

Título	Modelo de Planejamento Global e Regionalizado de Longo Prazo dos Sistemas de Alta Tensão
--------	-------------------------------------------------------------------------------------------------

Nº de Registro (Resumen)	165
--------------------------	-----

<p>Companhia Energética de Pernambuco – CELPE Avenida João de Barros, 111 sala 304 Bairro Boa Vista CEP: 50050-902 Recife – PE Fone/FAX: 5581.3217.5343 / 5581.32175929 Home-page: www.celpe.com.br</p>
<p>DAIMON Engenharia e Sistemas Ltda. Avenida Paulista, 1776 cj. 22-B Bairro Bela Vista, CEP: 01310-200 São Paulo – SP Fone/Fax: +55 11 3266-2929 Home-page: www.daimon.com.br</p>

Autores del Trabajo		
Antonia Aldenisa F. dos Santos	Brasil	aldenisa@celpe.com.br
Ivo Luiz Soares Junior	Brasil	ivo.soares@celpe.com.br
Robson Alexandre Araújo de Lima	Brasil	robsonlima@celpe.com.br
Marcus André Gurgel Fernandes	Brasil	gurgel@celpe.com.br
Alden Uehara Antunes	Brasil	alden@daimon.com.br
André Meffé	Brasil	andre.meff@daimon.com.br
Marcus Rodrigo Carvalho	Brasil	marcus@daimon.com.br

Palabras Clave
Distribuição de energia, Planejamento da expansão, Decenal, Custos Marginais.

Resumo-- O planejamento dos sistemas de alta tensão reveste-se de suma importância no atual contexto do setor elétrico brasileiro. Dado a magnitude das cargas envolvidas, bem como da importância operativa em relação ao sistema como um todo, é imperativa a alta confiabilidade requerida neste segmento. Desta forma, é salutar que se possa avaliar, de modo efetivo, qual o impacto em termos da melhoria de desempenho bem como da economicidade correspondente que os planos alternativos de expansão podem conferir ao sistema. Este trabalho tem como objetivo desenvolver um modelo teórico que subsidie o estabelecimento de planos de expansão decenais, globais e/ou regionalizados, relativos aos sistemas de alta tensão em horizontes de longo prazo. Serão analisadas alternativas de expansão do sistema elétrico através de simulações técnicas, verificando os

critérios de disponibilidade, carregamento e queda de tensão no horizonte previsto. Além das simulações técnicas, serão efetuadas análises de engenharia econômica, a sensibilidade do sistema elétrico para atendimento às novas demandas e variações do crescimento de mercado, bem como os riscos associados a cada alternativa utilizando fatores de probabilidade e custo de perdas técnicas obtidas através de simulações.

1 INTRODUÇÃO

O planejamento da expansão de uma rede elétrica de distribuição tem por objetivo realizar o diagnóstico do desempenho sob os critérios básicos de disponibilidade, carregamento e queda de tensão no horizonte previsto.

O problema de planejamento da expansão em redes de transmissão a longo prazo é um problema clássico dos sistemas elétricos, na resolução tem-se como objetivo encontrar o plano ótimo de expansão, ou seja, especificar os circuitos (linhas e/ou transformadores) que deverão ser instalados na rede para permitir a operação viável num horizonte pré-definido a um custo mínimo. Os dados deste problema geralmente são: a topologia atual (ano base), os circuitos candidatos, a demanda para o ano-horizonte, as restrições de investimento, etc. O plano ótimo de expansão deve definir onde, quantos e quando os novos circuitos devem ser instalados. Atualmente as concessionárias não dispõem de ferramenta adequada para analisar e avaliar que projetos deveriam ser elegíveis segundo critérios técnicos e de benefício/custo, principalmente na etapa de avaliação dos cortes de investimentos de expansão da rede após a definição do plano da empresa.

Este trabalho tem a finalidade de especificar uma modelagem que poderá ser adotado para distribuição dos recursos destinados às redes de distribuição de alta tensão entre os diversos regionais da CELPE, de modo que se obtenha um plano de obras de expansão decenal que considere as restrições orçamentárias da distribuidora, bem como os critérios de alocação de recursos entre os regionais.

2 DESENVOLVIMENTO

Para a priorização de obras são analisados os carregamentos dos transformadores e linhas de transmissão e a queda de tensão nas barras, considerando o sistema em condições normais de operação para diferentes cargas simuladas, confrontados com os limites operacionais. Na Tabelas 1 apresentam-se os limites operacionais de tensão nas barras, e nas Tabelas 2 e 3, apresentam-se os critérios de priorização de obras em relação ao carregamento de transformadores e linhas de transmissão utilizadas pela CELPE:

Tabela 1 – Limite de Tensão nas Barras

Tensão	Situação	Condição normal	Contingência
138 kV e 69 kV com consumidor	Limite mínimo	0,95 pu	0,95 pu
	Limite máximo	1,05 pu	1,05 pu
138 kV e 69 kV sem	Limite mínimo	0,95 pu	0,90 pu

consumidor	Limite máximo	1,05 pu	1,05 pu
13,8 kV	Limite mínimo	1,00 pu	0,95 pu
	Limite máximo	1,05 pu	1,05 pu

Tabela 2 – Priorização de Obras em LT'S

Carregamento na LT	Prioridade da obra
80% a 90% da capacidade nominal	Baixa
90% a 95% da capacidade nominal	Media
Maior que 95% da capacidade nominal	Alta

Tabela 3 – Priorização de Obras em Transformadores

Carregamento no Transformador	Prioridade da Obra
80% a 90% da potência nominal	Baixa
90% a 95% da potência nominal	Media
Maior que 95% da potência nominal	Alta

Antes de definir um modelo de planejamento de redes de alta tensão, é de fundamental importância saber como deverão ser tratadas a rede e a carga e também como considerar a evolução do mercado. Na Figura 1 é apresentado um modelo de um sistema de geração, transmissão e distribuição.

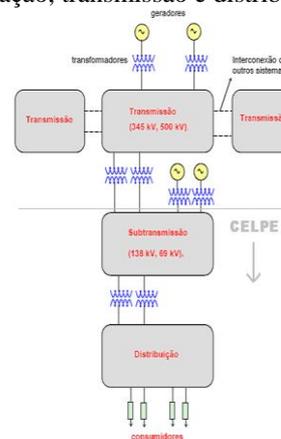


Figura 1 – Modelo Geração – Transmissão – Distribuição.

As linhas de transmissão serão modeladas pelos seus circuitos pi-nominal. Esta premissa é adequada no que tange à respectiva aplicação no sistema de alta tensão da CELPE, uma vez que suas respectivas linhas de alta tensão não apresentam extensões excessivamente elevadas, sendo que a maior delas apresenta um comprimento de 74 km.

O sistema deve permitir o fornecimento das impedâncias em termos de valores em pu ou através do tipo de cabo e comprimento (o que permitirá o posterior cálculo em pu).

Os transformadores serão modelados através do circuito pi-equivalente. Quando o transformador encontra-se em seu tap nominal, este é simplesmente representado pela sua impedância de seqüência positiva, em pu, na base do sistema. No caso do transformador estar fora do tap nominal, o circuito equivalente é apresentado na Figura 2.

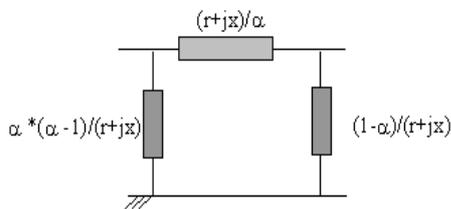


Figura 2 - Modelo de Transformador Fora Tap Nominal.

Sendo $\alpha = V_{n2} / V_{n1}$, (1) na qual: V_{n1} : Tensão nominal referente ao enrolamento primário do transformador;

V_{n2} : Tensão nominal referente ao enrolamento secundário do transformador.

A utilização de bancos de capacitores nas redes de alta tensão, para os quais são conhecidas suas potências reativas (MVar), têm o intuito de melhorar o perfil de tensão da rede de distribuição, controlar o fator de potência e diminuir as perdas nas linhas. No caso de capacitores em série nas redes de subtransmissão, são conhecidas suas reatâncias. O importante é que nos dois casos (bancos de capacitores e capacitores série), o equipamento será modelado como sendo de impedância constante com a tensão. Os reguladores de tensão são auto-transformadores, os quais apresentam um modelo semelhante ao transformador, conforme representado na Figura 3:

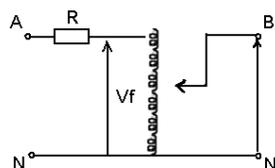


Figura 3 - Modelo de Regulador de Tensão.

Em relação ao sistema de distribuição de alta tensão existem, basicamente, 3 tipos pré-definidos de barras de carga e geração, a saber:

- Swing (ou de referência), quando são conhecidos o módulo e fase da tensão na barra;
- PV (tensão controlada ou de geração), quando são conhecidos a potências ativa e o módulo da tensão na barra;
- PQ (ou de carga), quando são conhecidas as potências ativa e reativa na barra.

No desenvolvimento do estudo foram considerados os critérios constantes no documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - CCPE/CTET - Novembro/2002”, além das premissas apresentadas a seguir:

As barras de carga são constituídas pelos clientes de alta tensão e pelos transformadores das subestações de distribuição. As barras de suprimento podem ser modeladas, para o fluxo de potência, como barras swing, quando são conhecidos os valores de módulo e fase da tensão ou como barras PV, quando são conhecidos os valores da potência injetada e do módulo da tensão. As unidades de geração, para o fluxo de potência, podem ser modeladas como barras de geração PV ou como barras de carga PQ, conforme o tipo de estudo a ser efetuado. A potência absorvida por uma carga depende de sua natureza, e pode variar em função da tensão a ela aplicada. No caso geral, sabe-se que:

$$P_f = f_1(V_f)$$

$$Q_f = f_2(V_f) \quad (2) \text{ na qual:}$$

- P_f : Potência Ativa absorvida pela carga, por fase;
- Q_f : Potência Reativa absorvida pela carga, por fase;
- V_f : Tensão de fase aplicada à carga;
- $f_1(V_f)$, $f_2(V_f)$: Funções que relacionam as potências ativa e reativa ao módulo da tensão aplicada.

Existem vários modelos para a representação do comportamento da carga em função da tensão aplicada, na Figura 4, apresenta-se a variação de potência absorvida em função da tensão, para os modelos de corrente, potência e impedância constantes com a tensão.

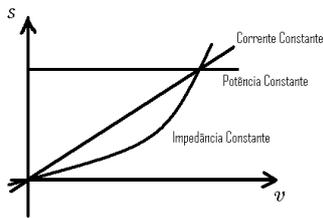


Figura 4 - Comportamento da Carga com Relação aos Tipos de Modelagem.

Em linhas gerais, as redes de alta tensão da CELPE apresentam a propriedade de serem predominantemente radiais e atendidas por uma única fonte. Desta forma, na maior parte das barras de alta tensão, a operação normal do sistema impõe a queda de tensão da fonte aos pontos de carga (consumidores de alta tensão e subestações de distribuição).

Neste contexto, depreende-se que o modelo de carga que reproduz a condição mais crítica é o de potência constante com a tensão, uma vez que, em geral, sendo as tensões nas barras inferiores a 1 pu, ter-se-á a maior corrente de circulação no sistema e, por conseqüência, os maiores carregamentos, volume de perdas e perfil mais crítico de tensão no sistema.

Diante de tais considerações, a premissa a ser adotada nas especificações dos modelos de planejamento será a de simulação na condição mais crítica, de modo que, embora desejável, a implementação de um modelo que combine os 3 tipos descritos de representação da carga, optar-se-á pelo desenvolvimento de um algoritmo de fluxo de potência para avaliação de desempenho técnico da rede de alta tensão, fundamentado no modelo de carga de potência constante com a variação de tensão. Para as cargas que podem ser representadas por este modelo, permanecem constantes as potências ativa e reativa, iguais aos seus valores nominais, ou seja:

$$\bar{S}_{nf} = S_{nf} \angle \varphi = P_{nf} + jQ_{nf} \quad (3)$$

Neste caso, a corrente absorvida pela carga, quando

alimentada com uma tensão qualquer $\dot{V}_f = V_f \angle \theta_1$, é obtida por:

$$I_f = \frac{\bar{S}_{nf}^*}{V_f^*} = \frac{S_{nf} \angle -\varphi}{V_f \angle -\theta_1} = \frac{I_{nf} \angle \theta_1 - \varphi}{V_f}$$

, ou seja, a corrente absorvida é inversamente proporcional à tensão aplicada.

A obtenção das tipologias das curvas de carga coletadas dos clientes de alta tensão e nos barramentos do lado secundário das subestações de distribuição viabiliza a elaboração das curvas de carga horazonais (24 pontos) representadas pela Figura 5 em pu da demanda máxima. Além disso, essas curvas permitem determinar, adequadamente, três patamares de carga do sistema de alta tensão que reproduzam as condições típicas de simulação normalmente adotadas nos cálculos de fluxo de potência, relativas à carga pesada, intermediária e leve.

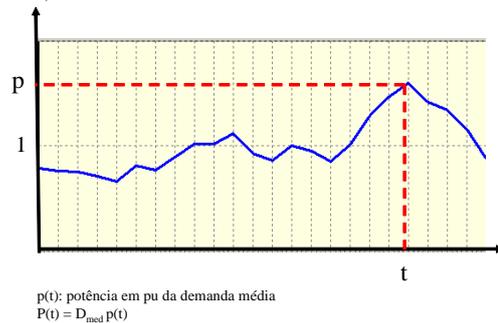


Figura 5 – Exemplo de Curva Típica de Carga.

O modelo proposto permitirá a viabilização do cálculo de fluxo de potência que será descrito através do método de aplicação matemática de Newton-Raphson, da análise de confiabilidade do sistema (DEC, FEC, END), fundamentado no método dos cortes mínimos, que analisa a possível falha de componentes desta rede e determina quais falhas ou combinações de falhas que poderão causar a interrupção dos caminhos entre fonte(s) e carga(s). O cálculo de curto-circuito na rede de alta tensão, determinará as tensões nas barras da rede e as correntes nos demais trechos para um curto-circuito em um determinado ponto da rede. Com tais modelos consegue-se avaliar o desempenho da rede atual ou vislumbrar seu funcionamento em certo período de estudo e pode-se também identificar partes do sistema que requeiram obras de reforço durante o período de planejamento. Com a possibilidade do conhecimento e da avaliação dos indicadores de confiabilidade da rede será possível também identificar e mensurar os benefícios técnicos de cada obra, possibilitando um critério de seleção e priorização mais otimizado e sintonizado com os objetivos de desenvolvimento/expansão do sistema de alta tensão.

Alguns tópicos são fundamentais no modelo de evolução e devem ser definidos em detalhe. O primeiro refere-se à proposição de obras para o atendimento dos critérios técnicos de nível de tensão e

carregamento, entre outros. Neste tópico, será discorrido sobre os tipos de obra que serão passíveis de estudo no contexto do modelo de planejamento de redes de alta tensão da CELPE.

Depois da proposição das obras, o próximo passo é a análise técnico-econômica de cada obra proposta. Para cada obra, deverão ser determinados seus benefícios técnicos e econômicos com a finalidade de permitir ao planejador a escolha da melhor obra baseado em critérios objetivos. Finalmente, após determinar os benefícios técnicos e econômicos de cada obra, deve-se estabelecer um modelo de priorização e seleção das obras propostas que permita ao planejador escolher as obras de maior benefício/custo e que estejam dentro do orçamento da empresa.

Para se desenvolver um estudo de planejamento, deve-se primeiro realizar um diagnóstico do sistema de alta tensão. Um dos pontos que devem ser considerado nesse diagnóstico é a evolução da carga, ou seja, a empresa necessitará realizar estudos de projeção de mercado, de forma a analisar o crescimento da demanda que irá determinar as necessidades de reforços no sistema. Assim sendo, de posse das informações do sistema de alta tensão em sua condição atual, o planejador deverá avaliar o desempenho técnico da rede em cada ano do período de planejamento, ou seja, deve-se avaliar como a rede atual irá evoluir com o aumento de carga projetada caso nenhuma obra seja realizada.

Certamente, com este tipo de análise, será possível identificar problemas de queda de tensão elevada e carregamento excessivo em determinados equipamentos e em alguns anos do período de estudo. De posse desse diagnóstico, deve-se propor obras para sanar as transgressões de critérios técnicos no momento em que estas são identificadas. A proposição de obras produzirá melhorias nos índices de queda de tensão e carregamento, bem como reduzirá as perdas na rede. Tais melhorias constituem-se benefícios técnicos das alternativas, aos quais vinculam-se benefícios econômicos. Entretanto, para realizar tal análise, um dos principais insumos é o custo da obra.

Para utilizar os custos modulares, deve-se prever que cada obra poderá ser composta por vários equipamentos, cada um com seus custos individuais e respectivas quantidades.

Utilizando o conceito de custos modulares, o

planejador poderá armazenar cada um dos equipamentos necessários para compor cada alternativa de reforço/ação com seus respectivos custos unitários. Depois, ao selecionar um determinado tipo de obra, ele poderá apontar o conjunto de equipamentos necessários e, assim, definir o custo total da alternativa analisada em função do conjunto selecionado.

Depois de identificar as transgressões técnicas que o sistema de alta tensão possa apresentar com o crescimento da carga, e propor algumas obras para solucionar tais problemas, torna-se necessário definir qual o melhor plano de expansão a ser indicado, ou seja, quais obras possuem maior benefício frente ao seu custo total. Para atingir tal objetivo, o primeiro passo é realizar uma análise técnico-econômica para cada alternativa de expansão. Cada obra, dependendo do seu ano de entrada, produzirá um benefício técnico e, conseqüentemente, um benefício econômico. Além disso, cada obra possui um custo associado.

Os critérios técnicos cujos benefícios devem ser avaliados para cada obra são:

- Queda de tensão;
- Carregamento;
- Perdas;
- Energia não distribuída (END).

Para cada obra proposta, é possível avaliar o benefício técnico de queda de tensão, carregamento e perdas a partir de um novo cálculo de fluxo de potência, considerando cada obra separadamente. A END deverá ser avaliada a partir de cálculo de confiabilidade utilizando o método dos cortes mínimos e que permita auferir a melhoria relacionada à diminuição da duração e frequência das interrupções relativamente à configuração original do sistema. Posteriormente, o benefício técnico calculado deverá ser traduzido para um benefício econômico, ou seja, deverá ser convertido para uma base monetária anual com a finalidade de compará-lo com o custo anualizado da obra.

O modelo proposto no presente trabalho compreende a análise de todas as obras propostas pelo planejador em cada ano de estudo com o objetivo de selecionar o melhor conjunto de obras ao longo dos anos. Para cada conjunto de obras selecionado, serão calculados alguns índices para que o planejador possa escolher sob o ponto de vista do melhor benefício/custo, porém, sem deixar de analisar o custo

total da escolha feita, uma vez que restrições orçamentárias podem existir. A Figura 6 ilustra melhor o processo de priorização e seleção.

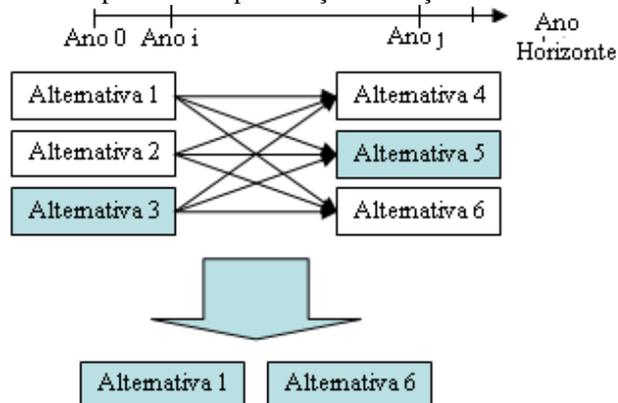


Figura 6 – Evolução da Rede no Período de Estudo.

Cabe ressaltar que o processo de priorização e seleção de obras deve ser totalmente interativo. Na Figura 6, tem-se uma linha do tempo compreendendo o período de planejamento. Para cada ano do período de estudo é conhecida a carga, dado proveniente da projeção de carga. No exemplo da Figura 6, os critérios técnicos de planejamento da empresa passam a não ser atendidos a partir do ano i , ano em que o usuário deverá propor alguns reforços para resolver os problemas identificados no sistema de distribuição. No ano i da Figura 6, deverão ser propostas 3 alternativas, cada qual apresentando seus benefícios técnicos e respectivos custos. Cada alternativa deverá ser composta de um conjunto de obras. Por exemplo, a Alternativa 1 poderia ser composta pela troca de um transformador de subestação e o recondutoramento de uma linha. Já a Alternativa 2 poderia ser composta pela construção de uma nova linha. Resumindo, cada alternativa deverá ser composta por uma obra ou conjunto de obras que deverão ser propostas pelo planejador com o intuito de solucionar os problemas identificados naquele ano.

Após a proposição de obras para o ano i , pode-se competir e priorizar as alternativas propostas. Para cada alternativa, deve-se calcular os benefícios técnicos e econômicos, bem como os seguintes índices técnico-econômicos: relação benefício/custo, tempo de retorno, taxa interna de retorno e taxa de rentabilidade (relação benefício/custo no primeiro ano). No cálculo técnico-econômico, os benefícios e os custos deverão ser calculados a partir do ano de proposição até o horizonte de estudo. Em alguns casos, o cálculo deverá ser extrapolado para além do horizonte de

estudo, como é o caso do tempo de retorno, por exemplo. Na Figura 6, após a análise técnico-econômica das três alternativas, dos índices de cada uma e das restrições orçamentárias, o planejador decidiu-se pela Alternativa 3. A partir da solução escolhida, o planejador avançará no horizonte de estudo, verificando em qual ano novos problemas passarão a surgir e realizará nova proposição de obras.

3 CONCLUSÕES

Estabelecer um plano de obras para que as restrições técnicas adequadas ao estudo do sistema em regime permanente não sejam transgredidas, de modo que todos os componentes da rede operem dentro dos limites técnicos admissíveis e todas as barras do sistema apresentem níveis de tensão apropriados, dado um volume orçamentário limitado, é uma tarefa complexa e onerosa.

Conclui-se que a Modelagem de Sistema de Apoio ao Planejamento viabilizará análises conjunturais envolvendo tratamentos dos volumes orçamentários plurianuais disponíveis, estabelecendo uma tomada de decisão fundamentada na escolha de reforços mais onerosos em cada ano de análise que viabilizem o atendimento dos critérios técnicos por um período de planejamento maior; ou escolha de reforços menos onerosos que melhor se adequem a disponibilidade de recursos para investimentos.

4 REFERÊNCIAS

- [1] Kagan, N., “Desenvolvimento de metodologia e modelos para o planejamento de sistemas de alta tensão”, Documento Técnico ENERQ - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2003.
- [2] Kagan, N.; Robba, E. J.; Guaraldo, J. C.; Oliveira, C. C. B.; El Hage, F. S., “Análise e Descrição de Modelos Utilizados para Cálculo do Fluxo de Potência e Curto Circuito em Sistemas de Alta Tensão”, Documento Técnico ENERQ - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2002.
- [3] Amêndola, A. G., Rocha, M. C. - “Sistema SERDIS: Uma Nova Concepção no Planejamento Otimizado de Investimentos em Redes de Distribuição”. III CONLADIS – Congresso Latino Americano de Distribuição, São Paulo, Brasil, 1998.