



XIX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2010 – 22 a 26 de novembro

São Paulo - SP - Brasil

Caracterização da Modelagem da Carga das Diversas Classes de Consumidores para a Sistematização da Alocação Otimizada de Bancos de Capacitores e Reguladores de Tensão em Redes Primárias

Jarbas Barros Vilar	Alden Uehara Antunes	André Meffe
CELPE	Daimon Engenharia	Daimon Engenharia
jarbasvilar@celpe.com.br	alden@daimon.com.br	andre.meffe@daimon.com.br

Júlio Cesar G. C. de Moura	Dário Takahata	Vitor Takeda
Daimon Engenharia	Daimon Engenharia	Daimon Engenharia
jcmoura@daimon.com.br	dario@daimon.com.br	vitor.takeda@daimon.com.br

Palavras-chave

Alocação Otimizada
Bancos de capacitores
Modelagem de carga
PLIM
Reguladores de Tensão

RESUMO

Este artigo tem o objetivo de apresentar uma metodologia para melhorar o perfil de tensão na rede de distribuição, alocando-se bancos de capacitores e reguladores de tensão de forma otimizada, de acordo com o patamar de carga (madrugada, manhã, tarde e noite) e com as características intrínsecas da classe consumidora atendida (residencial, industrial, comercial, rural e outros). Para isso, levantaram-se em campo, as curvas de cargas típicas de cada tipo de consumidor e, embasado nos dados de entrevistas, foi modelada a carga elétrica de acordo com a metodologia ZIP, para melhor representar cada tipo de consumidor. Após a caracterização das cargas, ter-se-á na média tensão a caracterização da demanda em cada transformador que será utilizada no cálculo elétrico de fluxo de potência. Finalmente, para a determinação dos melhores pontos de alocação conjunta de bancos de capacitores e reguladores de tensão, será proposta a utilização de uma programação linear inteira mista, a qual analisará as variáveis de natureza: i) técnico-econômica (tais como: redução do volume de perdas técnicas de energia e demanda, custo de imperfeição de tensão, o ganho de receita resultante da melhoria da conformidade de tensão) e o custo econômico da solução; ii) geo-elétrica, e; iii) das características do acessante beneficiado pela alocação.

1. INTRODUÇÃO

Desde meados da década de 90, tem-se desenvolvido uma reestruturação do setor elétrico brasileiro, a qual implicou numa melhora na prestação do serviço e na satisfação dos clientes. A Resolução n° 505 (revogada pela Resolução n° 388, de 15 de dezembro de 2009) impôs obrigações regulatórias às concessionárias no que tange à qualidade da tensão fornecida (perfil de tensão dentro da faixa adequada), cuja transgressão dos limites da faixa de tensão adequada, acarreta muitas regulatórias.

Uma das soluções mais corriqueiras utilizadas para a correção dos perfis de tensão é a instalação de bancos de capacitores e/ou reguladores de tensão. Deve-se salientar que a grande maioria da literatura existente aborda o emprego individualizado desses elementos, conforme os estudos (OLIVEIRA, 1998, p. 602-606), (KAGAN, 2004), (SOUZA, 2004), (SAFIGIANNI, 2000), embora existam alguns trabalhos que consideram os dois elementos (CINVALAR, 1985, p.3284-3290) e (SZUVOVIVSKI, 2008).

Este trabalho também utiliza uma modelagem de carga mais precisa através do modelo ZIP, que objetiva obter valores de corrente e tensão mais próximos dos reais a partir da utilização de um modelo de carga de forma individual para cada consumidor e, portanto, aprimora o cálculo dos benefícios decorrentes da instalação de um banco de capacitores ou reguladores de tensão.

2. METODOLOGIA

Inicialmente, levantaram-se as curvas de cargas características de cada tipo de consumidor (residencial, comercial, industrial, A4 e rural) através de entrevistas com os consumidores agendados pela CELPE. Para um melhor detalhamento dos dados coletados e a fim de se mitigar os erros, cada tipo de consumidor também foi classificado em estratos de consumo. Assim, foi possível obter um consumidor médio que representasse cada estrato de cada tipo de consumidor.

Após a coleta de dados em campo, modelou-se a carga de todos os estratos para cada tipo de consumidor (de acordo com o modelo ZIP de carga) e foram obtidos os dados da Tabela 1, conforme o estrato ilustrativo do consumidor rural de BT no patamar da noite.

Tabela 1: Dados obtidos através da modelagem da carga do patamar noite dos consumidores rurais do Grupo B

Classe da UC	Faixa de Consumo (kWh)	Força Motriz (%) $\alpha = \beta = 0$	Eletrotermia (%) $\alpha = \beta = 2$	Iluminação (%)		Lazer/ Outros (%) $\alpha = \beta = 1$
				Fluorescente $\alpha = \beta = 1$	Incandescente $\alpha = \beta = 2$	
Rural Grupo B	0 – 200	58,01	0,94	3,00	31,49	6,55
	201 – 500	63,56	0,52	0,89	27,61	7,41
	501 - 1.000	40,29	21,82	19,59	9,12	9,17
	1.001 - 5.000	93,04	0,00	1,73	3,39	1,84
	> 5.000	95,97	0,31	1,06	2,35	0,31

Ressalta-se que a modelagem dos equipamentos foi realizada nos seguintes patamares: manhã (06h00 às 11h59), tarde (12h00 às 16h59), noite (17h00 às 00h59) e madrugada (01h00 às 05h59). Para uma simplificação do procedimento de modelagem de carga, assumiu-se que: a) todas as forças motrizes (motores, compressores, bombas, elevadores, etc.) são de potência constante; b) aparelhos eletrônicos modernos (lâmpadas fluorescentes, computadores, microondas, DVD players, máquinas de solda, etc.) foram classificados como de corrente constante, e; c) os aparelhos que possuam predominantemente eletrotermia (chuveiro elétrico, ferro elétrico, aquecedor elétrico, secador, etc.) foram considerados de impedância constante.

Para embasamento da modelagem de carga utilizada neste trabalho foram utilizados como base de estudo os trabalhos de (HAJAGOS, 1998, p.584-592), (BURANI, 1978) e (LEE, 1987).

Um exemplo de como será utilizada a modelagem de carga está demonstrado a seguir:

a) Para uma propriedade rural (UC da classe rural) atendida em baixa tensão, que pela sua faixa de consumo mensal (p. ex.: Média de 178 kWh/mês) e pela relação consumo x demanda foi obtida uma demanda nominal média de 9 kW (faixa 1 kWh - 200 kWh da classe rural da Tabela 1), calcula-se a demanda no patamar da noite utilizando-se a equação (2):.

$$D_{NOITE} = 9 \cdot \left[\underbrace{0,5801}_{P_{CTE}} \cdot \left(\frac{V}{V_o} \right)^0 + \underbrace{0,0955}_{I_{CTE}} \cdot \left(\frac{V}{V_o} \right)^1 + \underbrace{0,3243}_{Z_{CTE}} \cdot \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 \right] \text{ [kW]} \quad (2)$$

Como o valor da demanda é proporcional à tensão, ao longo dos patamares do dia (relação V/V_o) tal fato será importante e decisivo para a determinação das soluções que proporcionarão os melhores ganhos de mercado. Supondo-se V/V_o igual a 0,95 (resultado da simulação do fluxo de potência antes da alocação do suporte reativo), obtém-se D_{NOITE} de aproximadamente 8,67 kW e utilizando V/V_o igual a 1,05 (após a alocação), obtém-se 9,34 kW. Nota-se que em caso de aumento de tensão, haverá um aumento na energia vendida.

A solução desse problema multiobjetivo, que envolve parâmetros técnico-econômicos e geométricos será por meio da utilização de uma programação linear inteira mista. A Figura 1 representa o fluxograma do projeto.

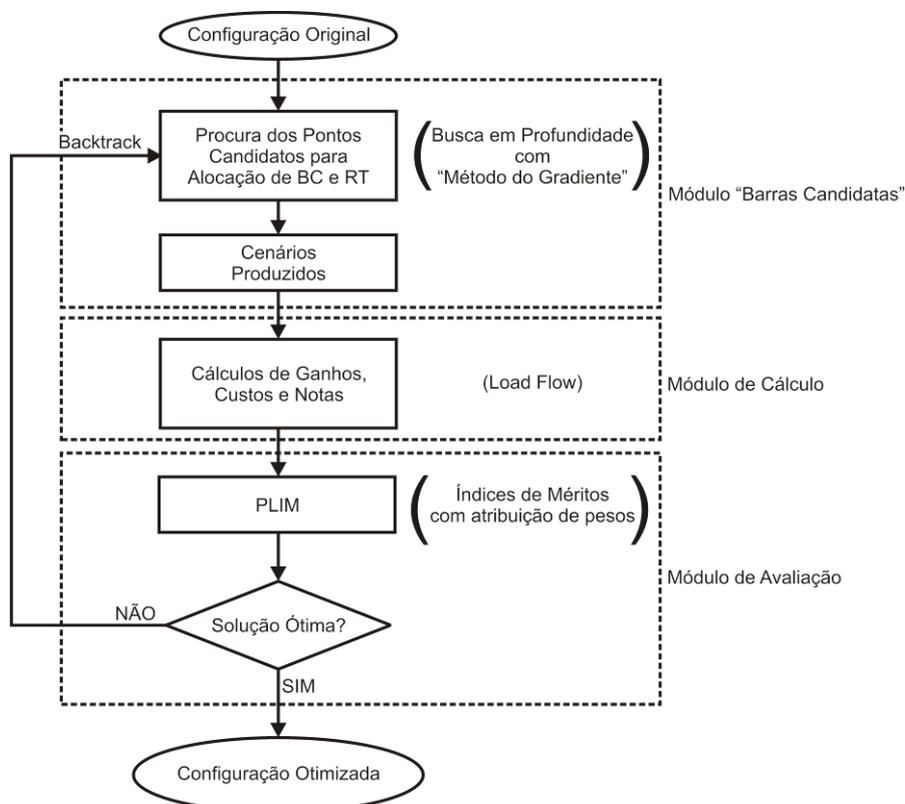


Figura 1: Fluxograma Básico da Metodologia para Alocação de Suporte Reativo.

Nota-se que alguns blocos podem ser agrupados em módulos. São eles: Módulo “Barras Candidatas”, Módulo de Cálculo e Módulo de Avaliação. A seguir será detalhado cada módulo e sua funcionalidade.

2.1 Módulo “Barras Candidatas”

Este módulo apresenta a funcionalidade de gerar possíveis configurações de Reguladores de Tensão e Banco de Capacitores. Nota-se que para a geração das topologias será utilizado o método heurístico de Busca em Profundidade com método do gradiente. A Figura 2 exemplifica esse tipo de árvore e também explicita o procedimento de “backtrack”, o qual consiste em retornar ao nó imediatamente anterior para a geração de outro caminho mais promissor (OLIVEIRA, 2009, p 108-111). Cada nó da árvore representa a instalação de um BC ou RT em uma determinada barra ou determinado trecho da rede. Partindo-se do nó inicial *a*, geram-se todos os nós descendentes possíveis, avaliando-se o resultado obtido para cada um deles. Em seguida, escolhe-se o nó melhor avaliado para gerar seus nós descendentes, repetindo-se o processo anterior. Essa busca em árvore que avalia todos os nós descendentes de um determinado nó para continuar a geração da árvore a partir do nó melhor avaliado é conhecida como busca em profundidade pelo método do gradiente.

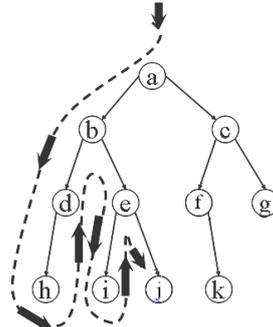


Figura 2: Busca em Profundidade.

2.2 Módulo de Cálculo

Após a definição dos pontos candidatos de alocação, ou seja, os nós descendentes de um determinado nó da árvore de busca, serão realizadas as simulações necessárias (particularmente de fluxo de potência) para a obtenção dos valores das variáveis de interesse (tensão, corrente e perdas) para o cálculo de ganhos, custos e notas, tanto para os cenários com bancos de capacitores, como para reguladores de tensão.

2.2.1 Banco de Capacitores

O método otimizado de alocação de bancos de capacitores determinará não somente o melhor local para instalação, mas também o tipo (chaveado ou não chaveado), e a potência nominal do mesmo. Serão desenvolvidas duas possibilidades de alocação (manual e automático). Na primeira, tem-se a escolha do local e características do banco de capacitores feitas pelo usuário. Isso será realizado por meio de um editor de rede. Já na segunda possibilidade, será realizada uma alocação automática com restrições, tais como limite máximo de suportes reativos, ou não aceitação de um dado local para alocação.

De acordo com as normas internas da CELPE, as ligações dos bancos de capacitores deverão ser em dupla estrela com neutro isolado. A vantagem encontrada nesse tipo de ligação é o baixo custo, além de que os distúrbios do sistema não são transmitidos aos circuitos de proteção.

2.2.1.1 Ganho de Tensão

O ganho de tensão devido à instalação de um banco de capacitores com potência nominal q_{CAP} em uma barra *k* é calculado conforme o custo de tensão e o nível de tensão existente. A tensão apresentará

custo, caso o sistema elétrico não esteja sendo atendido na faixa de tensão adequada. A Figura 3 apresenta o custo da tensão em função do nível de tensão.

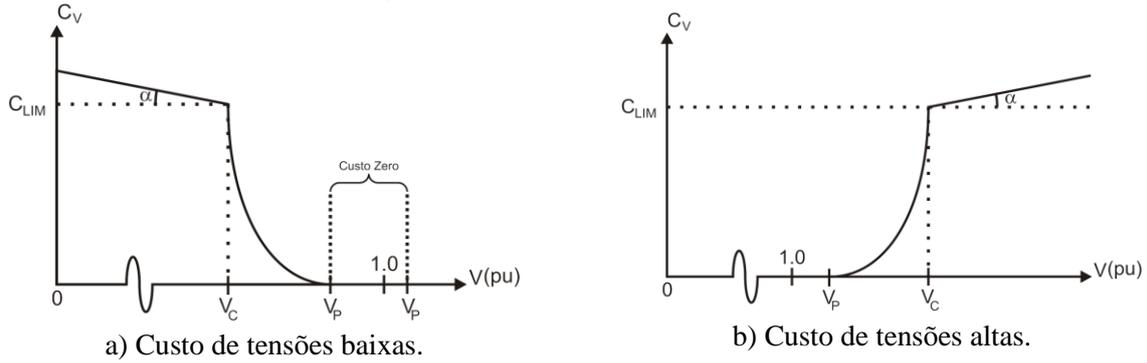


Figura 3: O custo de tensão pelo nível de tensão na barra.

Nota-se que o trecho de custo zero representa a faixa de tensão dentro dos limites adequados e entende-se que o atendimento ao mercado através de tensões situadas dentro da mesma é um serviço compulsório da concessionária. Os trechos situados entre as tensões críticas (V_C) e precárias (V_P) possuem características cúbicas. Já os custos de tensão entre zero e V_C (para tensões baixas) e tensão entre V_C e ∞ (para tensões altas) serão calculadas conforme a equação (3) e (4) respectivamente.

$$C_{V_{baixa},i} = \sum_{i \in \Omega_b} C_{LIM_i} \cdot [1 - I_{CC} \cdot (V_i - V_C)] \quad (3)$$

$$C_{V_{alta},i} = \sum_{i \in \Omega_b} C_{LIM_i} \cdot [1 + I_{CC} \cdot (V_i - V_C)] \quad (4)$$

Onde,

$C_{V_{baixa},i}$: ganho de tensão para instalação do banco na barra k, na barra i, em reais;

$C_{V_{alta},i}$: prejuízo (ganho negativo) de tensão devido à instalação do banco fixo na barra k, em emergência, em reais;

V_i : tensão na barra i, acima do valor crítico;

C_{LIM_i} : custo limite do 1º ano de estudo na barra i, em reais;

I_{CC} : Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica (ICC), conforme a Res. n° 388/09;

Ω_b : conjunto de barras com tensão acima da máxima.

Nota-se que serão abordados os custos de tensões tanto na baixa como na alta, ou seja, poderá haver casos de multas devido ao nível de tensão elevado. Isso pode ocorrer no caso de um desligamento de uma grande carga. Neste caso, haverá um prejuízo às UC's adjacentes, que será modelado como sendo um ganho negativo.

Após a definição dos custos de tensão pode-se definir o ganho de tensão conforme a equação (5).

$$G_v = \left[\sum_{j=1}^4 \left(\sum_{i \in \Omega_b} (-C_{\Delta v,i} \cdot \Delta v_i) \right) \right] \cdot k_v \quad (5)$$

onde,

j : patamar do dia (madrugada, manhã, tarde e noite);

G_v : ganho de tensão para instalação do banco na barra k, de cada patamar j, em reais;

Δv_i : aumento de tensão na barra i, de cada patamar j, no qual qualquer acréscimo, dentro da faixa adequada, será desconsiderado;

$C_{\Delta v,i}$: custo anual do aumento de tensão na barra i, de cada patamar j, em reais;

Ω_b : conjunto de barras com tensão abaixo da mínima.

k_v : fator de ajuste, considerando que não haverá sub-tensão durante todo o patamar e durante todos os dias do ano ($0 \leq k_v \leq 1$);

2.2.1.2 Ganho de Perdas

Utilizando-se o modelo polinomial ZIP para as cargas da rede radial, haverá alteração da corrente devido à alocação do banco de capacitor somente nos trechos que interligam esta barra à subestação (definido como conjunto $\Omega_{tre,k}$). Para um dado trecho qp onde houve variação de corrente, o cálculo de perdas será conforme a equação (6).

$$\Delta p_{qp} = \underbrace{R_{pq} \cdot (I_{r,pq}^2 + I_{i,pq}^2)}_{\text{Sem BC}} - \underbrace{R_{pq} \cdot [I_{r,pq}^2 + (I_{i,pq} - I_{cap,k})^2]}_{\text{Com BC}} \quad (\text{W}) \quad (6)$$

Onde,

R_{pq} : Resistência da linha no trecho pq;

$I_{r,pq}$: Corrente (parte real) saindo do trecho qp;

$I_{i,pq}$: Corrente (parte imaginária) saindo do trecho qp;

$I_{cap,k}$: Corrente do banco de capacitores.

Generalizando a equação (6) para todos os trechos com alteração de corrente, tem-se que a variação de perdas totais na rede será o somatório dos trechos afetados pelo banco de capacitor. O cálculo das perdas de energia na rede será determinado pelo custo de compra da energia da distribuidora e a redução de perdas de demanda a partir do custo marginal de expansão do sistema. A equação (7) apresenta toda a formulação do ganho de perdas.

$$G_p = \left[\sum_{j=1}^4 \left[\underbrace{\left(C_p \cdot \sum_{qp \in \Omega_{re,k}} \Delta p_{qp} \right)}_{\text{Perdas Totais}} + \underbrace{\sum_{qp \in \Omega_{re,k}} \left(\frac{\Delta D_p}{4} \cdot C_{ME} \right)}_{\text{Perdas por Demanda}} \right] \right] \cdot k_p \quad (7)$$

Onde,

j : patamar do dia (madrugada, manhã, tarde e noite);

G_p : ganho de perdas para instalação do banco na barra k, de cada patamar j, em reais.

Δp_{qp} : redução anual de perdas no trecho qp, em kWh.

C_p : custo anual de perdas, em R\$/kWh.

ΔD_p : variação de perdas de demanda, de cada patamar j, em kW.

C_{ME} : custo anual marginal de expansão, em R\$/kW.

$\Omega_{re,k}$: conjunto de trechos cuja corrente é afetada pela instalação de bancos de capacitores;

k_p : fator de ajuste, considerando que não haverá redução de perdas, tanto de demanda como de energia, durante todo o patamar e durante todos os dias do ano.

2.2.1.3 Ganho de Mercado

Estima-se o ganho de mercado como sendo o aumento da energia vendida devido ao aumento de tensão provocado pela alocação do banco de capacitores, conforme a equação (10). A determinação da

variação de demanda foi obtida através da modelagem de carga apresentada pela equação (2) do caso ilustrativo. Note-se que o levantamento preliminar da posse de equipamentos e de hábitos de consumo através de entrevistas teve o objetivo de tornar a modelagem mais próxima do valor real.

$$G_{M_ENERG} = \sum_{j=4}^1 \left(\sum_{qp \in \Omega_{re,k}} T \cdot \Delta D_T \cdot C_{VENDA_ENERG} \right) \quad (8)$$

$$G_{M_DEM} = \sum_{j=4}^1 \left(\sum_{qp \in \Omega_{re,k}} \Delta D_T \cdot C_{VENDA_DEM} \right) \quad (9)$$

$$G_M = (G_{M_ENERG} + G_{M_DEM}) \cdot 365 \cdot k_M \quad (10)$$

onde,

T : período do patamar (manhã = 5 horas, tarde = 5 horas, noite = 9 horas, madrugada = 5 horas);

ΔD_T : variação da demanda na barra i após a alocação do banco de capacitor na barra k ;

C_{VENDA_ENERG} : preço de venda de fornecimento de energia do Grupo A4 ou do Grupo B, em R\$/MWh;

C_{VENDA_DEM} : preço de fornecimento de demanda do Grupo A4, em R\$/kW;

k_M : Fator de ajuste, considerando que nem sempre haverá ganho de mercado integral em cada patamar, além das incertezas decorrentes das variações nas curvas diárias de carga aos sábados, domingos e feriados.

A Figura 4 ilustra a variação da demanda e o ganho de mercado proporcionado pelo aumento de tensão na barra de análise devido à instalação do banco de capacitores. Adotou-se que a demanda do horário das 05:00 horas como a demanda média de todo o patamar.

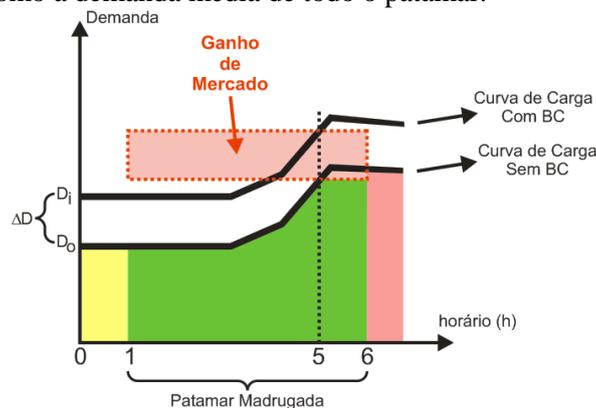


Figura 4: Aumento da energia (devido ao aumento da demanda) na instalação de banco de capacitores.

2.2.1.4 Custo do Banco de Capacitores

O custo do banco de capacitores também será contemplado, pois uma das restrições do projeto é a disponibilidade financeira. Para considerar o custo do banco de capacitores de forma anualizada, foi necessário calcular o fator de recuperação do capital. Os dados foram obtidos da nota técnica (ANEEL, 2006), onde considera-se que a vida útil do banco de capacitores seja de 15 anos; e de (ANEEL, 2009a) e (ANEEL, 2009b), onde a taxa anual de retorno de investimentos em distribuição de energia elétrica e as despesas referentes à Operação e Manutenção são respectivamente de 9,95% e 2,85%. Conforme a equação (11) obtém-se o FRC.

$$FRC(i) = \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \cong 0,1531 \quad (11)$$

Finalmente, tem-se o custo anualizado do banco de capacitores, conforme a equação (12).

$$C_{Cap,ANUALIZADO} = C_{cap} \cdot 0,1531 \quad (12)$$

2.2.1.5 Restrições

Deve-se evitar o acúmulo de potência reativa sem modulação no sistema, ou seja, instalação de banco de capacitores fixos. De acordo com os estudos de (CIPOLI, 1993), deve-se utilizar uma proporção de 40% fixos e 60% automáticos. Outro aspecto importante é a distância mínima de entre dois bancos de capacitores para evitar corrente de *inrush* devido à energização de outro banco. De acordo com (CODI, 1979), essa distância seria de 400 metros.

2.2.2. Reguladores de Tensão

As alocações de reguladores de tensão visarão proporcionar um aumento significativo nos níveis de tensão. Serão utilizados reguladores de tensão com ajuste de tap automático com tensão controlada na saída. A alocação dos reguladores poderá ser realizada de duas formas: manual, onde o operador escolherá o ponto onde será inserido um regulador de tensão; ou automático, onde o operador apenas restringirá o limite máximo de reguladores de tensão por alimentador e a não aceitação da instalação de um dado regulador de tensão definido pelo programa.

2.2.2.1. Ganho de Tensão

O cálculo de ganho de tensão é análogo ao caso do banco de capacitores, porém utilizam-se os trechos em que houve variação de tensão, ou seja, os trechos a jusante do regulador de tensão.

2.2.2.2. Ganho de Perdas

Sabe-se que o regulador de tensão proporciona um aumento de corrente à montante da barra de instalação e, portanto, não poderá ser utilizado para minimização das perdas. O regulador de tensão é um autotransformador com relação de transformação conforme a Figura 5 a seguir.

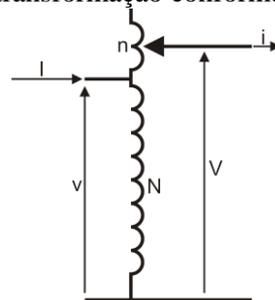


Figura 5: Regulador de tensão monofásico.

De acordo com a Figura 5, obtêm-se as relações de tensão, espiras e corrente do autotransformador, conforme a equação (13) a seguir.

$$\frac{V}{v} = \frac{N+n}{N} = \frac{I}{i} = 1+a \quad (13)$$

onde,

- a : relação de espiras do secundário (N+n) em relação ao primário (N);
- $1+a$: relação de transformação (α).

O cálculo das perdas será efetuado do ponto de instalação do regulador de tensão (conjunto de trechos $\Omega_{tre,k}$) até a subestação. Isto ocorre devido à multiplicação da corrente à montante, pelo fator do transformador $(1+\alpha)$. Para da um trecho qp, tem-se que a variação de perdas, Δp_{qp} será dada pela equação (14).

$$\Delta p_{qp} = R_{pq} \cdot I_{pq}^2 - R_{pq} \left[(I_{pq} - I_{jus}) + \alpha \cdot I_{jus} \right]^2 \quad (14)$$

Onde,

I_{pq} : é a corrente do trecho pq localizado a montante do regulador de tensão, a qual é composta por sua corrente própria (I_p) somada à corrente a jusante (I_{jus}).

Analogamente ao caso do banco de capacitores, o cálculo de redução de perdas de energia será realizado a partir da equação (7).

2.2.2.3. Ganho de Mercado

Será adotado o mesmo cálculo de ganho de mercado utilizado no caso do banco de capacitores.

2.2.2.4. Custo do Regulador de Tensão

Analogamente ao caso do banco de capacitores, o custo do regulador de tensão será anualizado e será embasado na norma da (ANEEL, 2006), onde a vida útil do regulador de tensão foi definida como sendo de 21 anos. Os dados de taxa anual de retorno em investimentos em distribuição de energia elétrica e despesas referentes à Operação e Manutenção foram extraídos de (ANEEL, 2009a) e (ANEEL, 2009b), e são respectivamente 9,95% e 2,85%. Conforme a equação (15) obtém-se o FRC.

$$FRC(i) = \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \cong 0,1391 \quad (15)$$

Assim, o custo do 1º ano de estudo da instalação do regulador de tensão, de acordo com a equação (16) resulta em:

$$C_{RT,ANUALIZADO} = k_{RT} \cdot C_{RT,1\phi} \cdot 0,1391 \quad (16)$$

Onde,

$C_{RT,1\phi}$: custo unitário do regulador de tensão monofásico;

k_{RT} : é a quantidade de reguladores de tensão instalados (3 para delta fechado e 2 para delta aberto).

2.2.2.5. Restrições

De acordo com as normas da CELPE, o tipo de regulador de tensão padrão será o de 32 degraus (CELPE, 2009), e o tipo de ligação variará com o local de instalação (rural ou urbano). Isso se deve à utilização de MRT nas redes rurais, que impossibilita a utilização da ligação em delta aberto. Com base em (CODI, 1989), serão instalados no máximo 3 reguladores de tensão em cascata, por alimentador.

2.3 Módulo de Avaliação

Serão realizadas duas avaliações utilizando-se a PLIM (programação linear inteira mista): a primeira aplicada individualmente aos índices de mérito técnico-econômico (I.M. _{tec-econ}), geoeletrico (I.M. _{GE})

e quanto ao tipo de acessante conectado ao alimentador ($I.M._{AC}$) elaborados neste projeto; e a segunda, para avaliar o grau de contribuição de cada um destes índices no Índice de Mérito Global ($I.M._{GLOBAL,k}$), que produzirá(ão) a(s) solução(ões) ótima(s), conforme descrito a seguir..

a) Índice de Mérito Técnico-Econômico ($I.M._{tec-econ}$): definido conforme a equação (17) a seguir. Nota-se que o índice de mérito será aplicado para os dois casos de alocação individualizada (caso com banco de capacitores e caso com reguladores de tensão).

$$I.M._{tec-econ,k} = \left(\frac{w_p \cdot G_p + w_v \cdot G_v + w_E \cdot G_E + w_m \cdot G_M}{w_p + w_v + w_E + w_m} \right) - C_{equip_anual} \quad (17)$$

onde,

$I.M._{tec-econ,k}$: índice de mérito técnico-econômico para instalação do BC/RT na barra em k, em reais;

G_p : ganho de perdas para instalação do BC/RT na barra k, em reais, no 1º ano de estudo;

G_v : ganho de tensão para instalação do BC/RT na barra k, em reais, no 1º ano de estudo;

G_M : ganho de mercado para instalação do BC/RT na barra k, em reais, no 1º ano de estudo;

w_p : peso para o ganho de perdas;

w_v : peso para o ganho de tensão;

w_M : peso para o ganho de mercado;

C_{equip_anual} : custo do equipamento no 1º ano de estudo do BC/RT na barra k, em reais.

b) Índice de Mérito Geo-Elétrico ($I.M._{GE}$): terá como parâmetros o local de instalação do suporte reativo (urbano ou rural), o carregamento do alimentador e a extensão da rede aérea primária. A avaliação do $I.M._{GE,k}$ é dado conforme a equação (18).

$$I.M._{GE,k} = \frac{p_{loc} \cdot N_{loc} + p_{carr} \cdot N_{carr} + p_{ext} \cdot N_{ext}}{p_{loc} + p_{carr} + p_{ext}} \quad (18)$$

onde,

N_{loc} : Nota para a localização do BC/RT na barra k:

- BC: Nota alta para área urbana (10) e Nota baixa para área rural (3);
- RT: Nota baixa para área urbana (3) e Nota alta para área rural (10);

N_{carr} : Nota para o carregamento anterior à alocação do BC/RT na barra k:

- BC: Nota máxima para carregamento superior de 100% (10), Nota média entre 70% e 100% (5) e Nota baixa para inferior a 70% (3);
- RT: Nota máxima para carregamento inferior a 70% (10), Nota média entre 70% e 100% (5) e Nota baixa para superior a 100% (3);

N_{ext} : Nota para a extensão do alimentador na barra k:

- BC: Nota máxima para alimentadores curtos (10), Nota média para alimentadores médios (5) e Nota baixa para alimentadores longos (3);
- RT: Nota máxima para alimentadores longos (10), Nota média para alimentadores médios (5) e Nota baixa para alimentadores curtos (3);

p_{loc} : peso para a localização do suporte reativo;

p_{carr} : peso para o carregamento do alimentador;

p_{ext} : peso para a extensão do alimentador.

c) Índice de Mérito quanto ao tipo de acessante conectado ao alimentador ($I.M._{AC}$), onde :

N_{AC} : Nota para o acessante localizado na barra k:

- BC: Nota máxima para consumidor convencional (10) e nota baixa para consumidor especial (3);
- RT: Nota máxima para consumidor especial (10) e nota baixa para consumidor convencional (3).

Entende-se como alimentador que atende consumidor especial aquele que: tenha cargas de outro(s) município(os); atende cargas rurais irrigantes, com utilização intensa de motores; possui conectado ao mesmo, PCT's, PCH's, PIE's, cogeneradores, etc; ou qualquer outro tipo de acessante que a concessionária considere ser relevante.

d) Índice de Mérito Global ($I.M._{GLOBAL,k}$): finalmente neste módulo, o índice de mérito global da(s) solução(ões) será obtido através de nova aplicação de PLIM, conforme a equação (19) a seguir :

$$I.M._{GLOBAL,k} = \frac{w_{tec-econ} \cdot I.M._{tec-econ} + w_{GE} \cdot IM_{GE} + w_{AC} \cdot N_{AC}}{w_{tec-econ} + w_{GE} + w_{AC}} \quad (19)$$

onde,

$I.M._{tec-econ}$: Índice de mérito técnico-econômico;

$I.M._{GE}$: Índice de mérito geoeletrico;

$I.M._{AC}$: Índice de mérito relativo ao tipo de acessante conectado ao alimentador;

$w_{tec-econ}$: peso para o índice de mérito técnico-econômico;

w_{GE} : peso para o índice de mérito geoeletrico;

w_{AC} : peso para o índice de mérito relativo ao tipo de acessante.

Desta forma, tem-se que a opção otimizada que fornecerá(o) o(s) melhor(es) índice(s) de mérito geral na barra k será conforme a equação (20).

$$\text{Solução}_k = \max \left(I.M._{GLOBAL_{BC,k}}, I.M._{GLOBAL_{RT,k}} \right) \quad (20)$$

3. CONCLUSÕES

Um aspecto inovador do método de alocação de bancos capacitores e reguladores de tensão proposto, além das técnicas de otimização utilizadas e da abordagem multi-objetiva, é o modelo de caracterização da carga adotado nos cálculos do fluxo de potência baseado na modelagem polinomial ZIP, que poderá proporcionar sensível melhora no que tange à confiabilidade dos resultados.

Ressalta-se que a alocação adequada de bancos de capacitores e reguladores de tensão na rede primária traz uma série de benefícios às empresas distribuidoras. No caso de bancos de capacitores destacam-se como benefícios: redução das perdas elétricas, correção do fator de potência, aumento dos níveis de tensão e liberação de capacidades nas linhas e transformadores. Para os reguladores de tensão a principal vantagem está relacionada à regulação do perfil de tensão na rede de distribuição e ao consequente ganho de mercado e redução de despesas com a violação dos limites de tensão.

4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS E/OU BIBLIOGRAFIA

OLIVEIRA, C. C. B.; KAGAN, N.; "Modelagem heurística para a seleção e locação de bancos de capacitores e de reguladores de tensão em redes de distribuição de energia elétrica". In: Congresso Latino Americano de Distribuição de Energia Elétrica., São Paulo, 1998. CONLADIS III: anais. São Paulo: EPUSP/IEEE, 1998. p. 602-606.

OLIVEIRA, C. C. B.; KAGAN, N.; MEFFE, A.; "Capacitor Banks and Voltage Regulators Allocation in Electrical Distribution Networks". IEEE/PES T&D 2004 - TRANSMISSION AND DISTRIBUTION, 2004, São Paulo, 2004.

SOUZA, B. A.; ALVES, H. N.; ALMEIDA, A. M. F.; “Um Algoritmo Genético para Localização Ótima de Reguladores de Tensão em Redes de Distribuição”, XV Congresso Brasileiro de Automática, Gramado - RS, 2004.

SAFIGIANNI, A. S.; SALIS, G. J.; “Optimum Voltage Regulator Placement in a radial Power Distribution Network”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 2, maio, 2000.

CINVALAR, S.; GRAINGER, J. J.; “Volt/Var control on Distribution Systems with Lateral Branches Using Shunt Capacitors and Voltage Regulators - Part I/Part II”. *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems PAS-104*, n.11, novembro, 1985.

SZUVOVIVSKI, I. : "Alocação Simultânea de Bancos de Capacitores e Reguladores De Tensão em Sistemas de Distribuição Usando Algoritmos Genéticos e Fluxo De Potência Ótimo", Dissertação de Mestrado, Curitiba, 2008.

HAJAGOS, L. M.; DANAI, B.; “Laboratory Measurements and Models of Modern Loads and Their Effect on Voltage Stability Studies”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 13, No 2, maio, 1998, p.584-592.

BURANI, G. F.; Estudo sobre redes reticuladas. 1978. 1v. (Mestrado) - ESCOLA POLITECNICA, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1978.

LEE, W. J.; CHEN, M. S. WILLIAMS, L. B.; “Load Model for Stability Studies”, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol IA-23, No 1, janeiro/fevereiro, 1987.

OLIVEIRA, C. C. B.; KAGAN, N.; SCHMIDT, H. P.; KAGAN, H.; "Métodos de Otimização Aplicados a Sistemas Elétricos de Potência", Editora Blucher, 2009, p. 108-111.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL: Nota Técnica nº 0041/2006 - SRD/SRT/SRE/SRG/SFF/ANEEL, de 28 de julho de 2006.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL: Nota técnica nº 60/2009 – SRE/ANEEL, de 11 de fevereiro de 2009.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL: Nota técnica nº 150/2009 – SRE/ANEEL, de 22 de abril de 2009.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL: Resolução nº 388, de 15 de dezembro de 2009.

CIPOLI, J. A.: "Engenharia de Distribuição", Qualitymark Editora Ltda, 1993.

CELPE: Norma VR01.01-00.013 – Especificação de Regulador de Tensão Monofásico, julho de 2009.

CODI: Norma 3.2.19 – Critérios para a Aplicação de Reguladores de Tensão – Recomendações, abril de 1989.