

Warney Araújo Silva

***Utilização de Recursos de
Compensação Reativa de Indústrias
no Controle de Tensão de Sistemas Elétricos***

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Engenharia de Potência

Linha de Pesquisa: Sistemas de Energia Elétrica

Orientadora: Professora Maria Helena Murta Vale
Universidade Federal de Minas Gerais

Co-orientador: Professor Peterson de Resende
Universidade Federal de Minas Gerais

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Escola de Engenharia da UFMG

Belo Horizonte

2007

Dedico esta dissertação à minha filha Anna, a luz
que me iluminou durante todo o trabalho.

AGRADECIMENTOS

À minha mãe, pela educação e valores transmitidos, que viabilizaram todas as conquistas pessoais, à minha esposa Danielle, a quem agradeço o incentivo no começo da caminhada e o apoio durante o percurso, aos meus irmãos Neiva e Nelson, excelentes exemplos como estudantes, ao Henrique e Guilherme, que me transmitiram o entusiasmo necessário, ao colega Paulo Eiras, à CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais, através da Gerência de Supervisão e Controle da Operação do Sistema e à UFMG/LRC, bem representada pela professora Maria Helena.

Que Deus abençoe a todos.

Muito obrigado!

RESUMO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP), para cumprir sua finalidade de garantir o suprimento de energia com qualidade e confiabilidade, requer a execução de um amplo e complexo conjunto de atividades. Tais atividades englobam tarefas de expansão e de operação, que incluem desde a elaboração de planos que visam garantir a operação futura do SEP, até atividades de tempo real, executadas nos centros de controle.

Na relação das tarefas de controle, há aquela referente ao controle de tensão das barras do sistema. Tal controle deve se inserir dentro do contexto do controle de potência reativa, visando não apenas manter o módulo da tensão dentro de uma faixa recomendada, mas também minimizar o fluxo de reativo pela rede.

Dentre os equipamentos usados no controle de tensão/potência reativa, encontram-se os bancos *shunt* capacitivos. A utilização desses equipamentos constitui o principal foco desta dissertação. De forma mais específica, este trabalho apresenta uma proposta para a utilização dos recursos de compensação reativa presentes nas indústrias no controle sistêmico de tensão.

O desenvolvimento do presente trabalho levou a um conjunto de constatações e realizações consideradas relevantes. A percepção de possível capacidade ociosa de bancos de capacitores instalados nas indústrias durante o horário de ponta, fator potencial para motivação da proposta em foco, foi confirmada através de pesquisa específica.

ABSTRACT

A complex set of activities is required to assure that Power Systems are able to supply energy with high quality and reliability level. These activities are related to Expansion and Operation tasks, including from planning studies to real time control.

Regarding control activities, the voltage control of system busbars is one of the most relevant. In fact, this activity must be considered in a reactive power control context, allowing addressing not only the aim of keeping voltage amplitude in a recommended band, but also the reactive power flow optimization.

Shunt capacitor banks are one of the most used voltage control equipment. Their application constitutes the main focus of this work that presents a proposal for the use of the reactive power sources located in industries to promote better system voltage control.

This thesis has a relevant result: using the idle shunt capacitor banks installed in industries, during the period when the system is subjected to higher power demand, may lead to a significant gain, in terms of technical and economical aspects.

SUMÁRIO

1	Introdução	1
2	Contextualização do Tema.....	8
2.1	Introdução	8
2.2	Controle de Tensão – Conceitos Básicos	9
2.2.1	Tensão x Potência Reativa	9
2.2.2	Bancos de Capacitores x Máxima Transferência de Potência	13
2.2.3	Correção do Fator de Potência	21
2.2.3.1	Fator de Potência (FP) - Definição	22
2.2.3.2	Bancos de Capacitores na Correção do Fator de Potência .	23
2.2.3.3	Aspectos Legislativos Nacionais.....	25
2.2.3.4	Comentários	26
2.3	Modulação de Carga em Indústrias	27
2.3.1	Modulação da Carga.....	29
2.3.2	Comentários.....	32
2.4	Considerações Finais.....	33
3	Disponibilidade de Potência Reativa em Indústrias	35
3.1	Introdução	35
3.2	Caracterização do Sistema Elétrico sob Análise – Condição Operativa	36
3.3	Pesquisa Junto a Empresas – Síntese e Análise dos Resultados	44
3.4	Considerações Finais.....	53
4	Avaliação do Uso de Bancos de Capacitores Industriais Ociosos – Estudo de Casos	54
4.1	Estudo de Caso nº 1 – Déficit de Compensação Reativa na Malha de Transmissão	54
4.2	Estudo de Caso nº 2 – Redução de Carga Devido a Indisponibilidade de Equipamentos.....	59
4.3	Estudo de Caso nº 3 – Geração Térmica Devido a Indisponibilidade de Equipamentos.....	62

4.4	Estudo de Caso nº 4 – Desligamento Programado de Equipamentos com Redução de Carga	64
4.5	Estudo de Caso nº 5 – Desligamento de Linha de Transmissão Devido a Sobretensão	67
4.6	Análise dos Casos Estudados	72
5	Proposta de Procedimentos para Uso dos Recursos de Compensação Reativa de Indústrias no Controle de Tensão do SIN	75
5.1	Procedimentos Vigentes Referentes à Prestação de Serviços Ancilares no SIN	75
5.2	Proposta de Procedimento para Utilização de Recursos de Potência Reativa Disponíveis em Indústrias na Modalidade de Serviços Ancilares	78
5.2.1	Procedimento para Utilização dos Recursos Durante o Processo de Operação sob Responsabilidade do ONS.....	79
5.2.2	Procedimento para Manutenção da Configuração da Rede de Operação do SIN em Períodos de Carga Leve.....	82
5.2.3	Procedimento para Utilização dos Recursos Durante o Processo de Operação sob Responsabilidade de Agentes de Distribuição.....	83
5.2.4	Procedimento para Manutenção da Configuração de Redes de Distribuição de 138 kV	84
6	Conclusões e Propostas de Continuidade	86
	Referências Bibliográficas	88
	Glossário	92

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 – Sistema modelo A	10
Figura 2.2 - Diagrama fasorial	10
Figura 2.3 – Sistema modelo B	14
Figura 2.4 – Máxima transferência de potência.....	17
Figura 2.5 – Curva PV	18
Figura 2.6 – Variação da curva PV para diferentes fatores de potência	20
Figura 2.7 – Consumo de energia elétrica - 12/09/06 - CEMIG.....	28
Figura 2.8 – Redução de consumo em indústrias – MG - 2006	30
Figura 3.1 - Rede básica do estado de Minas Gerais - 09/05/06	36
Figura 3.2 - Perfil de tensão - barras 500 kV - MG - 22/03/06.....	43
Figura 3.3 - Balanço energético nacional – 2005 - EPE.....	51
Figura 3.4 - Balanço energético nacional por segmento – 2005 - EPE	52
Figura 4.1 - Ponto operativo caso 1 - 22/03/06 – 18h32	56
Figura 4.2 - Curva de variação de tensão - barra 500 kV - SE Neves 1.....	58
Figura 4.3 - Ponto operativo caso 2 - 26/04/06 – 18h20	61
Figura 4.4 - Ponto operativo caso 3 - 26/04/06 – 18h20	63
Figura 4.5 - Configuração da SE Montes Claros 2 – CEMIG – Caso 4	64
Figura 4.6 - Inserção de 90 MW e 80 Mvar – Caso 4.....	66
Figura 4.7 - Configuração área MG antes da perturbação de 22/03/02 – Caso 5	69
Figura 4.8 - Configuração área MG após a perturbação de 22/03/02 - Caso 5	70

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3.1 - Equipamentos de controle de tensão - MG - fonte: [ONS-02].....	39
Tabela 3.2 - Pesquisa sobre a potência reativa ociosa em indústrias.....	44
Tabela 3.3 - Resultado da pesquisa de potência reativa ociosa em indústrias por segmento produtivo.....	45
Tabela 3.4 – Percentual de Mvar instalados por bancos de capacitores em relação ao consumo máximo de potência ativa contratada.....	46
Tabela 3.5 - Estimativa da disponibilidade de bancos de capacitores instalados em indústrias - MG.....	48
Tabela 3.6 - Percentual da disponibilidade de bancos de capacitores não utilizada.....	49
Tabela 3.7 - Participação das indústrias no mercado - fonte: [EPE-05a]	50
Tabela 3.8 - Carga no SIN em 2005 - ONS.....	51
Tabela 4.1 - Bancos de capacitores ociosos em indústrias inseridos na simulação de fluxo de potência	56
Tabela 4.2 - Localização das cargas interrompidas - 309,5 MW.....	60
Tabela 4.3 - Geração na ilha formada após a perturbação de 22/03/02	71

1 INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP), para cumprir sua finalidade de garantir o suprimento de energia com qualidade e confiabilidade, requer a execução de um amplo e complexo conjunto de atividades. Tais atividades englobam tarefas de Expansão e de Operação, que incluem desde a elaboração de planos que visam garantir a operação futura do SEP, até atividades de tempo real, executadas nos centros de controle.

Na relação das tarefas de controle, há aquelas referentes ao controle de tensão das barras do sistema. Esta grandeza deve ser controlada de tal forma a ser mantida dentro dos limites pré-especificados em [ONS-02], para a malha da Rede Básica. Na realidade, tal controle deve ser visto dentro do contexto do controle de potência reativa, visando não apenas manter o módulo da tensão dentro de uma faixa recomendada, mas também minimizar o fluxo de reativo pela rede.

Dentre os equipamentos usados no controle de tensão/potência reativa, encontram-se os bancos shunt capacitivos. A utilização desses equipamentos constitui o principal foco desta dissertação. De forma mais específica, este trabalho apresenta uma proposta para a utilização dos recursos de compensação reativa presentes nas indústrias no controle sistêmico de tensão.

Para melhor identificar os objetivos e a relevância deste trabalho, é importante analisar alguns aspectos relativos ao sistema elétrico nacional.

Um destes aspectos diz respeito aos interesses específicos por parte dos agentes de transmissão, geração, distribuição e comercialização. Os agentes

de *transmissão* são remunerados a partir da disponibilidade de seus equipamentos e, portanto, não têm interesse em pontos de operação próximos a limites de carregamentos. Quanto menor o carregamento, melhor é a situação sob o ponto de vista de vida útil e degradação de equipamentos. Os agentes de *distribuição* têm interesse em explorar ao máximo os equipamentos, o que minimiza investimentos. No processo de *comercialização*, o interesse é o maior volume de energia nos mercados de curto prazo, com a devida disponibilidade dos sistemas de transmissão.

Frente ao grande número de agentes participantes do processo de operação do sistema se encontram o Operador Nacional do Sistema (ONS) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com a importante incumbência de garantir ao futuro da nação o suporte ao progresso que todos esperam, com a necessidade de constante aperfeiçoamento dos processos afins.

Dentro da perspectiva nacional, impera a necessidade de aceleração das taxas de crescimento do Produto Interno Bruto do país, sendo a energia elétrica fator essencial a essa demanda.

Além de garantir atratividade aos novos investidores, o modelo do setor elétrico deve buscar o equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica, a garantia de atendimento, a devida segurança no suprimento de energia, a competitividade de mercado e a estabilidade dos mecanismos regulatórios, tudo isso com constante busca de modicidade tarifária.

Une-se a esses fatos a questão das licenças ambientais, motivo de dificuldades de viabilização e de garantia dos prazos para a entrada de novas obras e a restrição de oferta de gás natural, suporte fundamental à estratégia de garantia de suprimento de energia, pautada no grande número de usinas térmicas emergenciais que surgiram após o racionamento de energia verificado no ano de 2001.

Qualidade, confiabilidade, segurança e economia exigem uma utilização mais adequada dos recursos já existentes nas empresas ligadas ao processo de operação. A segurança, no contexto a ser abordado, se relaciona à operação dos diversos equipamentos de geração e transmissão dentro de limites previamente determinados pelos agentes ou pelo ONS, atendendo à carga prevista, com a manutenção dos limites de geração de potência ativa e reativa de equipamentos, do limite de fluxo de potência em linhas de transmissão e transformadores e do módulo de tensões nos barramentos dentro das referências mínimas e máximas estipuladas.

Conforme constatação do ONS, através do Grupo de Trabalho Minas Gerais, há restrições operativas vinculadas a recursos de compensação reativa capacitiva na região central de Minas Gerais, condição que impede eventualmente a manutenção da tensão em níveis adequados durante o horário de ponta, com reflexo na segurança operativa, o que poderá ser equacionado a partir de ampliações no sistema ou de uso otimizado dos recursos existentes, atendendo aos preceitos de eficiência e racionalidade econômica em um momento de grande cobrança social, expectativa de crescimento econômico e busca de modicidade tarifária.

Com relação à capacidade de transmissão do sistema de potência, que esteve durante longo período progresso atrelada à estabilidade angular e térmica, com potência reativa sendo disponibilizada ao sistema pelas linhas de transmissão, que operavam na maior parte do tempo abaixo de sua potência natural, percebe-se que houve alteração substancial do quadro. A realidade atual apresenta pontos da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN) com carregamentos superiores à potência natural das linhas. A partir desse patamar de carga, a taxa de variação da potência reativa instalada em relação à potência ativa da carga ($\Delta Q/\Delta P$) supera a unidade, o que gera a necessidade de que, para cada MW de carga agregada, haja necessidade de um Mvar de compensação.

Adicionalmente, verifica-se uma mudança de natureza das cargas, que apresentam tendência cada vez maior de crescimento da presença de componentes de característica de potência constante e indutiva, em relação às cargas de características resistivas.

Dentre os quesitos da qualidade inerentes à energia elétrica, o nível de tensão aparece em destaque, já que afeta os equipamentos instalados em sistemas elétricos, a confiabilidade de atendimento sistêmico e o próprio consumo. Em sistemas de grande porte, a excitação de unidades geradoras, compensadores síncronos e estáticos, transformadores com comutação sob carga, bancos de capacitores e reatores chaveados são os principais elementos utilizados no processo de controle de tensão.

No intuito de apontar opções à constante busca da excelência no processo de operação de sistemas elétricos, há diversas publicações que abordam temas tais como a estabilidade de tensão, buscando propostas que elevem o nível de segurança dos sistemas elétricos, técnicas de alocação de reserva de potência reativa, sob o enfoque da diferença entre a máxima potência reativa que o equipamento garante e o valor instantâneo verificado, metodologias para despacho de potência reativa, análises de sensibilidade e contingências a partir da manipulação dessa energia, além de vários outros.

A presente dissertação visa agregar valor dentro desse contexto, apresentando uma proposta de utilização da capacidade ociosa de bancos de capacitores instalados nas indústrias, em situações onde o suporte de potência reativa se faz necessário. Tal proposta se mostra adequada e oportuna, tendo em vista que os ingredientes necessários são apenas informações e métodos. Ressalta-se que o trabalho não tem o intuito de abordar o tema proposto sob o aspecto de estabilidade de tensão, atendo-se aos ganhos provenientes da disponibilização de maior margem de potência reativa.

A idéia de se explorar a capacidade ociosa de bancos de capacitores instalados em indústrias partiu do conhecimento sobre o comportamento dos

sistemas de potência advindo de experiência prática e acadêmica do autor desta dissertação e da equipe do LRC/UFMG no tema compensação reativa/controlado de tensão.

Conforme é detalhado neste texto, em capítulos posteriores, o comportamento da carga varia ao longo do dia. Durante o horário de ponta, caracterizado por maior demanda de potência, a tarifação horosazonal, que diferencia o custo da energia nos horários de ponta e fora de ponta, incentiva as indústrias a reduzirem sua produção. Observa-se que a capacidade de atendimento às cargas, durante o horário de ponta, baliza os investimentos efetuados no âmbito da Rede Básica.

Alia-se a essa redução de carga nas indústrias a provável diminuição do uso dos bancos de capacitores de sua propriedade, em função do fator de potência mínimo (0,92 indutivo para o horário de ponta), possibilitando uma menor utilização das fontes de potência reativa.

Por outro lado, no período de ponta, verifica-se a maior probabilidade da presença de níveis de tensão baixos, ou mesmo de pequena margem de potência reativa, caracterizando-se como o período de maior necessidade de disponibilidade de potência reativa no processo de operação do SIN.

Esta percepção do sistema elétrico e dos possíveis benefícios do uso de potência reativa das barras das grandes indústrias constitui a grande motivação para a realização deste trabalho de mestrado. Somam-se a esta motivação as condições favoráveis ao desenvolvimento da dissertação, considerando as facilidades decorrentes do acesso às informações da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) e a experiência da UFMG/LRC em pesquisas correlatas.

A revisão bibliográfica efetuada não apontou a existência de trabalhos que apresentassem similaridade à proposta descrita nesta dissertação, caracterizando, assim, o seu aspecto inovador.

Para atingir o objetivo pretendido, este trabalho partiu de uma pesquisa realizada junto a diversas empresas do estado de Minas Gerais para se avaliar a capacidade ociosa de potência reativa, durante o horário de ponta. Foi investigado o uso de tal capacidade em situações reais do sistema elétrico. O resultado dessa investigação serviu de base para a concepção de proposta de procedimentos a serem adotados pelo setor elétrico. Os resultados significativos obtidos [Silva-07a¹,07b] indicam o impacto potencial e a relevância do trabalho de mestrado aqui desenvolvido.

O presente trabalho está estruturado em 6 capítulos, referências bibliográficas e glossário, conforme abaixo:

- No capítulo 1, as informações necessárias à contextualização do objetivo do trabalho são apresentadas, denotando-se a motivação e a relevância da proposta desenvolvida.
- No capítulo 2, apresenta-se a correlação teórica existente entre o processo de controle de tensão de SEP, o fluxo de potência reativa e a utilização de bancos de capacitores *shunt*. Conceitua-se também fator de potência e descreve-se o processo de modulação de carga em indústrias brasileiras.
- No capítulo 3, apresenta-se a condição de operação da Rede Básica do estado de Minas Gerais e o resultado da pesquisa efetuada junto às indústrias do estado, supridas em tensão igual ou superior a 138 kV, identificando-se qualitativamente a disponibilidade de bancos de capacitores *shunt* não utilizados durante o horário de ponta.

¹ Trabalho premiado no IX EDAO – Encontro para Debates de Assuntos da Operação.

- No capítulo 4, avaliam-se condições operativas desfavoráveis verificadas na Malha de Transmissão da CEMIG, com posterior simulação através de fluxo de potência para demonstração de ganhos auferidos a partir do uso de bancos de capacitores de indústrias.
 - No capítulo 5, estruturam-se procedimentos que viabilizem a utilização da potência reativa capacitiva ociosa em indústrias nas situações em que houver necessidade sistêmica.
 - No capítulo 6, são apresentadas a conclusão geral e opções de continuidade do trabalho de pesquisa.
-

2 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

Neste capítulo são reunidos conceitos básicos relacionados à dissertação, tais como a definição de fator de potência e a correlação entre controle de tensão, potência reativa e bancos de capacitores shunt. Descreve-se, também, o processo de modulação de carga em indústrias brasileiras, viabilizando a contextualização da proposta de utilização dos bancos de capacitores de indústrias atendendo aos interesses de operação de sistemas elétricos, dentro do cenário atual do SIN.

2.1 Introdução

A utilização de equipamentos de compensação de potência reativa, principalmente de bancos de capacitores *shunt*, conforme já salientado, é largamente empregada nos sistemas elétricos.

Uma compensação reativa adequada, dentre outros benefícios, permite garantir maior e melhor aproveitamento do sistema elétrico existente, propiciar equilíbrio no balanço geração/consumo de potência reativa, ajustar fatores de potência (tanto da carga quanto da rede) e os módulos de tensão, tendo influência direta na capacidade de transmissão de potência nas redes.

Além dos benefícios citados, vale comentar que os capacitores *shunt* apresentam custo de aquisição inferior às demais alternativas, facilidade de

especificação, baixo tempo de montagem, facilidade de manutenção e de reposição de unidades danificadas.

Os tópicos tratados neste capítulo são fundamentais para a compreensão do impacto do uso de compensação *shunt* capacitiva no comportamento do SEP e, conseqüentemente, para o entendimento da estratégia proposta na dissertação.

2.2 Controle de Tensão – Conceitos Básicos

O tema Controle de Tensão e Compensação Reativa *Shunt* Capacitiva tem sido objeto de intensa pesquisa por parte das equipes do LRC/UFMG e da CEMIG, envolvendo trabalhos de natureza acadêmica e prática, incluindo projetos de P&D em parceria empresa-universidade. Várias referências mostram esta trajetória [Cardoso 99, Silveira 99, Chaves 01, 02, 03, 04, 05a, 05b, 07, Vale 00, 03, 04, 05a, 05b, Cortez 01, Valadares 01a, 01b, P&D-98, 04a]. A presente dissertação de mestrado foi estruturada a partir desses alicerces, cujos pontos básicos mais relevantes estão a seguir destacados.

2.2.1 Tensão x Potência Reativa

O consumo de energia elétrica se subdivide em duas componentes: a potência ativa, responsável pela realização do trabalho, e a potência reativa, vinculada ao surgimento e manutenção dos campos magnéticos necessários ao suprimento das cargas indutivas, largamente presentes em função da existência de motores, transformadores, fornos de indução, sistemas de iluminação, etc.

Os níveis de tensão estão fortemente vinculados ao fluxo e injeção de potência reativa. Esta característica pode ser verificada a partir do circuito apresentado na figura 2.1.

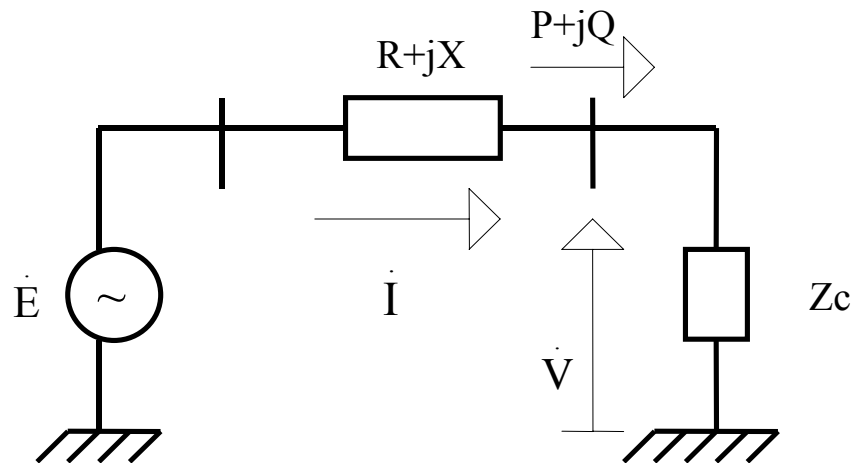


Figura 2.1 – Sistema modelo A

Neste exemplo [CESEP-05], uma fonte de tensão constante $E \angle 0^\circ$ supre uma carga Z_c , através de uma rede de impedância $R + jX$. A potência entregue à carga é $P + jQ$, para uma corrente $I \angle \phi$ e uma tensão $V \angle 0^\circ$.

O diagrama fasorial correspondente a este circuito é mostrado na figura 2.2.

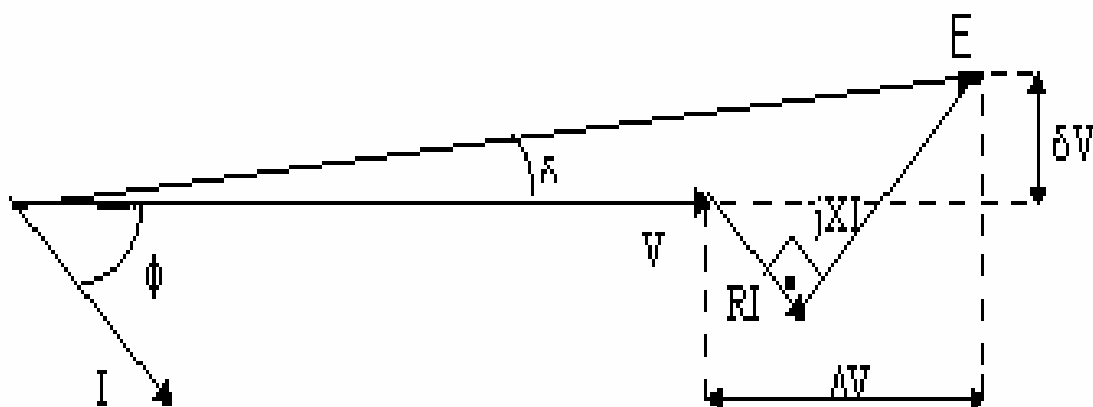


Figura 2.2 - Diagrama fasorial

Conforme o diagrama de tensões, tem-se:

$$E^2 = (V + \Delta V)^2 + \delta V^2 = (V + RI\cos\phi + XI\text{sen}\phi)^2 + (XI\cos\phi - RI\text{sen}\phi)^2 \quad (2.1)$$

Sendo:

$$P = VI \cos\phi$$

$$Q = VI \text{sen}\phi$$

Obtém-se:

$$E^2 = (V + \Delta V)^2 + \delta V^2 = \left(V + \frac{RP}{V} + \frac{XQ}{V}\right)^2 + \left(\frac{XP}{V} - \frac{RQ}{V}\right)^2 \quad (2.2)$$

Portanto,

$$\Delta V = \frac{RP + XQ}{V} \quad \text{e} \quad \delta V = \frac{XP - RQ}{V} \quad (2.3)$$

Considerando-se que o ângulo δ entre duas barras é normalmente pequeno nos sistemas de potência, pode-se desprezar o termo δV , chegando-se a:

$$E \approx V + \frac{RP + XQ}{V} \rightarrow E - V = \frac{RP + XQ}{V} \quad (2.4)$$

Como $R \ll X$ em linhas de transmissão:

$$E - V \approx \Delta V \approx \frac{XQ}{V} \quad (2.5)$$

A equação 2.5 sintetiza a relação entre a queda de tensão e o fluxo de potência reativa na rede. A queda de tensão é diretamente proporcional a Q.

Um aspecto de relevância é a análise da variação da potência reativa Q necessária para a manutenção da tensão V, durante variações da potência ativa P. Supondo uma variação de potência ativa para $P + \Delta P$, Q deverá variar para $Q + \Delta Q$, para se manter V constante.

A partir da equação 2.3, obtém-se a seguinte expressão para a potência reativa, para uma determinada barra, sendo K uma constante:

$$Q = \frac{\Delta V \cdot V}{X} - \frac{RP}{X} = K - \frac{RP}{X} \quad (2.6)$$

Considerando uma variação de potência ativa ΔP , o valor ΔQ necessário, para manter V constante, pode ser assim determinado:

$$Q + \Delta Q = K - \frac{R(P + \Delta P)}{X} = \left(K - \frac{RP}{X}\right) - \frac{R\Delta P}{X} = Q - \frac{R\Delta P}{X} \quad (2.7)$$

$$\therefore \Delta Q = -\frac{R\Delta P}{X} \quad (2.8)$$

Assim, para variações de potência ativa, deve-se injetar na barra uma quantidade de potência reativa de sinal adequado dada pela equação 2.8, a fim de se manter constante a tensão da barra.

Das considerações apresentadas neste item, podem ser identificadas duas questões básicas: (i) o forte impacto do fluxo de potência reativa na queda de tensão na rede e (ii) a influência da variação da injeção de potência reativa no controle da tensão nos barramentos.

Tendo em vista essas questões, deve-se procurar minimizar o fluxo de potência reativa pela rede, injetando-se reativo o mais próximo possível do local onde é necessário. Neste sentido, configura-se a estratégia do uso de bancos de capacitores *shunt* nas barras de carga.

Nessa perspectiva (evitar circulação desnecessária de potência reativa), a eventual utilização de bancos de capacitores situados em indústrias se mostra uma alternativa plausível, já que haveria compensação distribuída, em regiões de provável concentração de cargas, sob a premissa de que as grandes indústrias se concentram próximas aos grandes centros urbanos. Propicia, também, a alocação da reserva de potência reativa nos geradores, situação que agrega confiabilidade operativa.

Vale comentar que, como limitação, o capacitor *shunt* apresenta baixa eficiência na situação de baixos níveis de tensão, em razão de a potência reativa gerada ser proporcional ao quadrado do módulo da tensão.

2.2.2 Bancos de Capacitores x Máxima Transferência de Potência

O impacto da utilização de bancos de capacitores *shunt*, na transferência de potência da rede elétrica, apresenta aspectos positivos e negativos, merecendo, portanto, atenção. Tal análise requer a formulação do Teorema da Máxima Transferência de Potência, lembrado a seguir.

No circuito apresentado na figura 2.3, uma fonte de tensão constante \dot{E} supre uma carga Z_c , com fator de potência ϕ , através de uma rede com impedância Z , com ângulo θ . A tensão na barra de carga é \dot{V} .

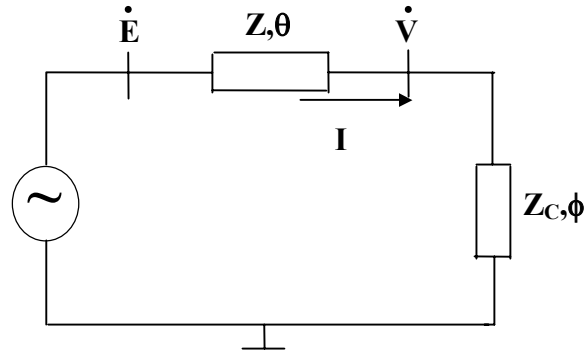


Figura 2.3 – Sistema modelo B

A partir do circuito, podem ser identificadas as seguintes expressões, onde I_{cc} é a corrente de curto-circuito:

$$\dot{I} = \frac{\dot{E}}{\dot{Z} + \dot{Z}_c} \quad \therefore \quad I = \frac{E}{|Z + Z_c|} \quad (2.9)$$

$$I = \frac{E}{\sqrt{Z^2 + Z_c^2 + 2ZZ_c \cos(\theta - \phi)}} = \frac{I_{cc}}{\sqrt{1 + \left(\frac{Z_c}{Z}\right)^2 + 2\frac{Z_c}{Z} \cos(\theta - \phi)}} \quad (2.10)$$

$$I_{cc} = \frac{E}{Z}$$

$$V = Z_c \cdot I = \frac{I_{cc} Z_c}{\sqrt{1 + \left(\frac{Z_c}{Z}\right)^2 + 2 \frac{Z_c}{Z} \cos(\theta - \phi)}} \quad (2.11)$$

$$P = V \cdot I \cos \phi = \frac{I_{cc}^2 Z_c \cos \phi}{1 + \left(\frac{Z_c}{Z}\right)^2 + 2 \frac{Z_c}{Z} \cos(\theta - \phi)} \quad (2.12)$$

Derivando-se a equação 2.12 em relação a Z_c (expressões 2.13 e 2.14), pode-se determinar o valor da impedância da carga que corresponderá à máxima potência de fornecimento:

$$\frac{\partial P}{\partial Z_c} = \frac{I_{cc}^2 \cos \phi \left[1 + \left(\frac{Z_c}{Z}\right)^2 + 2 \frac{Z_c}{Z} \cos(\theta - \phi) \right] - I_{cc}^2 Z_c \cos \phi \left[2 \frac{Z_c}{Z^2} + \frac{2}{Z} \cos(\theta - \phi) \right]}{\left[1 + \left(\frac{Z_c}{Z}\right)^2 + 2 \frac{Z_c}{Z} \cos(\theta - \phi) \right]^2} \quad (2.13)$$

$$\frac{\partial P}{\partial Z_c} = 0 \Rightarrow \left[1 + \left(\frac{Z_c}{Z}\right)^2 - 2 \left(\frac{Z_c}{Z}\right)^2 + 2 \frac{Z_c}{Z} \cos(\theta - \phi) - 2 \frac{Z_c}{Z} \cos(\theta - \phi) \right] = 0 \quad (2.14)$$

Estas equações mostram que o ponto, onde ocorre a máxima transferência de potência para a carga, é aquele em que a impedância da carga é igual à impedância da linha, em módulo ($Z_c = Z$).

As expressões seguintes, retiradas de [Lobato-98], indicam as razões entre a potência na carga e a potência máxima transmitida (P/P_{\max}), a tensão na carga e a da fonte (V/E) e a corrente no circuito e a corrente de curto-circuito (I/I_{cc}).

$$\frac{P}{P_{\max}} = \frac{2 \frac{Z_C}{Z} [1 + \cos(\theta - \phi)]}{1 + \left(\frac{Z_C}{Z}\right)^2 + 2 \frac{Z_C}{Z} \cos(\theta - \phi)} \quad (2.15)$$

$$\frac{V}{E} = \frac{\frac{Z_C}{Z}}{\sqrt{1 + \left(\frac{Z_C}{Z}\right)^2 + 2 \frac{Z_C}{Z} \cos(\theta - \phi)}} \quad (2.16)$$

$$\frac{I}{I_{cc}} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{Z_C}{Z}\right)^2 + 2 \frac{Z_C}{Z} \cos(\theta - \phi)}} \quad (2.17)$$

Estas relações permitem a análise do comportamento das grandezas P , V e I em função da variação da carga, conforme ilustrado no gráfico da figura 2.4.

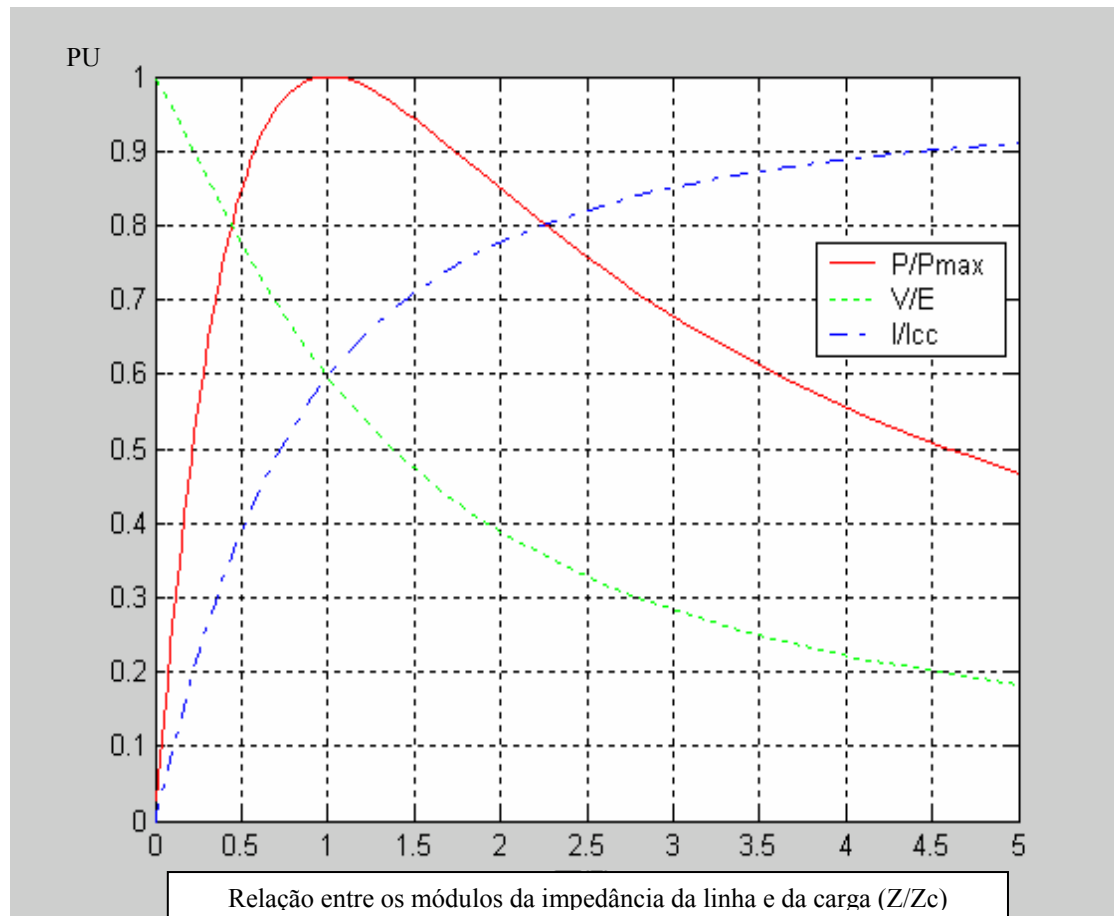


Figura 2.4 – Máxima transferência de potência

A análise do gráfico mostra que há um valor máximo de potência que pode ser transmitida à carga, que ocorre quando os módulos de Z_c e Z são iguais. Deste ponto em diante, a tentativa de se aumentar a carga implica uma queda de tensão muito mais significativa que o aumento da corrente, provocando uma diminuição na potência consumida por Z_c .

Uma outra forma de se estudar a variação das grandezas se faz por meio das chamadas curvas do tipo PV, como aquela mostrada na figura 2.5. O ponto de inflexão da curva ($P = 1$) caracteriza a condição de máxima transferência de potência.

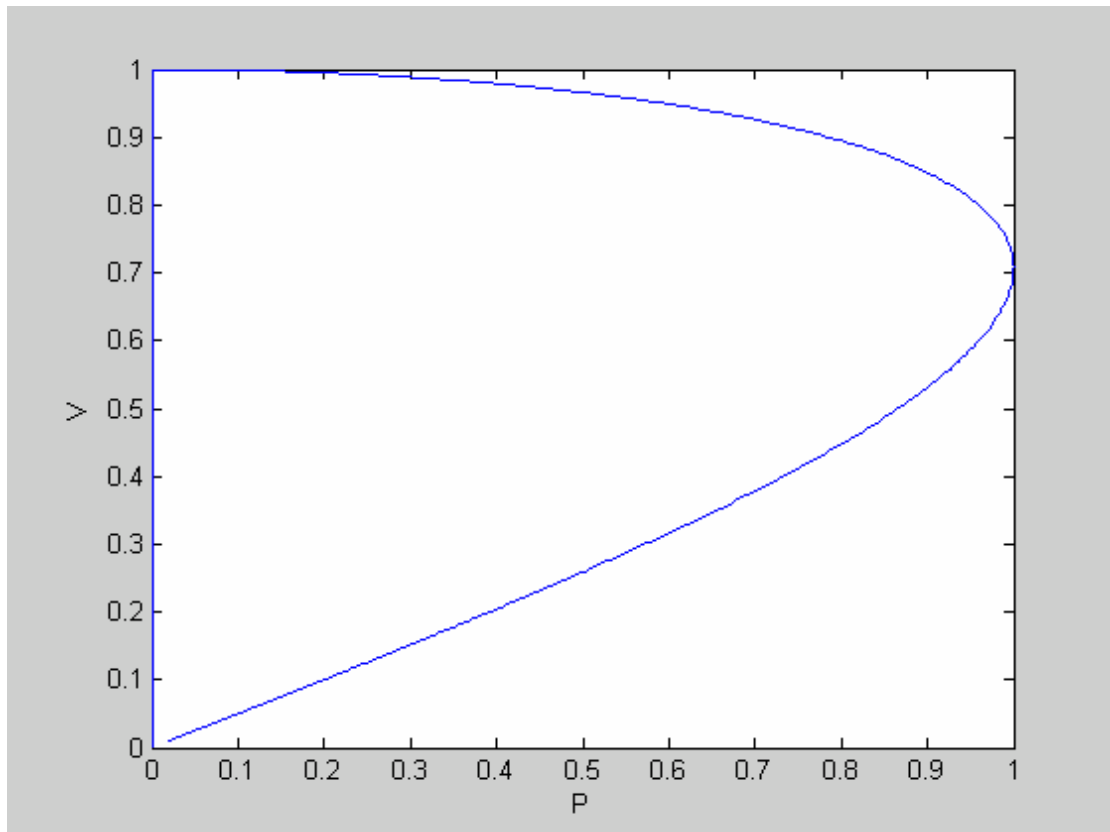


Figura 2.5 – Curva PV

Com relação às cargas, um modelo estático muito utilizado nas análises dos sistemas elétricos é o *polinomial*. Este caracteriza as cargas de acordo com a relação entre a potência consumida pelas mesmas e o módulo da tensão a elas imposta. Assim, considera a potência apenas como uma função da tensão e desconsidera a dependência com relação à frequência. Segundo este modelo, três tipos de carga são caracterizados:

- Impedância constante (Z_{cte}): a potência é diretamente proporcional ao quadrado da magnitude da tensão ($P \propto V^2$). É também conhecido como admitância constante.
- Corrente constante (I_{cte}): a potência é diretamente proporcional à tensão ($P \propto V$).

- Potência constante (P_{cte}): a potência é constante, independentemente da tensão.

Para cargas do tipo *potência constante* (motores, por exemplo), o ponto de máximo carregamento tem sido considerado o limite para a estabilidade de tensão², no contexto da análise estática. Vários são os fatores que contribuem para a ocorrência da perda de estabilidade de tensão, mas o tipo de carga alimentada é fundamental para o estabelecimento do fenômeno de instabilidade. A tentativa de se alimentar carga do tipo P_{cte} , além do ponto de máxima transferência, acarreta processo dinâmico da carga e, conseqüentemente, do sistema elétrico, fato que desencadeia a perda de estabilidade [CESEP-05].

Observa-se que, no ponto de máximo carregamento, tem-se uma *potência crítica* e uma *tensão crítica*, que variam de acordo com as condições do SEP, não sendo fixos para todas as situações. O SEP deve ser planejado e operado para que este ponto seja evitado.

No contexto desta dissertação, é importante analisar qual o impacto do uso de bancos de capacitores *shunt* no comportamento do SEP, quanto à estabilidade de tensão. A partir das curvas PV mostradas na figura 2.6, percebe-se que o ponto de máximo carregamento varia para diferentes fatores de potência da carga. Quanto mais capacitiva é a característica da carga, maior a potência do ponto de máximo carregamento. Entretanto, este passa a ocorrer para maiores valores de tensão.

² Estabilidade de Tensão: Segundo CIGRÉ, um sistema de potência em um dado ponto de operação e sujeito a uma determinada perturbação é estável, sob o ponto de vista da estabilidade de tensão, se as tensões nas cargas das regiões próximas são capazes de atingir novos valores de equilíbrio pós-perturbação.

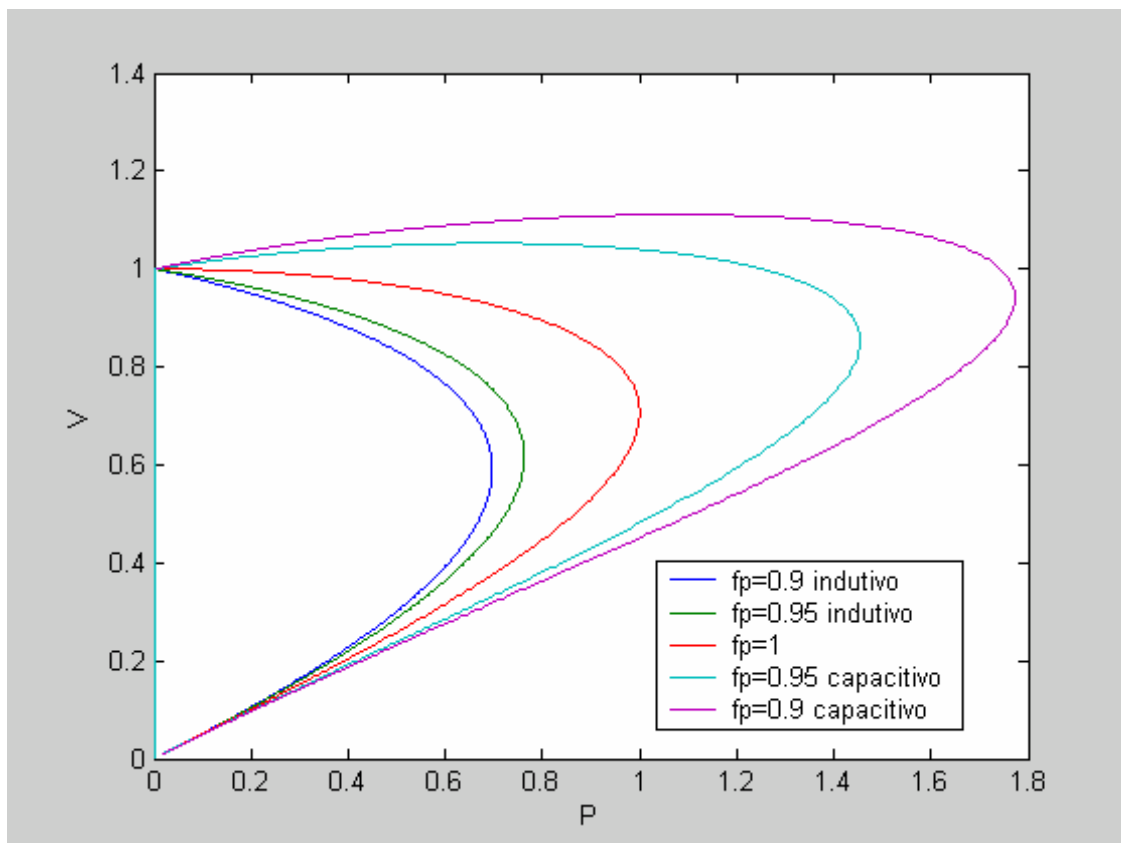


Figura 2.6 – Variação da curva PV para diferentes fatores de potência

A análise das curvas PV permite perceber dois aspectos relativos à utilização de bancos *shunt* capacitivos, com respeito à estabilidade de tensão:

- Aspecto positivo: o uso eleva a capacidade de entrega de potência ativa pela rede, pois aumenta a potência na qual ocorre o ponto de máxima transferência.
- Aspecto negativo: o uso eleva o valor da tensão no qual ocorre o máximo carregamento. Este fato pode se tornar um problema, quando a rede alimenta cargas do tipo P_{cte} , e o valor crítico de tensão se aproximar da faixa operacional.

A utilização de equipamentos de compensação de potência reativa, principalmente de bancos de capacitores *shunt*, é largamente empregada em sistemas elétricos, uma vez que influencia diretamente na capacidade de transmissão de potência nas redes.

Sendo assim, se um sistema de transmissão estiver compensado de forma inadequada, este poderá estar sendo utilizado abaixo de sua real magnitude, ou estar operando em um ponto próximo à instabilidade de tensão. Estas questões são tratadas detalhadamente em [Chaves-07].

2.2.3 Correção do Fator de Potência

Conforme tratado em itens anteriores, a circulação de potência reativa, para a carga, a partir do parque gerador, onera o sistema com fluxos desnecessários, responsáveis por aumento de carregamentos e redução do perfil de tensão.

Uma das maneiras de se evitar tal circulação é a injeção de potência reativa próxima à carga, e a exigência da correção do fator de potência pelas indústrias submetidas à tarifação horosazonal atua neste sentido. Tal correção é, normalmente, realizada por meio da instalação de bancos de capacitores nas indústrias.

Neste item, destaca-se a definição de fator de potência adotada neste trabalho, o uso de bancos para a sua correção e aspectos legislativos pertinentes.

2.2.3.1 Fator de Potência (FP) - Definição

Para ondas não senoidais, o fator de potência é representado pela equação 2.18, sendo “S” a potência aparente, “P” a potência ativa instantânea média, “T” o período da onda e $v_i(t)$ e $i_i(t)$ correspondendo, respectivamente, aos valores instantâneos de tensão e de corrente. “VRMS” e “IRMS” se referem aos valores “RMS” da tensão e da corrente.

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{\frac{1}{T} \int_0^T v_i(t) \cdot i_i(t) \cdot dt}{V_{RMS} \cdot I_{RMS}} \quad (2.18)$$

Caso apenas a corrente não seja senoidal, o fator de potência é calculado pela equação 2.19, onde “ I_1 ” é o valor “RMS” da componente fundamental da corrente, “ I_{RMS} ” o valor “RMS” da corrente total e “ $\cos \phi$ ” corresponde ao cosseno da defasagem entre a tensão e a componente fundamental da corrente.

$$FP = \frac{I_1}{I_{RMS}} \cos \phi_1 \quad (2.19)$$

O fator de potência, assim, pode ser caracterizado por duas componentes:

- Fator forma - relação entre as correntes:

$$Ff = \frac{I_1}{I_{RMS}} \quad (2.20)$$

- Fator de deslocamento - termo em cosseno:

$$Fd = \cos \phi_1 \quad (2.21)$$

Ressalta-se que, nesta dissertação, em razão da análise considerar o sistema elétrico em regime permanente senoidal, o fator de potência torna-se igual ao fator de potência de deslocamento ($\cos \phi$).

2.2.3.2 Bancos de Capacitores na Correção do Fator de Potência

No contexto do sistema elétrico nacional, onde se verifica a contínua evolução das redes em termos de dimensão, o crescimento das cargas nem sempre é acompanhado da expansão necessária. A aplicação de regras de operação cada vez mais rigorosas faz com que propostas de otimização de recursos sejam bem-vindas, principalmente quando o esforço de implementação não onera a tarifa de energia elétrica.

O desempenho das atividades sob responsabilidade das equipes de operação (nas estações e centros de controle) requer a maximização dos recursos disponíveis. Neste sentido, se enquadra a proposta de compartilhamento do controle dos bancos de capacitores dos grandes clientes, hoje de uso restrito aos interesses das indústrias proprietárias, no controle sistêmico de potência reativa.

As indústrias, tanto aqui quanto na maioria dos países, seguem a estratégia de abordagem do tema correção de fator de potência conforme estipulado na legislação aplicada, que estabelece valores de referência a serem obedecidos, que se aproximam mais ou menos do valor unitário. Com isso, investem o necessário à compensação das suas cargas. Para efeito ilustrativo, enquanto o valor mínimo do fator de potência no Brasil é de 0,92, na França atinge 0,93, na Argentina 0,95 e na Alemanha 0,96.

Usualmente, a instalação de bancos de capacitores para correção de fator de potência em indústrias apresenta as seguintes possibilidades:

- Instalação no lado de alta tensão da transformação localizada na entrada da planta, garantindo o valor do fator de potência sob o ponto de vista da concessionária de energia elétrica.
- Instalação no lado de baixa tensão da transformação localizada na entrada da planta, solução normalmente acompanhada de processos automáticos de inserção e retirada dos equipamentos.
- Instalação de bancos de capacitores ligados a grupos de cargas, garantindo a compensação de áreas específicas da planta industrial.
- Instalação de bancos de capacitores ligados diretamente a equipamentos com necessidade de correção do fator de potência.
- Utilização das soluções descritas acima de forma mista.

O local de instalação dos equipamentos pode ter influência significativa na viabilidade de disponibilização dos bancos de capacitores para atendimento a interesses sistêmicos.

Observando a situação sob o ponto de vista da operação do sistema elétrico e da indústria, se encontra a ANEEL, com possibilidade de legislar em favor da utilização dos recursos de forma a beneficiar ambas as partes.

2.2.3.3 Aspectos Legislativos Nacionais

De acordo com [DNAEE-68 e 75], as concessionárias de energia elétrica deveriam adotar o fator de potência de 0,85 como referência para limitar o fornecimento de energia reativa.

Em [DNAEE-92], reiterou-se a obrigatoriedade de se manter o fator de potência o mais próximo possível do valor unitário, tanto pelas concessionárias quanto pelos consumidores, recomendando, ainda, o estabelecimento de um limite de referência para o fator de potência indutivo e capacitivo, além da forma de avaliação e do critério de faturamento da energia reativa excedente ao limite.

A legislação estabelecida pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE implementou uma nova forma de avaliação, com aumento do limite mínimo do fator de potência de 0,85 para 0,92, e a definição da necessidade de faturamento da energia reativa capacitiva excedente e da redução do período de avaliação do fator de potência de mensal para horário, a partir de 1996.

Em [ANEEL-00], foram estabelecidas condições gerais de fornecimento de energia elétrica e definidos e atualizados os aspectos legais em vigor no sistema interligado brasileiro referente ao assunto. O fator de potência, para as unidades consumidoras, no que se refere a faturamento, deve ser verificado pela concessionária por meio de medição apropriada, aplicando-se aos seguintes consumidores:

- Unidades consumidoras do Grupo “A”, composto de unidades consumidoras com fornecimento de tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste grupo, de forma obrigatória e permanente.
- Unidades consumidoras do Grupo “B”, composto de unidades consumidoras com fornecimento de tensão inferior a 2,3 kV, de forma facultativa.

Na condição sob interesse desta dissertação, o escopo se reduz aos subgrupos “A1”, com tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV, e “A2”, com tensão de fornecimento de 88 a 138 kV.

O faturamento de unidades consumidoras do Grupo “A”, referente ao consumo de energia elétrica e demanda de potência reativa, ocorre nas situações em que o fator de potência da unidade consumidora, indutivo ou capacitivo, for inferior a 0,92.

2.2.3.4 Comentários

Sob a premissa de que o objetivo das grandes indústrias, sob o aspecto de instalação de bancos de capacitores, é atender à legislação referente à correção do fator de potência, sendo o controle de tensão responsabilidade exclusiva das concessionárias de energia ou do ONS, a desotimização de utilização dos recursos de compensação reativa em indústrias pode atingir a montantes substanciais, tendo em vista o grande patamar de redução de produção industrial no horário de ponta.

Investimentos, que em última instância se tornam ônus para toda a sociedade, poderiam ser reduzidos, a partir do compartilhamento operativo dos

equipamentos de compensação reativa instalados nas indústrias. Adicionalmente, tal compartilhamento poderia propiciar melhoria na confiabilidade do suprimento de energia em situações onde se verificam atrasos de ampliações, crescimento de carga acima do previsto ou indisponibilidade de equipamentos de transmissão ou geração.

2.3 Modulação de Carga em Indústrias

O consumo de energia elétrica é dinâmico e varia constantemente ao longo do dia. A figura 2.7 [CEMIG-06], apresenta o comportamento típico de variação de consumo de energia em um mercado de eletricidade. Esse comportamento resulta das influências individuais das várias classes de consumo que normalmente compõem o mercado: industrial, comercial, residencial, iluminação pública, rural e outras.

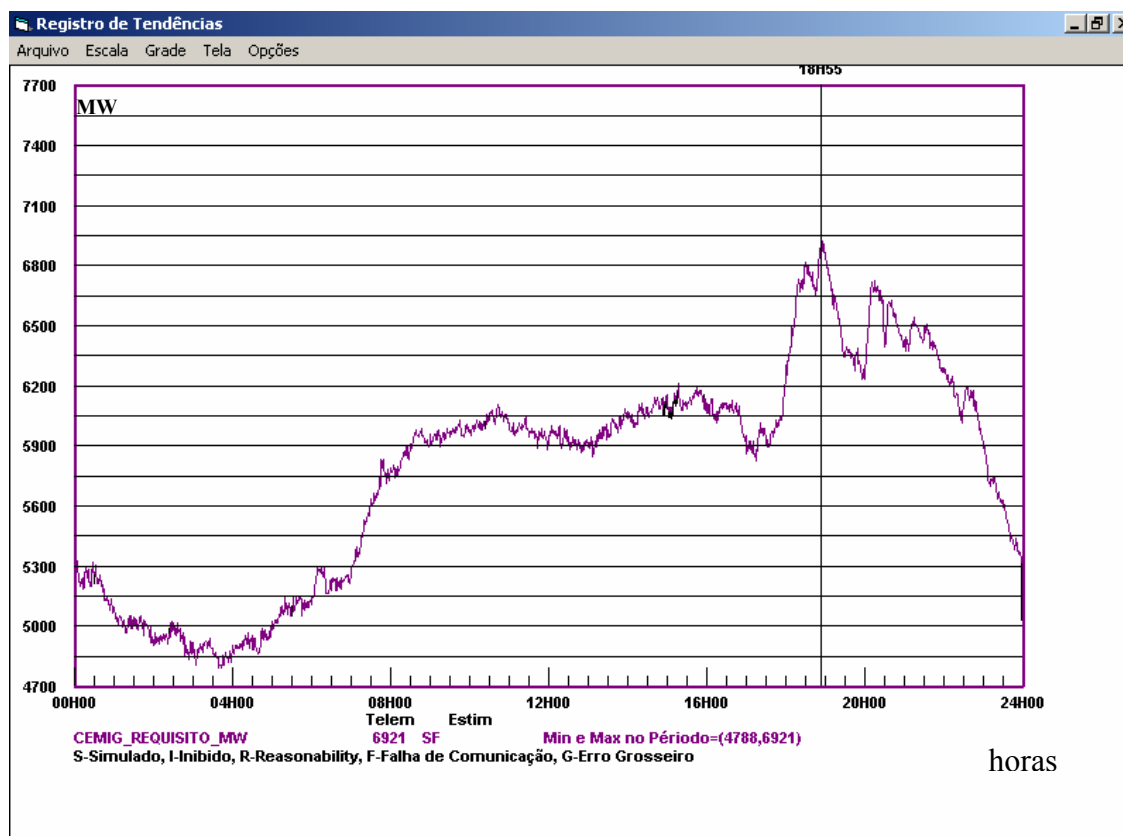


Figura 2.7 – Consumo de energia elétrica - 12/09/06 - CEMIG

O horário de maior consumo de energia no sistema é comumente denominado "horário de ponta", que corresponde ao intervalo de 3 horas consecutivas, compreendido entre as 17h e 22h, de segunda à sexta-feira, variando conforme a região do país. O "horário fora de ponta" corresponde às horas complementares àquelas relativas ao horário de ponta, acrescido do total das horas dos sábados, domingos e feriados nacionais.

Além da questão horária, o comportamento do mercado de eletricidade ao longo do ano varia regularmente, em função da temperatura, do horário de verão, dos períodos letivos escolares, etc. Ressalta-se que o período de maior consumo de energia elétrica no Brasil coincide com o auge do período seco, com menor disponibilidade de geração hidráulica.

Em razão da disponibilidade hídrica, define-se a época do ano denominada "período seco", compreendido entre maio e novembro de cada ano, e o denominado "período úmido", de dezembro de um ano até abril do ano subsequente.

O atendimento ao mercado no período seco depende da capacidade de armazenamento dos reservatórios das usinas hidráulicas. O fornecimento de energia no período seco tende a ser mais oneroso, ocasionando a necessidade de construção de grandes reservatórios, ou até mesmo a geração de energia a partir de fontes de custo mais elevado, como geração a gás ou óleo por meio de termoelétricas.

A diminuição do investimento em expansão do sistema, para atendimento da carga durante o horário de ponta, motiva a estratégia de modulação de carga industrial.

2.3.1 Modulação da Carga

De acordo com [Lage-95], a modulação da carga corresponde à redução percentual do valor de demanda no horário de ponta em relação ao horário fora de ponta. É determinada em função do aumento de custo da energia elétrica no período de ponta, tendo como reflexo a redução do investimento necessário à expansão dos parques de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, que ocorrem em função dos maiores valores de carga previstos.

Em termos práticos, a modulação consiste em desligamentos de equipamentos vinculados aos processos produtivos, como motores e fornos elétricos, reduzindo-se o patamar de produção durante o período.

A figura 2.8 [CEMIG-06], disponibiliza exemplo real de redução de consumo industrial no horário de ponta no estado de Minas Gerais, com valor máximo verificado de 690 MW.

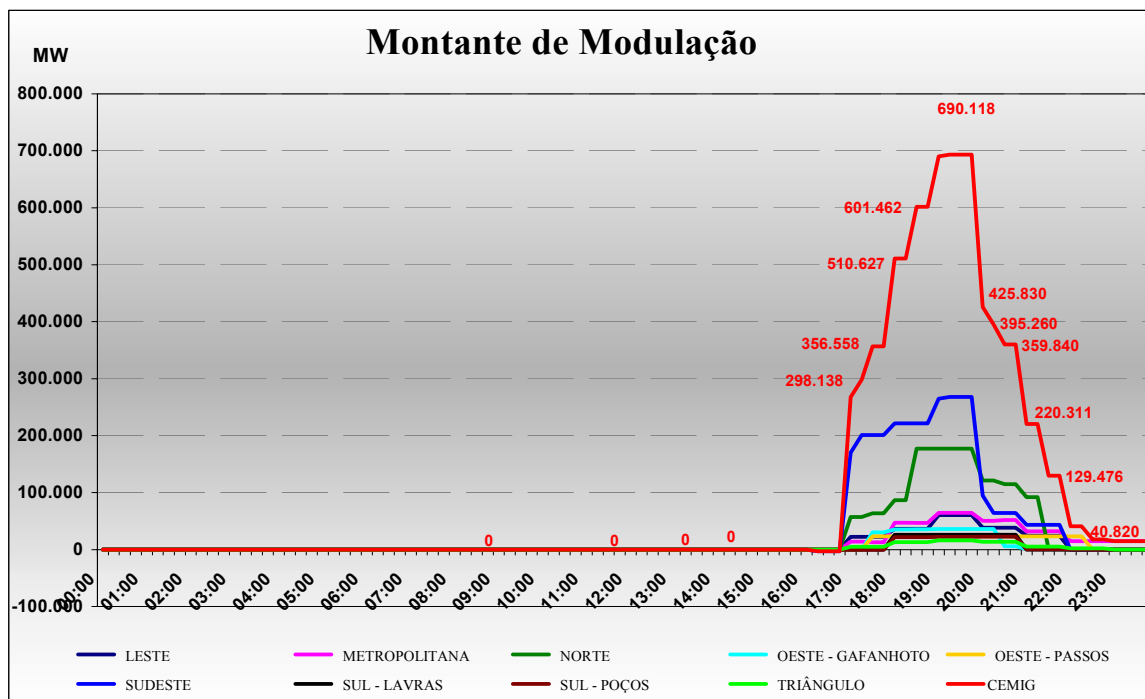


Figura 2.8 – Redução de consumo em indústrias – MG - 2006

O gerenciamento de carga no sistema interligado brasileiro é uma atividade de fundamental importância, em razão de ser uma alternativa de adequação do uso da energia de baixo custo para a sociedade.

A metodologia de modulação de carga em indústrias vem sendo utilizada desde a década de 1930 no mundo, quando se iniciaram as experiências com o controle direto da demanda de energia, já tendo se incorporado à rotina de operação dos sistemas elétricos em vários países.

Até 1981, no Brasil, não havia alteração de preços para consumo durante as horas do dia e períodos do ano. O resultado era um acréscimo natural de

demanda durante o início da noite, já que grande parte das indústrias e do comércio continua com os respectivos processos produtivos nesse horário, causando transtornos para as áreas de operação. O equacionamento das cargas passou a receber cada vez mais atenção, em função de seus impactos na transmissão e distribuição, já que visa reduzir os riscos associados ao fornecimento de energia e agrega confiabilidade e economia. No Brasil a tarifação horosazonal, definida em [ANEEL-00], é que induz aos maiores resultados.

Para adequar as tarifas à realidade do custo de expansão do sistema elétrico, de acordo com o horário de consumo, tal modalidade de tarifação vem sendo adotada desde 1982, basicamente para consumidores industriais e comerciais. Essa estrutura tarifária trouxe, como principal benefício, a melhoria do fator de carga do sistema interligado brasileiro, orientando o consumo de energia elétrica para horas do dia em que o fornecimento é menos oneroso.

Em cada classe, são definidos quatro preços para a demanda e quatro preços para a energia, diferenciados de acordo com o período do ano e o horário do dia, conforme abaixo:

- horário de ponta em período seco.
- horário de ponta em período úmido.
- horário fora de ponta em período seco.
- horário fora de ponta em período úmido.

A tarifa horosazonal, com suas categorias “Azul” e “Verde”, compreende a sistemática de aplicação de tarifas e preços diferenciados de acordo com o horário do dia e períodos do ano. Como a tarifação horosazonal, estruturada com dois componentes básicos ligados ao seu preço, um relativo à demanda de potência (W) e outro que se refere ao consumo de energia (Wh), é compulsória para consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV,

seu efeito redutor de demanda da carga é bastante expressivo, em função da forte participação do consumidor industrial na composição do mercado.

A tarifação “Azul” consiste da aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia.

A modalidade “Verde” se diferencia dessa última apenas por considerar uma única tarifa de demanda de potência.

Tarifas de ultrapassagem são aplicadas à parcela da demanda medida que superar o valor da demanda contratada, no caso de tarifas horosazonais, respeitados os respectivos limites de tolerância. Os consumidores do grupo “A” (alta tensão), aqueles atendidos em tensão de fornecimento igual ou superior a 2,3 kV ou ligados em baixa tensão em sistema de distribuição subterrâneo, mas considerados para efeito de faturamento como de alta tensão, pagam pelo consumo, pela demanda e por baixo fator de potência, mediante três tipos de tarifação: convencional, horosazonal azul e horosazonal verde.

Os consumidores do grupo “B” (baixa tensão) são divididos em três tipos de tarifação: residencial, comercial e rural. Nesse grupo, os consumidores pagam apenas pelo consumo medido.

2.3.2 Comentários

Um efeito adicional do processo de modulação é a menor necessidade de utilização de bancos de capacitores para que se consiga atingir o fator de potência mínimo estipulado, o que, teoricamente, pode causar ociosidade dos equipamentos de grandes clientes no período. Conseqüentemente, sob o ponto

de vista de energia reativa, há fonte disponível e não utilizada para a finalidade de controle de tensão. O uso de tal investimento, feito pelas indústrias, requer, a título de se aumentar a eficiência do processo de operação do sistema elétrico como um todo, pouco esforço, apenas informações e métodos.

No contexto desta dissertação, vislumbra-se a utilização segmentada dos recursos, com objetivos distintos, tendo a indústria o interesse de correção do fator de potência e os agentes responsáveis pela operação do sistema a responsabilidade de execução do controle de tensão, de forma independente e não coordenada. Para atender aos interesses da sociedade, definiu-se a necessidade de caracterização do problema e de construção de uma proposta de uso otimizado dos recursos de compensação reativa.

2.4 Considerações Finais

Do exposto neste capítulo, percebe-se que a proposta de utilização dos bancos de capacitores *shunt* das indústrias, na operação do sistema elétrico como um todo, vem ao encontro das expectativas de uma maior e melhor utilização dos recursos disponíveis no SEP.

Aspectos positivos de maior confiabilidade, eficiência do processo operativo, dentre outros, são esperados.

Apesar dos diversos indicativos favoráveis à proposta, para que esta pudesse efetivamente ter aplicação prática, a pesquisa de mestrado apontou a necessidade de serem desenvolvidas as seguintes investigações:

- Levantamento de informações junto às indústrias – no caso deste trabalho, aquelas do estado de Minas Gerais.
- Análise dos resultados de aplicação da proposta com simulação em sistemas reais, utilizando o aplicativo “Sistema de Análise de Redes – Modo de Estudo”, desenvolvido em convênio entre a CEMIG e a UNICAMP.
- Criação de procedimentos gerais que pudessem ser implantados no setor elétrico.

Os resultados dessas investigações são os temas dos capítulos seguintes.

3

DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA REATIVA EM INDÚSTRIAS

Nesse capítulo se desenvolve a base da proposta apresentada nesta dissertação. Apresenta-se a condição de operação da Rede Básica do estado de Minas Gerais e o resultado de pesquisa efetuada junto às indústrias da área, supridas em tensão igual ou superior a 138 kV, identificando-se quantitativamente a disponibilidade de bancos de capacitores shunt não utilizados durante o horário de ponta.

3.1 Introdução

Com o objetivo de detectar o montante de potência reativa ociosa no sistema, durante o horário de ponta, foi efetuada uma pesquisa, abrangendo todas as indústrias atendidas em níveis de tensão de 138 kV e 230 kV vinculadas à CEMIG, nos segmentos de Transmissão e Distribuição. A pesquisa incluiu questões sobre a demanda máxima contratada de potência ativa, a potência total instalada de banco de capacitores *shunt* e a potência reativa utilizada (banco de capacitores), às 18h30 do dia 18/04/06. A pesquisa foi repetida no dia 09/05/06, com o objetivo de atingir indústrias que não responderam às questões na primeira oportunidade.

Antes da apreciação dos resultados da pesquisa, cabe apresentar o cenário operativo da Malha de Transmissão responsável pelo suprimento das indústrias avaliadas.

3.2 Caracterização do Sistema Elétrico sob Análise – Condição Operativa

A área Minas Gerais é caracterizada por uma região de geração localizada no triângulo mineiro, nas bacias dos Rios Paranaíba e Grande, e por uma área de maior concentração de carga localizada na região central do Estado, pontos que distam aproximadamente 400 km. A malha em questão pode ser observada através da figura 3.1 [CEMIG-06].



Figura 3.1 - Rede básica do estado de Minas Gerais - 09/05/06

A operação da área esteve sob a responsabilidade do Centro de Operação do Sistema da CEMIG, como centro contratado pelo ONS, desde março de 1999 até 22 de agosto de 2006, momento em que a responsabilidade foi transferida para um centro de operação próprio do ONS (COSR-SE).

Há forte componente industrial agregado ao suprimento de energia elétrica, aproximadamente 60%, concentrados principalmente nas regiões norte e sudeste do Estado.

O fluxo de potência da região do triângulo mineiro para a área central ocorre por meio de longas linhas de transmissão em tensão de 345 kV (área vinculada à geração do Rio Grande) e 500 kV (área vinculada à geração do Rio Paranaíba).

O cenário operativo favorável ou desfavorável está relacionado a diversos fatores, dentre eles, a disponibilidade dos equipamentos de transmissão, a condição de despacho de geração, a situação de fluxo nas interligações com outras áreas, a condição de consumo de carga e o perfil de tensão.

O parâmetro estabelecido para monitoramento do nível de segurança operativa na região central do Estado é o denominado Fluxo Minas Gerais (FMG). Este é composto pela potência ativa que supre a região, composta pelas linhas de 500 kV, 345 kV, transformação 345/138 kV na subestação Itutinga e linha de transmissão Coromandel – Vazante 138 kV.

Há valores limites para o FMG, que garantem o nível de confiabilidade e balizam a definição dos regimes de operação para controle de tensão, definidos a partir dos patamares de cargas leve, média e pesada, que apresentam faixas de tensão a serem atendidas de forma diferenciada, em limites mínimos e máximos.

Além da Rede Básica, há um parque extenso de linhas de transmissão de 138 e 69 kV, que cortam todo o Estado, suprindo as cargas em níveis de tensão de distribuição.

A extensão das malhas de transmissão e subtransmissão, bem como a configuração elétrica, definem áreas de suprimento de energia com características específicas e às vezes conflitantes. As regiões de características eminentemente industriais, durante o horário de ponta, tendem a apresentar cargas inferiores às verificadas em horários de carga média, em função da elevação de consumo residencial e comercial do período não compensar a grande redução de consumo de potência ativa das indústrias. As regiões sudeste e norte do estado de Minas Gerais apresentam essa característica. Devido a esse fato, enquanto regiões de característica residencial, como a região metropolitana, estão em período de carga pesada, as áreas com predominância de cargas industriais apresentam a necessidade de manutenção de perfis de tensão de carga média, ou até mesmo leve, ocasionando a exploração máxima dos recursos de potência reativa das regiões através de ações antagônicas, de elevado nível de complexidade.

A disponibilidade de suporte de potência reativa se torna fundamental à manutenção da confiabilidade e qualidade do fornecimento de energia da região, frente às dificuldades operativas inerentes à malha elétrica.

Os equipamentos de controle disponíveis para utilização na Rede Básica do estado de Minas Gerais em setembro de 2006 estão apresentados na tabela 3.1, conforme [ONS-02].

Tabela 3.1 - Equipamentos de controle de tensão - MG - fonte: [ONS-02]

Equipamento	Capacidade Instalada / Característica	Local
LTC <i>Load Tap Changer</i>	<p>4 x 330/145-13,8 kV - 150 MVA</p> <p>2 x 345/138-13,8 kV - 225 MVA</p> <p>2 x 345/138-13,8 kV - 150 MVA</p> <p>2 x 345/138-13,8 kV - 225 MVA</p> <p>3 x 345/230-13,8 kV - 225 MVA</p> <p>3 x 345/138-13,8 kV - 150 MVA</p> <p>3 x 345/138-13,8 kV - 150 MVA</p> <p>2 x 500/138-13,8 kV - 300 MVA</p> <p>1 x 230/161-13,8 kV - 150 MVA</p> <p>1 x 230/138-13,8 kV - 225 MVA</p> <p>4 x 230/138-13,8 kV - 66 MVA</p> <p>2 x 525/138-13,8 kV - 300 MVA</p> <p>2 x 525/138-13,8 kV - 300 MVA</p> <p>1 x 230/69-13,8 kV - 66 MVA</p> <p>1 x 230/13,8 kV - 33,2 MVA</p>	<p>SE Barreiro</p> <p>SE Itutinga (CEMIG)</p> <p>SE Jaguará</p> <p>SE Taquaril</p> <p>SE Taquaril</p> <p>SE Várzea da Palma 1</p> <p>SE Montes Claros 2</p> <p>SE S. Gonçalo do Pará</p> <p>SE Ipatinga 1</p> <p>SE Ipatinga 1</p> <p>SE Gov. Valadares 2</p> <p>SE Itajubá 3</p> <p>SE Vespasiano 2</p> <p>SE Itabira 2</p> <p>SE Itabira 2</p>
Capacitor	<p>3 x 41,0 Mvar - 138 kV</p> <p>4 x 28,8 Mvar - Terciário T3 - 500/230/13,8 kV</p> <p>6 x 6 Mvar - Terciário T1 e T2 - 345/138/13,8 kV</p> <p>1 x 28,8 Mvar - Terciário T1 - 345/230/13,8 kV</p> <p>2 x 28,8 Mvar - Terciário T2 - 345/230/13,8 kV</p> <p>6 x 6 Mvar - Terciário T3 e T4 - 345/138/13,8 kV</p> <p>6 x 6 Mvar - Terciário T3 e T5 - 345/138/13,8 kV</p> <p>2 x 15,2 Mvar - Terciário T4 - 345/138/13,8 kV</p> <p>1 x 16,6 Mvar - 138 kV</p> <p>1 x 15,7 Mvar - 138 kV</p>	<p>SE Neves 1</p> <p>SE Mesquita</p> <p>SE Barbacena 2</p> <p>SE Taquaril</p> <p>SE Taquaril</p> <p>SE Lafaiete</p> <p>SE J. Fora 1</p> <p>SE J. Fora 1</p> <p>SE V. Palma 1</p> <p>SE Montes Claros 2</p>

Equipamento	Capacidade Instalada / Característica	Local
Reator	<ul style="list-style-type: none"> • 2 x 20 Mvar – Terciário T2 - 345/138 kV • 1 x 91 Mvar – 500 kV • 1 x 100 Mvar – LT 500 kV Emborcação/São Gotardo • 2 x 91 Mvar - LT 500 kV B.Despacho3/Jaguara C1 e C2 • 1 x 50 Mvar – 345 kV • 4 x 50 Mvar – Terciário T1 e T2 - 500/345/13,8 kV • 1 x 91 Mvar – 500 kV • 1 x 60 Mvar – LT 345 kV Ouro Preto 2 / Vitória • 1 x 91 Mvar – 500 kV • 2 x 50 Mvar – Terciário T1 e T2 - 500/138/13,45 kV • 1 x 91 Mvar – 500 kV 	<p>SE Barreiro</p> <p>SE Bom Despacho 3 UHE Emborcação</p> <p>SE Jaguara</p> <p>SE Montes Claros 2 SE Neves 1</p> <p>SE Neves 1 SE Ouro Preto 2</p> <p>SE Ouro Preto 2 SE São Gonçalo do Pará São Gotardo 2</p>
Compensador Síncrono	<ul style="list-style-type: none"> • 1 x + 48/-15 Mvar • 1 x +100/-60 Mvar • 2 x +100/-60 Mvar 	<p>SE Barreiro 1</p> <p>SE Mesquita</p> <p>SE Neves 1</p>
Compensador Estático	<ul style="list-style-type: none"> • c/0 capacitores = +20 / -80 Mvar • c/1 capacitores = +47 / -53 Mvar • c/2 capacitores = +74 / -26 Mvar • c/3 capacitores = +100 / 0 Mvar 	<p>SE Ouro Preto 2</p>

Equipamento	Capacidade Instalada / Característica	Local
Geração	Tensão de Geração	UHE Aimorés UHE Camargos UHE Capim Branco 1 UHE Funil (Grande) UHE Guilman-Amorim UHE Igarapava UHE Irapé UHE Itutinga UHE Miranda UHE Picada UHE Porto Estrela UHE Queimado UHE Risoleta Neves UHE Sá Carvalho UHE Salto Grande UHE Santa Clara UHE Sobragi UHE Três Marias UTE Ibirité UTE Igarapé UTE Juiz de Fora

O Centro de Operação do Sistema da CEMIG efetua o monitoramento dos valores de tensão das barras da Rede Básica, utilizando telas específicas de um Sistema de Supervisão e Controle Distribuído, que apresenta as faixas de tensão de cada barra controlada para o regime de carga em andamento e os recursos de controle disponíveis, sendo a maioria deles manobrados de forma centralizada, por processo de telecontrole.

O controle de tensão, normalmente estabelecido para manutenção dos limites inferiores e superiores dos regimes de carga leve, média e pesada, também pode ser efetuado dentro de limites estabelecidos para situações de contingências, valores esses que são determinados considerando-se o menor valor possível de tensão em barramentos de referência, com manutenção dos níveis de segurança operativa legalmente estabelecidos.

Nos anos de 2005 e 2006 houve dificuldade de controle de tensão da Rede Básica da área Minas Gerais. Com a entrada em operação da linha de transmissão em 345 kV Ouro Preto 2 – Vitória, que opera com fluxo de potência ativa no sentido Minas Gerais - Espírito Santo, ocorrida no dia 25 de março de 2005, houve elevação do carregamento das linhas de 500 kV e 345 kV provenientes do triângulo mineiro, com redução significativa do perfil de tensão da região central do estado de Minas Gerais.

O cenário energético também foi desfavorável à operação da região, em virtude de elevado recebimento energético via interligação norte-sul, com recebimento de energia na região Sudeste em patamares elevados, e conseqüente elevação de carregamento nas linhas de transmissão em 500 kV do triângulo mineiro, causando redução do perfil de tensão da Rede Básica supridora do estado de Minas Gerais.

Essas razões, somadas a elevados valores de consumo de energia e atraso de algumas obras de expansão, provocaram dificuldade de execução do processo de controle de tensão em 2005, com cenários de esgotamento de recursos, sendo observados usualmente valores de tensão abaixo dos limites mínimos estabelecidos nos procedimentos operativos em vigor, em determinados barramentos da Rede Básica que atende o estado de Minas Gerais, durante o horário de ponta.

Em decorrência desse panorama, foi estabelecido em 19 de abril de 2005 o Grupo de Trabalho para Atendimento à área Minas Gerais, no âmbito do

ONS, com o objetivo principal de propor ações para evitar degradação da qualidade do suprimento à área, até que entrassem em operação soluções estruturais.

Várias medidas foram tomadas, com atenuação da condição desfavorável, porém estas não foram suficientes para evitar que o mesmo quadro operativo se repetisse no ano de 2006, levando novamente a ações, tais como despacho de geração térmica e reduções de carga em condições específicas.

A figura 3.2, elaborada a partir dos registros históricos da CEMIG, apresenta o perfil de tensão em barramentos de 500 kV verificado no dia 22 de março de 2006, em que se observa uma degradação acentuada do perfil de tensão no horário de ponta sem a incidência de desarmes ou condições operativas que alterassem o padrão usual de operação da área.

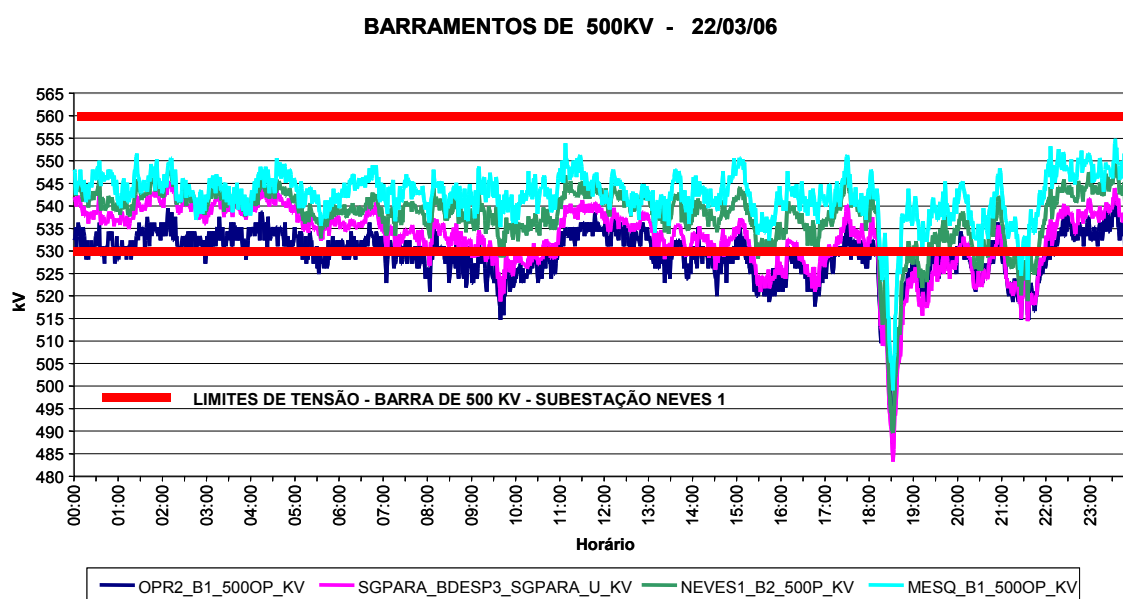


Figura 3.2 - Perfil de tensão - barras 500 kV - MG - 22/03/06

A perspectiva é que os problemas voltem a ocorrer nos períodos de maior demanda de energia nos anos de 2007 e 2008, em função da inexistência de obras de expansão que compensem o crescimento previsto da carga.

3.3 Pesquisa Junto a Empresas – Síntese e Análise dos Resultados

A pesquisa, realizada pela área comercial da CEMIG, junto às indústrias supridas em 138 kV e 230 kV através das malhas de transmissão e distribuição da empresa, apresentou o resultado sintetizado na tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Pesquisa sobre a potência reativa ociosa em indústrias

INDÚSTRIA	RAMO	DEMANDA MÁXIMA CONTRATADA (MW)	POTÊNCIA INSTALADA (Mvar)	POTÊNCIA UTILIZADA (Mvar)	POTÊNCIA OCIOSA (Mvar)
A	SIDERURGIA	35	38,05	27,65	10,4
B	OUTROS	9,8	1,2	1,2	0
C	SIDERURGIA	67	76	65	11
D	MINERAÇÃO	2	0,6	0	0,6
E	QUÍMICO	70	10,1	10,1	0
F	CIMENTO	16	9,32	5,15	4,17
G	QUÍMICO	39	9,8	9,8	0
H	SIDERURGIA	25	10,3	3,63	6,67
I	FERROLIGAS	92	65,44	30,44	35
J	CIMENTO	25	18	12	6
K	CIMENTO	19	3,6	3,6	0
L	CIMENTO	37	21,98	9,31	12,67
M	FERROLIGAS	74	73,008	63,732	9,276
N	FERROLIGAS	16	4,8	4,8	0

O	MINERAÇÃO	7	2,34	2,34	0
P	MINERAÇÃO	7,1	1,8	1,6	0,2
Q	CIMENTO	27,5	16,411	13,961	2,45
R	SIDERURGIA	8,5	0,927	0,927	0
S	MINERAÇÃO	23	10,198	4,186	6,012
T	FERROLIGAS	90	87	6	81
U	SIDERURGIA	216	160,14	126,37	33,77
V	MINERAÇÃO	15	6,66	4,46	2,2
X	MINERAÇÃO	28	12,65	4,55	8,1
TOTAL		948,9	640,32	410,81	229,52

De um total de aproximadamente 130 indústrias, 23 atenderam ao chamado, propiciando importantes observações.

Detectam-se 229,52 Mvar de potência reativa ociosa em bancos de capacitores. A distribuição do resultado em segmentos produtivos está apresentada na tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Resultado da pesquisa de potência reativa ociosa em indústrias por segmento produtivo

RAMO	NÚMERO DE INDÚSTRIAS	DEMANDA MÁXIMA CONTRATADA (MW)	POTÊNCIA INSTALADA (Mvar)	POTÊNCIA UTILIZADA (Mvar)	POTÊNCIA OCIOSA (Mvar)
SIDERURGIA	5	351,5	285,42	223,58	61,84
FERROLIGAS	4	272	230,25	104,97	125,28
CIMENTO	5	124,5	69,31	44,02	25,29
MINERAÇÃO	6	82,1	34,25	17,14	17,11
QUÍMICO	2	109	19,9	19,9	0
OUTROS	1	9,8	1,2	1,2	0
TOTAL	23	948,9	640,33	410,81	229,52

Para efeito de estimativa do montante de bancos de capacitores instalados em indústrias não presentes nos resultados da pesquisa, elaborou-se uma avaliação do percentual da presença de bancos de capacitores em relação ao consumo de potência ativa das mesmas.

No segmento produtivo *ferroligas*, a potência reativa instalada em bancos de capacitores corresponde, em média, a 86,7% da máxima demanda contratada (potência ativa); para o ramo *siderúrgico*, o percentual é de 81,2%; para o segmento de *cimento*, este cai para 55,7%; para *mineração*, se reduz a 41,7%; para o ramo *químico* o percentual é de apenas 2,2%. A Tabela 3.4 organiza tais informações.

Tabela 3.4 – Percentual de Mvar instalados por bancos de capacitores em relação ao consumo máximo de potência ativa contratada

RAMO	% POTÊNCIA REATIVA INSTALADA (Mvar) EM RELAÇÃO À DEMANDA MÁXIMA CONTRATADA (MW)
FERROLIGAS	86,7 %
SIDERURGIA	81,2 %
CIMENTO	55,7 %
MINERAÇÃO	41,7%
QUÍMICO	2,2 %

O resultado corresponde à expectativa, com as indústrias caracterizadas como eletrointensivas (ferroligas e siderurgia) apresentando maior disponibilidade de bancos de capacitores, além do ramo das cimenteiras, que, apesar de não se enquadrarem no conjunto de indústrias eletrointensivas, utilizam energia elétrica em grande intensidade como insumo de produção. O setor de mineração, apesar de apresentar considerável percentual de presença

de bancos de capacitores em relação à demanda máxima contratada (41,7%), se caracteriza pelo consumo de potência ativa em montante pouco representativo.

As ferroligas são caracterizadas por compostos de ferro com um ou mais elementos em proporções adequadas para aproveitamento industrial ou para a introdução de novos elementos na própria liga. A siderurgia utiliza, como matérias-primas fundamentais, esses produtos. São estes os processos, aliando-se, também, o segmento de produção de cimento, com maior disponibilidade de aplicação da proposta apresentada nesta dissertação.

Utilizando as informações provenientes dos diferentes processos produtivos, foram feitas considerações para se estimar a totalidade da disponibilidade de Mvar em bancos de capacitores.

No estado de Minas Gerais encontram-se instaladas 13 indústrias definidas como ferroligas, 4 representadas na pesquisa citada. As 9 indústrias, das quais não se dispõem dados de potência reativa em bancos de capacitores, totalizam 271 MW de demanda máxima contratada, valores referentes ao dia 18/04/06, conforme dados da CEMIG. Aplicando-se o percentual de 86,7% de disponibilidade média de potência reativa capacitiva em relação à demanda máxima (valor médio verificado conforme pesquisa), estima-se a presença aproximada de 235 Mvar em bancos de capacitores.

No ramo siderúrgico, há 15 indústrias no estado de Minas Gerais, 5 representadas no resultado do levantamento apresentado. As 10 indústrias restantes totalizam 346,7 MW de demanda máxima contratada, valores referentes ao dia 18/04/06, conforme dados da CEMIG. Aplicando-se o percentual de 81,2% de disponibilidade média de potência reativa em relação à demanda máxima (valor médio verificado conforme pesquisa), tem-se a disponibilidade estimada de 281 Mvar em bancos de capacitores.

Na análise do ramo cimenteiro, observa-se o número de 16 indústrias no estado de Minas Gerais, 5 presentes nos resultados apresentados. Das 11 indústrias restantes, visualizam-se 110,8 MW de demanda máxima, valores do dia 18/04/06. Com o percentual de 55,7% de disponibilidade média de potência reativa em relação à demanda máxima contratada, são estimados 62 Mvar em bancos de capacitores.

É importante ressaltar que a adoção do percentual de compensação reativa, em função da demanda máxima de potência ativa, leva em consideração o fato dos processos produtivos seguirem modelos de projeto similares. A tabela 3.5 resume os valores estimados.

Tabela 3.5 - Estimativa da disponibilidade de bancos de capacitores instalados em indústrias - MG

	<i>FERROLIGAS</i>	<i>SIDERURGIA</i>	<i>CIMENTO</i>	<i>TOTAL</i>
<i>PESQUISA</i>	230 Mvar	285 Mvar	69 Mvar	584 Mvar
<i>ESTIMATIVA</i>	235 Mvar	281 Mvar	62 Mvar	578 Mvar
<i>TOTAL</i>	465 Mvar	566 Mvar	131 Mvar	1162 Mvar

Assim, avaliando-se apenas os três segmentos alvo, chega-se à disponibilidade aproximada de 1162 Mvar em bancos de capacitores instalados nas 44 indústrias dos segmentos de siderurgia, cimento e ferroligas, presentes no estado de Minas Gerais.

Observa-se que a representatividade do resultado da pesquisa em relação ao número de indústrias dos segmentos de interesse é significativa, 14 em um total de 44 grandes clientes, 31,8%.

A folga de potência reativa observada, por meio dos dados apurados, foi de 125 Mvar para o segmento de ferroligas (54,4% do montante instalado), 62 Mvar para a siderurgia (21,7% do montante instalado), e 25 Mvar para as indústrias de cimento (36,5% do montante instalado), conforme registrado na tabela 3.6.

Tabela 3.6 - Percentual da disponibilidade de bancos de capacitores não utilizada

RAMO	% POTÊNCIA CAPACITIVA OCIOSA EM RELAÇÃO À POTÊNCIA CAPACITIVA INSTALADA
FERROLIGAS	54,4 %
SIDERURGIA	21,7 %
CIMENTO	36,5 %

Aplicando-se os percentuais de folga de potência reativa em relação ao montante instalado (tabela 3.6) aos valores estimados de potência reativa capacitiva instalada no conjunto de indústrias em que não há informações, são obtidos valores de disponibilidade ociosa de 128 Mvar para o segmento ferroligas, 61 Mvar para siderurgia e 23 Mvar para as indústrias de cimento. Portanto, considerando-se as indústrias não representadas na pesquisa, observa-se que 212 Mvar podem estar disponíveis e sem utilização, exatamente o mesmo valor disponível e não utilizado verificado na pesquisa, totalizando uma disponibilidade ociosa de aproximadamente 424 Mvar.

Os números apresentados apontam uma tendência que, por si só, já justifica plenamente a implementação de alguma forma de aproveitamento desses recursos.

Ressalta-se que, segundo dados da área de planejamento elétrico da CEMIG, o custo aproximado de um banco de capacitores protegido por disjuntor, de 18 Mvar, é de R\$ 1.400.000,00 (julho de 2006), o que representaria um investimento da ordem de R\$ 33.000.000,00 para a sociedade, na condição de instalação de 424 Mvar, observando-se apenas os dados apurados no estado de Minas Gerais.

É importante levar os resultados da pesquisa, aqui desenvolvida, para o cenário nacional. Conforme [EPE-05a], a participação das indústrias no mercado nacional de energia elétrica em 2005 foi de 44,58%. De acordo com dados da tabela 3.7, a maior concentração do consumo industrial se situa nas regiões Sudeste/Centro Oeste, com 58,6% de participação.

Tabela 3.7 - Participação das indústrias no mercado - fonte: [EPE-05a]

REGIÃO	PARTICIPAÇÃO DAS INDÚSTRIAS
Sistemas Isolados	1,219 %
Norte Interligado	10,93 %
Nordeste Interligado	12,74 %
Sudeste/CO Interligado	58,60 %
Sul Interligado	16,52 %
TOTAL	100 %

De acordo com o ONS, a carga de energia elétrica do SIN, durante o ano de 2005, apresentou um crescimento médio anual de 4,5% em relação ao ano de 2004, frente à taxa de crescimento do PIB do ano de 2,3%. A tabela 3.8 apresenta a carga do SIN em 2005.

Tabela 3.8 - Carga no SIN em 2005 - ONS

SUBSISTEMA	MW MÉDIO – 2005
SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	45706
SUDESTE/CENTRO OESTE	28365
NORDESTE	6697
SUL	7544
NORTE	3099

A Figura 3.3, referente ao balanço energético nacional do ano de 2005 da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, apresenta a evolução do consumo de energia elétrica nos últimos anos. Ressalta-se o crescimento constante da participação do ramo industrial no consumo de eletricidade em relação aos demais segmentos.

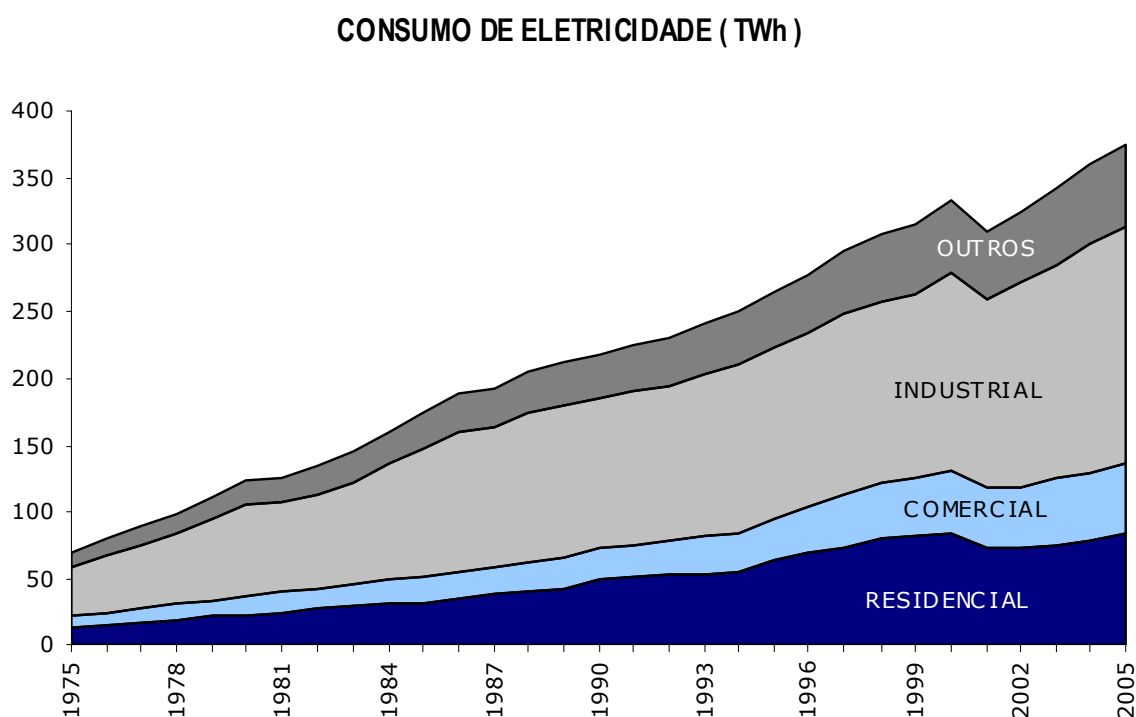
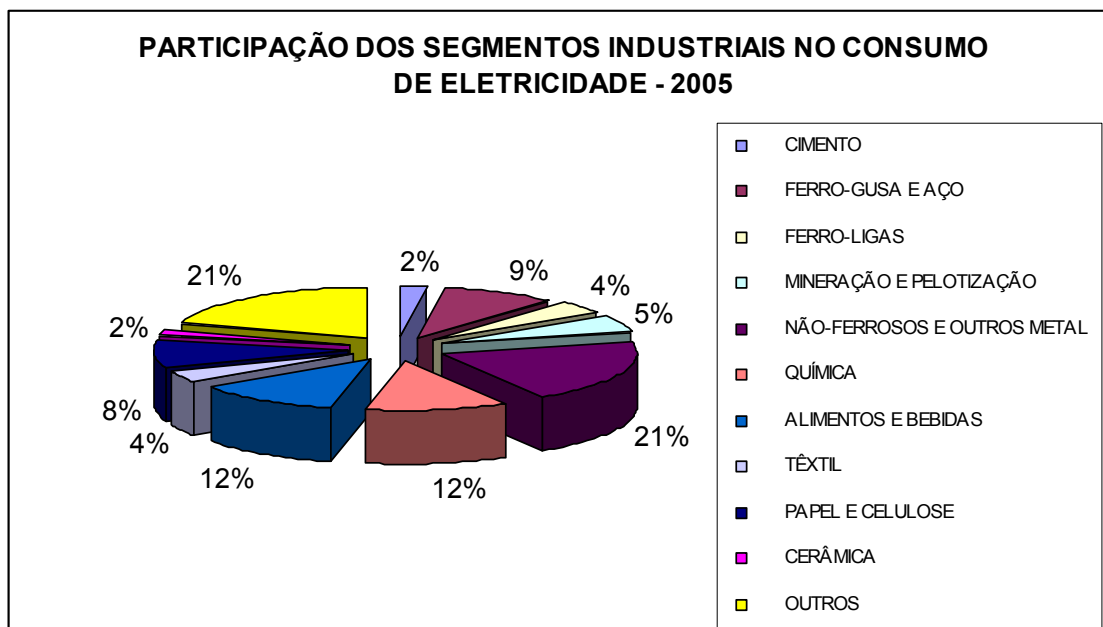


Figura 3.3 - Balanço energético nacional – 2005 - EPE

Conforme os dados de [EPE-05b], apresentados na figura 3.4, 35,85% do consumo de energia elétrica da produção industrial brasileira do ano de 2005 se situou nos segmentos de metalurgia e cimento (4,41% nas indústrias de ferroligas, 29,15% no ramo siderúrgico e 2,29% nas indústrias de cimento).



SEGMENTO	%
CIMENTO	2,29
FERRO-GUSA E AÇO	9,26
FERRO-LIGAS	4,41
MINERAÇÃO E PELOTIZAÇÃO	5,49
NÃO-FERROSOS E OUTROS METAL	19,89
QUÍMICA	12,03
ALIMENTOS E BEBIDAS	11,78
TÊXTIL	4,37
PAPEL E CELULOSE	8,42
CERÂMICA	1,79
OUTROS	20,27

Figura 3.4 - Balanço energético nacional por segmento – 2005 - EPE

Aplicando-se tais percentuais ao consumo médio de energia elétrica do SIN de 2005, obtém-se o valor de 16386 MW de consumo estimado de

eletricidade, com 1047 MW vinculados às indústrias de cimento, 2016 MW referentes às ferroligas e 13323 MW pertencentes ao ramo siderúrgico.

Utilizando-se o percentual estimado da presença de bancos de capacitores, conforme tabela 3.4, verifica-se o valor estimado de 583 Mvar em bancos de capacitores instalados no ramo de cimento, 1748 Mvar no segmento ferroligas e 10818 Mvar nas indústrias siderúrgicas. Assim, estima-se que 13149 Mvar em bancos de capacitores *shunt* estejam instalados em indústrias siderúrgicas, ferroligas e cimenteiras no SIN.

3.4 Considerações Finais

O montante estimado de bancos de capacitores *shunt* instalados nas indústrias, nos segmentos selecionados (ferroligas, siderurgia e cimento), é bastante significativo. No estado de Minas Gerais, enquanto estima-se a presença de 1162 Mvar nas indústrias focadas, observa-se o total de 501 Mvar em bancos de capacitores *shunt* na transmissora CEMIG e o valor de 1571 Mvar na Distribuidora CEMIG, conforme [CEMIG-06]. A não utilização dos recursos das indústrias de forma a atender aos interesses sistêmicos redundam em natural crescimento da necessidade de presença dos equipamentos na transmissora e distribuidora, situação que se contrapõe à necessidade de modicidade tarifária.

Para complementar a análise, a partir do cenário operativo da malha de transmissão do estado de Minas Gerais apresentado no item 3.2 e do resultado da pesquisa avaliada no item 3.3, surge a necessidade de simulação, em malha real, do reflexo da utilização dos bancos de capacitores ociosos nas indústrias em condições específicas de operação do SEP. O capítulo 4 se dedica a essa finalidade, buscando evidências objetivas da necessidade de uso compartilhado dos recursos de potência reativa das indústrias.

4

AVALIAÇÃO DO USO DE BANCOS DE CAPACITORES INDUSTRIAIS OCIOSOS – ESTUDO DE CASOS

Neste capítulo avaliam-se condições operativas desfavoráveis verificadas na Malha de Transmissão da CEMIG, com posterior simulação através de fluxo de potência, para demonstração de ganhos auferidos a partir do uso de bancos de capacitores de indústrias. No processo de simulação, são utilizados os valores de disponibilidade de potência reativa verificados na pesquisa explanada no capítulo 3, analisando-se o reflexo desses equipamentos nas situações apresentadas em cinco estudos de casos. Ressalta-se que, na simulação, foram utilizados apenas os bancos de capacitores comprovadamente ociosos, conforme amostragem disponível, não sendo considerado o montante estimado de disponibilidade de potência reativa presente nas indústrias que não responderam à pesquisa.

4.1 Estudo de Caso nº 1 – Déficit de Compensação Reativa na Malha de Transmissão

No dia 22 de março de 2006 verificou-se, na Rede Básica do estado de Minas Gerais, condição operativa crítica no que tange ao processo de controle de tensão.

O diagrama da figura 4.1 indica os fluxos de potência ativa, reativa e valores de tensão nos barramentos da área Minas Gerais verificados em [CEMIG-06]. Neste diagrama, estão representadas todas as barras que compõem a Rede Básica da região, diferenciadas por níveis de tensão, com apresentação das grandezas de fluxo e tensão em valores anteriores e posteriores ao processo de simulação.

Ressalta-se o valor verificado de tensão da barra de 500 kV da subestação Neves 1, que apresentou a medida de 492 kV às 18h32, horário de carga pesada, em que o mínimo recomendado nos procedimentos operativos em vigor seria de 530 kV. Da mesma forma que esse barramento, vários outros apresentavam valores inferiores aos limites estabelecidos. Os recursos operativos de controle de tensão disponíveis ao Centro de Operação do Sistema da CEMIG estavam esgotados nesse momento.

Com a utilização de 204,8 Mvar de potência reativa proveniente de bancos de capacitores ociosos em indústrias (não foram considerados os bancos de capacitores instalados em pontos elétricos de baixa influência sistêmica, 24,72 Mvar), conforme resultado mostrado no capítulo 3, foram realizadas simulações por meio de programa para cálculo de fluxo de potência. A tabela 4.1 indica os montantes alocados nos barramentos localizados próximos aos pontos de real localização das indústrias. Os resultados mostraram melhoria significativa no comportamento dos valores de tensão nos barramentos.

Tabela 4.1 - Bancos de capacitores ociosos em indústrias inseridos na simulação de fluxo de potência

IDENTIFICAÇÃO DA BARRA	BANCOS DE CAPACITORES (Mvar)
Barra 138 kV SE Barreiro	10,4
Barra 138 kV SE Neves 1	18,7
Barra 138 kV SE Lafaiete	11
Barra 138 kV SE Pimenta	6,7
Barra 138 kV SE Juiz de Fora 1	35
Barra 138 kV SE Várzea da Palma 1	81
Barra 230 kV SE Mesquita	34
Barra 138 kV SE Emborcação	8

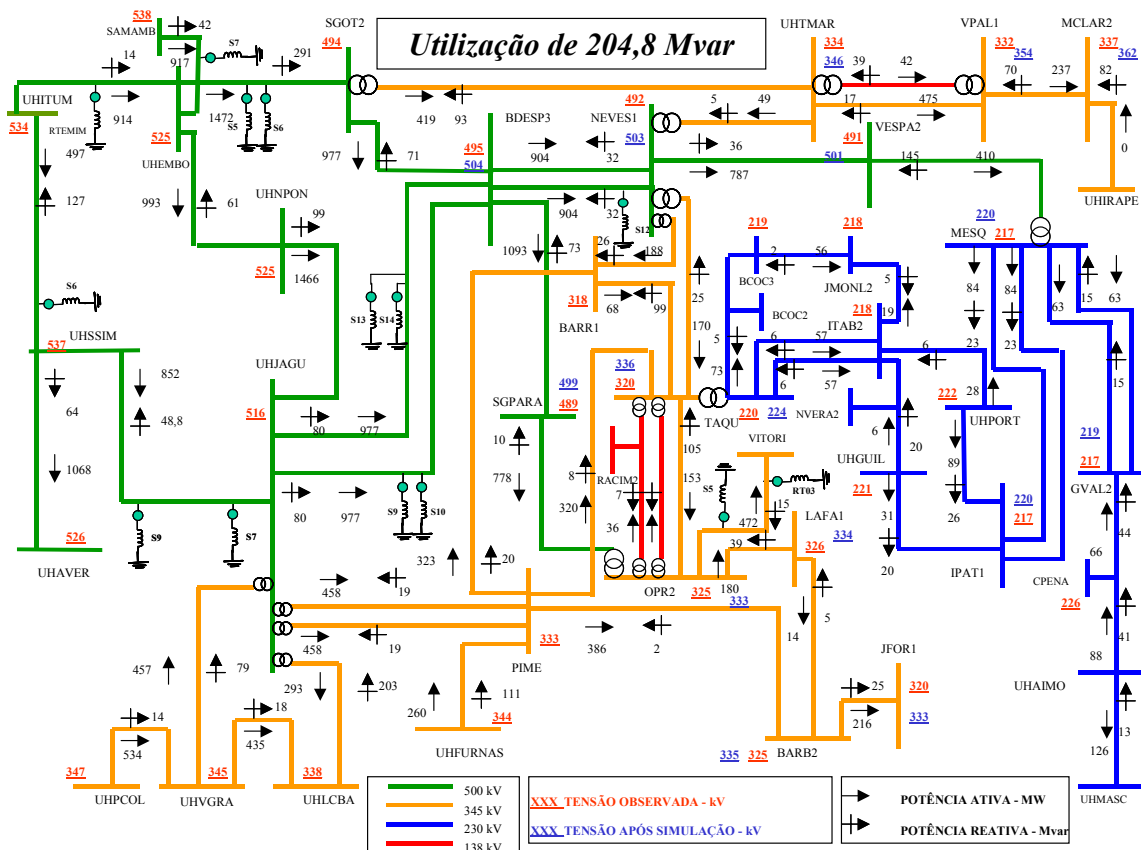


Figura 4.1 - Ponto operativo caso 1 - 22/03/06 – 18h32

Os resultados observados com relação à elevação no perfil de tensão, por região do estado de Minas Gerais, foram os seguintes:

- Aproximadamente 2% na região central.
- Aproximadamente 3,5% na região sudeste.
- Aproximadamente 6% na região norte.
- Aproximadamente 2% na região oeste.
- Aproximadamente 1,5% na região leste.

Observa-se melhoria significativa do atendimento operativo em regime permanente, apesar de ainda existirem limites inferiores de tensão não atendidos.

A figura 4.2 apresenta a situação da curva de nível de tensão verificada no dia 22 de março de 2006 em comparação ao resultado do processo de simulação, tendo como referência o valor do Fluxo Minas Gerais (FMG), parâmetro referente ao somatório dos fluxos de potência ativa que suprem a região central do estado de Minas Gerais, e a tensão da barra de 500 kV da subestação Neves 1, que abriga a maior capacidade de transformação da região central do Estado, durante trinta e dois minutos (18:00 hs às 18:32 hs). Destaca-se melhoria significativa do perfil de tensão da barra após inserção dos bancos de capacitores.

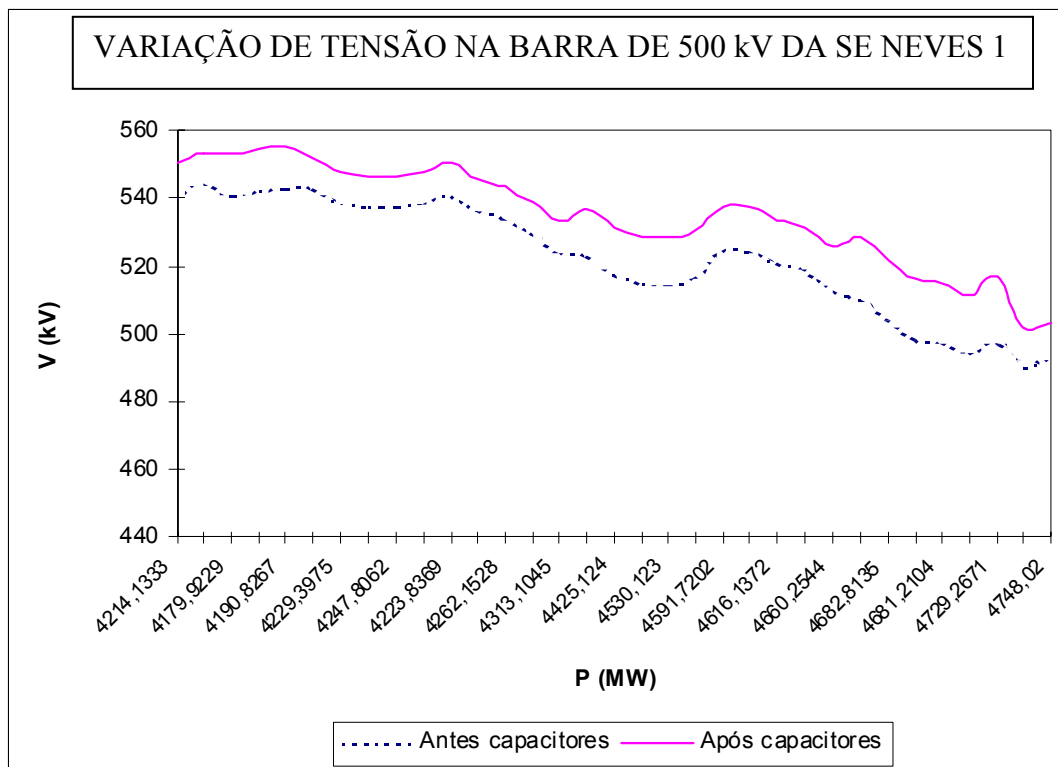


Figura 4.2 - Curva de variação de tensão - barra 500 kV - SE Neves 1

A elevação de tensão que se observa na curva, no ponto em que o FMG ultrapassa 4550 MW, deve-se a ações de controle efetuadas pelo Centro de Operação do Sistema da CEMIG e centros próprios do ONS, explorando os últimos recursos disponíveis.

Durante o período de 32 minutos houve queda de tensão de aproximadamente 40 kV (8%), para uma elevação do FMG de aproximadamente 500 MW, evidenciando-se a dificuldade de controle de tensão em função da ausência de adequada margem de potência reativa.

Conclui-se, portanto, que há possibilidade de melhoria significativa de perfis de tensão em condições de ausência de recursos de controle nos

parques de geração e transmissão, a partir da utilização de bancos de capacitores desligados nas indústrias. O objetivo da utilização dos recursos ociosos seria aumentar a margem de potência reativa. A folga passaria a estar alocada preferencialmente nas usinas hidrelétricas, reduzindo-se as perdas, que ocorrem em função da localização afastada dessas usinas, benefício auferido pelo fato das indústrias se localizarem próximas aos centros de carga. Outro ganho seria a possibilidade de rápida resposta operativa em caso de necessidade de controle.

4.2 Estudo de Caso nº 2 – Redução de Carga Devido a Indisponibilidade de Equipamentos

No dia 26 de abril de 2006 houve indisponibilidade de três de um total de quatro transformadores 765 – 345 kV de 1500 MVA da subestação Tijuco Preto, localizada no estado de São Paulo, ponto de chegada da energia transmitida em corrente alternada, proveniente da usina Itaipu, que passou a operar com restrição de geração.

Várias medidas operativas foram tomadas, no âmbito do SIN, dentre elas a redução de 309,5 MW entre 18h e 19h em indústrias do estado de Minas Gerais e despacho da usina térmica de Igarapé, localizada na região metropolitana de Belo Horizonte.

A redução de carga e o despacho de geração térmica se mostravam necessárias, já que o atendimento das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste teria forte composição do fluxo da interligação norte-sul, com cenário norte exportador, o que eleva o carregamento das linhas de 500 kV do triângulo mineiro, tendo como efeito a redução de tensão em todo o estado de Minas Gerais, em condições próximas às apresentadas no item 4.1.

Conforme [CEMIG-06], os recursos operativos de controle de tensão disponíveis ao Centro de Operação do Sistema da CEMIG, durante o horário de ponta, foram esgotados.

A figura 4.3 mostra os fluxos de potência ativa, reativa e valores de tensão nos barramentos da área Minas Gerais verificados em [CEMIG-06], às 18h20 do dia 26 de abril de 2006.

A simulação efetuada (programa de fluxo de potência), a partir do retorno dos 309,5 MW de carga, representados na tabela 4.2, e da inserção de 204,8 Mvar nos pontos indicados na tabela 4.1, apresentou como resultado os níveis de tensão destacados na figura 4.3.

Tabela 4.2 - Localização das cargas interrompidas - 309,5 MW

CARGA INSERIDA	MONTANTE (MW)
Barra 138 kV SE Barreiro	9,6
Barra 138 kV SE Ipatinga	9
Barra 138 kV SE Lafaiete	24
Barra 138 kV SE Pimenta	25,2
Barra 138 kV SE Juiz de Fora 1	50
Barra 138 kV SE Várzea da Palma	103
Barra 138 kV SE Três Marias	57
Barra 138 kV SE Barbacena	31,7

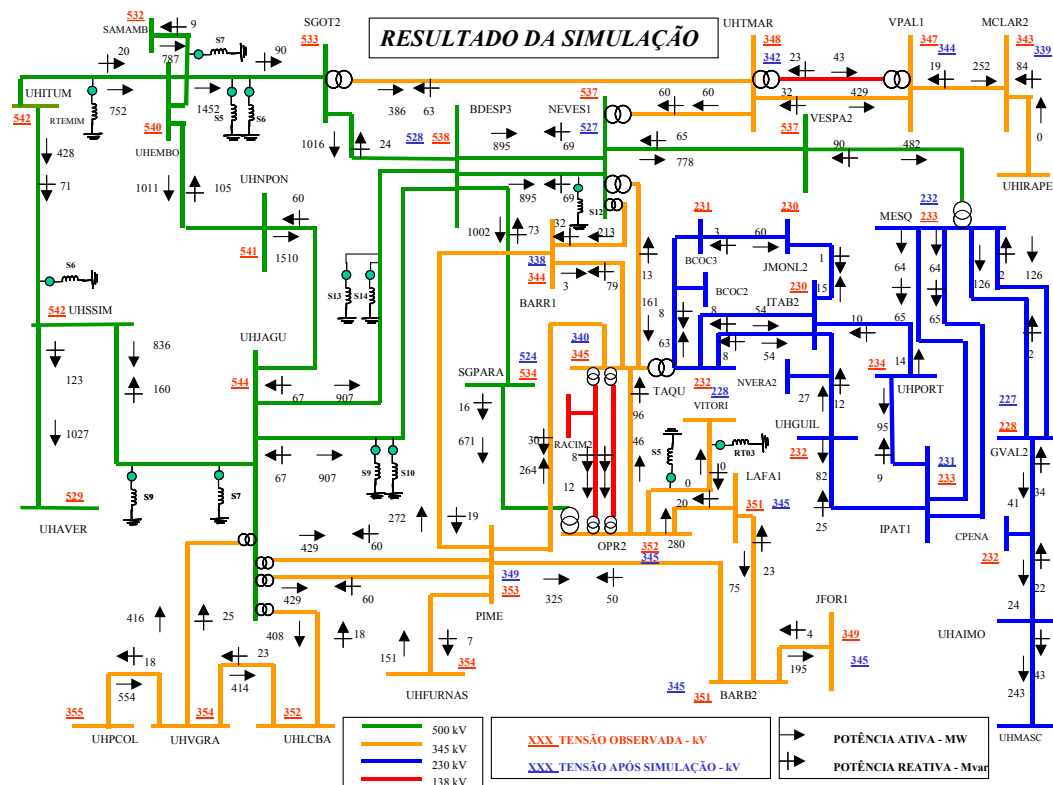


Figura 4.3 - Ponto operativo caso 2 - 26/04/06 – 18h20

Observa-se que os valores de tensão após a utilização dos bancos de capacitores continuaram próximos aos verificados antes da simulação. Portanto, a utilização dos bancos de capacitores viabilizaria a não interrupção de carga.

4.3 Estudo de Caso nº 3 – Geração Térmica Devido a Indisponibilidade de Equipamentos

O custo da geração a partir de usinas térmicas a óleo combustível (caso da usina de Igarapé) é bastante superior à geração hidráulica, sendo o recurso utilizado apenas em situações de risco de déficit de energia ou por restrições elétricas.

No mesmo cenário traçado no item 4.2, referente ao dia 26 de abril de 2006, houve o despacho da usina térmica de Igarapé, localizada na região metropolitana de Belo Horizonte.

Às 18h26, a usina térmica apresentava valor de geração de 126 MW de potência ativa e de 72,7 Mvar de potência reativa, conforme [CEMIG-06].

A simulação, considerando-se a retirada da geração térmica da usina de Igarapé e a inserção dos bancos de capacitores conforme tabela 4.1, apresentou como resultado o ponto operativo da figura 4.4.

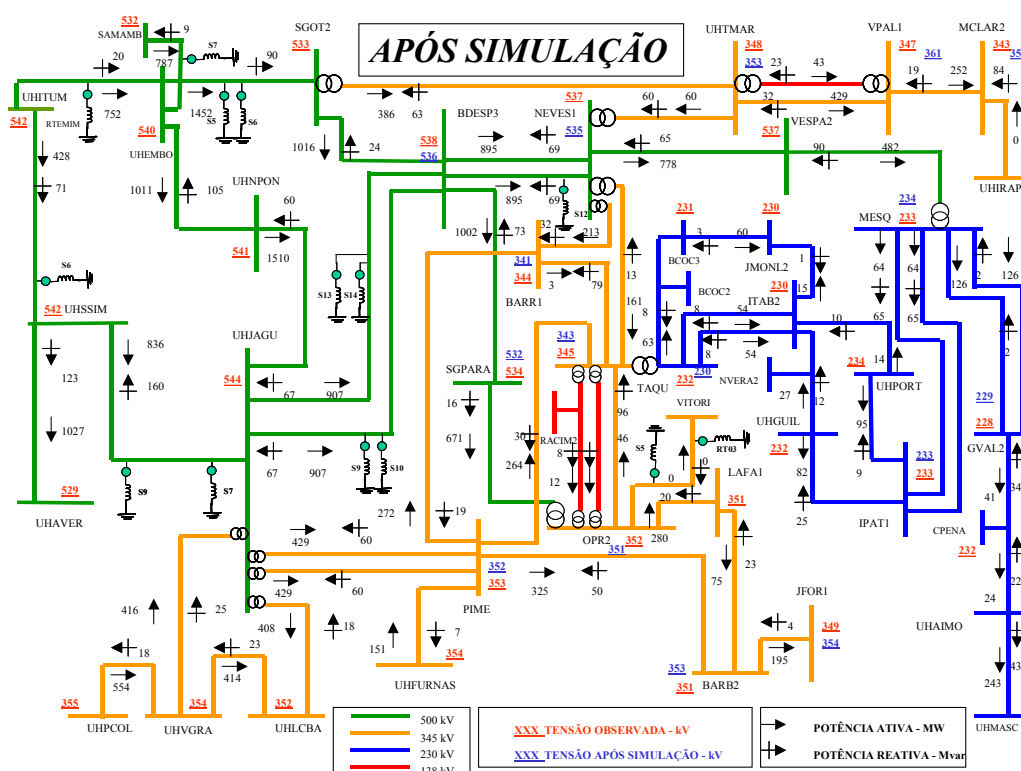


Figura 4.4 - Ponto operativo caso 3 - 26/04/06 – 18h20

Após o processo de simulação, observam-se os mesmos níveis de tensão daqueles apresentados na situação de despacho da Usina. Portanto, a utilização de parte da disponibilidade de potência reativa ociosa em indústrias seria o suficiente para justificar a não utilização da geração térmica.

Ressalta-se que, no mês de julho de 2006, a usina térmica de Igarapé foi despachada, com custo aproximado de R\$ 8.000.000,00 para a sociedade, por motivos vinculados ao processo de controle de tensão na Rede Básica do estado de Minas Gerais, custo que poderia ter sido evitado com a utilização de recursos disponíveis nas indústrias da região.

4.4 Estudo de Caso nº 4 – Desligamento Programado de Equipamentos com Redução de Carga

Para propiciar a entrada em operação da usina Irapé, com potência instalada de 360 MW, foi construída a linha de transmissão em 345 kV Irapé – Montes Claros 2, havendo alteração de configuração na subestação Montes Claros 2, com a entrada dos disjuntores 3P4 e 4P4, conforme figura 4.5 [CEMIG-06].

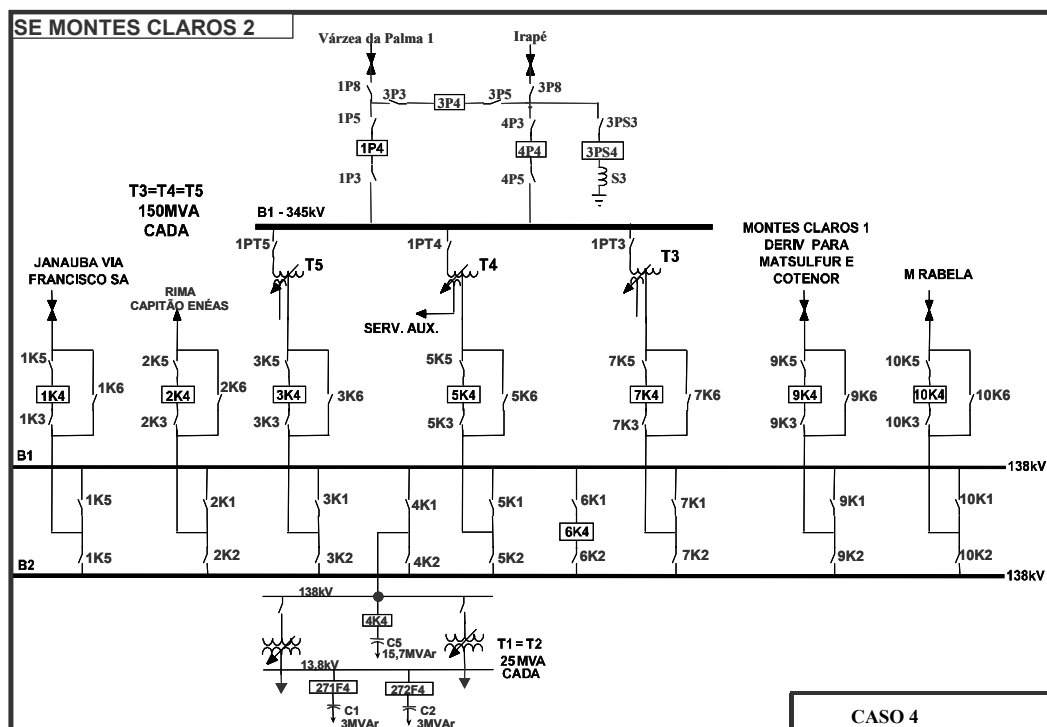


Figura 4.5 - Configuração da SE Montes Claros 2 – CEMIG – Caso 4

No dia 25/09/05 houve necessidade de desligamento programado da linha de transmissão 345 kV Montes Claros 2 – Várzea da Palma 1 para viabilização da ampliação, ficando a região de Montes Claros suprida a partir de apenas uma linha de transmissão de 138 kV. Para este desligamento, foi necessária uma redução programada de 180 MW de carga em indústrias da região, durante oito horas consecutivas.

Dos 180 MW de corte de carga, 90 MW se concentravam em duas indústrias conectadas na barra de 138 kV da subestação Várzea da Palma 1, conforme discriminado a seguir:

- Redução de 40 MW na indústria “A” (79 MW para 39 MW).
- Redução de 50 MW na indústria “B” (63 MW para 13 MW).

Os cortes de carga se mostravam necessários, em função dos níveis de tensão previstos durante o período de indisponibilidade da linha de transmissão de 345 kV Montes Claros 2 – Várzea da Palma 1.

As demais indústrias, em que houve redução de consumo, auxiliavam na limitação do carregamento da linha de transmissão de 138 kV Montes Claros 1 – Montes Claros 2, única fonte de suprimento de cargas remanescentes da subestação Montes Claros 2 (alimentadas em configuração radial).

A indústria “A”, que apresentou consumo remanescente de 39 MW, possui disponível, em bancos de capacitores instalados, a potência de 73 Mvar, conforme o resultado da pesquisa descrita no capítulo 3. A indústria “B”, que permaneceria com consumo de apenas 13 MW, tem disponível em bancos de capacitores instalados a potência de 87 Mvar.

A partir de simulação através de fluxo de potência, verificou-se que, com a inserção de 80 Mvar em bancos de capacitores ociosos em indústrias atendidas a partir da barra de 138 kV da SE Várzea da Palma 1, seria possível

a normalização do consumo das indústrias “A” e “B”, mais especificamente, o retorno do suprimento dos 90 MW de carga interrompida, sem conseqüências adicionais.

O resultado da simulação está representado na figura 4.6, que apresenta os valores de tensão verificados e o percentual de variação de tensão após o processo de simulação. Ressalta-se que não há conseqüências em termos da condição de carregamento na situação simulada, em função do retorno da carga ativa anteriormente interrompida, já que a alimentação da barra de 138 kV da subestação Várzea da Palma 1 não sofreu alteração durante o período do desligamento programado.

VARIAÇÃO PERCENTUAL DE TENSÃO NAS BARRAS APÓS SIMULAÇÃO

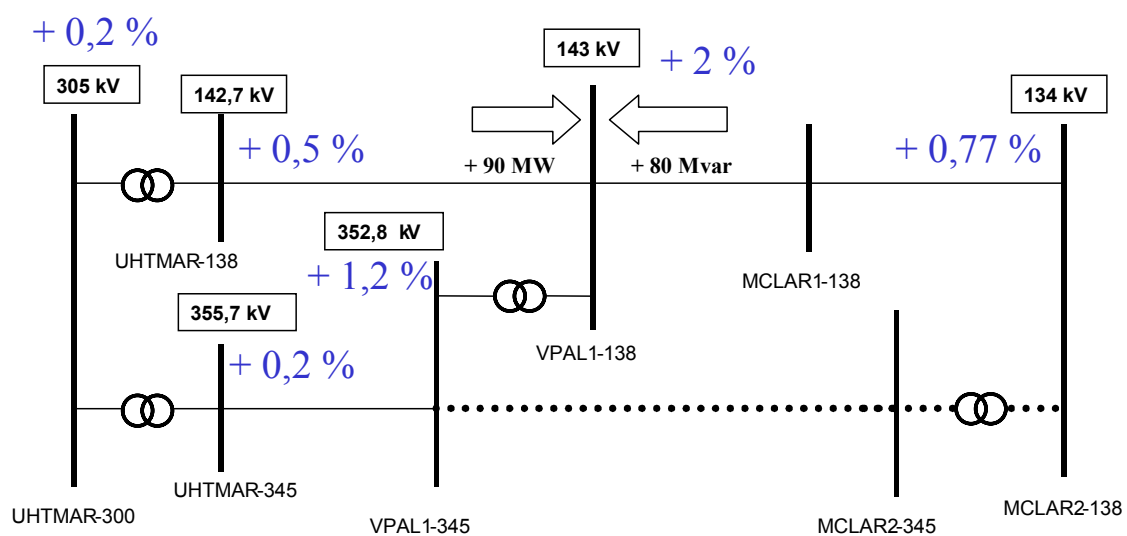


Figura 4.6 - Inserção de 90 MW e 80 Mvar – Caso 4

4.5 Estudo de Caso nº 5 – Desligamento de Linha de Transmissão Devido a Sobretensão

Às 13h36 do dia 21 de janeiro de 2002 registrou-se uma das maiores perturbações da história do setor elétrico brasileiro, com origem na área São Paulo.

As áreas Goiás, Brasília e Minas Gerais ficaram isoladas com as usinas do sistema de 345 kV da bacia do Rio Grande (Mascarenhas de Moraes, Porto Colômbia e Volta Grande) e as usinas dos Rios Paranaíba, Corumbá e Araguari (Emborcação, Corumbá, Itumbiara, Cachoeira Dourada e São Simão).

Houve subfreqüência no sistema CEMIG, com atuação do Esquema Regional de Alívio de carga - ERAC, totalizando 1044 MW de corte de carga.

Posteriormente, foram verificadas sobrecargas, oscilações e sobretensões generalizadas, com desligamento subsequente de praticamente toda a malha de 345 e 230 kV da CEMIG.

Registraram-se desligamentos automáticos de unidades geradoras de 13 usinas da área Minas Gerais, com rejeição de 1030 MW de geração e desligamentos automáticos do compensador estático da subestação Ouro Preto 2 e dos compensadores síncronos das subestações Neves 1, Barreiro e Mesquita.

O sistema de 500 kV permaneceu interligado, inclusive com a usina Itumbiara. A interligação da usina São Simão com a usina Água Vermelha foi desarmada nos dois terminais.

Com exceção das cargas desligadas pelo ERAC, da região sul (alimentadas pelas subestações Poços de Caldas e Itutinga, ambas de Furnas), da região norte (suprida a partir da usina Três Marias) e de parte da região leste do estado, as cargas permaneceram energizadas.

Houve desarme das seguintes unidades geradoras:

- 02 de Jaguará – 104 MW.
- 01 e 02 de Guilman Amorim – 70 MW.
- Igarapé – 125 MW.
- 01 de Camargos – 13 MW.
- 01 e 02 de Porto Estrela – 106 MW.
- 01 e 02 de Miranda – 166 MW.
- 01 e 03 de Igarapava – 45 MW.
- 01 de Nova Ponte – 119 MW.
- 01, 02 e 03 de Sobragi – 50 MW.
- 02 de Salto Grande – 24 MW.
- 01 e 02 de Três Marias – 90 MW.
- 01 e 02 de Volta Grande – Operavam como síncrono.

A geração da área Minas Gerais, que apresentava valor de 2096 MW antes da ocorrência, teve uma rejeição de 1030 MW. A partir das 13h39, houve elevação gradual de geração.

A carga da área Minas, que apresentava valor de 4727 MW antes da ocorrência, teve uma perda de 3277 MW, atingindo o valor de 1450 MW.

Dentro desse cenário, a linha de transmissão 500 kV Neves 1 – São Gotardo 2 estava desligada para controle de tensão, antes da perturbação, conforme ilustrado na figura 4.7.



Figura 4.7 - Configuração área MG antes da perturbação de 22/03/02 – Caso 5

Não houve desarme de nenhuma linha de 500 kV durante a perturbação (ver figura 4.8, referente à configuração remanescente após o distúrbio), o que induz ao raciocínio de que, caso a linha de transmissão em 500 kV Neves 1 – São Gotardo 2 não estivesse desligada, não teria desarmado.

CONFIGURAÇÃO APÓS O EVENTO

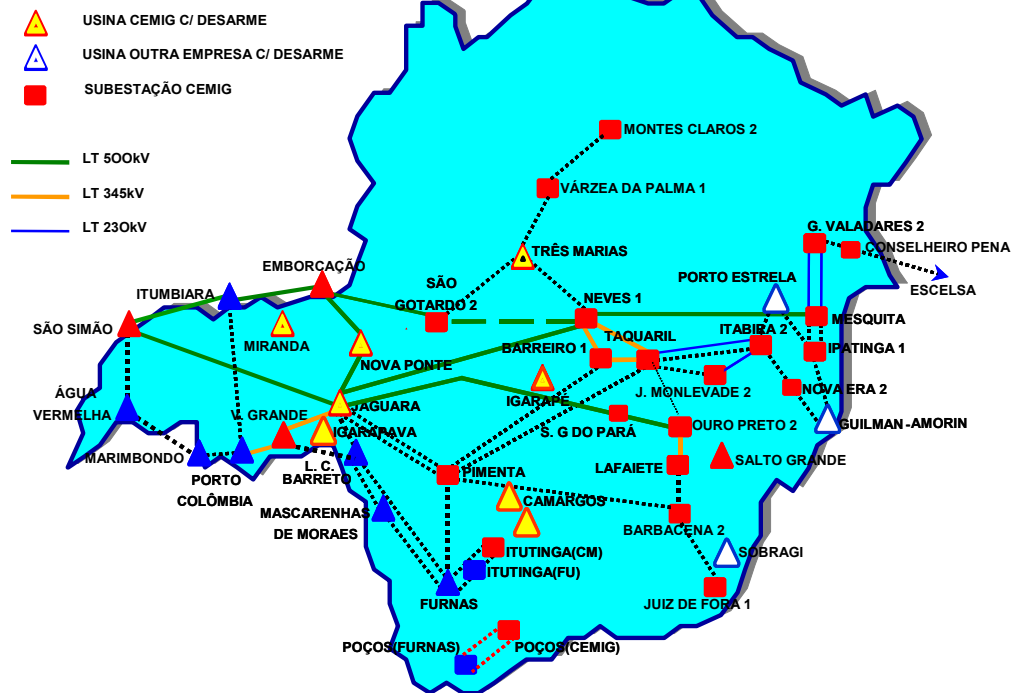


Figura 4.8 - Configuração área MG após a perturbação de 22/03/02 - Caso 5

A geração disponível na ilha remanescente totalizava 7401 MW, conforme tabela 4.3. Sem considerar eventuais indisponibilidades, pode-se afirmar que havia geração remanescente que possibilitaria o suprimento de maior carga em relação ao que se verificou após a perturbação, ou, na pior das hipóteses, a sincronização de unidades geradoras adicionais possibilitaria o restabelecimento de cargas interrompidas com agilidade.

Tabela 4.3 - Geração na ilha formada após a perturbação de 22/03/02

USINA	POTÊNCIA INSTALADA (MW)
Mascarenhas de Moraes	478
Porto Colômbia	328
Volta Grande	380
Emborcação	1192
Corumbá	375
Itumbiara	2280
Cachoeira Dourada	658
São Simão	1710
Total	7401

Portanto, há indicativo de que, caso o sistema de transmissão na configuração remanescente contasse com a presença da linha desligada para controle de tensão, valor acima de 1000 MW poderia não ter sido interrompido ou mais rapidamente restabelecido, já que a linha de transmissão de 500 kV Neves 1 – São Gotardo 2 faz parte do tronco de ligação entre a região do triângulo mineiro e a região central do estado de Minas Gerais, onde se localiza o maior consumo de energia elétrica do Estado.

Conforme [CEMIG-06], o desligamento da linha de transmissão de 500 kV Neves 1 – São Gotardo 2 em janeiro de 2002 provocava queda de tensão de aproximadamente 3% na região central do estado de Minas Gerais.

A simulação, com utilização de programa de fluxo de potência, demonstrou que esse mesmo efeito poderia ser alcançado com retirada de aproximadamente 300 Mvar de bancos de capacitores em operação em indústrias, o que corresponderia a menos de 30% da disponibilidade estimada de bancos de capacitores instalados nos segmentos de siderurgia, cimento e ferroligas em Minas Gerais, conforme estimativa apresentada no capítulo 3.

Esse caso apresenta ganho advindo da estratégia que extrapola a proposta inicial. É possível se alcançar melhores resultados em condições operativas de SEP caracterizadas por sobretensão, com esgotamento de recursos de controle, que levem à necessidade de abertura de linha de transmissão. Com a utilização dos recursos de compensação reativa de grandes clientes haveria a possibilidade de manutenção da configuração vigente, situação que agregaria maior confiabilidade ao SEP.

4.6 *Análise dos Casos Estudados*

Apesar da referência conservadora utilizada nas simulações, considerando-se apenas a inserção dos bancos de capacitores disponíveis conforme pesquisa realizada (sem utilização dos dados estimados de presença de equipamentos ociosos nas indústrias), os ganhos advindos do acréscimo de margem de potência reativa capacitiva foram significativos nos cinco casos estudados.

O caso 1 demonstra a importância de se buscarem meios alternativos aos usuais como forma de se balancear condições insuficientes de compensação reativa na operação de sistemas de transmissão, situação que pode vir a ocorrer no caso de crescimento de demanda incompatível com os recursos existentes ou mesmo por indisponibilidade eventual de recursos de compensação reativa.

O cenário econômico aponta potencial de crescimento do produto interno bruto nos próximos anos em valores percentuais maiores que os verificados nos últimos anos, o que poderá ocasionar situações similares à avaliada em outras áreas do SIN.

Para o caso específico da malha de transmissão que atende Minas Gerais, a situação, independente do processo de crescimento de consumo de energia elétrica, requer medidas emergenciais em curto prazo, em função da dificuldade de atendimento da carga da região durante o horário de ponta. Isto justifica ações que viabilizem a utilização dos bancos de capacitores das indústrias, de forma constante e intensiva, com foco em segmentos produtivos de maiores potenciais de disponibilidade, mais especificamente os ramos ferroligas, siderúrgico e de cimento, já que essa intensificação requer monitoramento constante do andamento dessa utilização.

O caso 2 justifica o uso de recursos ociosos em indústrias em condições operativas especiais, geradas por indisponibilidade de equipamentos que limitem a transmissão de grandes blocos de energia, com possibilidade de redução ou mesmo eliminação de cortes de carga justificados por situações de subtensão sistêmica antevistas. Apesar da condição não ocorrer com frequência, a sua incidência requer medidas ágeis, o que gera a necessidade de planejamento prévio, com mapeamento antecipado de todos os recursos de compensação de potência reativa disponíveis em indústrias, já que o problema pode cobrar medidas com localização específica.

O caso 3 apresenta a questão sob o enfoque de redução de custos. A geração de energia elétrica em termoelétricas a partir de óleo combustível, ou mesmo a partir de gás natural, tem custo elevado. Caso o despacho de geração térmica tenha sido motivado para manutenção de perfis de tensão em condição operativa normal, ou para que o sistema suporte contingências previamente definidas, há possibilidade de se alcançar o mesmo resultado com a utilização dos bancos de capacitores ociosos em grandes clientes.

Dados obtidos de [GTMG-05], referentes a estudos de justificativa de transferência de 200 Mvar de bancos de capacitores instalados na subestação Itutinga (Furnas) para a subestação Ouro Preto 2 (CEMIG), apontaram, como consequência dessa transferência, economia mensal de aproximadamente

R\$5.000.000,00 provenientes de redução de geração térmica na região central da área Minas Gerais.

O caso 4 reproduz possibilidade de redução do valor de corte de carga eventualmente necessário durante indisponibilidades programadas de elementos do sistema, podendo atender desligamentos localizados na Rede Básica ou nas próprias distribuidoras. Nessa situação, a utilização de potencial ocioso em indústrias se torna viável sob o ponto de vista de todos os envolvidos no processo, já que as indústrias tendem a ser as maiores interessadas na ação. Eventuais cortes de carga geralmente recaem sobre as indústrias, em função do desligamento de cargas urbanas causar maiores transtornos sociais, com repercussão no trânsito, na segurança, em estabelecimentos hospitalares, etc.

O caso 5 demonstra a possibilidade de utilização dos recursos industriais sob enfoque diverso à proposta original. Há períodos de carregamento reduzido no sistema de transmissão, onde existe possibilidade de esgotamento dos recursos de absorção da potência reativa, restando como solução a ação de desligamento de linhas de transmissão. Haveria outra forma de absorção dessa potência reativa, a partir da retirada de bancos de capacitores ligados em indústrias. A manutenção de linhas de transmissão em operação propiciaria configuração que agregaria confiabilidade ao suprimento das cargas.

Em suma, todas as circunstâncias estudadas agregam margem de potência reativa aos órgãos responsáveis pela operação do SEP, possibilitando melhoria operativa a custo moderado, já que não há necessidade de investimento prévio. Tendo em vista que os ganhos a serem auferidos pelo uso compartilhado dos recursos de compensação reativa das indústrias foi evidenciado, podendo-se atender, além da legislação referente à correção do fator de potência, ao processo de controle de tensão do SIN, faz-se necessário o estabelecimento de procedimentos específicos para viabilização da utilização dos recursos, objetivo trabalhado no próximo capítulo.

5

PROPOSTA DE PROCEDIMENTOS PARA USO DOS RECURSOS DE COMPENSAÇÃO REATIVA DE INDÚSTRIAS NO CONTROLE DE TENSÃO DO SIN

O objetivo do capítulo é estruturar procedimentos que viabilizem a utilização da potência reativa capacitiva ociosa em indústrias nas situações em que houver necessidade sistêmica.

5.1 Procedimentos Vigentes Referentes à Prestação de Serviços Ancilares no SIN

Conforme [ONS-02], define-se “serviços ancilares” como “serviços requisitados mediante a utilização de equipamentos ou instalações do sistema interligado, para garantir a operação do sistema dentro dos padrões de qualidade, segurança e confiabilidade exigidos”.

Em [ANEEL-03], se estabelecem os procedimentos para prestação de serviços ancilares de geração e transmissão.

Definem-se os seguintes pontos básicos:

- A prestação de serviços ancilares constitui requisitos técnicos essenciais para que o SIN opere com qualidade e segurança.
-

- A prestação de serviços ancilares é atividade imprescindível à operação eficiente do SIN em ambiente competitivo.

Dentre as definições de serviços ancilares, está inserido o seguinte item:

- Suporte de reativos: é o fornecimento ou absorção de energia reativa, destinada ao controle de tensão da rede de operação, mantendo-a dentro dos limites de variação estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

Os equipamentos das concessionárias de transmissão são remunerados a partir do Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão – CPST, fazendo parte de suas respectivas concessões, não servindo de parâmetro para a condição de uso de bancos de capacitores de indústrias. São operados a critério do ONS, que estabelece as formas e condições de uso dos equipamentos durante 24 horas do dia, existindo necessariamente supervisão e controle dos equipamentos, monitoramento das disponibilidades e participação ativa nos processos de intervenções programadas.

Para o caso de unidades geradoras solicitadas a operarem como compensadores síncronos, o serviço é remunerado através da Tarifa de Serviços Ancilares - TSA, estabelecida em [ANEEL-05], visando recuperar custos adicionais de operação e manutenção, pagos via Encargos de Serviços do Sistema (ESS), devendo ser celebrado Contrato de Prestação de Serviços Ancilares – CPSA entre o ONS e os agentes.

Conforme o módulo 6 de [CCEE-06], os ESS consistem basicamente no valor correspondente à média dos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para o atendimento do consumo em cada submercado (Norte, Nordeste, Sudeste ou Sul).

Este valor é pago por todos os agentes com medição de consumo registrada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), na proporção do consumo sujeito ao pagamento desse encargo, contratado ou não. Os ESS contemplam o ressarcimento aos agentes de geração dos custos das restrições de operação e da prestação de serviços ancilares.

De acordo com o submódulo 14.3 de [ONS-02], as responsabilidades das partes para a apuração de serviços ancilares referentes à operação de unidades geradoras como compensador síncrono são as seguintes:

- Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS:
 - (a) Informar à ANEEL, quando necessário, o período de utilização do serviço ancilar.
 - (b) Obter da CCEE as informações de medição para apuração dos serviços ancilares.
 - (c) Informar à CCEE e aos agentes os elementos necessários para a contabilização e liquidação mensal dos encargos de serviços ancilares.
 - (d) Apurar os serviços ancilares providos pelos agentes Prestadores de Serviços Ancilares do SIN, segundo a regulamentação vigente.
 - (e) Manter bases de dados com registro histórico e sistemas de informação necessários ao processo de apuração dos serviços ancilares.
-

- Agentes Prestadores de Serviços Ancilares:
 - (a) Prover os serviços ancilares, segundo a regulamentação vigente.

- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE:
 - (a) Enviar ao ONS as informações de medição para apuração dos serviços ancilares.

 - (b) Realizar a contabilização e a liquidação mensal dos encargos de serviços ancilares via ESS.

Em [ANEEL-05] se estabelece o valor de R\$ 3,64/Mvarh (três reais e sessenta e quatro centavos) por megavar-hora para a Tarifa de Serviços Ancilares – TSA, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2006, para pagamento do serviço de suporte de reativos, provido por unidade geradora quando operando na situação de compensador síncrono.

5.2 Proposta de Procedimento para Utilização de Recursos de Potência Reativa Disponíveis em Indústrias na Modalidade de Serviços Ancilares

As indústrias, com a aplicação dos procedimentos propostos, naturalmente passam a se beneficiar com o aumento da confiabilidade do sistema elétrico, nas situações em que se evidencie a possibilidade de esgotamento de recursos de controle de tensão. Em situações específicas,

similares ao contexto apresentado no caso 4, há benefício direto da ação de maximização do uso de bancos de capacitores instalados.

Apesar da consistência dos ganhos, há outros agentes que também poderiam se beneficiar do processo: indústrias da mesma região, agentes de distribuição e respectivos consumidores e agentes de transmissão. Portanto, há que se buscar uma forma de compensação para a indústria que esteja contribuindo para a operação do sistema.

O parâmetro atualmente disponível no SIN é a remuneração de agentes de geração que disponibilizem unidades geradoras para operação como compensador síncrono.

A comparação não é direta e requer avaliação para as situações potenciais de aplicação da metodologia.

5.2.1 Procedimento para Utilização dos Recursos Durante o Processo de Operação sob Responsabilidade do ONS

Nas situações em que a utilização de recursos ociosos de potência reativa em indústrias tenha como objetivo atender a necessidades da rede de operação do ONS, o parâmetro de unidades geradoras operando como compensadores síncronos se mostra bastante útil.

A primeira medida necessária ao aproveitamento dos recursos seria um levantamento por parte do ONS da potência instalada em bancos de capacitores nas indústrias dos segmentos siderúrgico, ferroligas e cimenteiras supridas em nível de tensão igual ou acima de 138 kV no SIN (conforme apresentado no capítulo 3, os demais segmentos produtivos não possuem disponibilidade que justifique o mapeamento).

Posteriormente, ocorreria a separação das indústrias com potência instalada em bancos de capacitores igual ou superior a determinado valor (recomenda-se que se estabeleça o valor de 30 Mvar como limite inferior de potência instalada para composição do grupo de interesse), para determinação do escopo passível de implementação de procedimento específico.

Com os resultados, seria elaborado um contrato similar ao CPSA – Contrato de Prestação de Serviços Ancilares, celebrado entre o ONS e os agentes de geração, habilitando indústrias a operarem na modalidade de injeção remunerada de potência reativa no sistema elétrico.

A remuneração ocorreria a partir da contabilização do Mvarh fornecido ao sistema elétrico durante o período autorizado pelo ONS (fator de potência capacitivo), utilizando-se, para tal, a TSA – Tarifa de Serviços Ancilares.

Em [ANEEL-00] define-se a necessidade de instalação de medição apropriada para verificação do fator de potência de unidades consumidoras do Grupo “A”, composto de pontos com fornecimento de tensão igual ou superior a 2,3 kV, de forma obrigatória e permanente, por parte da concessionária. Portanto, a proposta não apresenta custo de implantação no que se refere ao sistema de medição, já que é viável a utilização da medição de potência reativa especificada para efeito de acompanhamento do cumprimento da legislação referente à correção do fator de potência.

A contabilização (a partir da medição disponibilizada pela concessionária via ONS) e liquidação estariam sob a responsabilidade da CCEE.

Finalizando, a metodologia teria basicamente as seguintes etapas:

- Levantamento de dados para estabelecimento do grupo de indústrias com possibilidade de implantação do procedimento por parte do ONS.
-

- Celebração de contrato viabilizando remuneração de Mvarh fornecido ao sistema, a partir da TSA – Tarifa de Serviços Ancilares, entre o ONS e as indústrias do grupo de interesse.
- Especificação do fluxo de informações e do agente responsável pela medição.
- Adequação da legislação vigente para legalização de todos os aspectos inerentes ao processo.

O procedimento proposto atende às situações similares à apresentada nos seguintes itens:

- 4.1 - Problema crônico de controle de tensão em função de escassez de recursos na rede de operação, situação que evidencia a importância de se buscar meios alternativos aos usuais como forma de se balancear condições insuficientes de compensação reativa na operação de sistemas de transmissão.
 - 4.2 - Condições operativas especiais, resultantes da indisponibilidade não programada de elementos importantes do sistema de energia elétrica.
 - 4.3 - Situações em que seja possível a substituição ou redução de despacho de geração térmica para manutenção de perfis de tensão em condição operativa normal, com conseqüente redução de custos para a sociedade.
 - 4.4 - Estudos de intervenções programadas na rede de operação, com possibilidade de redução do valor de eventuais cortes de carga necessários.
-

Ressalta-se que a implantação do procedimento da forma discriminada também possibilita a utilização de unidades geradoras de autoprodutores de energia elétrica, vinculados a processos industriais, não despachadas pelo ONS. A forma com a qual a indústria estaria disponibilizando potência reativa capacitiva para o sistema elétrico não estaria sendo avaliada.

5.2.2 Procedimento para Manutenção da Configuração da Rede de Operação do SIN em Períodos de Carga Leve

O caso 5 (item 4.5) apresenta exemplo de consequência não desejável da ação de desligamento de linha de transmissão por conveniência operativa, resultado da ausência de recursos sistêmicos para absorção de potência reativa capacitiva, condição que se verifica principalmente em períodos de baixo consumo de energia elétrica.

O mesmo grupo de interesse (indústrias), para atendimento ao processo descrito no item 5.2.1, estaria habilitado a atuar também na necessidade de redução do perfil de tensão, através do desligamento de bancos de capacitores. O Contrato de Prestação de Serviços Ancilares deveria prever essa possibilidade.

A tendência é que a implementação de medida operativa para essa finalidade apresente maior facilidade de viabilização, já que a maior parte das indústrias formadoras do grupo alvo funcionam vinte e quatro horas por dia, e a retirada de operação de bancos de capacitores durante o período de carga leve propiciaria absorção de potência reativa capacitiva, ou seja, a presença de fator de potência indutivo.

A medição também seria responsabilidade da concessionária que responda pelo acompanhamento do fator de potência.

O processo se iniciaria após identificação da necessidade pelo ONS, que solicitaria ação de retirada dos bancos de capacitores às indústrias alocadas na região de interesse, durante horário e período determinado.

O acompanhamento do valor do Mvarh indutivo verificado durante o período seria feito pela concessionária responsável pelo acompanhamento do fator de potência, que encaminharia esse valor ao ONS, responsável pelo repasse das informações à CCEE, que providenciaria a remuneração via ESS.

5.2.3 Procedimento para Utilização dos Recursos Durante o Processo de Operação sob Responsabilidade de Agentes de Distribuição

A mesma situação relatada no item 5.2.1 pode vir a ocorrer em malhas de distribuição de 138 kV, sendo interesse de todos a manutenção da confiabilidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica, independente do agente responsável pela operação da malha.

O método que se propõe para o atendimento a essa possibilidade seria idêntico ao apresentado no item 5.2.1, com simplificação de algumas etapas.

O banco de dados do conjunto de indústrias alvo que comporiam a base de dados do ONS estaria disponível às concessionárias de distribuição responsáveis pela conexão das indústrias. Isto não poderia ser de outra forma, já que esses agentes estariam sempre envolvidos em processos de utilização de recursos de potência reativa de indústrias, devido ao sistema de medição estar sob sua responsabilidade.

Caso a concessionária detectasse a necessidade de elevação do perfil de tensão durante períodos de grande consumo de energia ou de alteração da configuração da rede, quer seja por razões programadas ou não, para atendimento a restrições exclusivas da malha de distribuição, contato direto entre as duas partes seria feito, como passo inicial, com definição do período e horário da ação de maximização de utilização dos recursos de potência reativa das indústrias.

A medição do Mvarh capacitivo verificado e a remuneração estariam a cargo da própria distribuidora, tomando como base o valor regulamentado da Tarifa de Serviços Ancilares, não havendo necessidade de participação do ONS ou da CCEE nesse caso.

O Contrato de Prestação de Serviços Ancilares elaborado para atender às necessidades do ONS deveria contemplar essa possibilidade.

5.2.4 Procedimento para Manutenção da Configuração de Redes de Distribuição de 138 kV

A situação apresentada no caso 5 (item 4.5), referente a desligamento de linha de transmissão para controle de tensão, pode vir a ocorrer em malhas de distribuição de 138 kV.

O método a ser utilizado seria o mesmo apresentado no item 5.2.2, com simplificação de etapas.

A mesma informação referente ao conjunto de indústrias alvo que comporiam a base de dados do ONS estaria disponível às concessionárias de distribuição responsáveis pela conexão das indústrias.

Caso a concessionária detectasse a necessidade de redução do perfil de tensão durante períodos de baixo consumo de energia elétrica, para atendimento a restrições exclusivas da malha de distribuição, contato direto entre as duas partes seria feito, com definição do período e horário da ação de retirada dos equipamentos de potência reativa capacitiva das indústrias.

A medição do $Mvarh$ indutivo verificado e a remuneração estariam a cargo da própria distribuidora, tomando como base o valor regulamentado da Tarifa de Serviços Ancilares, não havendo necessidade de participação do ONS ou da CCEE para essa situação.

O Contrato de Prestação de Serviços Ancilares elaborado para atender às necessidades do ONS deveria prever também essa possibilidade.

6 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

O desenvolvimento do presente trabalho levou a um conjunto de constatações e realizações consideradas relevantes. A percepção de possível capacidade ociosa de bancos de capacitores instalados nas indústrias durante o horário de ponta, fator potencial para motivação da proposta em foco, foi confirmada através da pesquisa apresentada.

A avaliação teórica da aplicação dos equipamentos de compensação reativa das indústrias na operação do SEP e o estudo através de simulação de casos reais evidenciaram o potencial ganho a ser auferido pelo SIN com o uso dos recursos disponíveis nas indústrias.

Em função das análises realizadas, estruturou-se o plano de implementação prática da proposta de uso otimizado dos recursos de compensação reativa das indústrias.

Julga-se que o objetivo da pesquisa tenha sido alcançado, ficando a convicção de que a construção de uma sociedade próspera e justa passa necessariamente pelo esforço de todos os setores da sociedade, na construção de uma visão coletiva, focada no compartilhamento dos recursos de energia existentes.

Como proposta de continuidade do trabalho, apresenta-se a necessidade de avaliação da questão de utilização dos bancos de capacitores instalados em indústrias, por segmentos produtivos, sob o ponto de vista das próprias indústrias, já que o presente trabalho abordou a situação na visão de operação

do SEP. Condições técnicas específicas das indústrias podem restringir ou potencializar a utilização da metodologia apresentada nessa dissertação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [ANEEL-00] Resolução nº 456, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 29 de novembro de 2000.
- [ANEEL-03] Resolução nº 265, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL 10 de junho de 2003.
- [ANEEL-05] Resolução nº 195, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 19 de dezembro de 2005.
- [Cardoso-99] Cardoso, R. M., Ferramentas Computacionais Aplicadas ao Controle de Tensão de Sistemas Elétricos de Potência, CPDEE/UFMG, Belo Horizonte, 1999, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica.
- [CCEE-06] Regras de Comercialização, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE - 2006.
- [CEMIG-06] Dados Históricos e Relatórios de Perturbações, Centro de Operação do Sistema – CEMIG - 2006.
- [CESEP-05] Notas de Aula, Curso de Especialização em Sistemas Elétricos de Potência, LRC/UFMG, Belo Horizonte, 2005.
- [Chaves-01] Chaves, F.S., Proposta de Procedimento para Compensação Reativa e Controle de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência, CPDEE/UFMG, Belo Horizonte, 2001, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica.
- [Chaves-02] Chaves, F.S., Vale, M.H.M., Controle de Tensão e Compensação Reativa – Procedimento Aplicado à Expansão de Sistemas Elétricos, IX CBA – Congresso Brasileiro de Automática, Natal, Setembro 2002.
- [Chaves-03] Chaves, F.S., Projeto de Tese II – Proposta Preliminar de “Critérios para Avaliação Técnica dos Procedimentos de Expansão” Considerando a Influência da CR/CT nos Sistemas Elétricos, CPDEE/UFMG, 2003.
- [Chaves-04] Chaves, F.S., Relatório de Estudos de Estabilidade de
-

-
- Tensão, Transitórios Eletromagnéticos e Harmônicos, CPDEE/UFMG, 2004.
- [Chaves-05a] Chaves, F.S., Vale, M.H.M., Avaliação Técnica de Planos de Expansão de Compensação Reativa e Controle de Tensão, SPGEE'05, UFMG, Setembro, 2005.
- [Chaves-05b] Chaves, F.S., Vale, M.H.M., Avaliação Técnica de Transitórios Eletromagnéticos para Planos de Expansão de Compensação Reativa e Controle de Tensão, XVIII SNPTEE, Curitiba, Outubro, 2005.
- [Chaves-07] Chaves, F.S., Avaliação Técnica do Desempenho da Compensação Reativa *Shunt* Capacitiva Aplicada à Expansão de Sistemas Elétricos, CPDEE/UFMG, Belo Horizonte, 2007, Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica.
- [Cortez-01] Cortez, A.N., Proposta de Critério e Procedimento para Avaliação de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência. Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2001. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica.
- [DNAEE-68] Decreto nº 62.724, Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, 17 de maio de 1968.
- [DNAEE-75] Decreto nº 75.887, Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, junho de 1975.
- [DNAEE-92] Decreto nº 479, Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, 20 de março de 1992.
- [EPE-05a] Consolidação do Mercado de Energia Elétrica e da Economia, Empresa de Pesquisa Energética – EPE, 2005.
- [EPE-05b] Balanço Energético Nacional. Empresa de Pesquisa Energética – EPE, ano base 2005.
- [GTMG-05] Atas de reuniões e relatórios técnicos, Grupo de Trabalho Minas Gerais - GTMG – 2005 – ONS.
- [Lage-95] Lage, W. F., Gerenciamento de Carga de Consumidores de Transmissão, SNPTEE – CEMIG -1995.
-

-
- [Lobato-98] Lobato, M.V.C., Estabilidade de Tensão em Sistemas de Energia Elétrica: Estudo do Fenômeno e de Métodos para Análise Estática, CPDEE/UFMG, Belo Horizonte, 1998, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica.
- [ONS-02] Procedimentos de Rede do ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico - 2002.
- [P&D-98] Vale, M.H.M., Controle Automático de Tensão - CAT. Projeto: UFMG/CEMIG, 1987/1998.
- [P&D-04a] Relatórios de Projeto P&D, Critérios e Procedimentos para Compensação Reativa e Controle de Tensão – UFMG/CEMIG, ANEEL, 2001 – 2004.
- [Silva-07a] Silva, W.A., Vale, M.H.M., Utilização da Disponibilidade de Recursos de Compensação Reativa de Indústrias no Controle de Tensão do Sistema Interligado Nacional – IX EDAO – Encontro para Debates de Assuntos da Operação – 2007.
- [Silva-07b] Silva, W.A., Vale, M.H.M., Utilização da Disponibilidade de Recursos de Compensação Reativa de Indústrias no Controle de Tensão do Sistema Interligado Nacional – XII ERIAC - Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ – 2007.
- [Silveira-99] Silveira, S.F., Controle de Tensão de Sistemas Elétricos de Potência: Estudo de Estratégias Globais, CPDEE/UFMG, Belo Horizonte, 1999, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica.
- [Valadares-01a] Valadares, J.R., Proposta de Políticas, Critérios e Procedimentos para Compensação Reativa e Controle de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência, CPDEE/UFMG, Belo Horizonte, 2001, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica.
- [Valadares-01b] Valadares, J.R., Políticas, Critérios e Procedimentos para
-

-
- Compensação Reativa e Controle de Tensão, XVI SNPTEE, Campinas – SP, 2001.
- [Vale-00] Vale, M.I.M., Vale, M.H.M., Cardoso, R.M, Silveira, S.F., Electric Power System Voltage Control, VII SEPOPE, Curitiba, Paraná, Brasil, Maio 2000.
- [Vale-03] Vale, M.H.M., Chaves, F.S., Silva, B.A.C., Valadares, J.R., Ferramenta Computacional Aplicada à Expansão – Compensação Reativa / Controle de Tensão, X ERLAC, Puerto Iguazú – Argentina, 2003.
- [Vale-04] Vale, M.H.M., Chaves, F.S., Silva, B.A.C., Cortez, A.N., Valadares, J.R., Teixeira, J.C., Avaliação Técnica de Alternativas de Expansão – Compensação Reativa e Estabilidade de Tensão, IX SEPOPE, Rio de Janeiro – RJ, 2004.
- [Vale-05a] Vale, M.H.M., Chaves, F.S., Silva, B.A.C., Mariano Jr., L., Valadares, J.R., Critérios e Procedimentos para Compensação Reativa e Controle de Tensão, CITENEL, Florianópolis, 2005.
- [Vale-05b] Vale, M.H.M., Chaves, F.S., Compensação Reativa e Controle de Tensão – Avaliação Técnica de Alternativas de Expansão nos Aspectos de Estabilidade de Tensão, XI ERIAC, Hernandieriaz – Paraguai, 2005.
-

GLOSSÁRIO

- **Agente:** Cada uma das partes envolvidas em regulamentação, planejamento, acesso, expansão e operação do sistema elétrico, bem como em comercialização e consumo de energia elétrica.
 - **ANEEL:** Agência Nacional de Energia Elétrica - Autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que tem a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Foi criada pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.
 - **CCEE:** Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
 - **CEMIG:** Companhia Energética de Minas Gerais.
 - **COSR-SE:** Centro Regional de Operação Sudeste – ONS.
 - **CPSA:** Contrato de Prestação de Serviços Ancilares.
 - **CPST:** Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão.
 - **DNAEE:** Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica.
 - **ELETROBRÁS:** Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
 - **EPE:** Empresa de Pesquisa Energética.
 - **ERAC:** Esquema Regional de Alívio de Carga - Redução automática de carga em condições de subfreqüência.
-

- **ESS:** Encargos de Serviços do Sistema.
 - **FMG:** Fluxo Minas Gerais - Parâmetro referente ao somatório dos fluxos de potência ativa que suprem a região central do estado de Minas Gerais.
 - **LRC:** *Lightning Research Center* – Núcleo de Desenvolvimento Científico e Tecnológico em Descargas Atmosféricas.
 - **LTC:** *Load Tap Changers* - comutadores de tap sob carga.
 - **ONS:** Operador Nacional do Sistema Elétrico - Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela coordenação, supervisão e controle da operação de geração e transmissão de energia elétrica no sistema interligado, criado pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, regulamentada pelo Decreto 2.655, de 02 de julho de 1998, autorizado pela ANEEL, mediante a Resolução nº 351, de 11 de novembro de 1998.
 - **P&D:** Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - Percentual mínimo da receita operacional líquida que as concessionárias e permissionárias de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica do Brasil devem aplicar anualmente no SIN.
 - **PIB:** Produto Interno Bruto - Representa a soma (em valores monetários) de todos os bens e serviços finais produzidos em uma determinada região.
 - **PROCEL:** Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica.
-

- **Rede Básica:** Instalações pertencentes ao Sistema Interligado Nacional, identificadas segundo regras e condições estabelecidas pela ANEEL.
 - **SE:** Subestação.
 - **SEP:** Sistema Elétrico de Potência.
 - **SIN:** Sistema Interligado Nacional.
 - **TSA:** Tarifa de Serviços Ancilares.
 - **UHE:** Usina Hidroelétrica.
 - **UTE:** Usina Termoelétrica.
-