



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GSE - 01
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

**GRUPO VIII
GRUPO DE ESTUDO DE SUBESTAÇÕES E EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS - GSE**

**UMA NOVA PROPOSTA PARA O PLANEJAMENTO DE SUBESTAÇÕES
CONSIDERANDO CRITÉRIOS DE CONFIABILIDADE**

Agnelo Marotta Cassula *

Cleber Esteves Sacramento

Luiz Carlos do Nascimento

UNESP / FE-G

CEMIG - ST/PL

UNESP / FE-G

RESUMO

Este artigo apresenta uma nova metodologia, baseada em critérios probabilísticos, para a definição do nível adequado de carregamento dos transformadores nas subestações de distribuição. Na análise serão consideradas as restrições de transferência de carga através do sistema de média tensão. Estas restrições são definidas considerando a disponibilidade (capacidade menos carregamento máximo em regime normal) dos condutores e equipamentos à montante dos pontos de interligação com outros circuitos. Para determinar o nível de carregamento será realizada uma avaliação da confiabilidade, baseada em técnicas de enumeração de estados e na teoria dos conjuntos de cortes mínimos, onde os índices de confiabilidade serão comparados com as metas estabelecidas pela ANEEL. Com isso, serão incorporadas no processo de tomada de decisão para ampliação de uma subestação uma estimativa de multas pelo não cumprimento das metas de continuidade e a perda de faturamento devido à energia não suprida. Estudos de casos serão apresentados e comentados.

PALAVRAS-CHAVE

Confiabilidade de Subestação, Confiabilidade na Média Tensão, Estimativa de Multas, Critério de Carregamento.

1.0 - INTRODUÇÃO

Com a exigência por melhoria contínua nos níveis de qualidade e redução de custos, a confiabilidade da energia fornecida aos consumidores tornou-se um tema decisivo. Um dos fatores que contribui para o aumento da duração e abrangência das falhas é o nível de carregamento das subestações (SE). Existe uma forte sinalização econômica do órgão regulador (ANEEL - Agência Nacional Energia Elétrica) na formação da tarifa para redução de custos. Com isso, as empresas estão adiando obras de ampliação, o que faz com que cada vez mais os equipamentos operem próximos dos seus limites de carregamento, reduzindo a flexibilidade operativa no caso de contingências. Nesse caso, embora a capacidade de geração esteja compatível com a carga, os "gargalos" ocasionados pelas subestações aumentam o risco de não atendimento ao mercado consumidor. Nesse cenário se situa o planejador, que tem a difícil missão de definir como, onde e quando devem ser feitas as obras de expansão, adequando, do ponto de vista técnico e econômico, as necessidades do mercado aos recursos disponíveis.

A ampliação de uma subestação está relacionada com seu atual nível de carregamento e com o critério utilizado para determinar o limite máximo permitido para o carregamento. Basicamente, existem três critérios adotados pelas empresas: Capacidade Nominal, Capacidade Admissível e Capacidade Firme. No passado, devido principalmente à facilidade de obtenção de recursos a baixo custo e à metodologia empregada na formação da tarifa (custo do serviço), foi possível construir sistemas mais robustos e redundantes, utilizando critérios

* Av. Ariberto Pereira da Cunha, 333 - DEE - CEP 12516-410 - Guaratinguetá - SP - BRASIL
Tel.: (12) 3123-2834 - Fax: (12) 3123-2830 - e-mail: agnelo@feg.unesp.br

puramente determinísticos. No atual cenário econômico do setor elétrico, estes métodos já não satisfazem plenamente as expectativas. Atualmente, as análises de planejamento estão migrando cada vez mais para avaliações probabilísticas, que é um tratamento eficiente de um conjunto combinatorialmente vasto de alternativas possíveis (1). Em outras palavras, o planejamento das ampliações das subestações baseado em métodos probabilísticos consiste em avaliar quantitativamente os níveis de riscos, compatibilizando com padrões aceitáveis para atendimento aos consumidores. Este método conduz a decisões baseadas em “Risco X Retorno” mais adequadas aos investidores, clientes e à sociedade de uma maneira geral.

Este artigo apresenta uma nova metodologia, baseada em critérios probabilísticos, para a definição do nível adequado de carregamento das subestações. Na análise serão consideradas as restrições de transferência de carga através do sistema de média tensão. Estas restrições são definidas considerando a disponibilidade dos condutores e equipamentos à montante dos pontos de interligação (chaves normalmente abertas), ou seja, capacidade menos carregamento máximo em regime normal. Também será realizada uma avaliação da confiabilidade, baseada em técnicas de enumeração de estados com modelos Markovianos e na teoria dos conjuntos mínimos de corte (“cut sets”). Os índices de confiabilidade serão comparados com as metas estabelecidas pela ANEEL para índices individuais e coletivos, e uma estimativa de multas será calculada e incorporada no processo de tomada de decisão.

Com a aplicação da metodologia proposta foram identificados casos em que se mostrou vantajoso optar pelo adiamento da ampliação da subestação, postergando investimentos, e casos onde a melhor solução foi a antecipação de sua ampliação. O custo da antecipação é compensado pela redução no pagamento de multas devido ao não cumprimento das metas de continuidade e na perda de receita devido à energia não faturada. Portanto, com a aplicação desta metodologia é possível mensurar os custos e benefícios da ampliação, identificando a data mais adequada para a realização de uma obra. Nos itens seguintes serão discutidos os critérios atuais, será apresentado um novo critério e, por fim, será desenvolvida uma comparação entre os critérios simulando uma situação prática.

2.0 - CRITÉRIOS ATUAIS

Para determinar se o transformador de uma subestação está em sobrecarga e necessita de uma ampliação, é calculado o limite de carregamento. As empresas adotam basicamente três critérios para o cálculo do limite de carregamento: Capacidade Nominal, Capacidade Admissível e Capacidade Firme, que serão descritos a seguir.

2.1 Capacidade nominal

A Capacidade Nominal considera apenas as características de projeto dos equipamentos. Uma vez que o fabricante não pode prever durante a fase de projeto e construção dos equipamentos qual será o regime de trabalho e suas condições operativas, alguns parâmetros gerais são adotados seguindo as orientações das normas pertinentes. Um exemplo claro refere-se ao perfil da carga a ser atendida, que na fase de projeto é considerada constante ao longo dia. Em aplicações reais dificilmente o equipamento estará atendendo uma carga com este perfil, e o “esforço térmico” a que o equipamento será submetido provavelmente será muito menor do que aquele para o qual foi projetado. A empresa, de posse das reais condições operativas, pode explorar melhor a capacidade do equipamento preservando a vida útil do mesmo. A partir de estudos realizados para situações típicas criou-se o critério de capacidade admissível das transformações, que passou a ser adotado nas empresas.

2.2 Capacidade admissível

Para o cálculo da Capacidade Admissível são considerados diversos aspectos operativos, tais como: curva de carga, idade do equipamento, histórico de manutenção, volume de óleo, etc. A utilização deste critério permite explorar ao máximo a capacidade da transformação sem comprometer a vida útil do equipamento, representando uma significativa redução no programa de investimentos em relação ao critério da Capacidade Nominal. Com a utilização mais freqüente deste critério, identificaram-se outros aspectos que devem ser incluídos no cálculo do seu valor, e que têm merecido ações de melhorias, como a taxa de crescimento do mercado local.

Quando se adota este critério, uma solução de expansão deve ser implantada quando a transformação atinge 95% do limite de capacidade admissível, representando também a utilização de uma capacidade adicional para os alimentadores. Conseqüentemente, reduz-se a capacidade de transferência de carga entre subestações durante a contingência em algum alimentador.

Para exemplificar este problema, considere um determinado núcleo urbano atendido por três SE's abaixadoras. Ao longo do tempo o mercado dessas três SE's cresce e, no instante atual, as três apresentam níveis de carregamento bem superiores ao nominal, porém abaixo do admissível. Do ponto de vista das transformações isso não representa problema, apenas exige um acompanhamento e monitoramento mais rigoroso dos equipamentos.

Entretanto, como se trata de um núcleo urbano, os alimentadores estão interligados e dimensionados para permitir a transferência de carga entre os mesmos em situações de contingências. Como as SE's apresentam carregamento acima do nominal (mas abaixo do admissível), uma transferência de cargas entre os alimentadores pode não ser possível, visto que uma determinada contingência poderá requerer uma transferência que supere a capacidade admissível de algum equipamento. Para se efetuar a transferência de carga, respeitando o limite máximo permitido pela capacidade admissível, deve-se restringir o montante de carga a ser transferido. No entanto, os sistemas de média tensão podem não apresentar flexibilidade (um número suficiente de chaves seccionadoras) para efetuar as ações operativas, ou a quantidade de ações operativas necessárias para remanejamento de cargas pode ser muito grande, inviabilizando a manobra.

Portanto, a adoção do critério de carregamento admissível nas transformações em núcleos urbanos é incoerente com o critério de reserva de capacidade, normalmente utilizado para os alimentadores. Assim, desenvolveu-se o critério de capacidade firme para ser utilizado, principalmente, em núcleos urbanos. Considera-se como "núcleo urbano", para fim deste estudo, a concentração de cargas em área urbana atendidas por duas ou mais subestações com abaixamento para a média tensão e interligadas entre si via sistema de média tensão.

2.3 Capacidade firme

Para melhorar os índices de continuidade em núcleos urbanos foi introduzido o conceito da Capacidade Firme, que é a máxima carga que pode ser atendida por uma subestação em condições de contingência simples de sua maior unidade transformadora. Admite-se, nesta situação, a transferência de carga para as subestações vizinhas (e interligadas) via sistema de média tensão e, também, a utilização da capacidade excedente das demais unidades transformadoras da mesma subestação.

Na definição do critério foram adotadas as seguintes premissas:

- A totalidade da carga deve ser atendida na contingência de uma unidade transformadora de qualquer uma das subestações do centro urbano;
- Nas situações de contingência de uma unidade transformadora, toda a carga associada a essa transformação deverá ser transferida para outras subestações do centro urbano, através do sistema de média tensão;
- Tanto as subestações, como os sistemas de média tensão, devem ser dimensionados de forma a permitir a transferência de cargas na situação de contingência de uma unidade transformadora.

Os critérios de planejamento para os sistemas de média tensão já estão ajustados para atender esses requisitos, visto que os mesmos contemplam a possibilidade de transferência de cargas entre SE's devido a ocorrência de uma contingência em uma unidade transformadora. Para satisfazer esta condição adota-se como limite de carregamento para os alimentadores, em condição normal, 60% do limite do cabo. Para as subestações, no entanto, é necessário adequar os atuais critérios de carregamento adotados.

A Capacidade Firme pode ser expressa pela seguinte equação:

$$CF = CA + CT + CS \quad (1)$$

Onde:

CF = Capacidade Firme da subestação;

CA = Capacidade Admissível dos transformadores remanescentes;

CT = Carga máxima Transferida para outras subestações;

CS = Suprimento adicional de demanda pelo sistema de distribuição, proveniente de subestações e usinas.

Para exemplificar a utilização deste critério, considera-se que um determinado centro urbano possui duas subestações abaixadoras, A e B, sendo suas características:

- Subestação A: 138 -13,8 kV, com duas unidades transformadoras, 2x25 MVA
- Subestação B: 138 -13,8 kV, com três unidades transformadoras, 3x25 MVA

Considera-se que a capacidade admissível de cada transformador é de 30 MVA, ou seja, $CA = 30$. Na situação de contingência de uma unidade transformadora admite-se que é possível transferir até 15 MVA de cada subestação, portanto, $CT = 15$ MVA. Neste caso, assume-se que não existem outras fontes via sistema de média tensão para atendimento ao mercado, assim $CS = 0$. O cálculo da capacidade firme de cada subestação será calculado a partir da equação (1) e será apresentado a seguir.

Subestação A

$$CF_A = CA_A + CT_A + CS_A = 30 + 15 + 0 = 45 \text{ MVA}$$

Portanto, a capacidade firme da Subestação A apresenta o valor de 45 MVA. Assim, quando o nível de carregamento atingir o limite de 45 MVA, esta subestação deverá ser ampliada ou uma nova subestação deverá ser construída.

Em relação ao critério de carregamento admissível, a Subestação A teria uma capacidade de 60 MVA (30 MVA de cada transformador), porém, seria possível atender esta carga apenas em condição normal e desde que o sistema de média tensão estivesse adequadamente dimensionado.

Subestação B

$$CF_B = CA_B + CT_B + CS_B = 60 + 15 + 0 = 75 \text{ MVA}$$

Para a Subestação B, a capacidade firme calculada é de 75 MVA. Neste caso, observa-se que existem três unidades transformadoras, e para o cálculo de CA considera-se a falha da maior unidade transformadora e soma-se a capacidade admissível das unidades remanescentes, ou seja, $CA_B = 30 + 30 = 60 \text{ MVA}$. Ao se utilizar este critério, quando o nível de carregamento desta subestação atingir o limite de 75 MVA deverá ocorrer uma ampliação ou deverá ser construída uma nova subestação. Para esta situação verifica-se que o valor determinado para a capacidade firme é o mesmo da capacidade nominal, 75 MVA.

Ao se considerar o critério de carregamento admissível, a Subestação B teria uma capacidade de 90 MVA. Entretanto, este valor somente é possível para condições normais de operação, além disso, a capacidade de reserva (transferência) no caso de uma contingência é praticamente inexistente.

Deve-se observar que, ao adotar o critério de capacidade firme ainda existe uma reserva (15 MVA) para que se possam realizar manobras de transferência de carga para garantir o fornecimento no caso de uma contingência, respeitando-se o limite de carregamento admissível das unidades remanescentes. O limite de carregamento dado pelo critério de capacidade admissível é sempre o que possui o maior valor, e pode-se ter a falsa percepção que este deve ser o critério utilizado. Entretanto, por se extrair o máximo possível da capacidade de transformação atendendo os consumidores em operação normal, não se tem reserva para atender consumidores de outras subestações no caso destas apresentarem defeito. Com isso, os índices de confiabilidade ficam bastante prejudicados, principalmente aqueles relacionados com a duração da interrupção, DIC e DEC (2).

A Tabela 1 mostra diversos níveis de capacidade instalada para uma subestação de 138 - 13,8 kV, onde são apresentados valores típicos de capacidade nominal, admissível e firme. Para simplificação dos cálculos adotou-se que a capacidade admissível corresponde a um valor 20% superior à capacidade nominal. Admitiu-se também a possibilidade de transferência de 15 MVA via sistema de média tensão, e que não existe nenhuma outra fonte de atendimento ao mercado via sistema de média tensão.

TABELA 1 – Valores típicos de uma SE 138 - 13,8 kV para os vários critérios de capacidade

Transformadores (MVA)	Capacidade Nominal (MVA)	Capacidade Admissível (MVA)	Capacidade Firme (MVA)
1 x 15	15	18	15 *
1 x 25	25	30	15 *
2 x 15	30	36	33
2 x 25	50	60	45
3 x 25	75	90	75
4 x 25	100	120	105
5 x 25	125	150	135
6 x 25	150	180	165

* Considera-se apenas a capacidade de transferência de carga via sistema de média tensão, pois existe uma única unidade transformadora na SE.

Como se constatou na prática, a adoção do critério de capacidade firme representa, geralmente, uma redução de 15 MVA nos limites de utilização dos transformadores, comparado com o critério de capacidade admissível.

3.0 - CRITÉRIO PROBABILÍSTICO

Todos os critérios citados anteriormente são determinísticos e não avaliam de forma clara os benefícios advindos de sua utilização. O critério que será proposto, denominado critério probabilístico, apresenta uma nova metodologia para a definição do nível adequado de carregamento da subestação, onde se considera as restrições

de transferência de carga através do sistema de média tensão e a meta para os índices de confiabilidade estipulado pela ANEEL.

Uma análise na literatura referente ao planejamento de sistemas elétricos comprova que, tanto no Brasil quanto no exterior, ocorre uma migração de critérios clássicos determinísticos, para critérios equivalentes, de natureza probabilística. A massificação das metodologias probabilísticas está relacionada aos fatores: o gradual reconhecimento da natureza intrinsecamente estocástica dos fenômenos envolvidos, o desperdício oriundo de decisões tomadas com bases em critérios puramente determinísticos e, principalmente, a crescente escassez de recursos econômicos que obrigam a uma avaliação mais detalhada do comportamento do sistema e impõem a aceitação do *conceito de risco* (3). Outro fator fundamental para o recente impulso nos estudos envolvendo teoria de confiabilidade, risco e análise de desempenho aplicados à sistemas de potência, reside no grande *desenvolvimento na capacidade de processamento dos computadores*.

Para a avaliação da confiabilidade utiliza-se um software baseado em técnicas de enumeração de estados com modelos Markovianos e na teoria dos conjuntos mínimos de corte (4-7). Devido à dimensão dos alimentadores das subestações, foi necessário utilizar o método que decompõe o sistema em vários subsistemas menores (6, 8-9). Para a simulação também foram consideradas restrições devido à capacidade máxima de transferência, ao contrário da maioria dos programas computacionais para a avaliação da confiabilidade em sistemas de distribuição, que utilizam apenas o critério da continuidade como hipótese básica. A restrição de transferência de carga deve-se à disponibilidade dos condutores e equipamentos, ou seja, capacidade menos carregamento máximo em regime normal. Para determinar o valor máximo possível para transferência consideram-se todos os equipamentos desde o ponto de interligação até a fonte, inclusive o transformador. A desconsideração deste efeito pode acarretar consequências trágicas, tanto nas cargas que estão sendo transferidas, quanto nas cargas normalmente atendidas pelo circuito que está recebendo a transferência, pois pode provocar a operação indesejada da proteção (interrompendo cargas fora da zona de defeito) e/ou a queima de componentes.

A partir da topologia do sistema de média tensão, da taxa média de falha, do tempo médio de reparo, do tempo médio de chaveamento e da capacidade máxima de transferência são calculados os índices de confiabilidade: DEC, DIC, FEC e FIC (2), bem como a energia esperada não suprida (ENS). Os índices de confiabilidade são comparados com as metas estabelecidas pela ANEEL (2) e uma estimativa de multas é calculada.

4.0 - COMPARAÇÃO ECONÔMICA

A metodologia proposta simula o sistema de média tensão considerando a restrição nas transferências de carga imposta pela disponibilidade (capacidade admissível menos a carga atendida) das subestações adjacentes. Para comparação dos valores obtidos com os vários critérios e posterior análise econômica, foi criado o sistema representado na Figura 1. Observa-se que existem duas subestações, A e B, onde cada uma possui três alimentadores. Em condição normal de operação cada um dos alimentadores atende a três pontos de carga distintos (representado por setas), contabilizando um total de dezoito pontos de carga para o sistema completo. Cada um dos alimentadores de uma subestação está conectado a um alimentador da outra subestação através de uma chave NA (normalmente aberta), possibilitando transferência de carga entre as subestações. As demais chaves representadas na Figura 1 operam no regime normalmente fechada e, no caso de uma falha, tem a função de isolar o defeito para que seja possível restabelecer a energia para os pontos de carga não afetados.

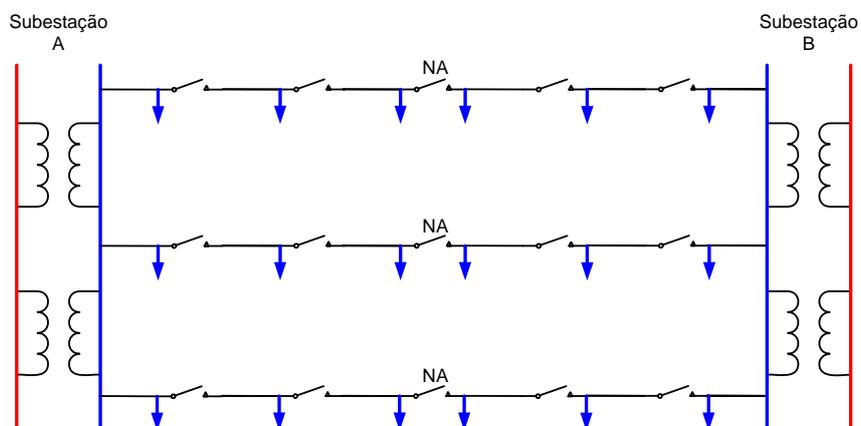


FIGURA 1 - Sistema elétrico para realização da análise econômica

As duas subestações do sistema da Figura 1 são abaixadoras, 138 -13,8 kV, e possuem dois transformadores de 25 MVA cada (2x25 MVA). A capacidade admissível de cada transformador é de 30 MVA (CA = 30). É possível transferir, no máximo, 15 MVA de cada subestação na situação de contingência de uma unidade transformadora (CT = 15). Considera-se que não existem outras fontes via sistema de média tensão para atendimento ao mercado (CS = 0). Assim, para cada uma das SE's tem-se as seguintes capacidades:

- Capacidade Nominal: $2 \times 25 = 50$ MVA.
- Capacidade Admissível: $2 \times 30 = 60$ MVA.
- Capacidade Firme: $30 + 15 + 0 = 45$ MVA.

A análise econômica será realizada considerando uma carga inicial total de 40 MVA e uma taxa média de crescimento de 8% ao ano. A Tabela 2 a seguir apresenta o valor das cargas para cada ano, já considerando o crescimento estimado. Observa-se que no sétimo ano a carga total estimada ultrapassa o critério de capacidade admissível (60 MVA), que é o limite máximo de fornecimento da subestação. Portanto, neste ano é necessária uma nova obra de expansão.

TABELA 2 – Projeção da demanda máxima

	Ano						
	1	2	3	4	5	6	7
Carga (MW)	40,0	43,2	46,7	50,4	54,4	58,8	63,5

Apesar da subestação ser capaz de atender a carga nos anos anteriores, existe uma perda de receita devido ao pagamento de multas pelo não cumprimento das metas dos indicadores de confiabilidade (FIC, DIC, FEC e DEC), e também pela perda de faturamento devido à energia não suprida (ENS). O critério proposto neste trabalho, e denominado de *critério probabilístico*, identifica exatamente o ano em que os benefícios superam o custo adicional gerados pela antecipação da obra. O custo da antecipação pode ser calculado com base no montante do investimento, na taxa de desconto adotada pela empresa e na quantidade de anos antecipados. Neste caso, o custo anual estimado da antecipação é de R\$ 210.000,00. Obviamente, para a antecipação ser economicamente atrativa o valor total dos benefícios deve ser superior ao custo da antecipação.

Para se determinar o valor da capacidade probabilística foram realizadas simulações para cada ano, considerando sua respectiva carga. Conforme aumenta o valor da carga, diminui a capacidade da subestação de transferir cargas no caso de contingências e, conseqüentemente, diminui a confiabilidade do sistema. Esta menor confiabilidade se reflete em seus indicadores, que são os mecanismos responsáveis pela formulação das penalidades. O cálculo da multa de um determinado índice é proporcional ao valor excedido em relação à meta estipulada pela ANEEL. Portanto, quanto menor a confiabilidade, expressa através dos índices, maior será a multa a ser paga. Ao se realizar as simulações para cada ano, verificou-se que a partir do quinto ano (carga igual a 54,4 MVA), o valor das multas somado à perda de faturamento devido à energia não suprida supera o custo da antecipação (2 x R\$ 210.000,00, pois antecipou-se dois anos). Realizando simulações intermediárias entre o valor da carga do quarto e quinto ano, ou seja, entre 50,4 e 54,4 MVA, determinou-se o valor da carga para que a soma das multas mais a perda de faturamento seja igual ao custo da antecipação. Este valor, que denominou-se de capacidade probabilística, é de 52 MVA. Portanto:

- Capacidade Probabilística: 52 MVA.

A Tabela 3 apresenta a demanda máxima, em MVA, projetada ano a ano, destacando-se o ano em que se considera que a subestação está em sobrecarga de acordo com cada um dos critérios. Para identificar quando a SE deve sofrer uma ampliação de acordo com um determinado critério, basta verificar o ano em que a carga estimada ultrapassa o limite de capacidade deste critério.

TABELA 3 – Ano de ampliação da SE para cada um dos critérios de capacidade

Critério	Limite	Ano						
		1	2	3	4	5	6	7
Capacidade Firme	45	40,0	43,2	46,7	50,4	54,4	58,8	63,5
Capacidade Nominal	50	40,0	43,2	46,7	50,4	54,4	58,8	63,5
Capacidade Probabilística	52	40,0	43,2	46,7	50,4	54,4	58,8	63,5
Capacidade Admissível	60	40,0	43,2	46,7	50,4	54,4	58,8	63,5

Analisando a Tabela 3 verifica-se que, ao se utilizar o critério da capacidade firme, a subestação deverá sofrer uma ampliação já no terceiro ano. Para os critérios de capacidade nominal, capacidade probabilística e

capacidade admissível, a ampliação da subestação deverá ocorrer, respectivamente, no quarto, quinto e sétimo ano. Portanto, cada um dos critérios identificou um ano diferente para se executar a ampliação da SE.

Percebe-se que, considerando-se apenas a exploração da capacidade do equipamento, o critério da capacidade admissível apresenta o melhor resultado econômico, pois é o que mais posterga a necessidade de um novo investimento. Entretanto, a utilização desta capacidade implica na redução da reserva para atendimento de transferências de carga em situações de contingência em outras SE e/ou em alimentadores atendidos por outras SE. A redução da reserva se reflete diretamente na piora dos índices de continuidade e, conseqüentemente, aumento na perda de receita e/ou no pagamento de multas devido a violações nos índices de continuidade.

Portanto, deve-se incluir na análise econômica não apenas o custo da antecipação da obra (em relação à capacidade admissível), mas também os benefícios proporcionados pela antecipação. Os benefícios podem ser mensurados através da redução do pagamento de multas por ultrapassagem das metas de continuidade e do aumento de faturamento devido à diminuição da energia não suprida. Para quantificar em termos monetários o valor dos benefícios de uma situação específica foram realizadas avaliações de confiabilidade. As avaliações fornecem os índices de confiabilidade, individuais e de conjunto, bem como a energia esperada não suprida. A partir dos resultados é possível realizar uma estimativa de multa a ser paga pelo não cumprimento das metas de continuidade, e também de estimar o aumento de faturamento devido a maior disponibilidade de energia.

Para determinar o melhor ano para executar a ampliação da SE foram realizadas três avaliações de confiabilidade, considerando como carga total do sistema: 46,7 MVA, 50,4 MVA e 54,4 MVA. Observe que estas cargas correspondem às cargas do terceiro, quarto e sexto ano, que são, respectivamente, os anos em que a ampliação da SE deve ser realizada considerando-se os critérios: Capacidade Firme, Capacidade Nominal e Capacidade Probabilística.

Tomando como referência o ano em que a subestação deverá ser ampliada segundo o critério da capacidade admissível (sétimo ano), e considerando como custo anual da antecipação o valor de R\$ 210.000,00, calcula-se o custo da antecipação para cada um dos três critérios descritos anteriormente. Por exemplo, considerando a capacidade firme, a ampliação da subestação deve ser executada no terceiro ano. Portanto, a antecipação deve ser feita do sétimo ano (referência) para o terceiro ano, ou seja, uma antecipação de 4 anos. Neste caso, o custo da antecipação será $4 \times R\$ 210.000,00$, que é igual a R\$ 840.000,00. O gráfico da Figura 2 apresenta o custo (custo da ampliação) e o benefício (multas + perda de faturamento), para as três situações.

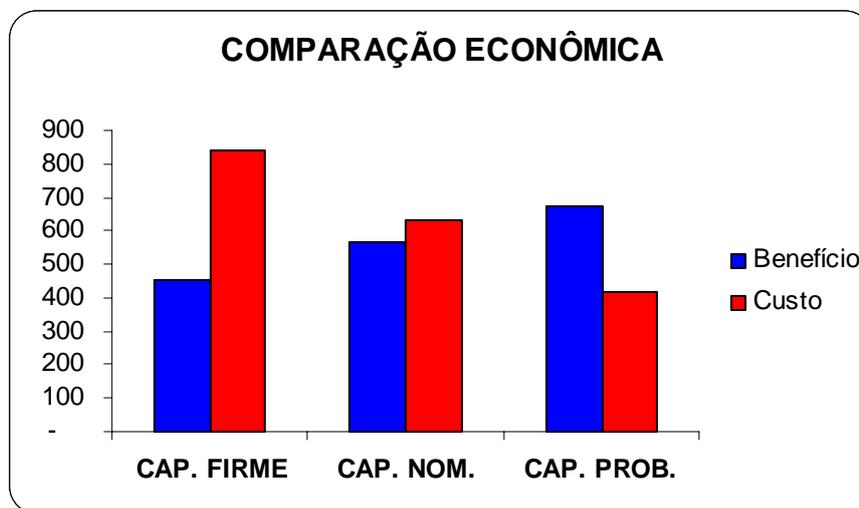


FIGURA 2 – Custo x Benefício da ampliação da SE

Conclui-se pelo gráfico da Figura 2 que, ao se utilizar o critério da capacidade probabilística é possível identificar o melhor momento (ano) para se realizar a ampliação da SE, ou seja, determinar o ano em que o benefício da antecipação da ampliação da subestação em relação à capacidade admissível supera o aumento de custo causado pelas interrupções do fornecimento devido ao elevado carregamento do transformador.

Assim, a adoção do critério proposto neste trabalho está aderente ao atual ambiente do setor elétrico, onde se deve buscar a redução de custo compatibilizando com os limites de qualidade estabelecidos pela ANEEL. Desta forma a empresa otimiza a aplicação dos recursos e os clientes, bem como a sociedade de uma maneira geral, se

beneficiam com um nível de qualidade compatível com a tarifa de energia elétrica. A antecipação da obra em relação à data sinalizada pela capacidade probabilística significa sobre-investimento, que se reverterá em tarifas mais elevadas. Por outro lado, a postergação do investimento significa uma piora exagerada dos níveis de qualidade do serviço, resultando em perdas adicionais para os consumidores.

5.0 - CONCLUSÃO

O Setor Elétrico Brasileiro está sendo reestruturado e uma nova legislação está sendo elaborada e implementada, sendo a principal modificação a inclusão de penalidades, atribuídas pelo não-cumprimento das metas de continuidade no fornecimento. O modelo adotado incentiva a competição entre as empresas, e o princípio do livre mercado impôs uma imensa *pressão* nas companhias de eletricidade para reduzirem seus custos. Com isso, as empresas estão adiando obras de ampliação/reforço das subestações, reduzindo a capacidade de transferência de cargas no caso de contingências. A consequência direta deste procedimento é a deterioração da qualidade do serviço, o que, com a entrada em vigor da nova legislação, implica no pagamento de multas.

Todos os critérios atualmente utilizados pelas empresas para determinar o limite de carregamento de uma subestação são determinísticos, e não avaliam de forma clara as vantagens e desvantagens advindas de sua utilização. O critério proposto neste artigo, denominado critério probabilístico, apresenta uma nova metodologia para a definição do nível adequado de carregamento da subestação, onde se considera as restrições de transferência de carga através do sistema de média tensão e a meta para os índices de confiabilidade estipulado pela ANEEL. Para isso foram realizadas avaliações da confiabilidade em diversas situações de carga, onde foi possível obter uma estimativa das multas pelo não-cumprimento das metas de continuidade, bem como a perda do faturamento devido à energia não suprida. Portanto, foi possível incluir no processo de tomada de decisão no caso da ampliação de uma subestação não apenas o custo gerado pela antecipação da obra, mas também seus benefícios.

A metodologia proposta foi aplicada em um caso prático, onde foi possível comparar os principais critérios adotados pelas empresas: capacidade firme, capacidade nominal e capacidade admissível, com o critério proposto: capacidade probabilística. Verificou-se que cada um dos critérios analisados identificou um ano diferente para se executar a ampliação da subestação. Entretanto, apenas o critério proposto é capaz de quantificar monetariamente os benefícios da ampliação da subestação e, ao comparar com o seu custo, identifica de uma maneira mais eficaz o melhor momento (ano) para se realizar a ampliação.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Schilling, M.Th., Rei, A., França, F., Camponês, D., Gomes, R. Confiabilidade da Rede Básica. Anais do XVII SNTPEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Uberlândia, M.G. Out., 2003.
- (2) Resolução 024 - ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Diário Oficial da União, Jan. 2000.
- (3) Schilling, M.Th. Introdução à Análise de Desempenho de Sistemas de Potência. Monografia, Universidade Federal Fluminense. Versão 1.0. Maio, 2001.
- (4) Billinton, R. e Allan, R. N. Reliability Evaluation of Engineering Systems. 2nd Edition, Plenum Press, N.Y. 1992.
- (5) Leite da Silva, A.M., Cassula, A.M., Billinton, R. e Manso, L.A.F. Integrated Reliability Evaluation of Generation, Transmission and Distribution Systems. IEE Proc. Generation, Transmission and Distribution. Vol. 149, no. 1. Janeiro, 2002.
- (6) Cassula, A. M. Avaliação Integrada da Confiabilidade de Sistemas de Geração, Transmissão e Distribuição Baseada em Simulação Cronológica. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Itajubá. Junho, 2002.
- (7) Sacramento, C.E. Avaliação da Confiabilidade no Planejamento de Sistemas de Distribuição. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá. Junho, 2002.
- (8) Leite da Silva, A.M., Cassula, A.M., Sacramento, C.E. Reliability Evaluation of Distribution Systems Under Load Transfer Restrictions. Probabilistic Methods Applied to Power Systems - PMAAPS, Napoli, Set. 2002.
- (9) Cassula, A. M, Leite da Silva, A.M., Sacramento, C.E, Manso, L.A.F. Avaliação Integrada da Confiabilidade de Sistemas de Geração, Transmissão e Distribuição Baseada em Simulação Cronológica. Anais do XVII SNTPEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Uberlândia, M.G. Out., 2003.