

Otimização da Qualidade de Fornecimento pela Localização de Dispositivos de Proteção e Seccionamento em Redes de Distribuição

Nelson Kagan (1) Hernán Prieto Schmidt (1) Carlos C. Barioni de Oliveira (1) Ernesto J. Robba (2)

(1) Escola Politécnica da Universidade de São Paulo
Depto. de Eng. de Energia e Automação Elétricas
CP 8174 - 01065-970 - São Paulo - SP
E-mail: *nelsonk@pea.usp.br*

(2) E. J. Robba Consultoria & Cia. Ltda.
R. Noruega, 330 - Jd. Sta. Paula
06700-000 - Cotia - SP

Resumo - Neste trabalho descreve-se uma metodologia para otimização da Energia Não Distribuída (END) em redes primárias de distribuição de energia elétrica, através da substituição e inserção de dispositivos de seccionamento e proteção. Os benefícios em termos de redução da END proporcionados pelos dispositivos e os custos associados aos mesmos são levados em consideração. Crescimento da carga, reconfigurações do sistema e limitações orçamentárias e de estoque de equipamentos são também consideradas. A aplicação da metodologia proposta é ilustrada através de um exemplo.

Palavras-chave - Qualidade da energia, Sistemas de distribuição, Otimização do Benefício-Custo.

Abstract - This work describes a methodology which allows the Energy Not Supplied (ENS) in primary distribution feeders to be optimised with respect to the installation and substitution of protective and switching devices. Benefits in terms of ENS reduction arising from device installation and its associated costs are taken into account. Load growth, system reconfiguration and budget/device availability constraints are also considered. The application of the proposed methodology is illustrated through a study case.

Keywords - Power quality, Distribution systems, Cost-Benefit optimisation.

1. INTRODUÇÃO

A Energia Não Distribuída (END) em um sistema elétrico é a energia não fornecida pelo sistema, devido a falhas em equipamentos e componentes, durante um período especificado (usualmente um ano). A END constitui assim um dos principais indicadores da qualidade de fornecimento de energia elétrica de um sistema de Distribuição.

A instalação de dispositivos de *proteção* em alimentadores primários de Distribuição tem por finalidade proteger o sistema elétrico contra defeitos comuns, tais como curto-circuitos, sobrecargas e descargas atmosféricas, e também melhorar os índices de confiabilidade do sistema através da redução dos tempos de interrupção e da END. Dispositivos de *seccionamento* permitem, por outro lado, que aquelas porções do sistema que apresentem defeitos permanentes possam ser devidamente isoladas e reparadas. Neste trabalho, dispositivos de proteção e dispositivos de seccionamento são genericamente denominados de *chaves*.

Determinar a localização e o tipo das chaves a serem instaladas em sistemas de Distribuição é um problema complexo de tomada de decisões, onde o tamanho do espaço de decisões possíveis é extremamente grande e onde objetivos conflitantes tais como atendimento a critérios mínimos de qualidade de fornecimento e custos de investimento têm que ser levados em consideração

simultaneamente. O principal objetivo da metodologia proposta é auxiliar o planejador do sistema nesse processo de tomada de decisões. Nos próximos itens serão apresentados a metodologia proposta, os resultados alcançados na aplicação da mesma a uma rede real de Distribuição, e as conclusões de trabalho.

2. METODOLOGIA

Neste item são abordados os principais aspectos da metodologia proposta, quais sejam: reconfiguração da rede, representação da rede por blocos de carga, cálculo do ganho devido à substituição/instalação de chaves, geração de alternativas de substituição/instalação de chaves, e obtenção da alternativa ótima.

Reconfiguração da Rede

A carga do sistema é representada, em cada transformador de distribuição, através das demandas máximas mensais ativa e reativa no instante de ponta do sistema (demandas diversificadas) e da energia anual fornecida. Estas três grandezas são estratificadas em até 5 categorias de consumidores, as quais permitem considerar custos diferenciados da END para os diversos consumidores.

Considera-se que as demandas ativa e reativa e a energia anual são conhecidas para cada transformador de distribuição no ano inicial de estudo. A carga nos demais anos é obtida a partir do mercado global do sistema utilizando um procedimento, baseado em fatores de ponderação associados às quadrículas da rede, que permite distribuir o mercado global entre todos os transformadores.

O procedimento geral de reconfiguração do sistema parte do ano inicial, isto é, à rede do ano inicial é aplicada a carga do ano inicial. Por hipótese, considera-se que no ano inicial nenhum critério de carregamento é desrespeitado. Em seguida, a carga do ano seguinte é aplicada à rede do ano inicial e um diagnóstico baseado em fluxo de potência é obtido para todo o sistema. Com este diagnóstico é possível analisar a distribuição de tensões entre as cargas do sistema e verificar a existência de sobrecargas em transformadores e trechos de rede. Se nenhuma sobrecarga é verificada, avança-se mais um ano e a nova carga é aplicada à mesma rede. Se, ao contrário, pelo menos um elemento resultar em sobrecarga, a rede naquele ano passará por um dos seguintes processos (ou ambos): (i) saturação da carga e (ii) reconfiguração da rede. O procedimento é repetido até alcançar-se o horizonte de estudo.

A saturação de carga é utilizada, inicialmente, para eliminar sobrecargas em trechos *radiais* de rede (trechos que não possuem alternativa de atendimento através de socorros externos). A carga dos transformadores existentes em trechos radiais em sobrecarga é mantida constante no valor do ano anterior ao de verificação da sobrecarga. Por outro lado, a reconfiguração da rede consiste nos seguintes passos:

1. Determinação de uma Rede Reduzida Equivalente [1]. Se existirem sobrecargas em trechos não-radiais, a rede será reconfigurada executando-se um procedimento de otimização, o qual é aplicado a uma Rede Reduzida Equivalente (RRE). Nesta rede todos os trechos radiais são transformados em nós equivalentes conectados ao tronco de alimentador do qual eles se derivam (o fluxo de potência em trechos radiais não se altera com a reconfiguração da rede e, sendo assim, não precisam ser representados na RRE). Trechos adjacentes de rede com mesma bitola são substituídos por trechos individuais equivalentes, e nós adjacentes no tronco de rede são também substituídos por nó equivalente, desde que a carga total do conjunto de nós não supere valor previamente especificado. Ambos recursos têm por objetivo reduzir a dimensão do problema de otimização;

2. Determinação da distribuição viável de fluxo de potência na RRE. Nesta etapa utiliza-se o algoritmo

de transporte *out-of-kilter*, o qual permite determinar a distribuição de fluxo de custo mínimo com atendimento aos limites de carregamento máximo. Para eliminar sobrecargas em trechos não-radiais, o algoritmo foi adaptado de forma a permitir o fechamento de chaves de socorro entre alimentadores e a saturação da carga [1]. Ambos recursos são implementados de tal forma que eles somente são utilizados em casos de estrita necessidade. Assim, a rede sofre o menor número possível de modificações topológicas e a carga saturada totaliza o menor valor possível;

3. Radialização e atualização da RRE otimizada. A etapa anterior de otimização pode produzir redes não-radiais, tornando necessária uma etapa final de radialização da RRE otimizada. Finalmente, passa-se da RRE otimizada e radializada à rede real através de um processo de atualização.

Representação da Rede por Blocos de Carga

Na metodologia proposta, o conceito de *bloco de carga* é definido como sendo o conjunto de trechos de rede compreendidos entre chaves de seccionamento/proteção. Para cada rede obtida no passo anterior (uma para cada ano de estudo), determina-se a rede equivalente por blocos de carga, a qual será utilizada no estudo de substituição/inserção de chaves. Destaca-se que os blocos de carga determinados para a rede do ano inicial são fixos, isto é, cada bloco de carga será composto sempre pelas mesmas barras ao longo do período de estudo.

Quando uma nova chave é inserida na rede, o bloco de carga no qual a chave é instalada resulta subdividido em dois novos blocos. Na presente metodologia considera-se que toda nova chave inserida na rede é instalada sempre no ano inicial. Desta forma garante-se que cada bloco de carga da rede permanece fixo durante todo o período de estudo.

Ganho Devido a Substituição/Inserção de Chaves

O ganho resultante da substituição de uma chave existente, ou da inserção de uma nova chave, é obtido pela diferença entre as seguintes parcelas: (i) somatória do valor presente dos benefícios anuais produzidos pela chave em consideração; em cada ano, este benefício corresponde à diferença entre o custo da END global sem a chave e o custo da END global considerando a chave instalada, e (ii) somatória do valor presente dos custos anuais associados à chave (aquisição, instalação e manutenção da chave). O custo total da END em um sistema de Distribuição, C , é calculado através da seguinte expressão:

$$C = \sum_{n=0}^{n_{anos}} \sum_{nb=1}^{n_{blocos}} \sum_{nc=1}^{n_{cat}} (CEND_{n,nb,nc}) (1+j)^{-n}, \quad (1)$$

em que $CEND_{n,nb,nc}$ é o custo anual da END devido a defeitos ocorridos no ano n , no bloco de carga nb , para os consumidores da categoria nc ; n_{anos} é o número de anos de estudo; n_{blocos} é o número de blocos de carga do sistema; n_{cat} é o número de categorias de consumidores e j é a taxa anual de juros.

Para o cálculo da END anual em cada bloco da rede considera-se inicialmente o número de falhas que o mesmo sofre no período de um ano, o qual é computado a partir do comprimento dos trechos de rede que compõem o bloco e da taxa média de falhas por quilômetro associada à bitola de cada trecho, ou à região na qual o trecho se desenvolve. A duração da interrupção no bloco, uma vez que ocorre uma falha, é determinada considerando-se (i) o tipo das chaves existentes no bloco e a montante dele, (ii) natureza dos defeitos (temporários ou permanentes), e (iii) tempos médios T_1 e T_2 definidos por:

T_1 : tempo médio de isolamento do defeito, que engloba o tempo de recebimento de reclamações dos consumidores e de identificação do ponto de defeito;

T_2 : tempo médio de reparo do defeito e restabelecimento do fornecimento de energia. Considera-se para este tempo dois valores distintos: T_{2p} , tempo médio de reparo para defeitos permanentes, e T_{2t} , tempo médio de reparo para defeitos temporários.

Nestas condições, o custo anual da END em um bloco de carga na Eq (1), $CEND$, pode ser calculado através da soma das parcelas correspondentes aos tempos T_1 e T_2 ($C_{END T_1}$ e $C_{END T_2}$ respectivamente):

$$C_{END T_1} = \left[(n_p + n_t) T_1 \sum_{nc=1}^{n_{cat}} (D_{T_1 nc} C_{UNIT nc}) \right] f_p, \quad (2)$$

$$C_{END T_2} = (n_p T_{2p} + n_t T_{2t} f_t) \sum_{nc=1}^{n_{cat}} (D_{T_2 nc} C_{UNIT nc}), \quad (3)$$

em que n_p e n_t são, respectivamente, o número de defeitos permanentes e temporários que ocorrem no bloco em um ano; $D_{T_1 nc}$ e $D_{T_2 nc}$ são as demandas totais dos consumidores da categoria nc que resultam desenergizados durante o tempo T_1 e T_2 , respectivamente; $C_{UNIT nc}$ é o custo unitário da END na categoria nc ; f_t e f_p são fatores que levam em conta a existência de equipamento com religamento a montante que atua na ocorrência do defeito considerado ($f_t = f_p = 1$ quando não há chave

com religamento a montante e $f_t = 0$ e $f_p = n_p / (n_p + n_t)$ -probabilidade de ocorrência de defeitos permanentes- em caso contrário);

Os tipos de chaves que são considerados neste trabalho são: disjuntores com e sem religamento (códigos DIRE e DISJ, respectivamente), chave religadora automática (RELI), chave seccionalizadora (SECI) que exige a presença de chave religadora a sua montante; fusível com e sem religamento (FURE e FUSI, respectivamente), e chaves faca (FACA) que não possuem sensor de corrente (chaves para manobra somente). Com relação aos fusíveis, considera-se que dois fusíveis adjacentes estão sempre coordenados entre si.

Os custos anuais associados à substituição/inserção de uma chave são calculados através de:

$$C_{anual} = C_{amort} + C_{manut}$$

$$C_{amort} = \frac{1}{1 - (1+j)^{-N}} C_{chave} \quad (4)$$

em que C_{anual} representa o custo anual da chave; C_{amort} é o custo anual de amortização da chave; C_{manut} é o custo anual de manutenção da chave; C_{chave} é o custo de aquisição da chave; j é a taxa anual de juros e N é a vida útil da chave.

Alternativas de Substituição/Inserção de Chaves

A metodologia proposta foi implementada na forma de um sistema computacional [3]. A interação entre o sistema e o usuário é particularmente importante na fase de geração de alternativas de substituição/inserção de chaves, pois a qualidade das alternativas propostas depende diretamente do conhecimento que o usuário tem da rede elétrica.

Inicialmente, o sistema computacional emite relatório detalhado com os resultados de estudo de confiabilidade realizado na rede. Para cada bloco de carga calcula-se o custo da END em todo o período de estudo para defeitos que ocorram no bloco (custo do bloco). O índice de criticidade de cada bloco - definido como a relação entre o custo do bloco e o custo da END global- é uma informação fundamental pois permite identificar as áreas críticas da rede quanto à END.

Em se tratando de substituição de chaves existentes, o usuário deve inicialmente selecionar uma rede base e o tipo de chave que deseja estudar. O sistema computacional fornece então uma relação de todas as chaves do tipo escolhido existentes na rede base. Para cada chave é apresentado também o bloco de carga associado à chave no ano inicial e o custo total desse bloco em termos de END. Uma vez escolhidas

a chave a ser substituída e a chave substituta, é apresentado um relatório com o benefício resultante da substituição da chave, em termos da redução de custo da END, e também os custos associados à instalação e manutenção da nova chave. Neste ponto o usuário pode efetivar ou cancelar a operação de substituição. No caso de efetivação, uma nova rede completa é gerada, a qual permanece associada à rede base que a originou. O processo de substituição de chaves pode ser repetido sucessivamente de acordo com os requisitos do estudo.

Em caso de inserção de uma nova chave, o usuário deve inicialmente escolher uma rede base na qual será inserida a chave. Uma vez determinada a rede, o usuário deve escolher o circuito, o bloco e o tipo de chave a considerar na inserção corrente. O sistema computacional estudará a inserção da nova chave em cada trecho de rede no bloco selecionado, e apresentará relatório contendo, para cada trecho, o benefício global proporcionado pela inserção da chave e os correspondentes custos de instalação e manutenção da chave. Neste ponto o usuário poderá efetivar ou cancelar a operação de inserção. No caso de efetivação, ele deverá selecionar o trecho de rede onde a chave será inserida. É gerada então uma nova rede contendo a nova chave. A nova rede permanece associada à rede base que a originou, de forma e permitir a geração de alternativas compostas contendo múltiplas inserções.

Destaca-se que, tanto nas operações de substituição como nas de inserção, a rede base pode ser tanto uma rede original (sem nenhuma substituição/inserção anterior), ou uma rede na qual já tenham sido efetuadas substituições/inserções. Desta forma, o usuário monta a *árvore de alternativas* do estudo, conforme ilustrado na Figura 2.1. Nesta Figura, cada ramo representa uma chave à qual estão associados, por sua vez, um ganho (benefício-custo) bem conhecido e uma rede que foi gerada durante o processo de substituição/inserção descrito anteriormente. Os nós terminais da árvore representam alternativas completas; no exemplo considerado tem-se as seguintes alternativas completas: (C_1, C_3) , (C_1, C_2, C_5) , (C_1, C_2, C_4, C_6) e (C_1, C_2, C_4, C_7) . A determinação da alternativa ótima de uma árvore de alternativas é apresentada a seguir.

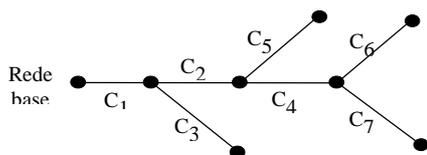


Figura 2.1 - Árvore de alternativas

Obtenção da Alternativa Ótima

A alternativa ótima dentre as geradas na etapa anterior é determinada solucionando-se o problema de programação inteira cuja formulação é apresentada a seguir [2]:

$$\max BC_{global} = \sum_{i=1}^{ramos} \sum_{j=1}^{ntipos} BC_{ij} x_{ij} \quad (5a)$$

$$\text{s.a.} \quad \sum_{i=1}^{ramos} \sum_{j=1}^{ntipos} C_{ij} x_{ij} \leq R \quad (5b)$$

$$\sum_{i=1}^{ramos} x_{ij} \leq L_j \quad j = 1, \dots, ntipos \quad (5c)$$

$$\sum_{k=1}^{ndep} x_{kj} \leq x_{ij} \quad i = 1, \dots, ramos \quad (5d)$$

$$j = 1, \dots, ntipos$$

em que BC é o ganho, ou diferença entre benefício e custo; x_{ij} são as variáveis binárias que representam a instalação da chave do tipo j correspondente ao ramo i da árvore de alternativas ($x_{ij} = 0$ para chave não instalada e $x_{ij} = 1$ para chave instalada); C_{ij} é o custo da chave do tipo j no ramo i ; R é o limite orçamentário; L_j é o número de chaves do tipo j disponíveis; x_{kj} representa a variável binária de qualquer um dos ramos dependentes do ramo i ; $ramos$ é o número de ramos da árvore de alternativas e $ndep$ é o número de ramos dependentes em primeiro grau do ramo i (ramos que emergem do nó i).

A formulação representada pelas Eqs. (5) assegura a existência de uma solução inteira viável que maximiza a função do ganho global (BC_{global}) considerando limites no orçamento e de chaves disponíveis. As restrições representadas pelas Eqs. (5d) levam em conta a ordem em que as chaves são instaladas no sistema, a qual é dada pela hierarquia própria da árvore de alternativas. No exemplo da Figura 2-2 observa-se que não é possível instalar a chave C_6 se as chaves C_1 , C_2 e C_4 não tiverem sido previamente instaladas. As Eqs. (5d) permitem ainda obter soluções degradadas, as quais podem ocorrer, por exemplo, quando o limite imposto no número de equipamentos disponíveis impede que qualquer uma das alternativas completas da árvore possa ser implementada. Assim, no caso da Figura 2.1, a alternativa (C_1, C_2, C_4) é um exemplo de solução degradada. Cumpre destacar que na metodologia proposta o problema de programação inteira representado pela Eq. (5) é resolvido utilizando-se um algoritmo de enumeração implícita [4].

3. EXEMPLO DE APLICAÇÃO

Com o objetivo de ilustrar os recursos da metodologia proposta para o estudo de substituição e inserção de chaves, apresenta-se a seguir os resultados obtidos pela sua aplicação em uma rede real de Distribuição. Na Tabela 3.1 são apresentados

alguns dados dos alimentadores que serão estudados neste caso.

Alim.	Núm. de trechos	Núm. de pontos de carga	Carreg. Circuito (MVA)	Energ. Anual (MWh)
A	302	132	3,8	13095
B	437	247	4,3	17025
C	949	374	4,1	15982

Tabela 3.1 - Dados dos alimentadores estudados

A Figura 3.1 apresenta a árvore de alternativas que foi montada para este caso. Evidentemente, só foram consideradas aquelas operações que forneceram ganhos positivos. Os valores de custo, benefício e ganho de cada operação de substituição/inserção são apresentados na Tabela 3.2.

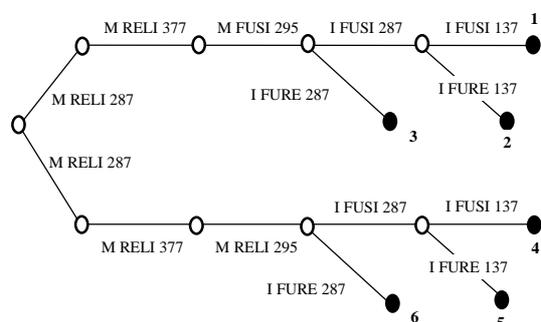


Figura 3.1 - Alternativas 1 a 6 do estudo (*M RELI* 287 significa a substituição da chave existente no bloco 287 por uma chave do tipo RELI; a letra *I* indica inserção de uma nova chave)

Finalmente, a Tabela 3.3 apresenta os resultados obtidos para diversas situações orçamentárias e de estoque de equipamentos.

4. CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentada uma metodologia para otimização da END em sistemas de Distribuição, através de análise de benefício-custo em que as variáveis de controle correspondem à substituição e inserção de chaves na rede. Tal metodologia foi implementada na forma de um sistema computacional. Através de um exemplo foi possível mostrar a potencialidade da metodologia proposta. Atualmente, os autores estão desenvolvendo uma metodologia complementar que deverá tratar da coordenação da proteção entre dispositivos adjacentes a partir de uma abordagem probabilística.

Operação	C.Inst. (US\$)	C. Am. (US\$)	Benef. (US\$)	Ganho (US\$)
M RELI 287	15000	15627	48312	32685
M RELI 377	15000	15627	85561	69934
M FUSI 295	1000	1259	14299	13040

M RELI 295	15000	15627	59414	43787
I FUSI 287	1000	1259	13672	12413
I FURE 287	5000	6294	13672	7378
I FUSI 137	1000	1259	11979	10720
I FURE 137	5000	6294	11979	5685

Tabela 3.2 - Benefício e custo das operações indicadas na Figura 3.1

Análise	Restrições	Alt. ótima (F. 3.1)	Custo Instal. (US\$)	Ganho total (US\$)
A	Nenhuma	4	47000	169539
B	Mx. US\$ 40000	1	33000	138792
C	Mx. 2 RELI	1	33000	138792
D	Mx. 2 RELI e 2 FUSI	2	37000	133757

Tabela 3.3 - Resultados do estudo

5. REFERÊNCIAS

- [1] Kagan, N.; de Oliveira, C. C. B.; Schmidt, H. P.; Robba, E. J.: "Methodology for automatic allocation of new facilities in distribution systems expansion planning". CIRED ARGENTINA '96 - International Conference on Electricity Distribution. Buenos Aires, Argentina, 02-05 de dezembro de 1996.
- [2] Kagan, N.; de Oliveira, C. C. B.; Robba, E. J.: "Modelamento de restrições financeiras na localização de dispositivos de proteção em sistemas de distribuição de energia elétrica." CBA'96 - XI Congresso Brasileiro de Automática, São Paulo, Brasil, 02-06 de setembro de 1996.
- [3] Robba, E. J.; Kagan, N.; Schmidt, H. P.; de Oliveira, C. C. B.: "Sistema CHAVE - Manual do Usuário". Projeto PROT-003, Centro de Excelência em Distribuição de Energia Elétrica (CED-IEE/USP), São Paulo, Brasil, fevereiro de 1996.
- [4] Hillier, F. S.; Lieberman, G. F.: "Introduction to Operations Research", Holden-Day, San Francisco, 1967.