



GRUPO VIII

GRUPO DE ESTUDO DE SUBESTAÇÕES E EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS (GSE)

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DO USO DE REATORES PARA LIMITAÇÃO
DO NÍVEL DE CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO NO SISTEMA DISTRIBUIDOR
13,8 kV DA LIGHT**

Murilo Magalhães Nogueira (*)
LIGHT Serviços de Eletricidade S.A.

José Tenório Barreto Jr.
LIGHT Serviços de Eletricidade S.A.

RESUMO

Este trabalho apresenta o desenvolvimento e as conclusões da análise de três alternativas para controle do nível de curto-circuito trifásico no sistema de distribuição 13,8 kV da Light.

Comparadas sob o ponto de vista técnico e econômico, as alternativas envolvem a escolha entre um transformador com alta impedância interna e soluções que utilizam reatores limitadores de corrente.

Inicialmente, apresenta-se o problema a ser solucionado e as características típicas das subestações transformadoras da Light e dos equipamentos envolvidos. Após uma breve comparação entre reatores a seco e a óleo, descreve-se a análise técnica das alternativas. Segue-se a análise econômica, com uma prévia discussão da metodologia adotada e dos critérios de avaliação. Por fim, as alternativas são confrontadas e as conclusões apresentadas.

PALAVRAS-CHAVE

Reator – Curto-circuito – Perdas

1.0 - INTRODUÇÃO

É praxe em concessionárias do setor elétrico estabelecer limites para correntes de falta. Dessa

forma, podem ser previstos os esforços térmicos e mecânicos máximos que surgem, durante um curto-circuito, em condutores, equipamentos e suportes, permitindo seu dimensionamento ótimo. Trata-se, portanto, de parâmetro estabelecido para atender não apenas critérios técnicos, mas também econômicos.

A corrente de falta é função das impedâncias à montante. Por simplificação e conservadorismo, o cálculo do curto-circuito trifásico máximo considera, em sistemas de distribuição, apenas a impedância do transformador. Outras impedâncias, como as da fonte, dos circuitos alimentadores e do ponto de defeito, são desprezadas.

A LIGHT estabelece o valor de 8 kA como máximo curto-circuito trifásico na rede de distribuição primária 13,8 kV. Esse limite é garantido pela instalação, nas subestações, de transformadores de elevada impedância interna, não operáveis em paralelo. Essa solução, contudo, encarece o preço do transformador, além de trazer outros efeitos negativos, como maior regulação de tensão e maiores perdas reativas.

Uma alternativa é o uso de reatores série associados a um transformador de menor impedância. Dependendo da posição de instalação desses reatores, é possível reduzir os problemas de regulação e perdas reativas, razão pela qual essa solução é com frequência adotada em concessionárias.

(*) Av. Marechal Floriano 168, 1º andar, sala 51-D – Rio de Janeiro, RJ – Brasil – 200080-002
tel: (021)211-4983 – fax:(021)211-7932 – e-mail: murilo.nogueira@lightrio.com.br

Neste trabalho foram analisadas três alternativas para controle do nível de curto-circuito trifásico no sistema de 13.8 kV da Light:

- Alternativa 1 - Transformador com impedância interna elevada
- Alternativa 2 - Transformador com impedância interna padrão e reator limitador no secundário
- Alternativa 3 - Transformador com impedância interna padrão e reatores limitadores nos circuitos alimentadores

Em todos os casos, considerou-se que os equipamentos estariam instalados no pátio da subestação transformadora.

2.0 – CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

O sistema distribuidor 13,8 kV da Light, aéreo ou subterrâneo, é normalmente alimentado por SETD's (subestações transformadoras de distribuição) 138/13,8 kV. O arranjo padrão consiste de duas LT's 138 kV (normal e reserva), alimentando um barramento AT com três transformadores de 30/40 MVA. Esses transformadores por sua vez alimentam um conjunto blindado com barramento dividido em seções, de forma a que, em condições normais, cada trafo fique responsável por 8 circuitos primários de distribuição.

Há seccionamento tanto no barramento de AT quanto no de MT e os transformadores nunca operam em paralelo.

Os transformadores possuem comutação sob carga com faixa de derivação + 7,5 %, - 17,5 % e impedância interna de 25 % (na base 40 MVA). Sendo κ a posição do comutador e desprezando as demais impedâncias, o valor de um curto-circuito trifásico em 13,8 kV será:

$$I_{CC3\phi} = \frac{V_{AT}}{k Z_{TR}} I_{BASE}$$

O maior valor de curto ocorrerá na condição crítica de regulação de tensão ($V_{AT} = 0,95 \text{ }^0/1$ e $\kappa = 0,825$). Como $Z_{TR} = 0,25 \text{ }^0/1$, $I_{CC3\phi} = 7,7 \text{ kA}$.

A impedância de 25 % é superior àquela considerada padrão para transformadores desse porte. De acordo com a NBR 9368/1987 [2] transformadores 138/13.8 kV, 30/40 MVA

(ONAN/ONAF) têm como padrão de impedância de curto-circuito o valor de 11%.

Por sua vez a NBR 5356/1981 [1] menciona o valor típico de 12% para impedância em trafos com potências de 25 a 200 MVA.

Para obter a mesma limitação do curto trifásico com um transformador de impedância 12 %, é necessário o uso de reator série com $X = 13 \%$. Esses reatores podem ser ligados ao secundário do trafo ou em cada um dos alimentadores, na saída dos cubículos blindados

2.1 – Reatores a seco x reatores a óleo

Embora tanto o reator a seco quanto o isolado a óleo sejam tecnicamente eficientes quando utilizados como limitadores de corrente, possuem vantagens comparativas diferentes.

A vantagem principal dos reatores a seco é a robustez: podem ser instalados ao tempo ou abrigados e requerem mínima manutenção. Por terem núcleo a ar, não apresentam saturação, garantindo indutância constante para qualquer nível de corrente. São não-inflamáveis e sua construção aberta permite inspeção visual.

Sua principal desvantagem é o intenso campo eletromagnético gerado, exigindo afastamentos de segurança normalmente superiores à distância elétrica. Esses afastamentos visam evitar a influência em aparelhagens eletrônicas e a indução de corrente em circuitos metálicos fechados (como cabos de aterramento, estruturas metálicas e armações de concreto), com conseqüente elevação das perdas em operação.

Em adição, as ferragens de suporte devem ser reforçadas para resistir aos elevados esforços mecânicos durante um curto-circuito.

Por fim, deve ser observado o conveniente afastamento de paredes e muros, devido à necessidade de ventilação, já que o reator a seco é refrigerado a ar. Como regra geral, esse afastamento deve ser superior a 1/3 do diâmetro externo do reator.

Devido a esses problemas o reator a seco, embora de menores dimensões, pode ocupar um espaço igual ou superior ao do reator a óleo.

Os reatores a óleo possuem de um enrolamento imerso em óleo, cuja montagem, porém, visa evitar a presença de ferro no circuito magnético.

O tanque é protegido do fluxo magnético (e, portanto, das perdas e aquecimento dele decorrentes) por anéis de cobre concêntricos ao enrolamento, soldados contra a parede interna desse mesmo tanque.

A principal vantagem do reator a óleo é a ausência de poluição magnética ambiental, devido à blindagem eficaz do tanque. Evitam-se assim os problemas de indução em elementos metálicos e interferência em equipamentos eletrônicos.

Em contrapartida, os reatores a óleo demandam procedimentos de supervisão e manutenção, possuindo muitos acessórios, como conservador de óleo, ventilação, termômetros, válvulas de drenagem e válvulas de amostragem de óleo.

Quanto ao aspecto econômico, o reator a óleo tem custo de aquisição um pouco inferior ao do reator a seco (cerca de 5 %), porém possui maior custo de instalação devido ao maior peso (10,3 ton contra 3,9 ton do reator seco, para o modelo 13.8 kV, 1675 A e $Z = 0.62 \Omega$). Somado a isso o custo de manutenção, conclui-se que o reator a óleo é a opção mais cara.

Sendo a principal motivação deste estudo as vantagens econômicas, optou-se pelo reator a seco no estudo das alternativas.

3.0 – ANÁLISE TÉCNICA DAS ALTERNATIVAS

3.1 – Transformador (Z = 25 %)

Essa é a alternativa atualmente adotada pela Light. Tem como vantagem a simplicidade e compactação do arranjo, uma vez que não há necessidade de equipamento extra para limitação de corrente. Suas principais desvantagens são:

- Maior custo do equipamento : valores de impedância fora da faixa ótima podem implicar em maior custo do transformador, devido à introdução de dificuldades técnicas e custos extras no projeto do equipamento.
- Maior regulação : devido à maior impedância e, conseqüentemente, maior queda de tensão, esse transformador exige comutação mais complexa para manter a tensão na barra secundária. Para um fator de potência de 0,8, tem-se regulação de 17,32% para esse trafo, contra 7,94% para o trafo de $Z = 12\%$.
- Maiores perdas ativas : embora as perdas no ferro pouco variem, as perdas no cobre são

maiores para o transformador de $Z = 25\%$, significando maiores custos de transmissão de energia.

- Maiores perdas reativas : o MVAR consumido no transformador deve ser repostado por bancos de capacitores.

3.2 – Transformador (Z = 12 %) e reator a seco (X = 13 %) no secundário

Do ponto de vista do sistema elétrico, esta alternativa apresenta poucas vantagens em relação à anterior. A principal é a redução das perdas ativas, uma vez que o reator não tem perdas no ferro. Permanecem os problemas de regulação e de perdas reativas.

A principal desvantagem são os requisitos especiais de instalação e o espaço exigido para os reatores (cerca de $4 \times 4 \text{ m}^2$ junto a cada transformador) que comprometem o uso dessa alternativa em subestações existentes.

3.3 – Transformador (Z = 12 %) e reatores a seco (X = 13 %) nos circuitos alimentadores

As principais vantagens desta solução são:

- Menor regulação : sendo a queda de tensão proporcional à corrente, a colocação dos reatores nos alimentadores, onde a corrente é muito menor que na saída do transformador, oferece grandes vantagens para o sistema. Em adição, o custo do transformador pode ser reduzido ainda mais, uma vez que o comutador sob carga será mais simples.
- Menores perdas ativas e reativas : sendo as perdas de energia proporcionais ao quadrado da corrente, obtém-se neste caso ganhos significativos, mesmo considerando o maior número de reatores exigidos.

Além dos cuidados especiais de instalação, o grande problema dessa alternativa é, novamente, o espaço requerido. Considerando que cada transformador na SETD possui 8 alimentadores, e que o reator trifásico de cada alimentador ocuparia uma área de $2,5 \times 2 \text{ m}^2$, seria necessária uma área de 40 m^2 por trafo (120 m^2 na subestação).

3.4 – Comparação técnica das alternativas

Da discussão acima conclui-se que a melhor solução, do ponto de vista técnico, é a alternativa 3, devido às vantagens obtidas com redução de perdas e melhor regulação na barra de 13,8 kV.

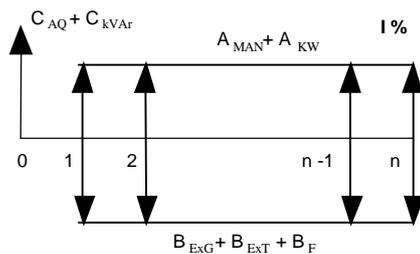
4.0 – ANÁLISE ECONÔMICA DAS ALTERNATIVAS

4.1 – Critério geral de avaliação

A análise econômica das alternativas leva em consideração os seguintes custos e benefícios:

- C_{AQ} - Custo de Aquisição e Instalação
- C_{kVAR} - Custo das Perdas de Energia Reativa
- A_{MAN} - Custo Anual de Manutenção
- A_{kW} - Custo Anual de Perdas de Energia Ativa
- B_{EXG} - Benefício de Expansão da Geração
- B_{EXT} - Benefício de Expansão da Transmissão
- B_{FD} - Benefício Fiscal Anual da Depreciação

Traduzidos em um fluxo de desembolso, os dois primeiros custos (C) são montantes despendidos no ano 0, enquanto os dois últimos custos (A) e os benefícios (B) são parcelados ao longo da vida útil do equipamento, devendo ser descontadas ao ano 0 à taxa (i) de remuneração do investimento da empresa.



i = taxa de desconto (remuneração do investimento)
 n = vida útil do equipamento ($n = 30$)

$$a(i, n) = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} = \text{fator de desconto financeiro}$$

O benefício fiscal é um caso particular, uma vez que a depreciação é linear e calculada não pela vida útil, mas pela vida contábil (n_{Cont}) do equipamento.

Assim, a fórmula geral para determinação do custo total, em valor presente, de cada solução é:

$$C = C_{AQ} + C_{kVAR} + (A_{MAN} + A_{kW} - B_{EXG} - B_{EXT}) a(i, n) - B_{FD} a(i, n_{Cont})$$

Em relação à aplicação dessa equação neste estudo, cabe observar:

- a) Para determinação do custo de aquisição e instalação adotaram-se valores de referência, já que existem variações devidas ao

tamanho do pedido de compra, demanda do mercado, competição entre fornecedores etc.

- b) O custo das perdas de energia reativa é, neste caso, o custo da compensação reativa necessária para repor no sistema os reativos consumidos nos equipamentos. Deve-se assim determinar o somatório das perdas em cada equipamento:

$$\text{Perda } kVAR = \sum X (I_{NOM} \cdot C_{EQ})^2 \quad \text{onde :}$$

X : reatância do equipamento (Ω)

I_{NOM} : corrente nominal do equipamento (A)

C_{EQ} : carregamento equivalente

Admitindo-se $C_{EQ} = 0,7$ em carga pesada:

$$\text{Perda } kVAR = 0,49 \sum X I_{NOM}^2$$

- c) O custo anual de manutenção foi desprezado neste estudo, já que a menor impedância tem pequeno impacto no custo de manutenção dos transformadores, enquanto os reatores a seco requerem pouca intervenção.

- d) O cálculo do custo das perdas de energia ativa parte da premissa de que essas perdas são cargas extras no sistema, que deverão ser supridas, no caso da Light, por energia comprada junto a Furnas e Itaipu. O cálculo é feito com abaixo:

$$A_{kW} = h_O (C_{EQ}^2 P_C + P_V) C_e + h_P (C_{EQ-P}^2 P_C + P_V) C_d$$

h_O : horas/ano em operação do equipamento

h_P : horas/ano em operação do equipam^o na ponta

C_{EQ} : carregamento anual equivalente

C_{EQ-P} : carregamento anual equivalente na ponta

P_C : perdas nominais em carga (em kW)

P_V : perdas nominais em vazio (em kW)

C_e : custo da energia (em US\$/kWh)

C_d : custo da demanda (em US\$/kW)

Considerando $h_O = 8.760$, $h_P = 12$, $C_{EQ} = 0,5$, $C_{EQ-P} = 0,8$, $C_e = \text{US\$ } 30/\text{MWh}$, $C_d = \text{US\$ } 10/\text{MWh}$:

$$A_{kW} = 65,777 P_C + 262,920 P_V$$

- e) Os benefícios de expansão são os custos adicionais evitados na expansão do sistema de geração (devido à redução nas perdas de energia) e de transmissão (pela redução da demanda de ponta). Conforme estabelecido pela ANEEL, Eletrobrás e Procel [3], esses benefícios são calculados como abaixo:

$$B_{\text{EXG}} = C_{\text{MG}} \cdot EP \quad \text{e} \quad B_{\text{EXT}} = C_{\text{MT}} \cdot RP$$

C_{MG} : Custo Marginal na Geração (US\$/kWh)

C_{MT} : Custo Marginal na Transmissão (US\$/kW)

EP : Energia Poupada (kWh)

RP : Redução de Demanda na Ponta (kW)

$$EP = h_O (C_{\text{EQ}}^2 \Delta P_C + \Delta P_V)$$

$$RP = h_P (C_{\text{EQ-P}}^2 \Delta P_C + \Delta P_V)$$

ΔP_C e ΔP_V são as reduções nas perdas, obtidas em comparação a uma referência.

Embora facilmente calculáveis, os benefícios de expansão não foram considerados neste estudo, uma vez que a redução obtida nas perdas é muito pequena para impactar o plano de investimentos em geração e transmissão.

- f) Qualquer bem adquirido e classificado como ativo imobilizado no plano de contas da empresa, sofre depreciação ao longo de sua vida útil contábil. Essa depreciação é linear e não guarda necessariamente relação com o estado operativo do bem. Da mesma forma, a vida útil contábil não é necessariamente igual à vida útil técnica.

A depreciação, ao ser lançada na conta anual de resultado do exercício, reduz o lucro antes do imposto de renda, reduzindo assim o imposto de renda a pagar. Dessa forma, o desembolso na aquisição de um bem tem como contrapartida uma redução da obrigação fiscal anual da empresa.

Adotaram-se neste trabalho as taxas de depreciação estabelecidas pela Resolução ANEEL nº 2/97 [4] para o sistema distribuidor (tensões até 230 kV): 4 % a.a (transformador) e 3,8 % a.a (reator).

Com uma alíquota de imposto de renda de 30 %, tem-se os benefícios fiscais abaixo:

Transformador : 0,012 C_{AQ} ($n_{\text{Cont}} = 20$ anos)

Reator : 0,0114 C_{AQ} ($n_{\text{Cont}} = 26$ anos)

Com as considerações anteriores, a fórmula geral do custo total em valor presente é reduzida para:

$$C = C_{\text{AQ}} + C_{\text{kVAr}} + A_{\text{kW}} a(i, n) - B_{\text{FD}} a(i, n_{\text{Cont}})$$

Optou-se por adotar a taxa de desconto de 15 %, sugerida pela ANEEL para avaliação econômica de investimentos no setor elétrico.

4.2 – Transformador (Z = 25 %)

Um transformador como esse, fornecido com as características tipicamente exigida pela Light (ONAN/ONAF, CACC etc.), possui um custo de aquisição $C_{\text{AQ}} = \text{US\$ } 600.000$.

A perda reativa é $0,49X I_{\text{NOM}}^2 = 1.633 \text{ kVAr}$. Como essa alternativa é a de referência, será considerado $C_{\text{kVAr}} = 0$.

As perdas em vazio e em carga, obtidas em ensaios para transformadores desse tipo, apresentam tipicamente os valores $P_V = 18,5 \text{ kW}$ e $P_C = 192,5 \text{ kW}$, ou seja, $A_{\text{kW}} = \text{US\$ } 17.526$

Para um trafo, $B_{\text{FD}} = 0,012 C_{\text{AQ}} = \text{US\$ } 7.200$.

Portanto, para esta alternativa, $C = \text{US\$ } 670.009$.

4.3 – Transformador (Z = 12 %) e reator a seco (X = 13 %) no secundário

Admitiu-se que a redução da impedância permitiria diminuir em 3 % o preço do trafo (US\$ 582.000). Já o reator a seco (13.8 kV, 1675 A, 0.62 Ω) tem custo (preço FOB, gravames de importação e custo de montagem) de US\$ 90.000. Assim, $C_{\text{AQ}} = \text{US\$ } 672.000$.

Como esta alternativa não apresenta, em relação à alternativa 1, alteração da reatância total, tem-se $C_{\text{kVAr}} = 0$.

As perdas ativas no trafo e no reator são mostradas abaixo:

$$\begin{array}{lll} P_{\text{VTR}} = 25 \text{ kW} & P_{\text{VR}} = 0 & P_V = 25 \text{ kW} \\ P_{\text{CTR}} = 151 \text{ kW} & P_{\text{CR}} = 11 \text{ kW} & P_C = 162 \text{ kW} \end{array}$$

Portanto, $A_{\text{kW}} = \text{US\$ } 17.229$

Nesta alternativa, $B_{\text{FD}} = \text{US\$ } 6.984$ para o trafo e US\$ 1.026 para o reator.

Para a alternativa 2, portanto, $C = \text{US\$ } 734.751$.

4.4 – Transformador (Z = 12 %) e reator a seco (X = 13 %) no secundário

Devido à menor regulação admitiu-se que, para esta alternativa, o comutador do trafo poderia ter uma faixa de derivação mais estreita. Com isso, estimou-se uma redução de 6 % no preço do

trafo (US\$ 564.000). Os oito reatores a seco dos alimentadores (13.8 kV, 600 A, 0.62 Ω) tem custo total de US\$ 312.000, incluídos os custos da área extra, da obra civil e do cabeamento subterrâneo que interligaria cada reator ao cubículo blindado correspondente. Assim, $C_{AQ} = US\$ 876.000$.

A perda reativa é $0,49[X_{TR} I_{NOM}^2 + 8X_R (I_{NOM} / 8)^2] = 890 \text{ kVAr}$, ou seja, uma redução de 743 kVAr em relação às alternativas anteriores. É razoável supor que tal redução permitiria retirada de um conjunto de 600 kVAr em capacitores nos circuitos distribuidores alimentados pelo trafo. Tem-se nesse caso uma economia (custo negativo) de $C_{kVAr} = - US\$ 6.000$.

As perdas ativas nos reatores são de $8 \times 3,5 \text{ kW}$. As demais perdas são iguais às da alternativa 2, o que permite calcular $A_{kW} = US\$ 18.347$.

Por fim, verifica-se que $B_{FD} = US\$ 6.768$ para o trafo e US\$ 3.557 para o reator.

Para a alternativa 3, $C = US\$ 925.016$.

4.5 – Comparação econômica das alternativas

O quadro abaixo resume os parâmetros econômicos para cada alternativa:

	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
C_{AQ}	600.000	672.000	876.000
C_{kVAr}	0	0	(6.000)
A_{MAN}	n.c.	n.c.	n.c.
A_{kW}	17.526	17.229	18.347
B_{EXG}	n.c.	n.c.	n.c.
B_{EXT}	n.c.	n.c.	n.c.
B_{FD}	(7.200)	(8.010)	(10.325)
C	670.009	734.751	925.016

n.c. : não calculado.

Verifica-se que a alternativa 1 é a mais vantajosa o ponto de vista econômico.

5.0 – CONCLUSÃO

Apesar de tecnicamente melhor, o uso de reatores para limitação do curto-circuito em sistemas de distribuição pode significar um custo econômico quase 40 % superior ao uso de um transformador de elevada impedância.

De fato, verifica-se que a variação no custo do trafo é pequena, quando comparada com os custos dos reatores a seco e da infraestrutura

necessária para sua instalação. Por outro lado, a economia de reativos com o uso de reatores nos alimentadores tem pequeno impacto econômico.

Neste estudo, portanto a conclusão foi pela manutenção do atual padrão de transformadores com impedância 25 % (alternativa 1).

Cabe por fim assinalar que o uso dos custos marginais de expansão do sistema nos cálculos de projetos envolvendo redução de perdas, quando essa redução não for relevante para impactar o plano de obras da concessionária, pode levar a decisões erradas de investimento. Neste estudo, por exemplo, poderiam levar à assunção que a alternativa 3 era a melhor também sob o ponto de vista econômico.

6.0 - BIBLIOGRAFIA

- (1) ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Transformador de potência – especificação - NBR 5356. 1991. Brasil.
- (2) ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Transformadores de potência de tensões nominais até 145 kV – padronização - NBR 9368. 1987. Brasil.
- (3) ANEEL – ELETROBRÁS – PROCEL. Critério de Avaliação de Projetos. Brasil
- (4) ANEEL. Resolução 02/97. Brasil.

7.0 – DADOS BIOGRÁFICOS

Murilo Magalhães Nogueira (RJ, 21/05/1964), é Engenheiro Eletricista (UFRJ-1986), Bacharel em Administração (UERJ-1989) e Bacharel em Informática (UERJ-1994), com pós-graduação em Engenharia Econômica e Administração Financeira (UFRJ-1995). É engenheiro da Light desde 1988. Tem experiência em projetos de subestações e no estudo e padronização de linhas aéreas e subterrâneas de transmissão, subestações e equipamentos associados.

José Tenório Barreto Junior (RJ, 15/07/1964), Engenheiro Eletricista (UVA-1988), pós-graduado em 1993 pela mesma instituição. É engenheiro da Light desde 1989. Atua na área de manutenção e monitoramento de transformadores, desenvolvendo procedimentos, metodologias e padronizações voltados à confiabilidade do transformador, tendo nesta linha, diversos artigos publicados e apresentados no Brasil e no exterior.