações e condições de operação. Esses aspectos criam um amplo conjunto de novas possibilidades para o uso de metodologias de otimização e inteligência computacional, parte da *camada de decisão* das redes.



Figura 21: Representação de Smart Grid por Camadas

10 Comentários Finais

A discussão aqui apresentada foi preparada para apoio ao mini-curso “Redução de Perdas em Redes de Distribuição de Energia Elétrica”, apresentado no XLIII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, realizado em Ubatuba (SP), de 15 a 18 de agosto de 2011. O objetivo do minicurso foi discutir o problema de perdas nas redes brasileiras de distribuição de energia elétrica e mostrar como a comunidade de pesquisa operacional pode contribuir para a redução dessas perdas, através da abordagem de problemas de otimização combinatória que levam a melhoria das condições de operação dos sistemas.

Inicialmente, foram discutidos aspectos estatísticos que procuraram estabelecer parâmetros para compreender o impacto das perdas nos sistemas brasileiros de energia elétrica. Em seguida, as notas discutiram as características físicas desses sistemas, com ênfase nas redes de distribuição de energia elétrica, e apresentou alguns conceitos essenciais para a construção de problemas de otimização combinatória que levem a redução de perdas técnicas nas redes.

Como exemplos de estratégias para redução de perdas em redes de distribuição, as notas discutiram o problema de instalação ótima de capacitores e o problema de reconfiguração de redes. O primeiro problema procura reduzir perdas através da redução dos fluxos de reativos nas redes. O segundo problema procura reduzir perdas pela obtenção das melhores configurações para atender às demandas de energia do sistema.

Os problemas de otimização combinatória para redução de perdas técnicas ganham uma perspectiva mais ampla sob o conceito de *smart grids*, termo adotado para representar um conjunto de atualizações tecnológicas com objetivo de permitir o uso mais eficiente dos sistemas de energia elétrica. Algumas idéias fundamentais das *smart grids* foram resumidas nessas notas.

Referências

- Abdelaziz, A., Mohammed, F., Mekhamer, S. & Badr, M. (2009). Distribution systems reconfiguration using a modified particle swarm optimization algorithm, *Electric Power Systems Research* **79**(11): 1521–1530.
- Ahuja, R., Magnanti, T. & Orlin, J. (1993). *Network Flows: Theory, Algorithms, and Applications*, Prentice Hall, Englewood Cliffs.
- Augugliaro, A., Dusonchet, L. & Mangione, S. (1995). An efficient greedy approach for minimum loss reconfiguration of distribution networks, *Electric Power Systems Research* **35**: 167–176.
- Baran, M. E. & Wu, F. (1989). Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing, *IEEE Transactions on Power Delivery* **4**(2): 1401–1407.
- Bellman, R. (2003). *Dynamic Programming*, Dover Publications, Mineola, New York. first published by Princeton University Press, Princeton, New Jersey, in 1957.
- Bueno, E. A. (2000). *Minimização de Perdas na Distribuição de Energia Elétrica Através do Método GRASP*, tese de mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP, Campinas, São Paulo, Brasil.
- Bueno, E. A. (2005). *Redução de Perdas Técnicas através de Reconfigurações de Redes de Distribuição de Energia Elétrica sob Demandas Variáveis*, Tede de doutorado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP.
- Bueno, E. A., Lyra, C. & Cavellucci, C. (2000). Redução de perdas na distribuição de energia elétrica pelo método grasp, in A. H. Bruciapaglia & A. J. S. Costa (eds), *Anais do XIII Congresso Brasileiro de Automática*, Vol. 1, Sociedade Brasileira de Automática, pp. 1253–1258. Florianópolis.
- Burian Jr, Y. & Lyra, A. C. C. (2006). *Circuitos Elétricos*, Pearson Prentice Hall, São Paulo, Brasil.
- Cavellucci, C. & Lyra, C. (1997). Minimization of energy losses in electric power distribution systems by intelligent search strategies, *International Transactions in Operational Research* **4**(1): 23–33.
- Cebrian, J. C. & Kagan, N. (2010). Reconfiguration of distribution networks to minimize loss and disruption costs using genetic algorithms, *Electric Power Systems Research* **80**(1): 53–62.
- Cherkaoui, R., Bart, A. & Germond, A. (1993). Optimal configuration of electrical distribution networks using heuristic methods, *Proceedings of the 11th Power System Computation Conference (PSCC)*, Vol. 1, PSCC, Avignon, France, pp. 147–154.

- Civanlar, S., Grainger, J., Yin, H. & Lee, S. (1988). Distribution feeder reconfiguration for loss reduction, *IEEE Transactions on Power Delivery* **3**(3): 1217–1223.
- da Costa, M. F. N. (1999). *Computação Evolutiva para Minimização de Perdas Resistivas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*, tese de mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP, Campinas, São Paulo.
- Darwin, C. (1859). *The Origin of Species*, John Murray.
- de Queiroz, L. M. O. (2005). *Algoritmos genéticos híbridos para redução de perdas técnicas em redes primárias de distribuição considerando variações de demandas*, Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP.
- de Queiroz, L. M. O. (2010). *Estimação e Análise das Perdas Técnicas na Distribuição de Energia Elétrica*, PhD thesis, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo.
- Durán, H. (1968). Optimum number, location and size of shunt capacitors in radial distribution feeders: A dynamic programming approach, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **PAS-87**(9): 1769–1774.
- EPRI (2011). Estimating the costs and benefits of the smart grid, *Technical report*, Electric Power Research Institute - EPRI.
- Feo, T. & Resende, M. (1995). Greedy randomized adaptive search procedures, *Journal of Global Optimization* **6**: 109–133.
- Fernandes, C. M. A. P. (2003). *Redução de Perdas Técnicas em Redes Primárias de Distribuição de Energia Elétrica*, Tese doutorado, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, UNICAMP.
- Fraser, A. S. (1962). Simulation of genetic systems, *Journal of Theoretical Biology* **2**: 329–346.
- Glamocanin, V. (1990). Optimal loss reduction of distribution networks, *IEEE Transactions on Power Systems* **5**(3): 774–782.
- Goldberg, D. E. (1989). *Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning*, Addison-Wesley, Reading, MA.
- González, J. F. V. (2003). *Redução de perdas em redes primárias de distribuição de energia elétrica por instalação e controle de capacitores*, Master's thesis, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP.

- González, J. F. V. (2011). *Estratégias para Redução de Perdas Técnicas e Melhoria nas Condições de Operação de Redes de Distribuição de Energia Elétrica*, PhD thesis, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo.
- Holland, J. H. (1975). *Adaptation in Natural and Artificial Systems*, The University of Michigan Press.
- Kim, H., Ko, Y. & Jung, K. (1993). Artificial neural-network based feeder reconfiguration for loss reduction in distribution systems, *IEEE Transactions on Power Delivery* **8**(3): 1356–1366.
- Lee, R. E. & Brooks., C. L. (1988). A method and its application to evaluate automated distribution control, *IEEE Transactions on Power Delivery* **3**(3): 1232–1238.
- Luenberger, D. (1984). *Linear and Nonlinear Programming*, Addison-Wesley, Reading.
- Lyra, C., Pissarra, C. M. A. & Cavellucci, C. (2000). Redução de perdas em sistemas de distribuição de energia elétrica, in A. H. Bruciapaglia & A. J. S. Costa (eds), *Anais do XIII Congresso Brasileiro de Automática*, Vol. 1, Sociedade Brasileira de Automática, pp. 998–1003. Florianópolis.
- Madeiro, S. S., Cavellucci, C., Lyra, C. & Zuben, F. V. (2011). Simultaneous capacitor placement and reconfiguration for loss reduction in distribution networks by a hybrid genetic algorithm, *IEEE Congress on Evolutionary Computation*.
- Mendes, A., Franca, P. M., Lyra, C., Pissarra, C. & Cavellucci, C. (2005). Capacitor placement in large-sized radial distribution networks, *IEE Proceedings—Generation, Transmission and Distribution* **152**: 496–502.
- Merlin, A. & Back, H. (1975). Search for a minimal-loss operating spanning tree configuration in an urban power distribution system, *Proceedings of the 5th Power System Computation Conference (PSCC)*, paper 1.2/6, Vol. 1, PSCC, Cambridge, UK, pp. 1–18.
- Nara, K., Shiose, A., Kitagawa, M. & Ishihara, T. (1992). Implementation of genetic algorithm for distribution systems loss minimum re-configuration, *Transactions on Power Systems* **7**(3): 1044–1051.
- Pearl, J. (1984). *HEURISTICS: Intelligent Search Strategies for Computer Problem Solving*, Addison-Wesley, Reading.
- Queiroz, L. M. O. & Lyra, C. (2009). Adaptive hybrid genetic algorithm for technical loss reduction in distribution networks under variable demands, *IEEE Transactions on Power Systems* **24**(1): 445–453.

- Rothlauf, F., Goldberg, D. E. & Heinzl, A. (2002). Network random keys: A tree representation scheme for genetic and evolutionary algorithms, *Evolutionary Computation* **10**(1): 75–97.
- Santacana, E., Rackliffe, G., Tang, L. & Feng, X. (2010). Getting smart, *IEEE power&energy* **8**(2): 41–48.
- Schmidt, H. P., Ida, N., Kagan, N. & Guaraldo, J. C. (2005). Fast reconfiguration of distribution systems considering loss minimization, *IEEE Transactions on Power Systems* **20**(3): 1311–1319.
- Shirmohammadi, D. & Hong, H. W. (1989). Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction, *IEEE Transactions on Power Delivery* **4**(2): 1492–1498.
- Su, C.-T., Chang, C.-F. & Chiou, J.-P. (2005). Distribution network reconfiguration for loss reduction by ant colony search algorithm, *Electric Power Systems Research* **75**(2-3): 190–199.
- Taleski, R. & Rajicic, D. (1997). Distribution network reconfiguration for energy loss reduction, *IEEE Transactions on Power Systems* **12**(1): 398–406.
- Taylor, T. & Lubkeman, D. (1990). Implementation of heuristic search strategies for distribution feeder reconfiguration, *IEEE Transactions on Power Delivery* **5**(1): 239–246.
- Vargas, P. A., Lyra, C. & Zuben, F. V. (2002). On-line approach for loss reduction in electric power distribution networks using learning classifier systems, in P. L. Lanzi, W. Stolzmann & S. W. Wilson (eds), *Lecture Notes on Artificial Intelligence—Learning Classifier Systems*, Springer-Verlag, Heidelberg, pp. 181–196.
- Wagner, T. P., Chikhani, A. Y. & Hackam, R. (1991). Feeder reconfiguration for loss reduction: an application of distribution automation, *IEEE Transactions on Power Delivery* **6**(4): 1922–1933.
- Zhou, Q., Shirmohammadi, D. & Liu, W. H. E. (1997). Distribution feeder reconfiguration for operation cost reduction, *IEEE Transactions on Power Systems* **12**(2): 730–735.