

Universidade Federal de Juiz de Fora
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Mestrado em Engenharia Elétrica

Alexandre Lima de Carvalho

**ANÁLISES E SOLUÇÕES DE PROBLEMAS EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO FERROVIÁRIOS BIFÁSICOS E ISOLADOS**

Juiz de Fora

2014

Alexandre Lima de Carvalho

**ANÁLISES E SOLUÇÕES DE PROBLEMAS EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO FERROVIÁRIOS BIFÁSICOS E ISOLADOS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia, da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Leandro Ramos de Araujo, D.Sc.

Co-orientador: Profa. Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D. Sc.

Juiz de Fora

2014

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Carvalho, Alexandre Lima de .
Análises e Soluções de Problemas em Sistemas de Distribuição Ferroviários Bifásicos e Isolados / Alexandre Lima de Carvalho. -- 2014.
116 f.

Orientador: Leandro Ramos de Araujo
Coorientadora: Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo
Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2014.

1. Sistemas ferroviários. 2. Compensação reativa. 3. Sistemas bifásicos. I. Araujo, Leandro Ramos de, orient. II. Araujo, Débora Rosana Ribeiro Penido, coorient. III. Título.

ANÁLISES E SOLUÇÕES DE PROBLEMAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
FERROVIÁRIOS BIFÁSICOS E ISOLADOS

ALEXANDRE LIMA DE CARVALHO

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovada por:

Prof. Leandro Ramos de Araujo, D.Sc.– UFJF

Prof^a. Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D.Sc. – UFJF

Prof. Carlos Aparecido Ferreira, D. Sc. – CEFET/RJ

Prof. André Luiz Marques Marcato, D. Sc. – UFJF

Prof. Leonardo de Mello Honório, D. Sc. – UFJF

Juiz de Fora, MG – Brasil.
Dezembro de 2014

Dedico este trabalho primeiramente a meus pais que, mesmo não estando presentes, possibilitaram esta conquista não poupando esforços e apoio durante minha formação para que eu chegasse a este estágio, além de minha filha Fernanda Carvalho e esposa Fernanda Langoni pelo apoio e compreensão do meu tempo investido aos estudos nas horas reservadas para o convívio familiar.

Agradecimentos

Agradeço aos meus orientadores Leandro Ramos de Araujo e Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, pela enorme dedicação e interesse demonstrados ao longo do trabalho, por terem se mostrado acessíveis em conversas e reuniões, além de terem sido grandes parceiros nas discussões práticas sobre o assunto.

Agradeço aos parceiros dos Departamentos de Engenharia da MRS Rodrigo Rufato e de Projetos Especiais Élison Borges que juntos realizaram análises, medições, logística em campo, detalhamentos construtivos e normativos dos equipamentos fabricados. Nas execuções em campo destaco e agradeço ao técnico Evandro Rezende pelo acompanhamento da equipe executora e definição da locação dos postes para instalação e também à equipe de instalação liderada por Josivan que não mediu esforços para realização das instalações no tempo previsto apesar das adversidades.

Agradeço também o apoio do professor André Luís Marques Marcato no início dos estudos incluindo a disponibilidade para discussão da matéria, seja em conversas informais seja por email. Não posso deixar de citar o agradecimento especial ao gerente da área de Eletroeletrônica da empresa Henrique José Veloso que vislumbrando o aproveitamento do enriquecimento que seria adquirido através do mestrado, me dispensou das horas de trabalho na empresa para que eu acompanhasse as aulas durante estes anos de formação.

Resumo da Dissertação apresentada à UFJF como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ANÁLISES E SOLUÇÕES DE PROBLEMAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO FERROVIÁRIOS BIFÁSICOS E ISOLADOS

Alexandre Lima de Carvalho

Dezembro/2014

Orientadores: Leandro Ramos de Araujo, D. Sc. – UFJF

Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D. Sc.– UFJF

Programa: Engenharia Elétrica

Resumo

Nesta dissertação são apresentadas análises e uma solução de correção para o problema encontrado na rede de distribuição em 13,8 kV da rede ferroviária da MRS, sendo este relacionado à presença de altos valores de reativos capacitivos na rede aliado a questões de desequilíbrios. Estas questões têm se mostrado comuns nas redes de distribuição ferroviária da companhia. Por serem problemas típicos de sistemas ferroviários, que são constituídos por equipamentos diversos e têm características específicas de funcionamento, realiza-se também neste trabalho uma descrição básica de sistemas de distribuição ferroviários, mostrando suas características principais.

A característica capacitiva analisada neste trabalho é uma possível fonte de problemas na operação do sistema, podendo-se citar como exemplo, impactos no GMG (grupo motor gerador) responsável pela redundância no fornecimento de energia elétrica na falta da concessionária, no qual ocorre a atuação da proteção repetidamente, desligando o GMG por sobretensão. A importância do correto funcionamento do sistema em questão levou a necessidade de análises teóricas do problema, embasadas por aspectos práticos, em busca de uma solução.

Uma vez levantadas várias hipóteses e análises, a investigação foi focada na curva de capacidade do gerador versus a carga alimentada, conhecida através de medidas realizadas através do analisador de energia. Após uma análise mais aprofundada desta questão, contemplando cálculos e medições, chegou-se a uma solução para o problema que foi implementado na prática com sucesso, basicamente constituindo-se de alocação de reatores específicos na rede de distribuição de energia para compensação de reativos, resultando a diminuição da corrente capacitiva no circuito, deslocando o fator de potência da carga para a área estável da curva de capacidade na qual o GMG opera sem a atuação da proteção além de diminuir a corrente de desequilíbrio, consequentemente evitando o desligamento indevido.

Abstract of Dissertation presented to UFJF as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

UNGROUNDING AND BIPHASIC RAILWAY DISTRIBUTION SYSTEMS – ANALYSIS AND SOLUTIONS

Alexandre Lima de Carvalho

December/2014

Advisors: Leandro Ramos de Araujo, D. Sc. – UFJF

Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D. Sc. – UFJF

Department: Electrical Engineering

Abstract

In this dissertation several analyzes are presented and a solution to the problem encountered in the distribution network at 13.8 kV railway MRS network, which is related with the presence of high capacitive reactive in the network together with imbalances issues. These issues have been shown to be common in rail distribution network of the company. Because they are typical problems of rail systems, which consist of various equipment and have specific operating characteristics also takes place in this study is a basic description of the distribution rail system, showing its main characteristics. The capacitive characteristic analyzed in this work is a possible source of problems in system operation and can be cited as an example, impacts on GMG (generator engine group) responsible for redundancy in the supply of electricity in the absence of the concessionaire, in which the action occurs the protection repeatedly, turning off the GMG overvoltage. The importance of proper system operation in question took the need for theoretical analysis of the problem, supported by practical aspects, in search of a solution. Once several hypotheses and analyzes, the investigation was focused on the capability curve of the generator versus the load supplied, known from measurements carried out by the energy analyzer. Upon further examination of this issue, contemplating calculations and measurements, come up with a solution to the problem that was implemented in practice with success, basically becoming allocation of specific reactors in the power distribution network for reactive compensation, resulting in the reduction of the capacitive current in the circuit, moving the load power factor for the stable area of the capability curve in which the GMG operates without the protection operation in addition to reducing the imbalance of power and consequently avoid improper shutdown.

Sumário

Capítulo I.....	1
Introdução	1
1.1 Considerações Gerais.....	1
1.2 Revisão Bibliográfica	7
1.3 Motivações.....	12
1.4 Objetivos.....	13
1.5 Principais Contribuições do Trabalho.....	14
1.6 Estrutura do Trabalho	14
Capítulo II.....	16
Definições e Fundamentação Teórica	16
2.1 Considerações Iniciais	16
2.2 Principais Equipamentos Elétricos do Sistema Ferroviário.....	16
2.3 Topologia Típica de um Sistema Elétrico Ferroviário.....	22
2.3.1 Alimentação pela concessionária.....	23
2.3.2 Subestação	24
2.3.3 Grupo Motor Gerador (GMG).....	27
2.3.4 Alimentadores.....	29
2.3.5 Chaves motorizadas.....	31
2.3.6 Dispositivos de proteção.....	33
2.3.7 Sistema supervisório.....	35
Capítulo III.....	37
Filosofias de Operação e Análises do Problema	37
3.1 Introdução	37
3.2 Filosofia de Chaveamento em Caso de Falhas	38
3.3 Definição do Problema	40
3.4 Análise do Problema e Definição das Alternativas.....	41
Capítulo IV.....	51
Síntese e Implantação da Solução	51
4.1 Introdução	51
4.2 Modelagem do Sistema em Programa Computacional.....	52

4.2.1 Alimentadores Bifásicos	53
4.2.2 <i>Communications-Based Train Control</i> (CBTC)	54
4.2.3 Transformadores	55
4.2.4 Hot-Box	55
4.2.5 Detectores de Descarrilamento	56
4.2.6 Aparelhos de Manobra de Vias (AMV)	56
4.2.7 Subestação - Concessionária e GMG	57
4.2.8 Demais equipamentos elétricos ferroviários.....	58
4.3 Resultados das Simulações	58
4.3.1 Potência ativa e reativa - Concessionária	61
4.3.2 Corrente e Tensão - Concessionária	62
4.3.3 Corrente, Tensão e Potência - GMG	64
4.3.4 Variação dos parâmetros do SAE.....	67
4.4 Análise de Alternativas Finais para Solução	70
4.5 Estudo da Compensação Reativa Distribuída.....	72
4.6 Comissionamento da Compensação Reativa Distribuída	87
4.6.1 Fabricação.....	87
4.6.2 Instalação da Compensação Reativa em Campo	91
4.6.3 Testes	94
4.6.4 Problemas Encontrados	94
4.6.5 Situação Final	94
Capítulo V	96
Conclusões e Desenvolvimentos Futuros	96
5.1 Considerações Finais	96
5.2 Desenvolvimentos Futuros	98
Referências Bibliográficas	100

Lista de Siglas e Abreviaturas

AC ou CA	Corrente Alternada
AMV	Aparelho de Mudança de Via
<i>BKP site</i>	Centro redundante de processamento de dados
CBTC	<i>Communication Based Train Control</i> – Controle de Trem Baseado em Comunicação
CCM	Centro de Controle de Manutenção
CCO	Centro de Controle de Operações
CLP	Controlador Lógico Programável
CPD	Centro de Processamento de Dados
CTA	Chave de Transferência Automática
CTC	Controle de Tráfego Centralizado
DC ou CC	Corrente Contínua
<i>Fail Safe</i>	Falha segura, na ocorrência de falhas o sistema é levado a um estado seguro
GMG	Grupo motor gerador
kV	Unidade de tensão
kVA	Unidade de potência aparente
kvar	Unidade de potência reativa
kW	Unidade de potência ativa
P1-03	Pátio Norte número 3

P1-04	Chave motorizada localizada entre os Pátios Norte número 3 e 5
P1-05	Pátio Norte número 5
PSCAD	Simulador de transitório eletromagnético com aplicação em sistemas de energia elétrica
QBT	Quadro de baixa tensão
rms	<i>Root mean square</i> , valor quadrático médio ou valor eficaz
rpm	Rotações por minuto
SAE	Sistema auxiliar de energia
SCADA	Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados (<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>)
SIN	Sistema interligado nacional
TKU	Unidade de medida equivalente ao transporte de uma tonelada útil a distância de um quilômetro
USCA	Unidade de supervisão de corrente alternada

Capítulo I

Introdução

1.1 Considerações Gerais

O Brasil é um país de dimensões continentais onde muitas vezes seus insumos localizam-se distantes das indústrias, portos e locais de consumo destes bens. O avanço da tecnologia ferroviária no Brasil refletiu um decréscimo nos custos de locomoção com a diminuição do tempo de deslocamento, incremento da segurança e aumento da confiabilidade no transporte de bens e pessoas. Com isto obteve-se um aumento no ritmo de desenvolvimento econômico das regiões e do país como um todo, não apenas mediante a redução do custo de produção, mas também de serviços, exploração mineral, manufatura e do setor público.

No século XIX, com a construção das ferrovias, houve uma grande evolução na melhoria da organização da região oeste do estado de São Paulo e seu objetivo foi o atendimento e melhoria do transporte da produção do café para exportação, influenciando na construção de diversos municípios no interior do estado de São Paulo.

Novos municípios surgiram no entorno da ferrovia e obtiveram grande importância em sua região onde, pouco tempo antes, o transporte interno era realizado por meios fluviais e de canais tornando-se pouco flexíveis e conseqüentemente com maiores tempos gastos. Com a implantação das ferrovias ocorreu a integração territorial, seu desenvolvimento e o encurtamento significativo dos tempos de transporte.

Depois de 1850, o fator tempo espaço, que é relativo ao tempo para vencer a distância para escoamento de riquezas, tornou-se viável nos locais por onde a ferrovia e telégrafo passavam. Nos 50 anos que seguiram entre 1870-1920, foi construído no Brasil o sistema de ferrovias mais complexo do mundo. A complexidade foi resultante

das características naturais da região, tais como topografia difícil, grande quantidade de rios, morros, serras, vales e florestas fechadas.

O resultado disso foi o aumento competitivo das regiões atendidas pelas ferrovias no mercado internacional devido à melhoria no escoamento de riquezas e diminuição do tempo empregado em detrimento aos recursos disponíveis em tempos antes do advento da construção das ferrovias (VENCOVSKY, 2006).

A consequência destes novos tempos foi o surgimento de uma geração de pessoas envolvidas com a ferrovia tais como ferroviários, maquinistas e engenheiros brasileiros. Os novos caminhos demandaram a construção de muitas pontes e túneis ajudando no melhoramento da engenharia brasileira de construção e de organização de sistemas. Ao contrário de rodovias, as ferrovias têm seu funcionamento de forma integrada, ou seja, necessitam de grande organização de horários, manutenção, cálculos detalhados de caminhos, manobras e desvios de composições. Pelo fato das rodovias operarem de maneira pouco planejada em relação à facilidade de abertura de novos caminhos além dos interesses automobilísticos para transporte, provavelmente estes foram os motivos do esquecimento e pouco investimento no sistema ferroviário brasileiro. Ao contrário das rodovias, as ferrovias não permitem “puxadinhos” ou “quebra-galhos”, seu funcionamento exige boa organização, podendo ser estes considerados alguns dos motivos da defasagem do país em relação ao aumento desordenado das rodovias que resolviam o transporte de riquezas em momentos sem planejamento (ARAUJO, 2013).

A partir da década de 1920 com o aumento de rodovias pavimentadas ocorreu um aumento da concorrência em verbas públicas com o setor ferroviário de transporte de cargas e pessoas diminuindo o investimento em ferrovias. Até a década de 50 a malha ferroviária cresceu 8 mil km e melhorou sua eficiência com a mudança de trens movidos a vapor por tração elétrica e posteriormente por motores a diesel.

Com a criação da RFFSA (Rede Ferroviária Federal SA) vieram avanços no setor com o crescimento da tonelagem transportada com o aumento de produtividade.

Nas décadas seguintes, especialmente na década de 80 com a crise fiscal o modelo de gestão das ferrovias tornou-se insustentável com as dívidas da RFFSA levando o início dos estudos para a retomada da participação do capital privado que culminou com a privatização na década de 90.

No ano de 2012, o setor ferroviário chegou a 30.129 km de extensão, considerando os trens urbanos de passageiros, sendo este número menor que o pico no

início da década de 1960 quando a extensão total de estradas de ferro alcançou 38.287 km, mas superou a parte construída na década de 1980, onde a extensão chegou a pouco mais de 28.942 km. Em torno de 8.000 km de linhas ferroviárias tiveram seu funcionamento interrompido desde a década de 1960 objetivando a redução do déficit ocorrido no orçamento do governo e o sucateamento da malha por causa da falta de recursos para novos investimentos. Nos dias atuais, a densidade da malha ferroviária brasileira alcança pouco mais de 3,3 km de linhas férreas por mil km² de território. A diminuição da extensão da na malha ferroviária brasileira ocorreu pelo fato da tentativa de diminuir e acabar com as vias deficitárias e ramais ferroviários antieconômicos (CNT, 2013).

A Figura 1-1 mostra a evolução da extensão da infraestrutura ferroviária desde sua criação até os dias atuais.

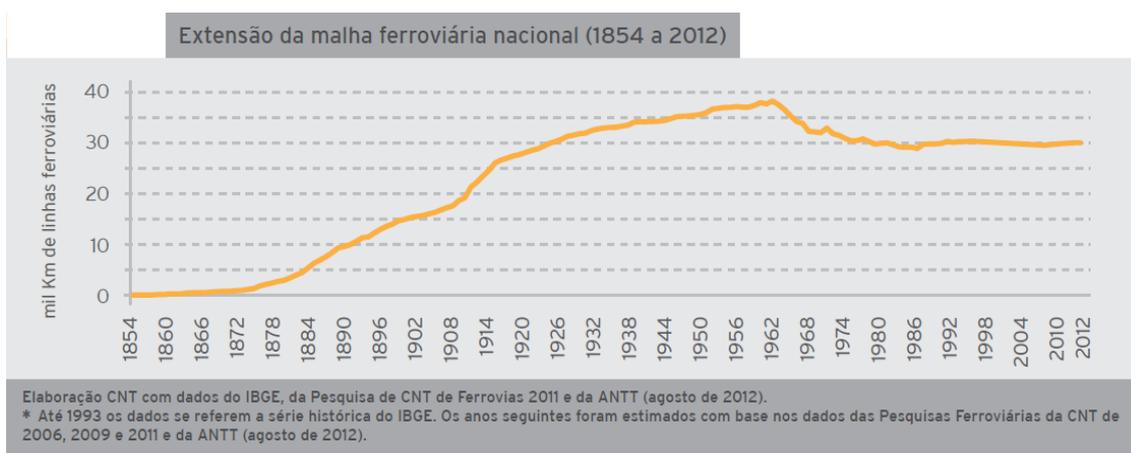


Figura 1-1 - Evolução da extensão da infraestrutura ferroviária no Brasil (CNT, 2013)

A estabilização do tamanho da malha ferroviária ocorreu em função dos resultados conseguidos com a inclusão da RFFSA no PND (Plano Nacional de Desestatização - Confederação Nacional do Transporte, 2013), em 1992, quando aconteceu a transferência do controle operacional para a iniciativa privada. A concessão incluiu 12 trechos diferentes totalizando mais de 28,6 mil km, ou 94% da malha do país, com cada trecho operado por uma empresa privada individual. Os demais trechos da malha se referem a trechos locais, trens urbanos e turísticos e totalizam 1,4 mil km.

As novas concessões ferroviárias melhoraram os ganhos para a estrutura logística e econômica do país. Com os leilões na década de 1990 a União recolheu mais de R\$1,76 bilhão desfogando os déficits que os cofres públicos do setor apresentavam.

Depois do início da transição, grande parte das ferrovias obteve um resultado positivo em seu patrimônio líquido, depois de várias décadas de fechamentos negativos da RFFSA (CNT, 2013).

Na Figura 1-2 e Figura 1-3 são mostrados respectivamente os gráficos do desempenho da ferrovia no Brasil, após o repasse do controle operacional à iniciativa privada, em relação à evolução do índice de acidentes e do transporte em TKU. O cenário atual é mostrado na Figura 1-4:

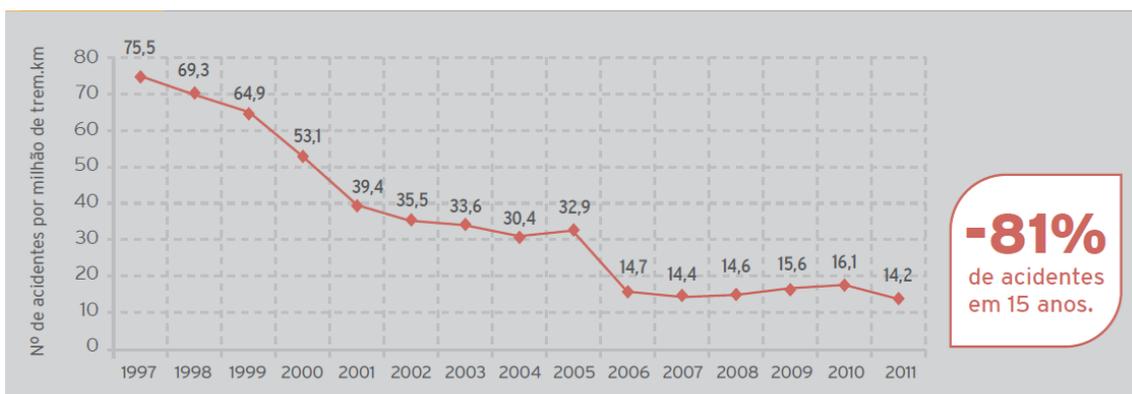


Figura 1-2 - Evolução do índice de acidentes (CNT, 2013)

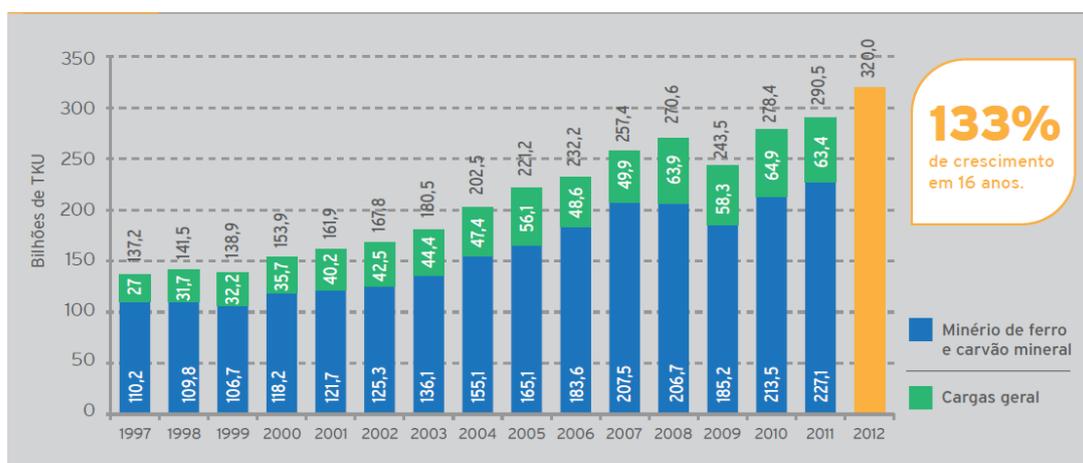


Figura 1-3 - Evolução do transporte em TKU (CNT, 2013)

Ferrovias	Bitola			
	Larga	Métrica	Mista	Total
América Latina Logística Malha Norte S.A. - ALLMN	500	-	-	500
América Latina Logística Malha Oeste S.A. - ALLMO ⁽¹⁾	-	1.945	-	1.945
América Latina Logística Malha Paulista S.A. - ALLMP	1.463	243	283	1.989
América Latina Logística Malha Sul S.A. - ALLMS	-	7.293	11	7.304
Estrada de Ferro Carajás - EFC	892	-	-	892
Estrada de Ferro Paraná Oeste S.A. - FERROESTE	-	248	-	248
Estrada de Ferro Vitória a Minas - EFVM	-	905	-	905
Ferrovia Centro-Atlântica S.A. - FCA	-	7.897	169	8.066
Ferrovia Tereza Cristina S.A. - FTC	-	164	-	164
MRS Logística S.A. - MRS	1.632	-	42	1.674
Transnordestina Logística S.A. - TLSA	-	4.189	18	4.207
Ferrovia Norte-Sul - FNS - VALEC/Subconcessão	720	-	-	720
SubTotal	5.207	22.884	523	28.614

Figura 1-4 - Cenário Atual (CNT, 2013)

A infraestrutura para funcionamento das ferrovias atuais dispõe de três segmentos que são energia, sinalização e comunicação, sendo os dois últimos dependentes da energia elétrica. O tráfego dos trens que por sua vez depende diretamente da sinalização ferroviária e da comunicação com o CCO (Centro de Controle de Operação). Com a evolução nas comunicações, novos projetos estão sendo implantados cada vez mais baseados em comunicação eficiente obtidos com investimentos em novas tecnologias para sinalização e conseqüentemente suportes confiáveis de energia para o sistema.

O sistema de comunicação hoje é realizado em grande parte por fibra óptica e antenas, sendo cada vez mais imprescindível contar com o suporte de alimentação de energia elétrica sem interrupções. Falhas no fornecimento de energia poderão acarretar acidentes de grande monta e/ou paradas de composições influenciando diretamente em quantidades transportadas, impactando nos custos da empresa, ocasionado grandes perdas financeiras. Deste modo, a sinalização, item primordial para controle logístico e de segurança, além de sua própria confiabilidade, está relacionada também ao funcionamento do sistema de comunicação e de energia.

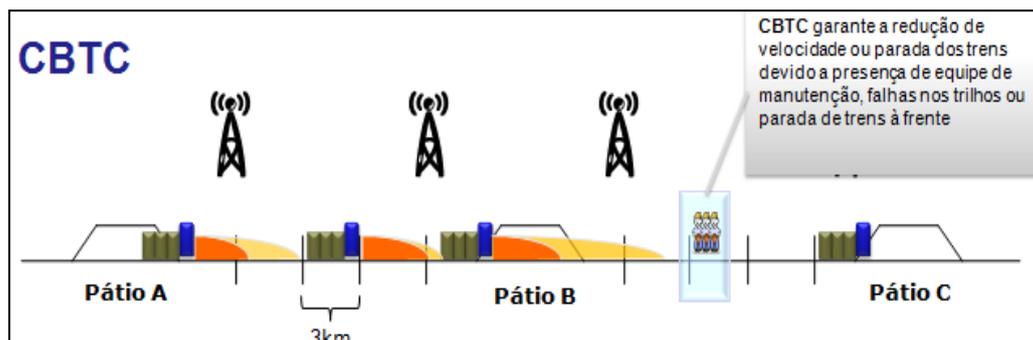


Figura 1-5 - CBTC

A MRS foi pioneira na implantação do CBTC (*Communications-Based Train Control*), que é um sistema de controle e monitoramento do movimento dos trens através de uma rede dedicada de comunicação conforme apresentado na Figura 1-5. Esta rede é interligada com a solução de intertravamento no campo (solução tipo *fail-safe*), onde cada veículo ferroviário tem um computador de bordo que continuamente envia informações sobre sua posição, velocidade e licenciamento recebendo também informações sobre os trens à frente, equipes de manutenção e restrições de velocidade. Esta tecnologia aumentou a segurança operacional (maquinistas, comunidades, equipes de manutenção e meio ambiente) contribuindo com o aumento da capacidade de transporte através da redução da distância entre trens.

Logo, nota-se a interdependência dos três segmentos (energia, sinalização e comunicação), além dos demais necessários ao funcionamento da atual tecnologia implantada como representado na Figura 1-6, tornando indissociável o grau de confiabilidade do sistema de energia em relação aos demais.



Figura 1-6 - Segmentos

Toda a mudança tecnológica veio após a privatização possibilitando que o aumento da demanda transportada triplicasse desde 1996 quando a empresa assumiu o trecho sudeste. A confiabilidade do fornecimento de energia, dentre estas mudanças, também se adequou ao crescimento, pois as falhas impactam diretamente no transporte. Com o aumento ininterrupto de cargas transportadas e a necessidade de maior precisão nos prazos contratuais, foram necessárias significativas melhorias na confiabilidade do sistema que envolve o transporte ferroviário.

Com isso, foram implantadas redundâncias para prevenir falhas de energia, que foram a instalação de GMG's (grupos motor gerador) e *nobreaks*. A instalação destes equipamentos contribuiu para o aumento da confiabilidade no fornecimento de energia. Porém, salienta-se que para que estes equipamentos contribuam para o aumento da confiabilidade é necessário que os mesmos estejam em correto funcionamento. Assim, qualquer distúrbio no funcionamento destes equipamentos merece especial atenção. E a análise de um problema relacionado a estes equipamentos, o qual será melhor retratado no restante do texto que é o foco desta dissertação.

1.2 Revisão Bibliográfica

Nesta seção são apresentados os principais trabalhos pesquisados durante o desenvolvimento desta dissertação.

É importante destacar que até a chegada da solução do problema que consiste no desligamento intpestivo do GMG (Grupo Motor Gerador) , objeto de estudo neste trabalho, muitas hipóteses diferentes foram levantadas e precisaram ser analisadas. E para isso, foi preciso realizar uma revisão de forma mais geral em termos de sistemas elétricos ferroviários e desequilibrados. A partir dos estudos de suas características, problemas encontrados e soluções desenvolvidas, ocorreu o desenvolvimento deste estudo e solução de problema apresentado nesta dissertação.

Cabe ressaltar que, o principal enfoque na literatura está voltado para as redes primárias de distribuição de energia elétrica urbanas trifásicas e redes de distribuição ferroviária em corrente contínua. As redes trifásicas de distribuição de energia elétrica de sistemas ferroviários possuem poucas referências bibliográficas e praticamente não

existem referências bibliográficas referentes às redes ferroviárias bifásicas, que são o principal escopo deste trabalho.

Porém, mesmo não se tratando especificamente do tipo de sistema elétrico em estudo neste trabalho, considera-se pertinente apresentar uma revisão bibliográfica sobre os sistemas citados, de forma a contextualizar o conteúdo dos próximos capítulos e servir de base teórica para analogias que permearam as análises realizadas neste trabalho.

Na parte de redes de distribuição urbanas abordar-se-á a questão de modelagem e simulação de sistemas desequilibrados, pois mesmo o foco desta dissertação não sendo a implementação de metodologias, a questão da análise de desequilíbrio foi importante. Na parte de redes em corrente contínua em sistemas ferroviários serão apresentados trabalhos que abordaram diversos problemas neste tipo de rede sendo o mesmo feito para redes de distribuição em sistemas ferroviários, o estudo destes trabalhos foi importante para aumento do aprendizado em relação a sistemas ferroviários e possíveis problemas.

Redes de Distribuição Urbanas

Para estudos dos sistemas elétricos de potência, muito se tem feito em termos de modelagem e metodologias. Estes são importantes uma vez que seus resultados e suas análises são aplicados em projetos de várias espécies e na operação dos sistemas. Particularmente para redes de distribuição, um problema que tem recebido especial destaque é a representação do desequilíbrio normalmente inerente a este tipo de sistema. A seguir, algumas metodologias que trataram deste problema serão citadas.

Para solucionar o problema de representação de sistemas desequilibrados, na solução do problema do fluxo de carga, em muitos trabalhos adotou-se a formulação trifásica. Em WASLEY e SHLASH (1974) e BIRT, GRAFFY e MacDONALD (1976) foram apresentadas extensões trifásicas para os tradicionais métodos descritos em TINNEY e HART (1967) e STOTT e ALSAC (1967). Porém, os acoplamentos mútuos e a necessidade de constantes refatorações da matriz Jacobiana na forma trifásica, tornaram estes métodos extremamente complexos (ROYTELMAN, 1999).

Em GARCIA (2001) apresentou-se uma formulação baseada na metodologia proposta em COSTA *et al.* (1999), desenvolvida para sistemas em EAT e UAT. Na

formulação proposta, as equações das correntes injetadas, em cada fase, são escritas em coordenadas retangulares o que resulta numa matriz Jacobiana formada por blocos (6 x 6) muito próxima da matriz admitância de barras, sendo a diferença determinada pelo modelo de carga adotado.

Em PENIDO (2008) foi apresentada uma formulação para o fluxo de potência para sistemas trifásicos a quatro condutores (três fases e o neutro), utilizando o método de Newton-Raphson para solucionar o conjunto de equações de injeção de corrente em coordenadas retangulares. O equacionamento proposto resulta em um sistema de equações não-lineares com dimensão $8n$, onde n é o número de barras do sistema. Também foram modelados os equipamentos com representação explícita de neutros e aterramentos. A metodologia proposta foi utilizada para análise de sistemas equilibrados ou desequilibrados, para sistemas radiais ou reticulados, com cargas ou ramais monofásicos, bifásicos e trifásicos, podendo ser utilizada em sistemas de transmissão, subtransmissão e distribuição, e para sistemas de grande porte.

No que diz respeito à modelagem e solução detalhada de sistemas, PENIDO (2013) apresenta uma metodologia de análise de sistemas elétricos pelo método de injeção de correntes a n condutores em coordenadas de fase retangulares, apresentando modelos bastante detalhados de diversos equipamentos presentes no sistema elétrico de potência, a n condutores, com impedância mútua ou não, representação explícita de cabos de neutro e terra e equipamentos que possuem função de controle, incluídos de forma otimizada. O foco deste trabalho foi a solução de fluxo de potência em sistemas de distribuição, apresentando bons resultados e se mostrando bastante completo.

Além disso, estudos sobre sistemas desequilibrados têm sido bastante abordados, podendo exemplificar com aqueles realizados em CHEN e CHENG (2000), PIRES (2004), CHEN *et. al.* (2011), ECHEVERRIL *et. al.* (2012), WOOLLEY e MILANOVIC (2012), CHEN *et. al.* (2012) e ARAUJO *et. al.* (2013).

Nestes trabalhos citados, muita análise de sistemas desequilibrados é feita, o que serviu de base de consulta para estudos desta dissertação.

Redes de Corrente Contínua em Sistemas Ferroviários

Em HILL (1994) é apresentado um trabalho tutorial que apresenta os principais conceitos de engenharia elétrica e de controle aplicado aos sistemas ferroviários. Este

tutorial aborda sobre os seguintes itens: unidades de tração com motores de corrente contínua e corrente alternada, sistemas e equipamentos elétricos e sinalização ferroviária, além dos sistemas de controle.

STIMEL (1996) apresentou uma pesquisa sobre os principais sistemas de tração elétrica ferroviária na Europa. Também apresentou vários detalhes de sistemas de tração elétrica em corrente contínua.

Em PINATO e ZANINELLI (2002) foi apresentado um trabalho sobre o espectro de distúrbios gerados por unidades de locomotivas elétricas em diferentes condições de operação considerando os conversores estáticos de potência e alimentadores em corrente contínua. Nestes sistemas de tração a tensão de alimentação em corrente alternada tem o espectro harmônico caracterizado pelo impulso de comutação das pontes retificadoras, por possíveis distúrbios que afetam a rede elétrica de corrente alternada e pela interação com os conversores de potência. Também é analisado o impacto da perturbação harmônico nos sistemas de sinalização.

Em PAUL (2002) é apresentada uma revisão nos conceitos de aterramentos de sistemas de corrente contínua em sistemas ferroviários. O trabalho aborda o sistema de aterramento, os esquemas de proteção e fugas de corrente em sistemas CC visando aumentar a segurança pessoal e de equipamentos.

MARISCOTTI (2003) estudou o comportamento da corrente de retorno em sistemas de transporte ferroviário elétrico de corrente alternada e de corrente contínua, pois esta corrente de retorno pode interferir nos equipamentos de sinalização ferroviária e ocasionar acidentes de grande porte. O trabalho mostrou que a resistividade do solo e a condutividade dos trilhos impactam fortemente na amplitude da corrente de retorno e que os sistemas CA possuem corrente de retorno menor que os sistemas CC.

Redes de Distribuição Trifásicas em Sistemas Ferroviários

Em CHEN (1994) foi realizada uma comparação entre as configurações de transformador do tipo Scott e Leblanc para fornecimento de energia em sistemas ferroviários trifásicos, principalmente, do ponto de vista do desequilíbrio de tensão. Ambas as configurações tiveram desempenhos semelhantes.

LEE *et. al.* (2006) modelou um sistema ferroviário AC na ferramenta PSCAD para análise de faltas. Foram modelados: transformadores do tipo Scott, autotransformadores, os cabos de proteção, os alimentadores, os fios mensageiros e os fios de contato. Os estudos de fluxo de potência e de defeitos foram realizados após a modelagem dos principais equipamentos do sistema. Os resultados das simulações e os cálculos manuais para a análise de falhas foram comparados com dados de campo e apresentaram bons resultados.

Em CHEN e HSU (1998) foi estudada uma abordagem sistemática para a análise de curto-circuito de um sistema ferroviário elétrico 2x25kV. O modelo da subestação considerou os três esquemas de conexão mais usados de transformadores de tração, consistindo em ligações monofásicas, V e Scott. O modelo autotransformador considera a impedância e as características inerentes deles (potência e conexões), enquanto o modelo do condutor de rede considera as impedâncias próprias e mútuas da rede de tração bifásica/trifásica. Também foi desenvolvido um programa de análise de curto-circuito utilizando os modelos propostos no trabalho e os resultados obtidos foram praticamente os mesmos que observados em campo.

Em BARNES e WONG (1991) foi realizado um estudo harmônico em um sistema de tração ferroviária. Neste trabalho foi explorada a interação entre as cargas de tração de túneis e sistemas de abastecimento da rede ferroviária. Os estudos foram realizados para as condições de carga mais acentuadas, determinado a partir de estudos anteriores sobre padrões de tráfego ferroviário, impostas aos sistemas de rede em seu estado eletricamente mais fraco. Limites harmônicos e desequilíbrios específicos foram usados, contra os quais foram avaliados os resultados dos estudos. Estes estudos constituem a primeira etapa do processo de *design* que vai levar à concepção definitiva dos sistemas de tração do "Túnel do Canal".

CARPENTER (1993) apresentou uma aplicação do método dos elementos finitos para a análise eletromagnética da via férrea. Após a validação por testes de *benchmark* usando único trilho e pista uma a três trilhos, a técnica foi usada para prever *crosstalk* entre as faixas adjacentes de uma estrada de ferro elétrica de duas vias onde os condutores formam circuitos de retorno de terra mutuamente acoplados.

Em CHEN (1995) foi apresentada uma análise dos desequilíbrios de tensão advindos de uma ferrovia de alta velocidade. Um programa de fluxo de potência trifásico com os modelos de sistemas de tração simplificado foi utilizado para avaliar o

desequilíbrio de tensão. As avaliações realizadas também consideraram as interações entre subestações vizinhas em que grandes cargas de tração desequilibradas estão conectadas. Os resultados indicaram que o grau de tensão desequilíbrios no ponto de acoplamento das cargas desequilibradas não é necessariamente o máximo do sistema.

Em KUO e CHEN (1998) foi avaliado de modo amplo o desequilíbrio de tensão em uma Linha Ferroviária de Alta Velocidade (HSR). Um programa de fluxo potência trifásico com modelos simplificados de subestações foi adotado. Vários esquemas de conexão de transformador, incluindo conexões monofásicas, V, Scott, e as conexões de Le Blanc foram analisados. Os resultados são comparados com os obtidos através de fórmulas simples que atualmente são comumente usados para aproximar os desequilíbrios de tensão. Os resultados da comparação indicaram diferenças significativas entre essas duas abordagens e enfatizaram que projetos de melhoria devem ser avaliados pela abordagem completa e não por fórmulas simples.

SENINI (2000) investigou uma estratégia de topologia ativa/passiva e de controle híbrido para a redução de harmônicos causados por cargas não lineares desequilibradas. Cargas desequilibradas, como as cargas de tração ferroviária podem utilizar compensadores estáticos para equilibrar os componentes fundamentais de frequência, mas as correntes harmônicas produzidas por esta combinação não são susceptíveis a serem equilibradas. Constatou-se que uma estrutura puramente passiva não é sensível ao desequilíbrio harmônico, enquanto algumas estruturas são ativas sensíveis. Um controlador proposto no trabalho utiliza as componentes de sequência harmônica para detectar as componentes equilibradas e desequilibradas e com isto, realiza uma estratégia de controle para reduzir as componentes harmônicas.

Em BAEK *et. al.*(2012) são descritas e analisadas as medições da corrente de retorno relacionadas a sinalização e circuitos de energia da alimentação de ferrovias elétricas em um ambiente real resultantes do desbalanceamento das cargas ferroviárias.

1.3 Motivações

Dentro do contexto da importância do setor ferroviário no desenvolvimento do país, torna-se importante não só a implantação de novas tecnologias para maximizar a

eficiência da malha ferroviária e a criação de redundâncias no sistema de distribuição de energia elétrica para aumentar a confiabilidade, mas também a investigação rotineira e detalhada de falhas provenientes da rede de distribuição de energia elétrica, pois isto é importante para entender melhor os modos de falhas desta rede, resolvê-los e melhorar sua operação.

No trabalho apresentado existiam problemas que colocavam sua confiabilidade em risco, pois resumidamente o GMG desligava no caso de falta da concessionária e a malha era totalmente desenergizada, ou seja, o GMG não funcionava como um equipamento de redundância. À medida que os entendimentos do problema se aprofundavam, ficava mais clara a impossibilidade de encontrar prontamente no mercado uma solução técnica e economicamente viável para o problema detectado. Este fato motivou um estudo aprofundado do problema para buscar uma solução, seguindo as boas práticas de engenharia.

A rede de distribuição ferroviária estudada nesta dissertação possui características ímpares, o que por si só também é uma motivação. Ela é uma rede bifásica, de média tensão, subcarregada e apresenta fator de potência capacitivo, sendo, algumas vezes alimentada por um GMG trifásico.

O problema existente e o fato da especificidade do caso aliado à importância da confiabilidade no fornecimento de energia em falhas da concessionária foram os principais fatores motivadores deste trabalho.

1.4 Objetivos

O tema exposto neste trabalho não é comum, visto que normalmente as redes de distribuição de energia elétrica são predominantemente trifásicas e têm características predominantemente indutivas. A rede de distribuição ferroviária em análise nesta dissertação é bifásica, isolada e com predominância capacitiva devido ao reduzido carregamento, sendo também verificado um grande desequilíbrio de tensão em algumas partes do alimentador.

O objetivo principal deste trabalho é realizar um estudo deste sistema ferroviário fazendo uma análise do problema do desligamento intempestivo dos GMGs instalados,

buscando solução. No decorrer do trabalho vislumbrou-se a solução do problema de desequilíbrio de tensão e a diminuição o efeito capacitivo.

1.5 Principais Contribuições do Trabalho

As principais contribuições são: (i) apresentação de uma análise detalhada dos problemas causados pelo excesso de reativos capacitivos em sistemas elétricos ferroviários na configuração bifásica, (ii) análises do efeito das redes bifásicas no modo de operação do sistema, (iii) análises do impacto dos reativos capacitivos no GMG, (iv) análises das possíveis soluções e fornecimento de uma solução para mitigar os problemas causados pelos reativos capacitivos e (v) verificação do desempenho do sistema após a implantação da solução.

Contudo também é importante ressaltar contribuições de ordem prática pela aplicação imediata deste trabalho: (i) viabilização do perfeito funcionamento do sistema de contingência no trecho tratado, (ii) redução da corrente reativa em consequência da correção do fator de potência aumentando a disponibilidade de potência ativa dos *nobreaks* instalados em série com a alimentação principal do SAE nas subestações dos demais trechos.

1.6 Estrutura do Trabalho

O Capítulo II apresenta conceitos teóricos utilizados no desenvolvimento deste trabalho, tais como os principais equipamentos ferroviários e programas utilizados para realizar as análises elétricas.

O Capítulo III apresenta o detalhamento do problema, além de estudos e análises realizados sobre o sistema elétrico.

O Capítulo IV apresenta análises mais específicas das alternativas finais para a solução dos problemas e o descritivo da implementação prática da solução.

O Capítulo V apresenta as conclusões deste trabalho e aponta os itens que devem ser tratados em desenvolvimentos futuros.

Capítulo II

Definições e Fundamentação Teórica

2.1 Considerações Iniciais

Ao longo deste capítulo serão apresentados os principais conceitos e a fundamentação teórica sobre alguns tópicos que foram base de desenvolvimento desta dissertação. Além disso, algumas características típicas de um sistema elétrico de sinalização ferroviária e definições (por exemplo, de características e parâmetros dos equipamentos) adotadas na metodologia proposta neste trabalho também serão apresentadas.

2.2 Principais Equipamentos Elétricos do Sistema Ferroviário

O sistema elétrico de alimentação ferroviária, também é chamado de Sistema Auxiliar de Energia – SAE. Seu objetivo é fornecer energia elétrica para os equipamentos do sistema ferroviário, por exemplo, de segurança, de comunicação, de tráfego de trens e de sinalização ferroviária.

Os alimentadores do SAE em questão possuem tensão nominal de 13,8 kV fase-fase, são bifásicos sem cabo neutro e são paralelos aos trilhos conforme apresentado na Figura 2-1, podendo estender-se por vários quilômetros. Estes alimentadores fornecem energia para diversos equipamentos instalados nas proximidades dos trilhos. Os equipamentos possuem tensão nominal de 120 V, são alimentados através de transformadores abaixadores de 13,8 kV para 0,120 kV, sendo que estes transformadores possuem potência nominal variando de 1,5 kVA até 3 kVA. A potência dos transformadores de distribuição do SAE por trecho e por subestação tem seu limite em 75 kVA, demonstrando a baixa densidade de carga do SAE. O alimentador do SAE compreendido entre uma subestação e uma chave motorizada é denominado trecho.

Os principais equipamentos elétricos do sistema ferroviário são os sinais luminosos/sonoros, cancelas, aparelhos de medição de temperatura de rodas e rolamentos, detectores de descarrilamento, aparelhos de mudança de via e *houses* (instalações abrigadas de equipamentos). Todos estes equipamentos são também conhecidos como *waysides* (equipamentos situados ao lado dos trilhos), pois são dispostos ao longo da linha férrea. O SAE também alimenta as antenas e rádios de comunicação. Alguns destes equipamentos serão descritos na sequência.



Figura 2-1 - Linha do SAE paralela aos trilhos

Sinais Luminosos e Cancelas

Os equipamentos mais conhecidos do sistema ferroviário são os sinais luminosos e cancelas das passagens de nível, como ilustrado na Figura 2-2. A potência nominal destes aparelhos é de aproximadamente 1 kW.

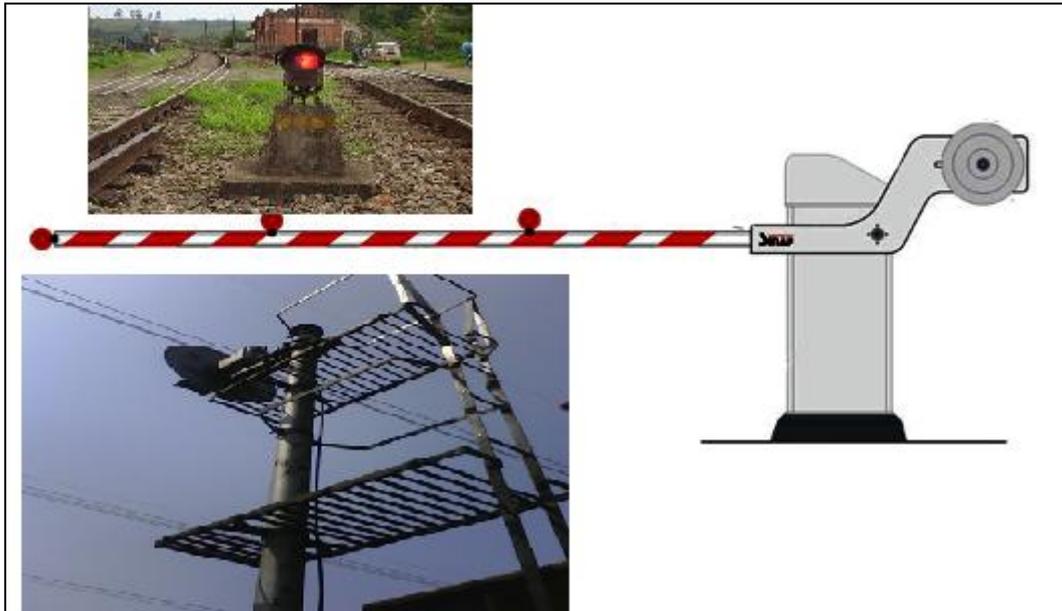


Figura 2-2 - Sinaleiros e cancelas

Aparelho de Mudança de Via (AMV)

É o equipamento responsável pelo desvio da composição entre vias. É composto por peças de aço despontadas (agulhas) de modo a que sua extremidade na parte anterior se adapte perfeitamente aos trilhos de encosto (contra-agulha) de um lado ou de outro da fila de trilhos, de acordo com a direção que deve tomar o veículo. A Figura 2-3 mostra este equipamento.



Figura 2-3 - Agulha do AMV

Outro item importante que compõe o AMV é o equipamento de manobra que permite movimentar as agulhas possibilitando a passagem do trem de uma via para outra. Este equipamento pode ser elétrico ou manual. Em se tratando de equipamento elétrico é realizada a monitoração e comando remotos, o monitoramento é realizado

através da leitura da forma de onda da corrente resultante durante seu acionamento. A potência demandada por este aparelho é de aproximadamente 0,72 kVA e ele é apresentado na Figura 2-4.



Figura 2-4 - Aparelho de manobra do AMV

Aparelho de Medição de Temperatura (*HotBox / HotWheel*)

A função deste equipamento é detectar rolamentos e rodas acima da temperatura normal objetivando evitar acidentes por sobreaquecimento, como quebras de eixo ou travamento de rolamentos por exemplo. A detecção é feita por sensores térmicos instalados próximo aos trilhos com leituras feitas por eixo, além de contar e numerar os vagões. O equipamento pode indicar precisamente quais rolamentos ou rodas estão com temperaturas anormais. Ocorrendo a detecção, um relatório é enviado para o Centro de Controle de Operações (CCO) através do sistema de comunicação. Uma vez detectada a anomalia, a composição é parada para evitar potenciais acidentes. A Figura 2-5 ilustra o circuito responsável pela recepção dos sinais dos sensores térmicos e transmissão do relatório para o CCO. A Figura 2-6 mostra os sensores instalados próximos aos trilhos cuja potência é em média de 2 kW quando acionados durante a passagem da composição (conjunto locomotivas e vagões).



Figura 2-5 - Hot Box - Circuito de recepção/transmissão



Figura 2-6 - Hot Box - Sensores

Detector de Descarrilamento

A Figura 2-7 mostra o detector responsável por indicar o descarrilamento de qualquer vagão ou locomotiva. Ele funciona como um fusível mecânico que se rompe caso seja tocado pelas rodas da composição indicando assim o descarrilamento. Esta informação é encaminhada para o CCO, através do circuito de transmissão do sinal apresentado na Figura 2-8. A potência deste equipamento é aproximadamente 0,2 W.



Figura 2-7 - Detector de descarrilamento



Figura 2-8 - Detector de descarrilamento - Circuito de transmissão

Communications-Based Train Control - CBTC

Também conhecidos como controle de trens baseado em comunicações, estas instalações são responsáveis pelo tratamento das informações no campo, ou seja,

reconhecimento do posicionamento das composições através do recebimento dos sinais das locomotivas, realização da logística necessária, além de transmiti-los para CCO. Estes sinais são transmitidos via rádio ou fibra óptica, a Figura 2-9 apresenta uma instalação abrigada do CBTC, também chamada de *house* do CBTC com potência média de 0,5 kW.



Figura 2-9 - House do CBTC

Torres de Telecomunicação

As torres de telecomunicação são responsáveis pela comunicação entre locomotivas e o CCO incluindo as equipes de manutenção e sinais provenientes de equipamentos de sinalização. Estas instalações são construídas próximas aos trilhos e alimentadas pelo SAE. Na Figura 2-10 é apresentada uma instalação de torres de rádio com potência típica de 4,8 kW.



Figura 2-10 - Torre de telecomunicação

2.3 Topologia Típica de um Sistema Elétrico Ferroviário

O SAE é concebido de modo a oferecer redundâncias elétricas para os equipamentos ferroviários de sinalização, monitoramento, controle e comunicação. Para o SAE alcançar um nível adequado de confiabilidade todo equipamento deve possuir, além de baterias internas, possibilidade de alimentação por duas subestações adjacentes. Usualmente esta operação de alimentação redundante é realizada através manobras em chaves motorizadas (indicadas com M na Figura 2-11) com operação remota ou local conforme ilustra a Figura 2-11. Estas chaves em condições normais de operação estão na posição normalmente aberta. Cada subestação, se alimentada pela concessionária, tem capacidade de alimentar os dois trechos do SAE que em operação normal estão conectados a ela. Em situações de emergência, caso ocorra a falha total de uma subestação adjacente é possível alimentar as cargas transferidas para outra subestação de seus trechos adjacentes. Salienta-se o sistema de alimentação é bifásico e isolado. As subestações não trabalham em paralelo.

A transferência de carga é feita pela chave motorizada (M), mas neste caso o disjuntor (DJ) da subestação no qual a carga está sendo alimentada deve ser aberto antes desenergizando temporariamente o trecho. O intertravamento impossibilita a operação em paralelo.

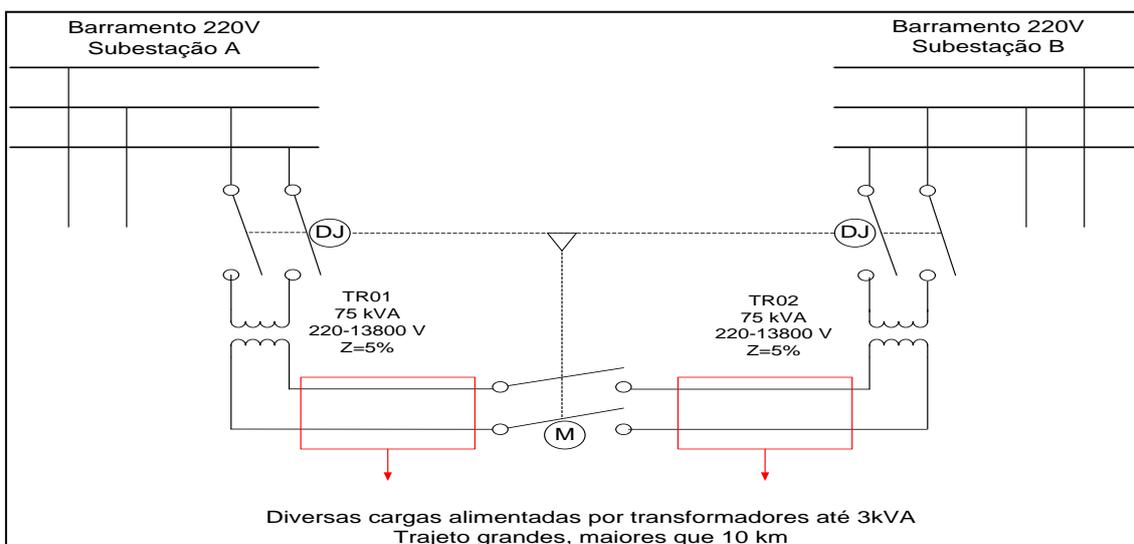


Figura 2-11 - Diagrama simplificado da redundância entre subestações

Um sistema completo de alimentação ferroviária é composto por diversas subestações instaladas ao longo da linha férrea para prover a energia elétrica para a rede de distribuição ferroviária. Na Figura 2-12 é apresentado um diagrama unifilar de parte de um sistema elétrico ferroviário (SAE).

Cada subestação da Figura 2-12 alimenta, em operação normal, um trecho inferior e um superior da rede de distribuição. Cada trecho é bifásico, sendo que se um trecho for alimentado pelas fases A e B e o outro trecho será alimentado pelas fases B e C ou (A e C). Os principais itens serão explicados nas próximas subseções.

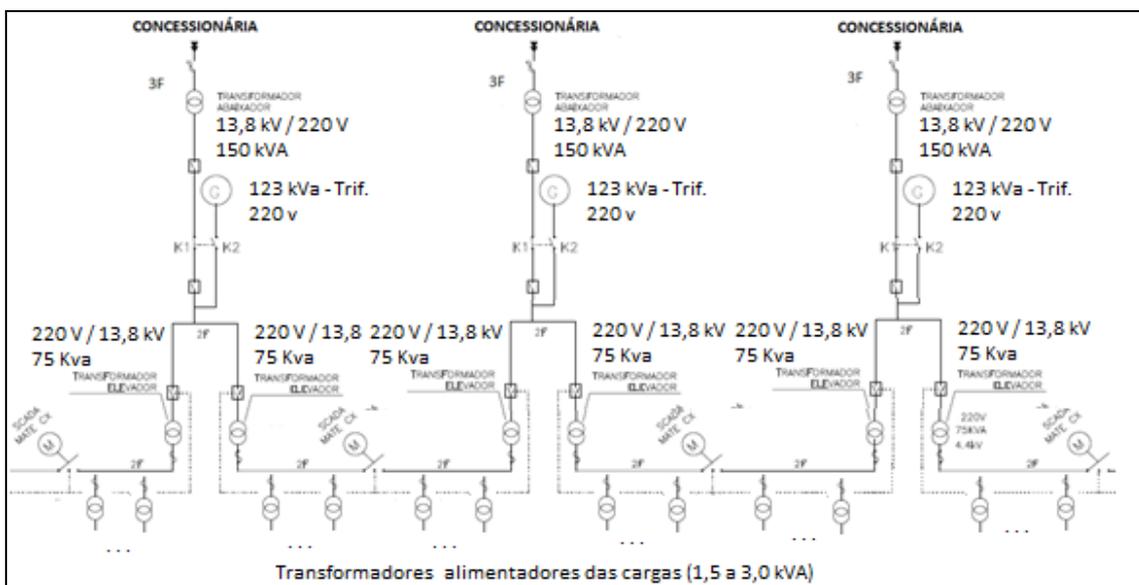


Figura 2-12 - Diagrama parcial do SAE

2.3.1 Alimentação pela concessionária

Os sistemas ferroviários são alimentados pela concessionária local em média tensão (13,8 kV), mas logo após a conexão com a concessionária o nível de tensão é abaixado para 220 V, onde é feita a conexão do GMG e a medição.

A proteção do alimentador e a redundância das fontes de alimentação (realizada através do GMG) são feitas na baixa tensão. O sistema de monitoramento é realizado através da USCA, sendo responsável pelo acionamento do GMG em casos de falhas da concessionária e também pelo desligamento do GMG após a normalização no fornecimento da energia pela concessionária.

Na Figura 2-13 são mostrados os transformadores elevadores (220 V-13,8 kV) localizados na parte externa da subestação e os alimentadores bifásicos que saem de cada subestação. Os transformadores são monofásicos com os seguintes dados de placa: 220 V-13,8k V; 75 kVA; $x=5\%$.



Figura 2-13 - Transformadores elevadores

2.3.2 Subestação

Na Figura 2-14 é apresentado em detalhes o diagrama interno de uma subestação típica do sistema elétrico ferroviário em questão. A subestação é conectada a concessionária local por um transformador abaixador trifásico de 150 kVA instalado em poste externo à subestação com os seguintes dados de placa: 13,8 - 0,220 kV; $x=5\%$.

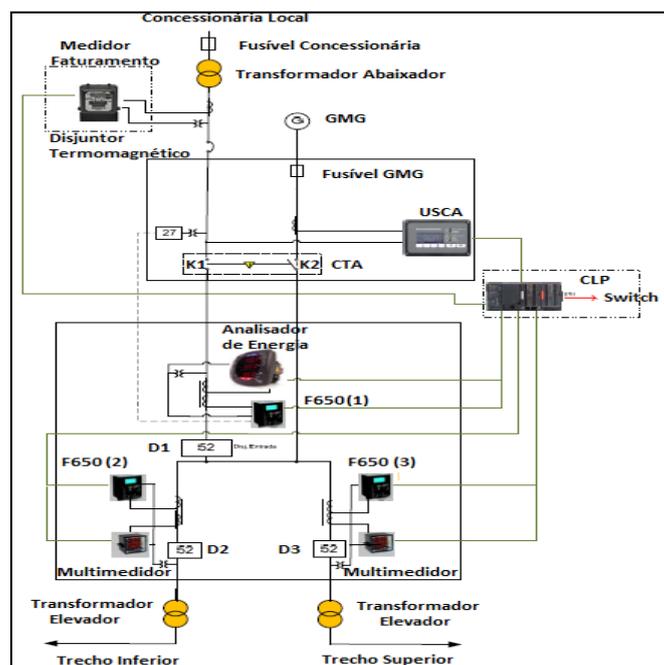


Figura 2-14 - Diagrama interno da subestação

O secundário do transformador abaixador é conectado ao disjuntor termomagnético que por sua vez é conectado ao contator K1 da chave de transferência automática (CTA). O GMG é conectado ao contator K2 através do fusível do GMG.

A CTA é composta pelos contatores K1 e K2, os quais são intertravados de tal forma que um contator só pode ser fechado quando o outro estiver aberto e vice-versa. O intertravamento é eletromecânico, ou seja, não é permitido o funcionamento em paralelo das fontes. Em condições normais o contator K1 opera fechado. Na Figura 2-15 é apresentada a CTA com os contatores K2 e K1. A saída de cada contator da CTA segue para o Quadro de Baixa Tensão (QBT) mostrado na Figura 2-16.



Figura 2-15 - Contatores K2 e K1



Figura 2-16 - Quadro de Baixa Tensão

A jusante do contator K1 encontra-se um TC tipo janela de relação 1200/5A conectado ao relé de proteção F650 (1) que comanda o disjuntor D1, este TC é mostrado na Figura 2-17.



Figura 2-17 - Traseira do Quadro de Baixa Tensão

Os circuitos vindos da CTA (K1 e K2) são conectados a um barramento de 220 V e este barramento alimenta dois ramais de saída, onde o primeiro ramal receberá as fases AB (RS), vide Figura 2-18 e o segundo ramal as fases BC (ST). Nos ramais de saída para o SAE denominados de Trecho inferior ou superior são realizados a elevação da tensão de 220 V para 13,8 kV através dos transformadores elevadores de 75 kVA; $x=5\%$ que são protegidos por relés e disjuntores (F650(2) e D2 ou F650(3) e D3).

Entre o CTA e o D1 é instalado o Analisador de Energia no qual mede o consumo de energia, valores de corrente, tensão, potências ativa, aparente e reativa além do fator de potência que são enviados para o Sistema Supervisório para análise contínua.



Figura 2-18 - Ramal de alimentação AB - vista traseira

Cada disjuntor, D2 e D3, é intertravado de tal forma que somente pode ser fechado se não houver tensão à jusante do mesmo. Esta informação de tensão à jusante é monitorada pelos TP's à jusante de cada disjuntor e é enviada pelo CLP da subestação para o sistema supervisório.

Se houver perda da informação de tensão à jusante dos disjuntores D2 e/ou D3 ocasionado por falha nos respectivos TP's e houver ausência de tensão a montante da chave seccionadora, indicada na Figura 2-19, os disjuntores, D2 e/ou D3 manterão seu estado atual e não serão intertravados para fechar.

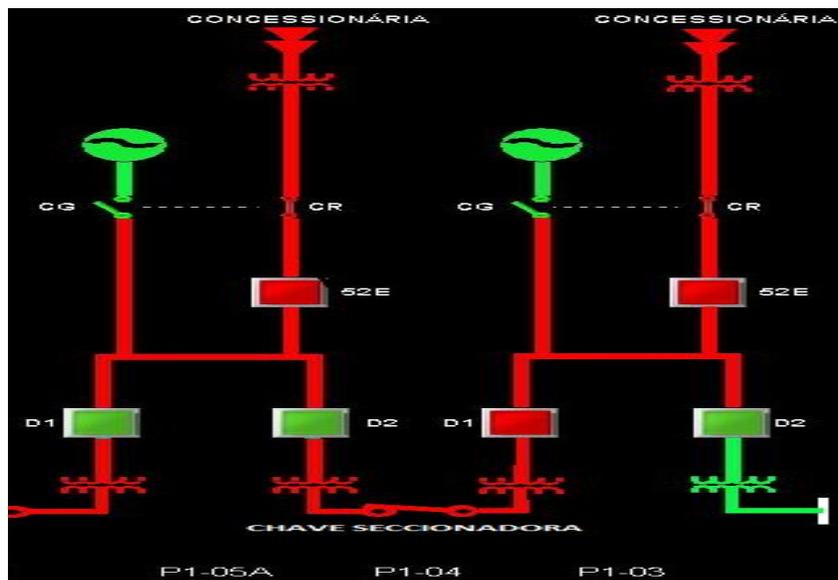


Figura 2-19 - Chave seccionadora entre as subestações

A USCA se comunica com o CLP através de uma rede industrial pelo protocolo MODBUS e informa ao mesmo qual a fonte de alimentação está ativa na subestação em um dado momento (concessionária ou GMG), a tensão, a corrente, a frequência e a potência do GMG, os estados do GMG, modos de operação, proteções e alarmes, e a presença de tensão da concessionária.

2.3.3 Grupo Motor Gerador (GMG)

O GMG apresentado na Figura 2-20, definido para geração de emergência, é constituído de um motor a diesel como máquina acionadora, acoplado a um gerador síncrono trifásico, sendo montado sobre uma base comum para instalação fixa em local abrigado com as seguintes características:

Potência: 123 kVA; Trifásico; Fator de potência nominal: 0,8; Tensão nominal: 220 V; velocidade nominal: 1800 rpm; x''_d : 19%; x'_d : 28%; x_d : 155%.



Figura 2-20 - Grupo Motor Gerador de Emergência

O painel elétrico do GMG é instalado na sala que abriga a subestação. As opções de partida e parada são manual e automática, seu gerenciamento é feito pela USCA, Figura 2-21, sendo responsável por seu acionamento em casos de falta da concessionária.

A USCA é responsável pelo controle, supervisão e comando das transferências entre GMG e concessionária. Seu circuito lógico é alimentado pelo sistema de suprimento CC com o intuito de manter sua alimentação ininterrupta permitindo que a unidade faça o monitoramento das fontes CA. Através dela, são emitidos os comandos para transferência das cargas para o GMG, bem como o retorno delas para a concessionária quando houver o retorno da mesma.



Figura 2-21 - Unidade de Supervisão de Corrente Alternada- USCA

Procedimento Operacional de Detecção de Falta da Concessionária

Em caso de falta da concessionária ou um baixo valor de tensão, o relé de subtensão (ANSI 27) no F650(1) será sensibilizado, que por sua vez, irá temporizar a detecção da subtensão para aguardar o tempo de religamento da concessionária ou mesmo uma condição de oscilação da rede.

Depois de terminada a temporização e ainda com a condição de subtensão, o relé F650(1) abrirá D1 e informará ao CLP que a condição de subtensão é real, o CLP encaminha a informação para o supervisor e um comando de abertura do contator K1. A USCA perceberá a subtensão e acionará o GMG e posteriormente o CLP comanda o fechamento do contator K2.

Para ocorrer a reconexão para a concessionária é necessário que a tensão da concessionária permaneça acima de 200 V por um período maior que 15 segundos, deste modo a USCA enviará comando para desligamento do GMG que durará 3 minutos, o CLP enviará um comando de abertura do contator K2 e o fechamento do contator K1, normalizando então a alimentação via concessionária. Com a detecção da presença de tensão à montante do disjuntor D1, a proteção de subtensão 27 no relé de entrada será rearmada e o disjuntor será fechado automaticamente.

2.3.4 Alimentadores

As redes do SAE na MRS apresentam características particulares em relação aos sistemas trifásicos comumente utilizados na distribuição urbana. O sistema de alimentação das redes ferroviárias analisados neste trabalho são isolados (não possuem o condutor neutro e não são aterrados) para que não causem interferências no sistema de sinalização ferroviária através da corrente de retorno que poderia ocorrer em um sistema de distribuição aterrado. Para reduzir o custo de instalação são utilizados circuitos bifásicos, pois as cargas possuem baixa demanda, com densidade de carga de aproximadamente 0,30 kVA/km. A padronização da tensão de distribuição em 13,8 kV ocorreu devido a longas distâncias das cargas.

A título de comparação, na Figura 2-22 é apresentado um alimentador bifásico e na Figura 2-23 é apresentado um alimentador trifásico que é bastante utilizado em redes de distribuição urbana.

Existem diferenças entre as duas redes de distribuição (bifásica x trifásica), nas características da configuração física na estrutura de sustentação de uma rede trifásica existe a possibilidade da transposição de fases para equilibrar a impedância o que não acontece em sistemas bifásicos, além de existir desequilíbrio de carga, sendo que na bifásica esta questão pode ser mais acentuada pelo fato da alimentação principal ser derivada de uma rede trifásica no qual deverá alimentar este sistema sendo este o caso analisado.



Figura 2-22 - Alimentador de distribuição ferroviário bifásico



Figura 2-23 - Alimentador de distribuição trifásico

O sistema trifásico radial dos sistemas de distribuição tradicionais é normalmente derivado de uma fonte de alimentação com fechamento em estrela aterrada possibilitando em casos de faltas a terra, a rápida sensibilização através da corrente de defeito no neutro do aterramento, por outro lado o sistema bifásico isolado característico da rede de alimentação ferroviária não gera uma corrente necessária para sensibilizar a proteção, ficando a proteção em casos práticos, dependente da elevação ou diminuição do potencial entre a fase e o potencial de terra para detecção de defeitos.

Ainda, na rede bifásica do sistema ferroviário, os fenômenos de desequilíbrios e sobretensões são agravados pelo baixo carregamento e pela capacitância característica de redes desta topologia.

O alimentador bifásico que será analisado neste trabalho possui extensão de 27,2 km com as fases espaçadas em 40 cm e com altura de 8 m. Possui isoladores tipo pino de 15 kV e o cabo da rede é 4 CAA protegido (não isolado, utilizados apenas para evitar desligamentos causados por toques de galhos). Este alimentador também percorre seis túneis com extensão total de 4,78 km como ilustra a Figura 2-24. Nos túneis os condutores são acondicionados dentro de eletrodutos com cabos isolados fixados na parede dos túneis, sendo a distância média entre as fases de 3 cm, a distância média entre os cabos e a parede do túnel é de 5 cm e ambos distam 5 m do chão.



Figura 2-24 - Entrada da rede no túnel

2.3.5 Chaves motorizadas

Conforme pode observar na Figura 2-25, entre as subestações adjacentes é instalada uma chave motorizada cujo objetivo principal é fornecer energia para alimentação do SAE proveniente da subestação adjacente em caso de falha de sua subestação principal, sabendo que em situações normais a chave permanece aberta.

Apesar do sistema ser bifásico, são utilizadas chaves motorizadas trifásicas, podendo ser controladas local ou remotamente com a possibilidade de manobra manual

com a utilização de vara de manobra através de operadores locais em casos de emergência ou falta de energia. Sua classe de tensão é 15 kV com corrente máxima de interrupção de 900 A e NBI (nível básico de isolamento) de 110 kV, sendo projetada para uso externo com indicação da posição dos contatos com possibilidade de abertura em carga. No SAE apenas dois polos são utilizados por ser a rede bifásica, não necessariamente as mesmas fases são conectadas nos polos da chave uma vez que nunca trabalham em paralelo.



Figura 2-25 - Chave motorizada

O motor que aciona a chave e seus comandos é alimentado por um transformador abaixador instalado em um poste adjacente ao da chave. O equipamento possui um conjunto de baterias para acionamento da chave em casos de falta de energia como ilustrado pela Figura 2-26.



Figura 2-26 - Caixa de locação para alimentação da chave motorizada

Na Figura 2-27 é mostrado o circuito esquemático do intertravamento da chave com as subestações adjacentes, onde os TPs estão ligados fase-fase e existe um TP em cada lado da chave objetivando monitorar a tensão em ambos os lados da chave cujos dados são transmitidos pelo CLP através da fibra óptica para o sistema supervisor.

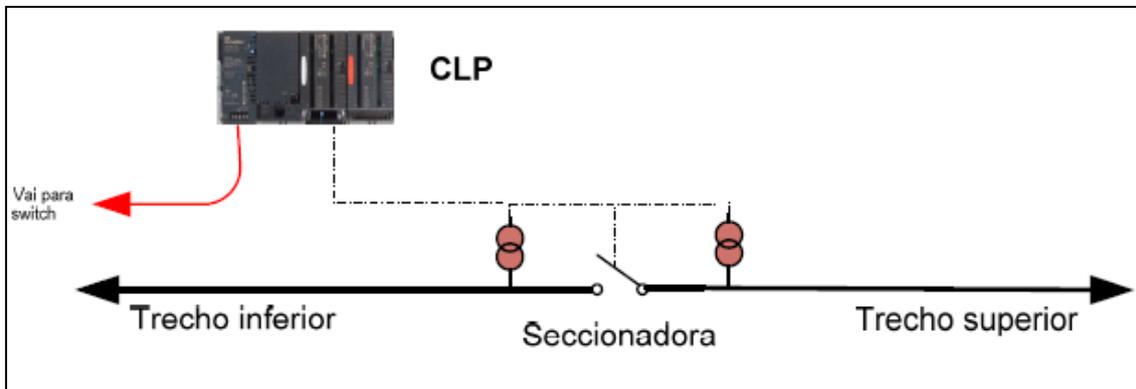


Figura 2-27 - Circuito de intertravamento da chave motorizada

2.3.6 Dispositivos de proteção

O diagrama unifilar simplificado dos dispositivos de proteção das subestações é apresentado na Figura 2-28. Neste caso o GMG não foi representado.

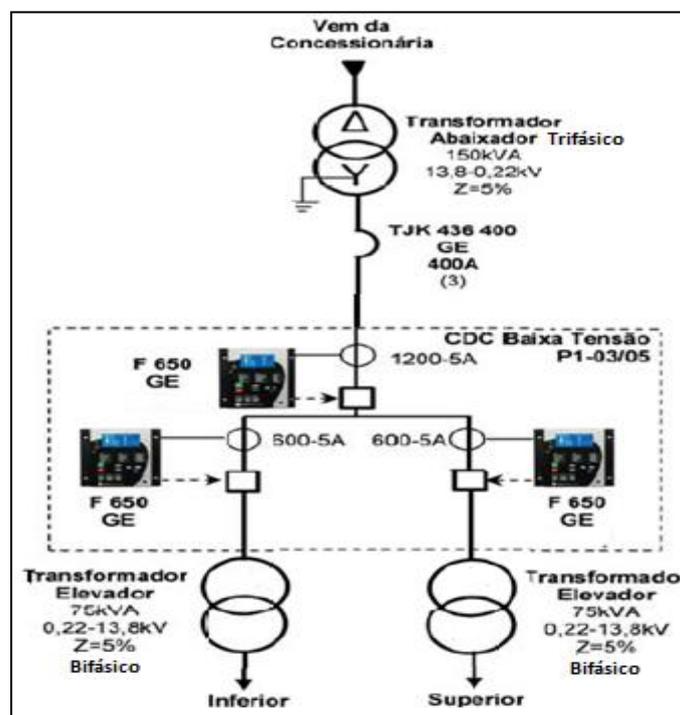


Figura 2-28 - Diagrama unifilar das subestações com representação da proteção

A proteção de cada subestação é composta por três relés de proteção GE Multilin F650 (Figura 2-29) e um disjuntor termomagnético. As funções ativadas em cada relé de proteção são sobrecorrente instantâneo (ANSI 50), sobrecorrente temporizada (ANSI 51), subtensão (ANSI 27) e sobretensão (ANSI 59).

Os níveis de curto-circuito conforme a IEC60909 no ponto de acoplamento com a concessionária são:

(i) Corrente de curto-circuito trifásico em 0,220 kV: $I''_{k_{Asym}}=7,521\text{kA}$; $I_{b_{Asym}}=7,045\text{kA}$; $I_k=7,045\text{kA}$.

(ii) Corrente de curto-circuito fase-terra limitada por arco elétrico em 0,220 kV: 1,268kA.



Figura 2-29 - Relé GE Multilin F650

Conforme descrito anteriormente, todos os transformadores elevadores do sistema são bifásicos sem neutro, deste modo, o nível de curto-circuito fase-terra é muito pequeno, limitado pelas reatâncias capacitivas do alimentador e dos equipamentos (capacitâncias parasitas). Deste modo não se pode garantir a detecção deste tipo de falta, pois dependendo da localização da falta e do tipo de contato, a corrente de falta pode não ser suficiente para sensibilizar equipamentos de proteção. Ressalta-se que estudos de proteção contra curto-circuito não são o escopo desta dissertação e não serão abordados em detalhes.

2.3.7 Sistema supervisório

O Sistema de Supervisão e Controle do Sistema de Energia Elétrica (SCSEE) da Wiscon é utilizado como ferramenta que auxilia os operadores no gerenciamento e diagnóstico do sistema de distribuição de energia, informando ao operador, através de sinóticos e alarmes, todas as condições do processo. A topologia do sistema SCSEE é composta por um servidor SCADA e um servidor BACKUP como apresentado na Figura 2-30.

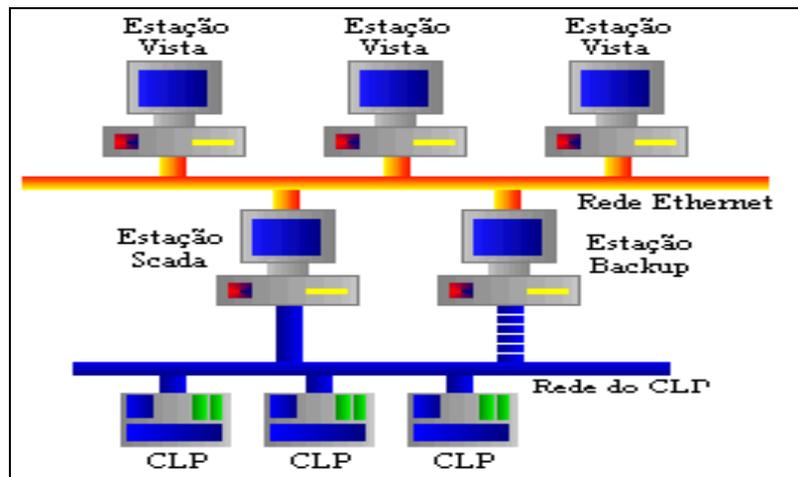


Figura 2-30 - Topologia da rede de automação

A estrutura integrada da arquitetura da rede considerando os pátios das subestações e dos equipamentos nos alimentadores (SAE) é apresentada na Figura 2-31.

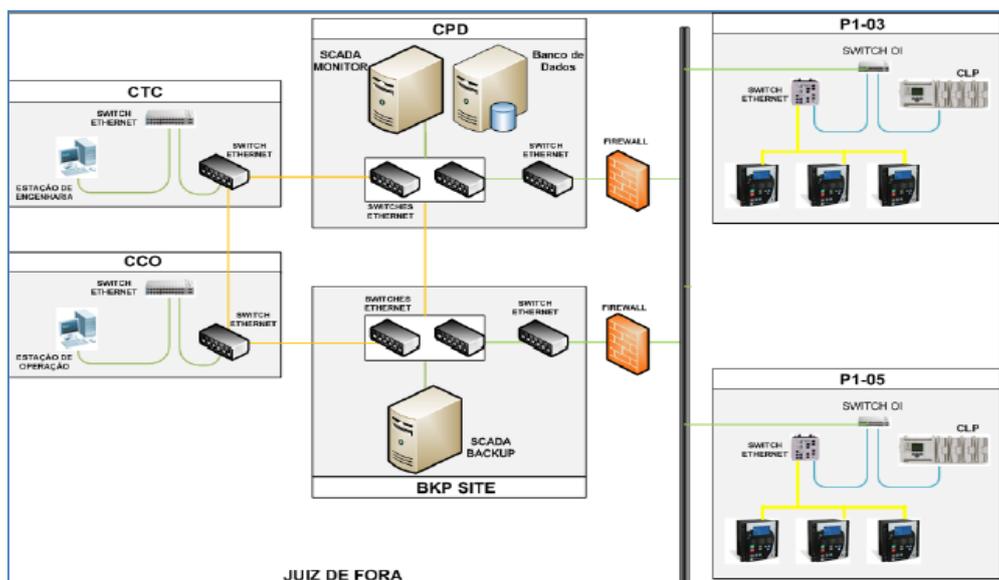


Figura 2-31 - Visão geral dos sistemas integrados

A seguir estão as principais definições dos sistemas integrados da Figura 2-31:
CTC (Controle de Tráfego Centralizado): Sistema de controle de tráfego em que um operador consegue, através do uso de uma estação de despacho (painel mímico e console), operar e supervisionar elementos de sinalização em um trecho de ferrovia que compreende vários pátios de cruzamento.

CCO (Centro de Controle de Operações): Departamento especializado em coordenar as operações logísticas do tráfego ferroviário.

CPD (Centro de Processamento de Dados): Sala composta por computadores responsáveis pelo processamento, armazenamento, recebimento e emissão de informações entre os dispositivos instalados em campo e os centros de comando.

BKP Site: Centro de Processamento de dados redundante ao CPD.

P1-3 e P1-5: Padronização dos nomes dados aos pátios onde ocorrem as manobras dos trens, conforme a seguir: P1-3 – Pátio 3 da Frente Norte (1) da estrada de ferro.

A tela do Sistema Supervisório é mostrada na Figura 2-32 e permite visualizar o diagrama unifilar geral de todos os trechos do SAE. Nesta tela é representado resumidamente o diagrama de alguns pátios ao longo do SAE. Cada pátio tem uma subestação onde em cada o operador pode gerenciar os comandos de disjuntores, chaves seccionadoras telecomandadas e gerador, clicando uma vez em seu respectivo símbolo. Também é possível visualizar gráficos em tempo real e os históricos das grandezas elétricas dos equipamentos.

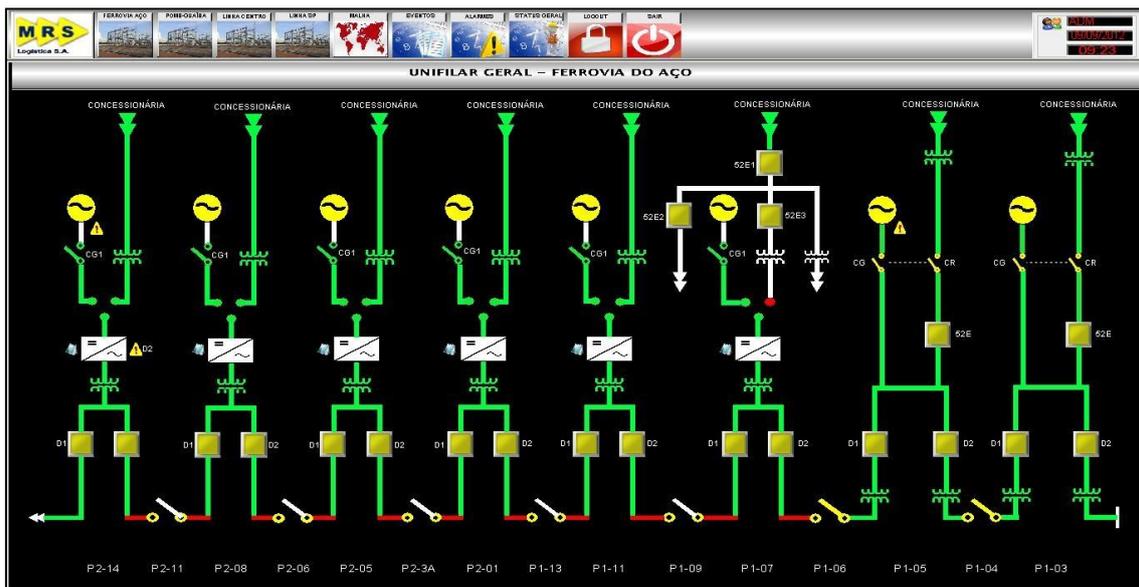


Figura 2-32 - Tela do Sistema Supervisório

Capítulo III

Filosofias de Operação e Análises do Problema

3.1 Introdução

Neste capítulo será apresentada uma descrição detalhada do problema do desligamento intempestivo do GMG que atua como redundância de energia no SAE. O incorreto funcionamento do GMG pode colocar em risco a atuação dos equipamentos de sinalização ferroviária e comunicação. Porém, ressalta-se que a gravidade desta situação é atenuada, uma vez que todos os dispositivos citados possuem baterias internas que sustentam o funcionamento do equipamento por algumas horas. Em caso da perda da concessionária em ambas as subestações apenas os GMGs poderiam alimentar os equipamentos do SAE caso a autonomia das baterias chegasse ao fim. Mas ainda assim, é de suma importância a verificação do problema e definição de solução para que se possa contar com o GMG atuando corretamente em situações de emergência, alimentando o SAE, funcionando para o propósito para o qual ele foi projetado.

Nas próximas seções serão apresentadas características da operação do sistema elétrico, a descrição detalhada do problema com algumas análises e outras questões relacionadas.

3.2 Filosofia de Chaveamento em Caso de Falhas

O trecho do SAE no qual o problema foi inicialmente detectado está localizado entre as subestações dos pátios P1-3 e P1-5 conforme apresentado na Figura 3-1 e na Figura 3-2. O SAE entre P1-3 e P1-5 está localizado entre Itabirito/MG e Pires/MG respectivamente. A configuração de ambas as subestações na plataforma de supervisão Wiscon estão indicadas na Figura 3-2. A distância entre as duas subestações é de 27,2 km, sendo que neste trecho do SAE existem 4,7 km de túneis.

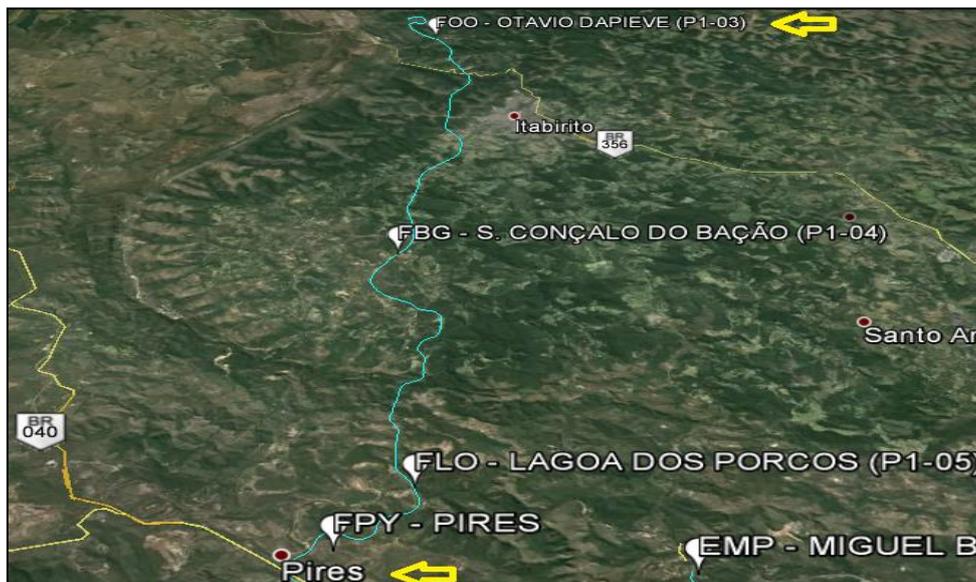


Figura 3-1 - Mapa das subestações P1-5 e P1-3

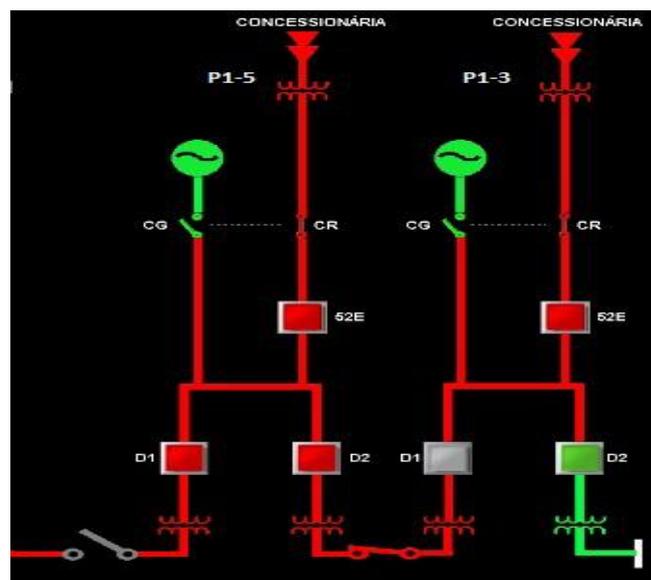


Figura 3-2 - Tela do supervisor com o trecho da rede de distribuição entre P1-5 e P1-3

Nas telas do supervisório apresentadas neste trabalho, como pode ser observado um exemplo na Figura 3-2, os equipamentos indicados em vermelho encontram-se energizados, a cor verde sinaliza desenergizado, a cinza indica intertravamento atuado e o branco representa perda de comunicação do equipamento.

Para explicar a filosofia de chaveamento das subestações, nos próximos parágrafos, será feito um breve descritivo abrangendo situações de ocorrência da necessidade de suprimento da alimentação envolvendo a subestação vizinha. O descritivo será baseado nos chaveamentos possíveis nas subestações e no trecho em análise, mas seus aspectos operacionais podem ser estendidos para os outros trechos da rede ferroviária deste SAE.

Caso ocorra uma falha na subestação P1.3 na qual não seja possível alimentar o SAE pela rede da concessionária ou pelo GMG da subestação (Figura 3-2) no qual ela é responsável, o disjuntor D1 desta subestação será aberto (destacado em cinza) e o trecho do SAE localizado entre a chave motorizada localizada entre as subestações P1-5 e P1-3 e o disjuntor D1 da subestação P1-3 ficará desenergizado.

Uma vez identificada esta situação de falha, a chave motorizada fechará e alimentará o trecho citado.

O trecho em questão também poderá ficar desenergizado por uma falha no transformador elevador a jusante do disjuntor D1 da subestação P1-3, neste caso, o mesmo deverá ser desligado manualmente para que o processo de energização do SAE seja realizado.

Existem diversas chaves seccionadoras manuais, para manutenção ou manobras no SAE, as quais não estão representadas no supervisório ilustrado na Figura 3-2. Um conjunto destas chaves está ilustrado na Figura 3-3.



Figura 3-3 - Chave seccionadora disposta no SAE

No caso de desenergização do SAE por abertura dos dispositivos de seccionamento ou de proteção da subestação P1-3, resultado de uma falta na rede, o circuito com problema poderá ser isolado e o restante será reenergizado com o fechamento da chave motorizada entre as subestações P1-3 e P1-5. Neste caso é observado o recurso oferecido pela funcionalidade dos conjuntos de chave de operação manual em casos de problemas na rede ou manutenções programadas no SAE.

3.3 Definição do Problema

Na Figura 3-4 é mostrado o diagrama trifilar da conexão do GMG com a concessionária no barramento 220V-3F-60Hz.

Pode ser observado que partem do barramento 220V-3F-60Hz dois alimentadores bifásicos para alimentar diversas cargas ferroviárias descritas no Capítulo 2.

Não é permitido o trabalho em paralelo entre a concessionária e o GMG.

Pode-se notar que apesar do GMG ser trifásico pode ocorrer casos em que apenas duas fases são utilizadas, isto ocorre quando apenas um dos alimentadores conectados ao barramento 220V-3F-60Hz é energizado. No caso dos dois alimentadores serem energizados, uma das fases do gerador poderá apresentar um maior carregamento, pois esta fase é compartilhada por ambos alimentadores. Salienta-se que todas as cargas são bifásicas.

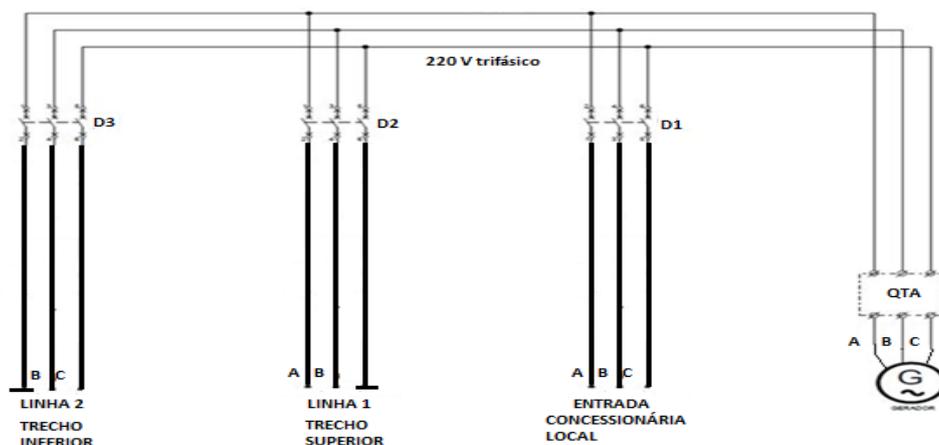


Figura 3-4 - Diagrama da ligação do GMG

Nos próximos parágrafos será feita uma descrição de uma situação onde o problema tratado neste trabalho foi encontrado.

Durante uma situação de emergência, o GMG foi ligado e apenas um trecho do SAE foi energizado (trecho do SAE compreendido entre o P1-3 e P1-5). Nesta operação foi detectada uma instabilidade no GMG com duração de 30 segundos com atuação da proteção ocasionando a desconexão do GMG e com isto, desenergizando o SAE.

Após a ocorrência deste fato uma equipe de manutenção foi a campo verificar a integridade da rede elétrica, porém não foi detectado nenhum dano. Sendo assim o GMG foi reenergizado manualmente e o mesmo problema voltou a ocorrer, ou seja, houve um desligamento intempestivo do GMG.

A partir destes fatos, e da importância do correto funcionamento do GMG, especialmente para casos de emergência na rede, houve a necessidade de estudar o problema buscando uma solução, que foi o objetivo básico dos trabalhos desta dissertação.

3.4 Análise do Problema e Definição das Alternativas

Na sequência serão descritas algumas atividades relacionadas a busca pela solução do problema e algumas verificações realizadas neste trabalho.

Para realizar a aquisição de dados necessários ao estudo detalhado do problema, o procedimento de energização do GMG foi repetido e foram feitas diversas medições das grandezas elétricas durante a partida, como a medição da corrente, tensão, potência ativa, potência reativa e fator de potência.

Quando o GMG era acionado para alimentar o SAE compreendido entre o P1-3 e P1-5, notava-se que as tensões fase-fase AB, BC e CA estavam próximas da tensão nominal (aproximadamente 220V), mas após alguns segundos de funcionamento as tensões AB e BC subiam até o sistema de proteção retirar o GMG de funcionamento (*trip*) por sobretensão.

Na Figura 3-5 é mostrado o visor da USCA do GMG no P1-5 momentos antes do *trip* e na Figura 3-6 é apresentada a informação de *trip* por sobretensão com a potência de 10 kW. Além desta sobretensão, é possível observar também um alto desequilíbrio de corrente, fato já esperado, uma vez que o GMG estava alimentando uma carga bifásica, onde as fases B e C possuíam corrente de aproximadamente 130 A e a fase A estava a vazio.



Figura 3-5 - Indicação da USCA do GMG no P1-5 - Informações antes do *trip*



Figura 3-6 - USCA do GMG no P1-5- Informações após o *trip* por sobretensão

Na Figura 3-7 é apresentada a conexão do regulador de tensão. Nota-se que o regulador de tensão está configurado para regular a tensão terminal AC (RT ou L3-L1).

Como pode ser visto na Figura 3-5, a regulação foi efetiva e sempre manteve a tensão terminal AC em aproximadamente 220 V até mesmo no momento em que ocorreu o *trip* do GMG. Ressalta-se que as tensões terminais entre fases AB e BC não eram controladas, justificando assim o aumento nos módulos de tensão observados em campo e retratados na Figura 3-5.

Lembra-se que em uma máquina síncrona trifásica as tensões internas são praticamente equilibradas, mas, um desequilíbrio de corrente pode levar as tensões terminais terem comportamentos distintos entre as fases.

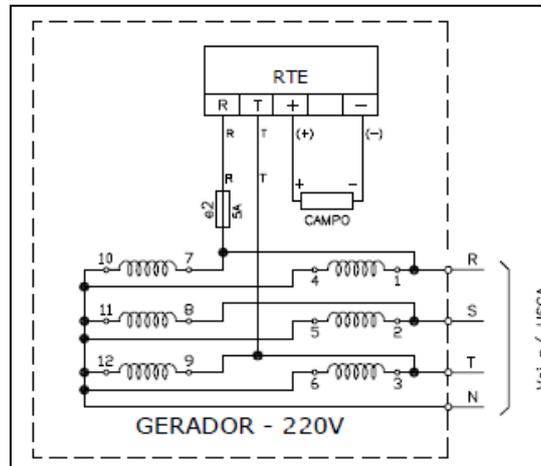


Figura 3-7 - Diagrama do regulador de tensão

Após a análise da documentação do GMG e verificação dos equipamentos em campo, concluiu-se não haver defeitos nos equipamentos ou na rede.

O próximo passo foi verificar se o aumento de tensão verificado poderia ser fator característico de sistemas bifásicos e com baixo carregamento.

Foi modelado no MatLab o sistema reduzido apresentado na Figura 3-8 para realizar a verificação do efeito de elevação de tensão relativa ao carregamento bifásico conectado a um gerador trifásico. Foram realizadas as seguintes simplificações: (i) Considerou-se as tensões internas fixas em 127 V com defasagem de 120 graus; (ii) os alimentadores, transformadores e as cargas foram representadas com um única carga bifásica de potência conectada (10,8 kW-j29,4 kvar) aos terminais da máquina; (iii) a carga foi representada como impedância constante; (iv) não foram considerados os efeitos da regulação de tensão .

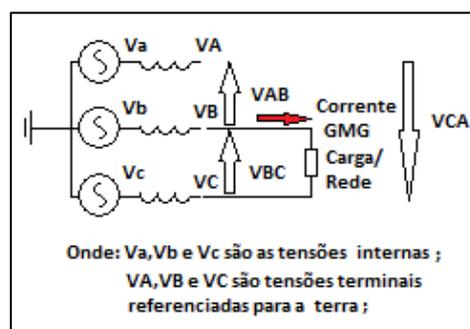


Figura 3-8 - Circuito desequilibrado do GMG

Baseado na modelagem realizada e em simulações efetuadas algumas constatações foram obtidas e relatadas a seguir.

Na Figura 3-9 é apresentado o diagrama fasorial das tensões internas do gerador e a corrente de carga, onde se pode notar a característica capacitiva do sistema, onde a corrente de carga está adiantada em relação à tensão V_{bc} .

Na Figura 3-10 é apresentado o diagrama fasorial das tensões terminais do GMG, nota-se que a carga bifásica alterou o perfil de tensões e o equilíbrio do sistema, sendo $V_A = V_a$, $V_B = V_b - jx'_d I_{crg}$ e $V_C = V_c + jx'_d I_{crg}$.

Deste modo, as tensões V_{AB} e V_{BC} apresentaram sobretensão e comportamento semelhante ao detectado em campo, sendo que a tensão V_{CA} deverá ser considerada estável para comparação com o regulador existente no GMG.

Na Figura 3-11 é apresentada uma comparação direta entre as tensões internas e externas do GMG para explicitar graficamente as alterações das tensões externas no caso de conexão da carga bifásica ao GMG.

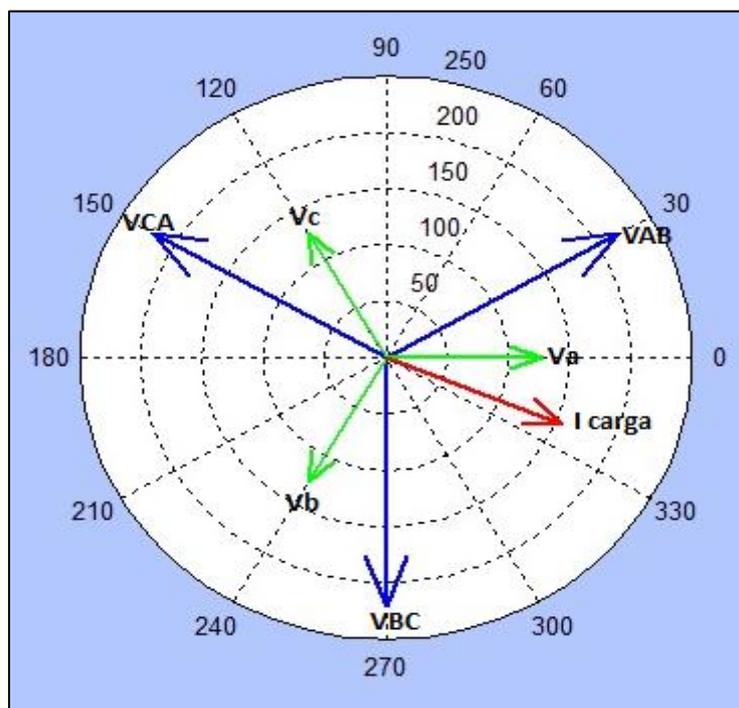


Figura 3-9 - Diagrama Fasorial - Tensões internas

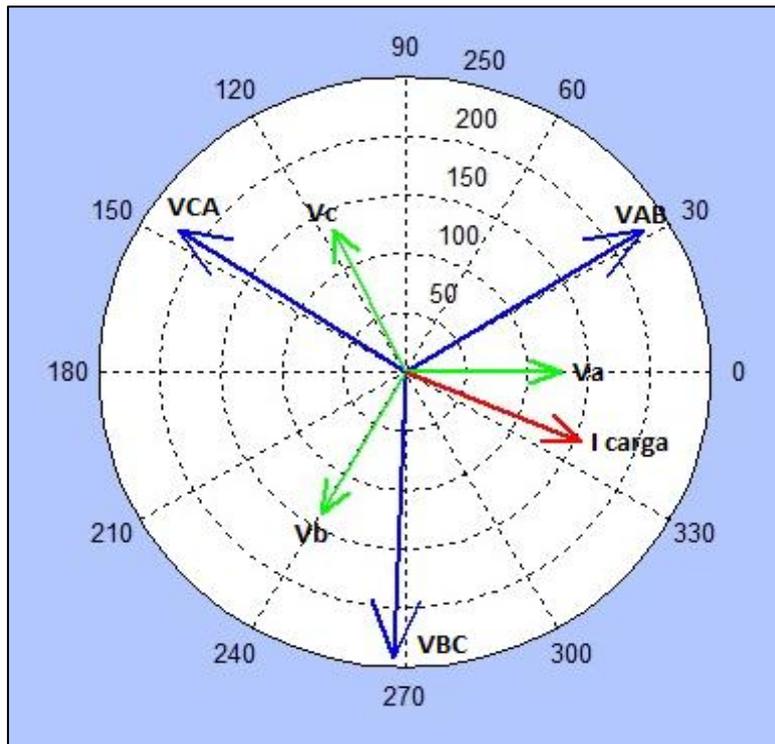


Figura 3-10 - Diagrama Fasorial - Tensões externas

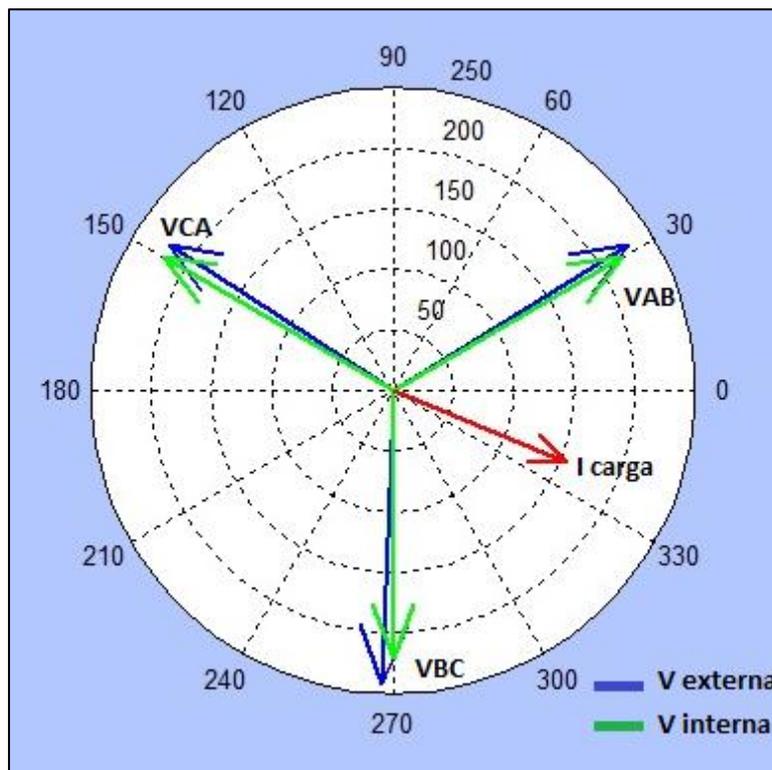


Figura 3-11 - Diagrama Fasorial - Comparação de tensões

No modelo implementado, o valor médio das potências ativa e reativa do SAE (10,8 kW-j29,4 kvar) , obtidas através de medições em campo com o analisador de

energia portátil, foram utilizadas para estudar o efeito da sobretensão. Os resultados desta medição são apresentados na Figura 3-12. Percebe-se um alto consumo de reativo capacitivo em relação à potência ativa. Logo, a rede tem característica capacitiva e com baixo fator de potência.

Desta forma, verificou-se que não havia defeitos nos equipamentos e que esta elevação de tensão poderia mesmo ocorrer nos sistemas utilizados pela MRS, devido a suas características. Portanto concluiu-se que a corrente capacitiva juntamente com o desequilíbrio de corrente (rede bifásica) eram as principais causas da sobretensão no GMG.

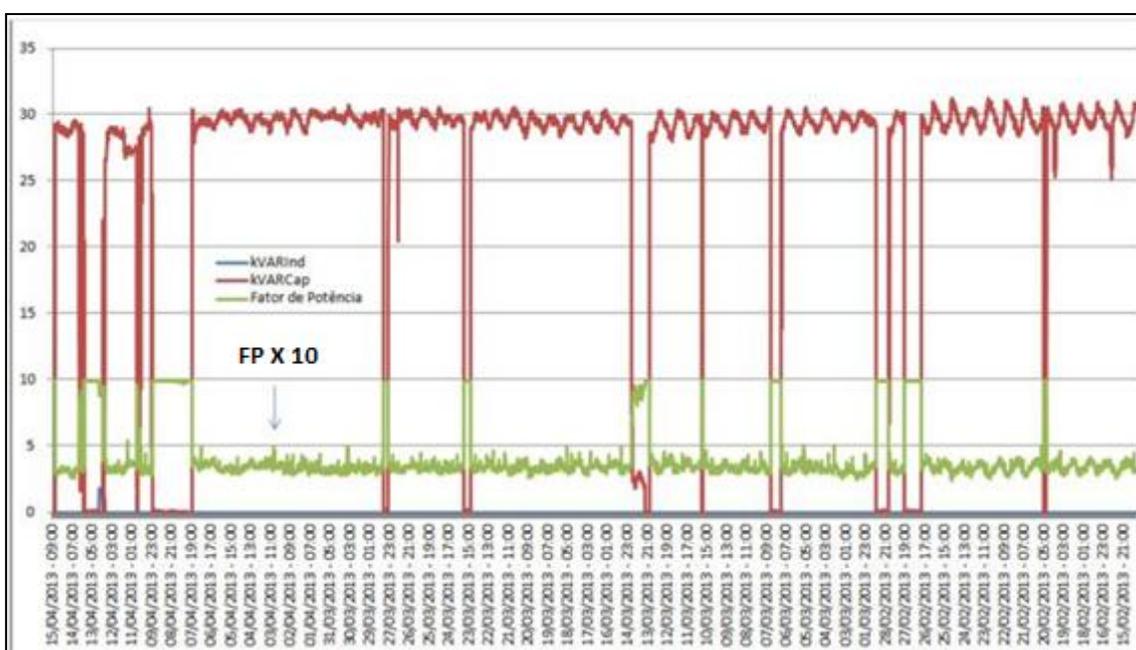


Figura 3-12 - Medições de potência ativa, potência reativa e fator de potência
(Onde: FP/10 é a curva que representa o fator de potência multiplicado por 10.)

Adicionalmente às medições foram realizados cálculos matemáticos simplificados para verificar as informações fornecidas pelo supervisor. Nestes cálculos foram considerados os níveis de tensão e o leiaute da rede de distribuição, incluindo o trecho dentro dos túneis. Os resultados são apresentados na Tabela 3-1 e na Figura 3-13.

As potências reativas capacitivas consumidas pelos alimentadores foram calculadas utilizando o método de Carson e são apresentadas na Tabela 3-1. Apesar do valor de reativos capacitivos ser reduzido em relação a um sistema típico de 13,8 kV eles não devem ser desconsiderados, pois a carga é basicamente resistiva e com uma corrente baixa não existe uma grande demanda de reativos indutivos dos alimentadores

de distribuição a ponto de anularem estes reativos capacitivos. Lembra-se também que a potência do GMG é 123 kVA, logo, para o GMG esta é uma quantidade de reativos capacitivos considerável.

Tabela 3-1 - Potência reativa da rede

Tipo de rede	Distância dos cabos	Comprimento da rede	Reativo capacitivo
Túnel	3 cm entre cabos	4,8 km	4,05 kvar
Aérea	70 cm entre cabos	22,0 km	7,96 kvar
Túnel	5 cm cabo-solo	4,8 km	1,72 kvar
Aérea	5 m cabo-solo	22,0 km	20,60 kvar
TOTAL			34,32 kvar

Na Figura 3-13 são mostrados os dados de potências ativa e reativa obtidos através da memória de massa da concessionária, confirmando assim a característica capacitiva mostradas nas medições de campo, sendo este um fator contribuinte para o aumento da sobretensão.

Destaca-se que a característica capacitiva, neste caso, decorre do fato que: (i) a potência reativa capacitiva demandada pela rede depende principalmente do nível de tensão, pois as capacitâncias parasitas estão em derivação conforme a equação (3-1); (ii) as indutâncias estão em série com a rede e potência reativa indutiva depende das correntes (ou diferença de tensão), como a rede é subcarregada, a corrente é baixa e conforme (3-2) apresenta pouco consumo de reativo indutivo. Os equipamentos de sinalização não possuem carga indutiva considerável.

$$Q_{cap} = \frac{|\Delta V_c|^2}{X_c} \tag{ 3-1}$$

$$Q_{ind} = \frac{|\Delta V_l|^2}{X_l} = |I_l|^2 \cdot x_l \tag{ 3-2}$$

Onde:

ΔV_c é a tensão entre fases ou fase-terra;

ΔV_l é a tensão entre os terminais de um dado circuito;

ΔI_1 é corrente é um dado circuito.

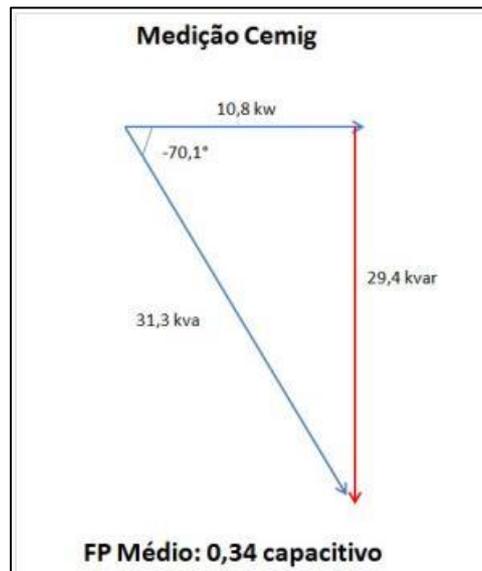


Figura 3-13 - Medições de campo com a concessionária

Depois de constatado que o problema do desligamento intempestivo do GMG era causado pelo resultado do desequilíbrio da rede e da corrente capacitiva, foi considerada, em termos de alternativas a se analisar, uma solução simples, quer seja, reduzir o desequilíbrio de tensão com a instalação de um banco de capacitores na fase A para tentar equilibrar a corrente capacitiva e com isto reduzir o problema do desequilíbrio que era uma das principais causas da sobretensão. Mas segundo o manual do fabricante do GMG (Manual de Instalação Operação e Manutenção MI-200, 2014) esta não é uma solução completa, pois o manual indica que: "Os alternadores são projetados para operar na potência nominal com um fator de potência entre 0,8 capacitivo à 0,8 indutivo".

Em uma etapa seguinte de análise, os valores de consumos de ativos e reativos capacitivos foram inseridos na curva de capacidade do GMG objetivando identificar a posição de operação do mesmo. Os limites da curva de capacidade são destacados em vermelho e em amarelo na região de fator de potência 0,8 capacitivo e indutivo conforme apresentado Figura 3-14.

A partir desta análise ficou clara a necessidade de redução de capacitivos reativos da rede, pois o GMG estava trabalhando na região de instabilidade conforme indicado pelo fasor em vermelho indicando a potência aparente de 30 kVA.

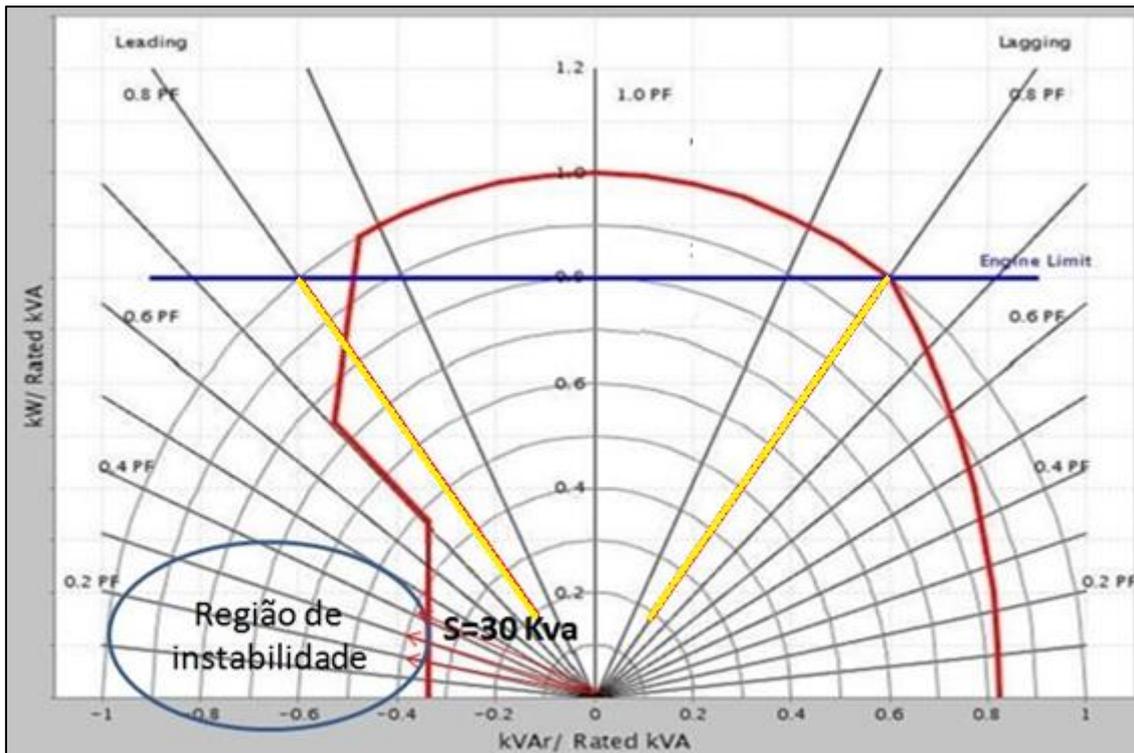


Figura 3-14 - Curva de capacidade do GMG

Também foi calculado o índice de desequilíbrio de tensão utilizando a fórmula aproximada e conservativa da IEEE Std 141 que é apresentada por meio da equação (3-3). O valor do desequilíbrio de tensão foi de aproximadamente 5%. Para este nível de desequilíbrio de tensão é indicado pela IEEE Std 141 um *derating* de 25% da potência nominal do GMG como mostra a Figura 3-15. Na condição de funcionamento atual o gerador está com uma carga de 25% do carregamento nominal (31,3 kVA/123 kVA) (Potência Demandada / Potência Nominal), logo está de acordo com a IEEE std 141. Assim, concluiu-se que a redução de carregamento não era um problema que necessitava um tratamento imediato.

$$V_{des}(\%) = \frac{\text{máximo desvio da média}}{\text{média}} 100\% \quad (3-3)$$

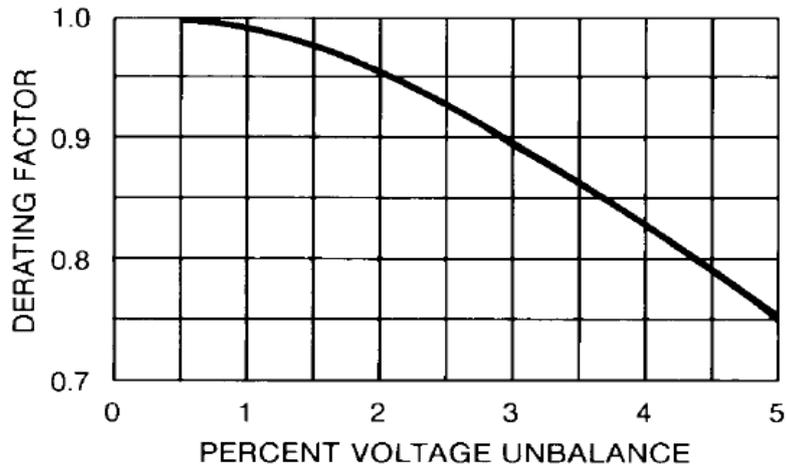


Figura 3-15 - Derating de equipamentos (IEEE std 141,1993)

De acordo com as análises realizadas ficou clara a necessidade de compensação indutiva ou algum outro equipamento elétrico (inversores ou transformadores com conexões especiais) para que o GMG trabalhasse na região estável e ocorresse a diminuição do nível de tensão a valores adequados nos seus terminais. Além disso, um decréscimo da corrente reativa capacitiva resultaria em um menor módulo de corrente para a mesma carga e com isto ocorreria a redução de perdas e dos desequilíbrios associados ao ponto de operação atual.

Assim, a partir da metodologia de análise empregada, com os cálculos e simulações realizadas, definiram-se as questões básicas do que precisava ser feito para resolver o problema.

A implementação de uma solução para o problema, com as questões adicionais específicas que precisaram ser analisadas, são objetos do próximo capítulo.

Capítulo IV

Síntese e Implantação da Solução

4.1 Introdução

No capítulo anterior foi detalhado o problema do desligamento intempestivo do GMG do SAE ao energizar um alimentador bifásico, contribuindo para a diminuição da confiabilidade do sistema, pois sendo o GMG uma das redundâncias da alimentação principal, seu desligamento deixa o sistema de sinalização desguarnecido e, portanto após o fim da autonomia das baterias dos equipamentos de sinalização e comunicação estes ficam desenergizados colocando os trens e a população em grande risco de acidentes. Também no capítulo anterior foram apresentadas as análises simplificadas realizadas para a constatação do problema e algumas alternativas pensadas inicialmente para a solução.

Neste capítulo serão apresentadas análises mais aprofundadas do sistema, as quais foram necessárias para a definição e implementação prática de uma solução. Para tanto foi realizada uma modelagem computacional do sistema utilizando o PSCAD e o MICN (PENIDO, 2008 e PENIDO, 2013), para posteriormente realizar uma análise detalhada do SAE visando identificar qualitativa e quantitativamente quais são as grandezas elétricas do sistema que têm relação com o desligamento. Em seguida, as possíveis soluções, já mais direcionadas, para mitigar o problema do desligamento do GMG serão analisadas e por fim será apresentada a implantação prática da solução. Além de serem relatados os problemas ocorridos durante e após o comissionamento da solução proposta.

4.2 Modelagem do Sistema em Programa Computacional

Para realizar a análise técnica das alternativas, o sistema elétrico foi representado em programas computacionais e modelado de forma simplificada no PSCAD, versão estudante. Esta representação foi utilizada nesta dissertação para fins de apresentação de resultados após a implementação prática da solução proposta. Os estudos elétricos foram realizados usando a ferramenta computacional MICN (PENIDO, 2008 e PENIDO, 2013). Indica-se também que o MICN foi utilizado apenas como ferramenta computacional e nenhum desenvolvimento extra foi realizado na metodologia.

Para um melhor entendimento, o sistema em estudo será apresentado de forma completa nos desenhos e diagramas. Porém alguns resultados gráficos serão apresentados referentes a um sistema reduzido. Para o sistema reduzido algumas cargas foram concentradas em um ponto, trechos foram unidos e alguns detalhes não foram representados.

Na Figura 4-1 é apresentado o mapa dos alimentadores ferroviários entre as subestações P1-3, P1-5 e P1-7. As setas da figura indicam a localização das subestações P1-3 e P1-5.

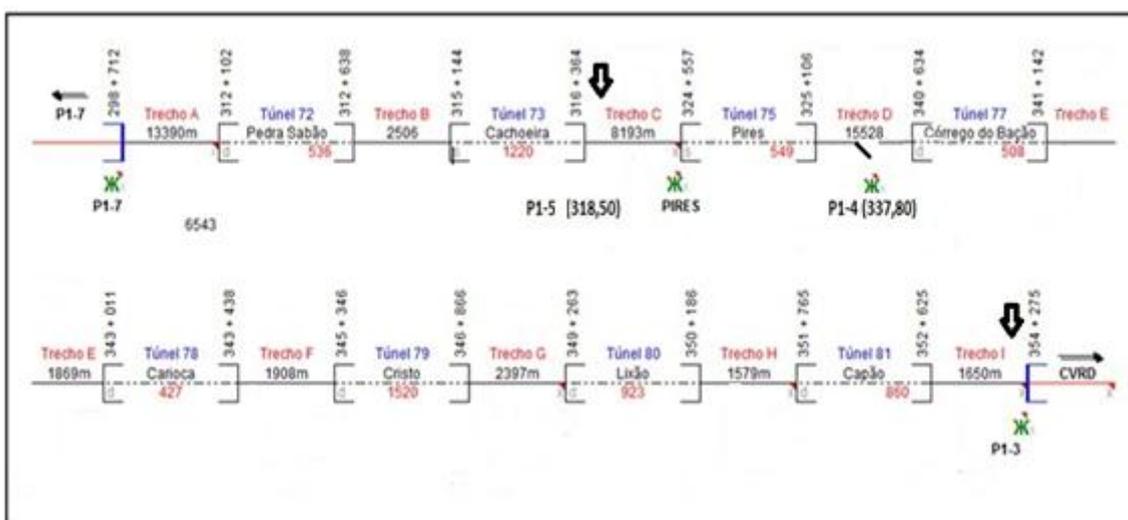


Figura 4-1 - Trecho entre P1-5 e P1-3

Nas próximas seções serão apresentados os detalhes da modelagem de acordo com as características dos equipamentos ferroviários e como foi realizada a representação simplificada no PSCAD e no MICN.

4.2.1 Alimentadores Bifásicos

Na Figura 4-2 é mostrado como os alimentadores bifásicos foram modelados no PSCAD. Os alimentadores foram representados no PSCAD utilizando o componente TLine (modelo interno do PSCAD) com parâmetros informados em coordenadas de fase. Tanto o SAE externo aos túneis quanto os internos foram modelados com o componente TLine.

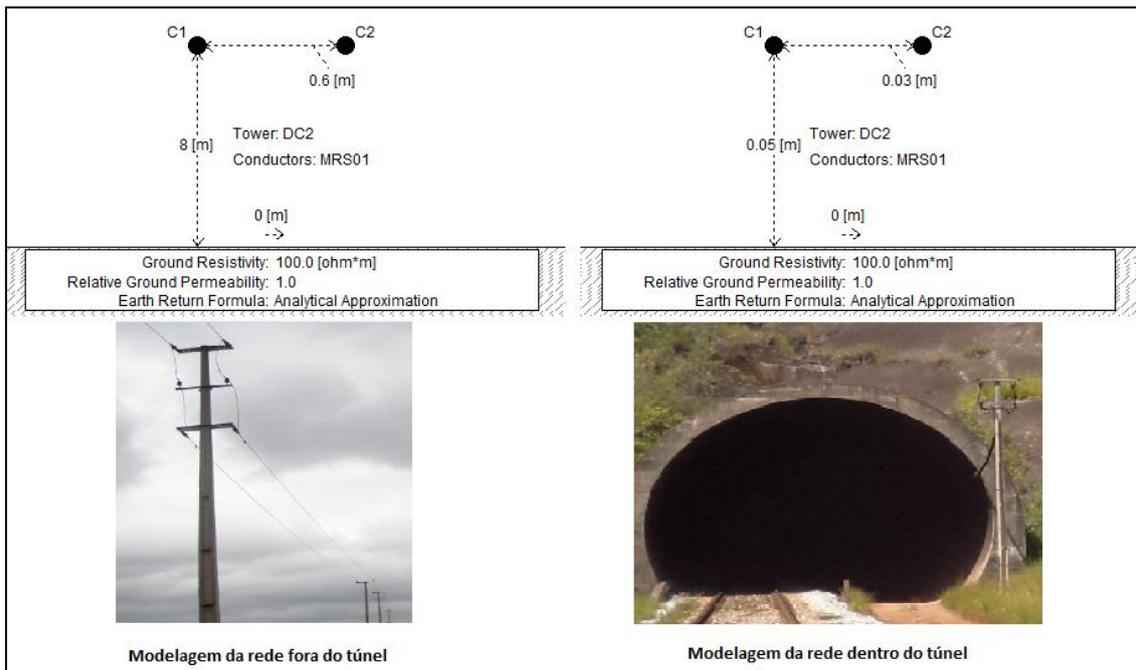


Figura 4-2 - Dados de Modelagem de alimentadores

Ressalta-se que para representar a altura dos cabos nos SAE internos aos túneis foi considerada a menor distância em relação ao "solo", neste caso foi à distância entre o SAE e a parede dos túneis. Foram feitos diversos testes em relação a esta simplificação e verificou-se que os valores obtidos, dentro da faixa de valores de distância testada, são todos aceitáveis (pequenas diferenças).

Para a modelagem no MICN, os parâmetros dos alimentadores bifásicos foram calculados utilizando o método de Carson simplificado (CARSON, 1926) e foram representados utilizando o modelo π a parâmetros concentrados.

4.2.2 Communications-Based Train Control (CBTC)

No trecho da análise existem 10 *houses* do CBTC (maiores detalhes sobre o tema podem ser verificados na seção 2.2). Para calcular a demanda de potência ativa e reativa do equipamento foram realizadas medições no campo com um analisador de energia que foi instalado na baixa tensão. O resultado obtido é apresentado na Figura 4-3, onde a potência demandada é praticamente fixa em 0,4 kVA com fator de potência de 0,9 (multiplicado por 10 no gráfico).

Considerou-se o modelo de carga em impedância constante para realizar a modelagem no PSCAD. Para a modelagem no MICN foi utilizado o modelo de cargas exponencial (com α e β iguais a 2 no modelo apresentado em PENIDO (2008)).

Na Figura 4-4 é mostrada a representação da *house* do CTBC no PSCAD juntamente com o transformador abaixador de 3 kVA; 13,8-0,120 kV; $x=5\%$.

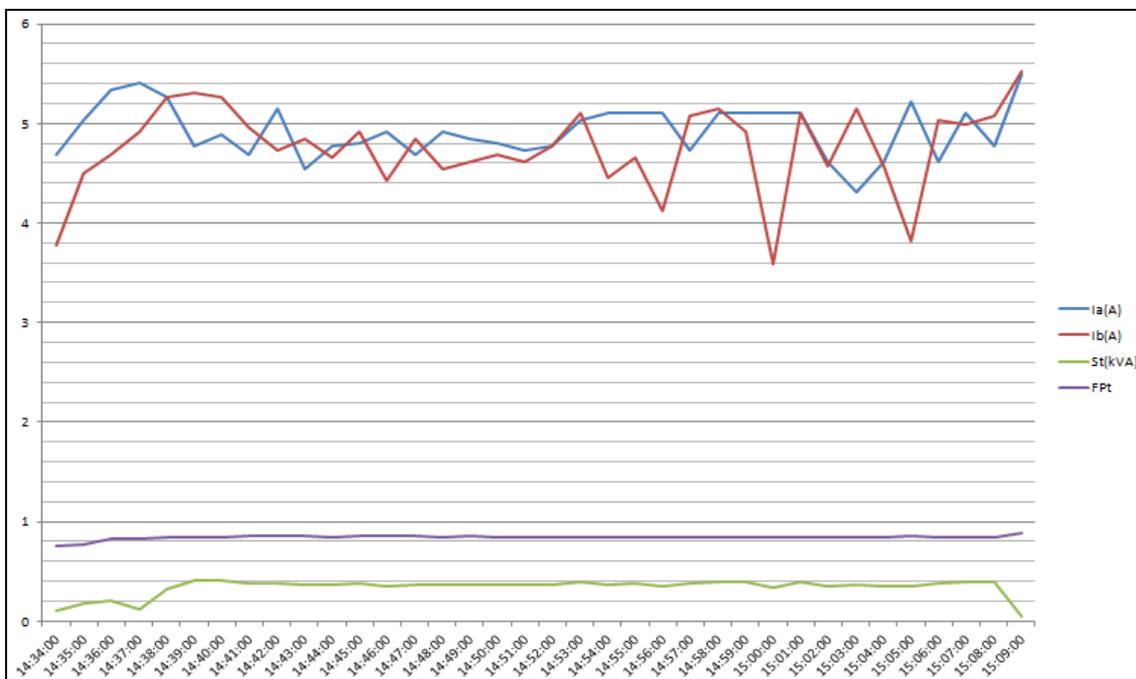


Figura 4-3 - Resultado da medição do comportamento elétrico das *houses* do CBTC

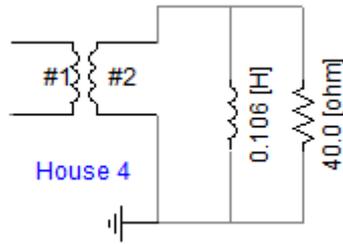


Figura 4-4 - Modelagem da *house* do CBTC

4.2.3 Transformadores

O modelo de transformador do MICN, utilizado para representar os transformadores do SAE, permite representar qualquer tipo de transformador existente nos sistemas de distribuição. O modelo utilizado consiste basicamente em montar a matriz $\mathbf{Y}_{\text{Barra}}$ do transformador a partir dos dados dos transformadores e das indicações das conexões das bobinas. Maiores detalhes sobre a modelagem de transformadores utilizada no MICN são encontradas em SILVA (2004).

4.2.4 Hot-Box

No SAE entre as subestações P1-3 e P1-5A está instalado um *Hot-Box* (maiores detalhes do equipamento podem ser verificados na seção 2.2) que é alimentado por um transformador abaixador de 3 kVA; 13,8-0,120 kV; $x=5\%$. Este equipamento consome uma corrente de 0,4 A na baixa tensão quando em *standby*, ou seja, na ausência da passagem da composição. Este equipamento demanda uma corrente de 16 A quando ocorre a passagem de uma composição.

Para realizar os estudos foram analisados os equipamentos em condição de *standby* (neste caso sem representação no PSCAD e MICN) e em funcionamento normal (com a modelagem ilustrada na Figura 4-5). Como existe apenas um equipamento no trecho, a sua representação não apresentou impacto relevante nos estudos efetuados.

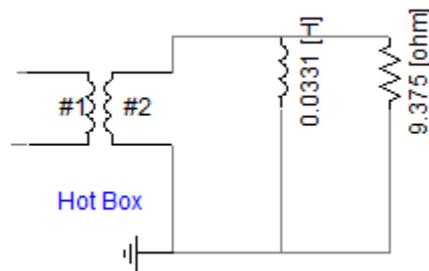


Figura 4-5 - Modelagem do Hot Box

4.2.5 Detectores de Descarrilamento

No trecho em análise existem 15 detectores de descarrilamento. Estes detectores possuem um baixo consumo de energia, aproximadamente 0,1 A na baixa tensão. Ressalta-se que cada unidade é alimentada por um transformador abaixador de 3 kVA; 13,8-0,120 kV; $x=5\%$. Neste caso estes transformadores estão trabalhando praticamente a vazio, consumido apenas reativos indutivos.

Devido a restrições do PSCAD versão estudante as 15 unidades foram agrupadas e modeladas em um único circuito. No MICN estas cargas foram modeladas individualmente. A Figura 4-6 ilustra a modelagem realizada no PSCAD.

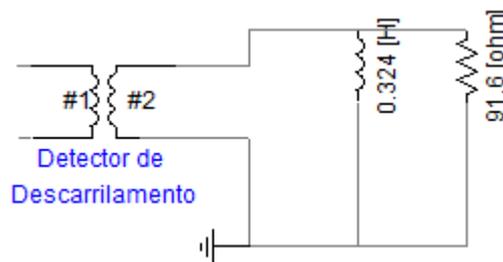


Figura 4-6 - Modelagem do detector de descarrilamento

4.2.6 Aparelhos de Manobra de Vias (AMV)

Além dos equipamentos citados, o trecho ainda possui 15 unidades de aparelhos de manobra de via (maiores informações vide seção 2.2). A curva de carga dos AMV tem característica semelhante à de uma curva de partida de motores e é representada na Figura 4-7 onde o eixo horizontal do gráfico apresenta a divisão de tempo em 500 ms inerente a programa supervisorio que realiza as leituras e o vertical o módulo de

corrente . A atuação destes equipamentos ocorre em média 3 vezes ao dia, com duração de 3 segundos, e por entender que não havia impacto considerável dos mesmos no estudo em questão, estes aparelhos não foram representados no PSCAD e no MICN, ficando aqui nesta seção apenas a título de informação. Cada unidade é alimentada por um transformador abaixador de 3 kVA; 13,8-0,120 kV; $x=5\%$.

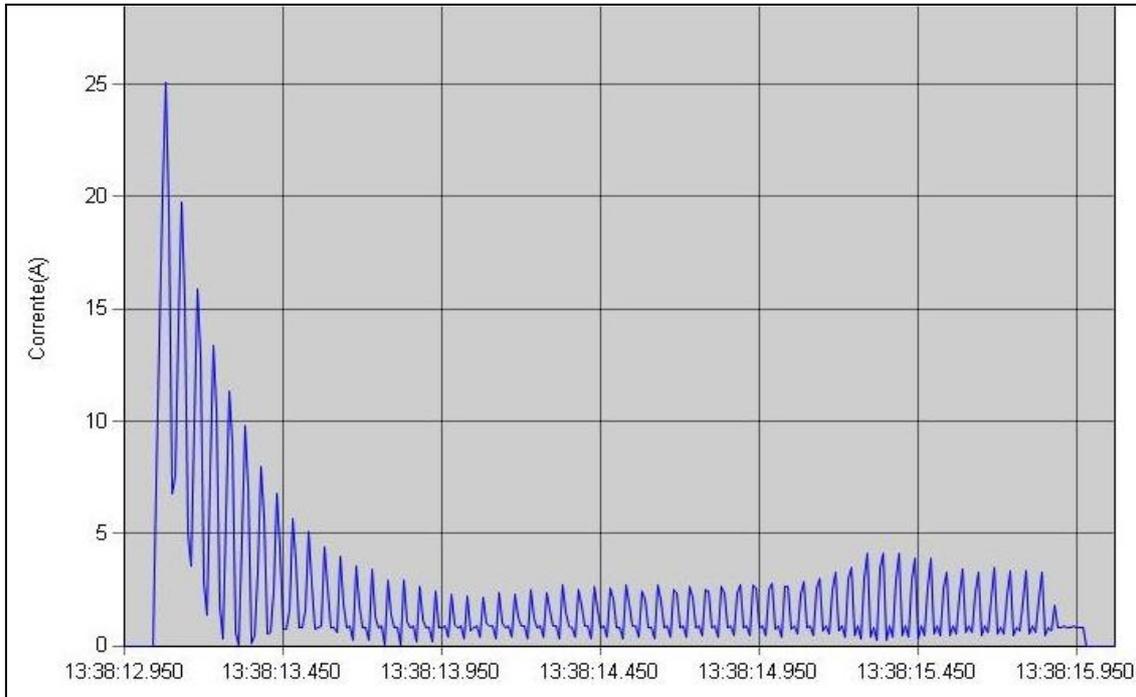


Figura 4-7 - Curva característica do Aparelho de Manobra de Via

4.2.7 Subestação - Concessionária e GMG

A alimentação pela concessionária, realizada pela subestação, foi representada por uma fonte de tensão controlada atrás de uma reatância, conforme apresentado na Figura 4-8. No caso de representação da concessionária, o valor da reatância é ajustado em zero, ou seja, a mesma é desconsiderada.

Para representação do GMG, faz-se uma representação semelhante, com sua alimentação realizada pela subestação, porém, o valor da reatância é ajustado para o valor da reatância em regime permanente por melhor representar a partida do gerador antes do *trip*, este valor foi adotado por se tratar de análise em regime permanente.

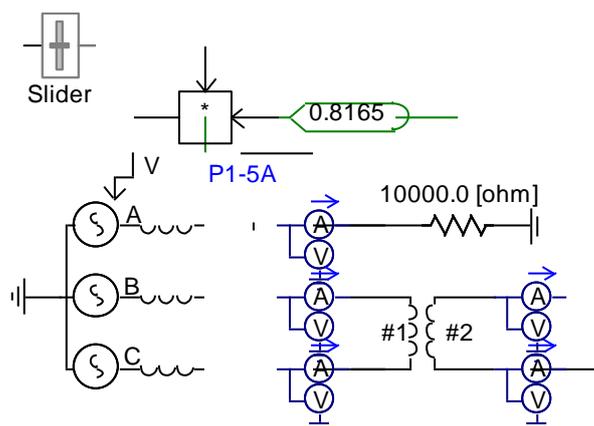


Figura 4-8 - Representação simplificada da subestação

4.2.8 Demais equipamentos elétricos ferroviários

Conforme indicado nas seções 4.2.6 e 4.2.7 algumas cargas não foram representadas de maneira completa, mas simplificadas em equivalentes. Além das cargas já descritas, indica-se a existência de outras cargas diversas como *switches*, pequenos rádios e etc. Todas estas cargas são alimentadas por pequenos transformadores de potência variando de 1,5 kVA até 3,0 kVA. Estas pequenas cargas e os transformadores que alimentam estas cargas foram representados através de um indutor entre as fases B e C em 13,8 kV conforme apresentado na Figura 4-9.

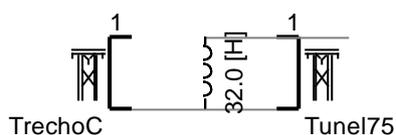


Figura 4-9 - Indutor equivalente às demais cargas do circuito

4.3 Resultados das Simulações

Após a finalização da modelagem da rede do SAE foram realizadas simulações computacionais para verificar a adequabilidade dos resultados em relação às medições executadas em campo. Foram observadas em campo as seguintes grandezas: potência reativa, potência ativa, corrente na subestação e tensão de saída no GMG. Indica-se que

as potências ativa e reativa foram medidas apenas quando o sistema estava sendo alimentado pela concessionária, pois o GMG era desligado antes de atingir a condição de regime e conseguir uma medição confiável.

A Figura 4-10 ilustra a visão geral do circuito do SAE, mostrando a modelagem do gerador com a regulação de tensão, além das cargas que foram detalhadas na seção anterior.

Devido às restrições da versão estudante do PSCAD, não foi possível realizar as simulações com a modelagem completa do sistema, logo foi criada uma versão simplificada do sistema elétrico e esta versão é apresentada na Figura 4-11, nesta versão simplificada as cargas foram concentradas e alguns trechos do SAE foram equivalentados.

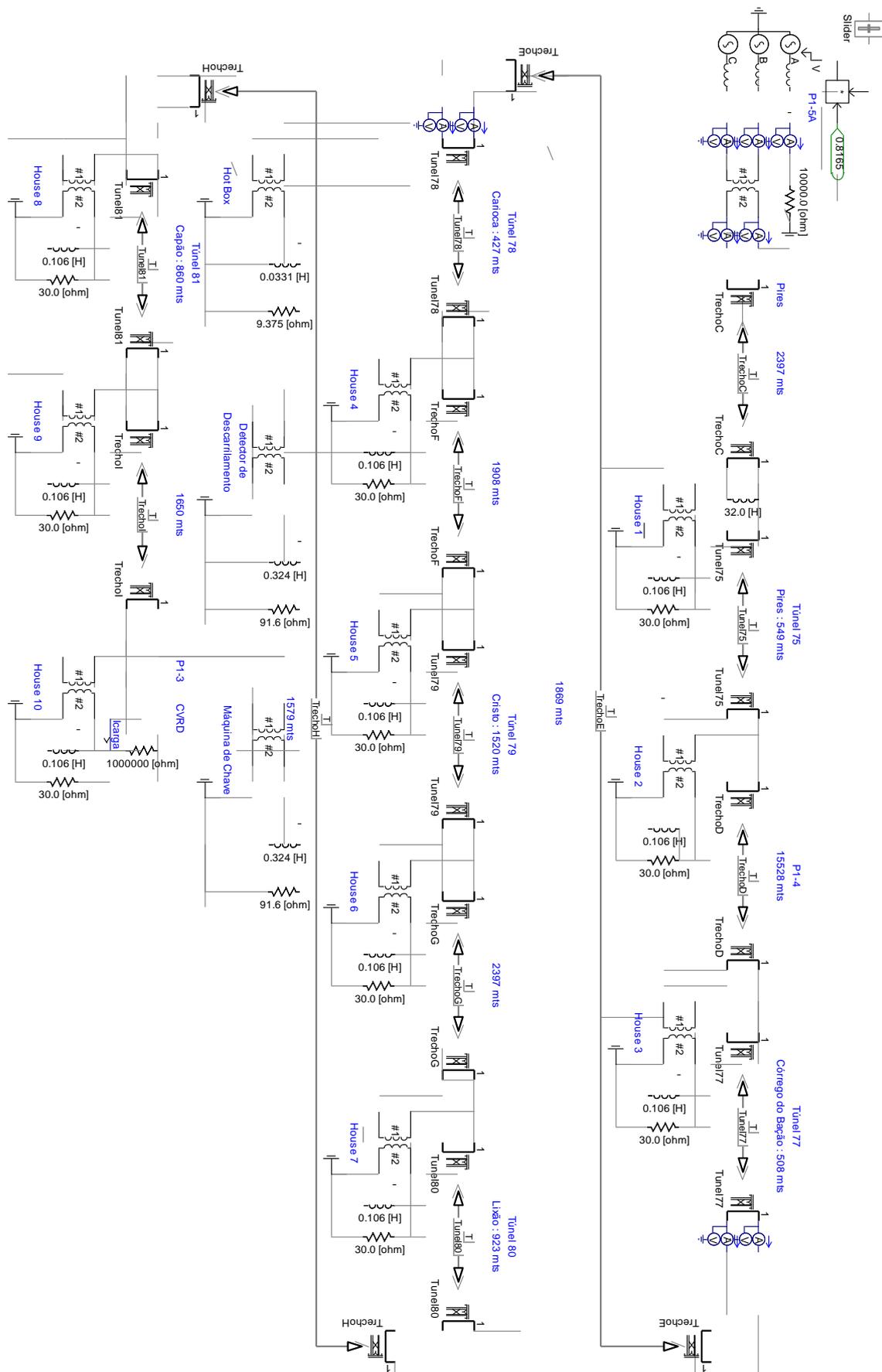


Figura 4-10 - Visão geral no PSCAD do circuito do SAE detalhado

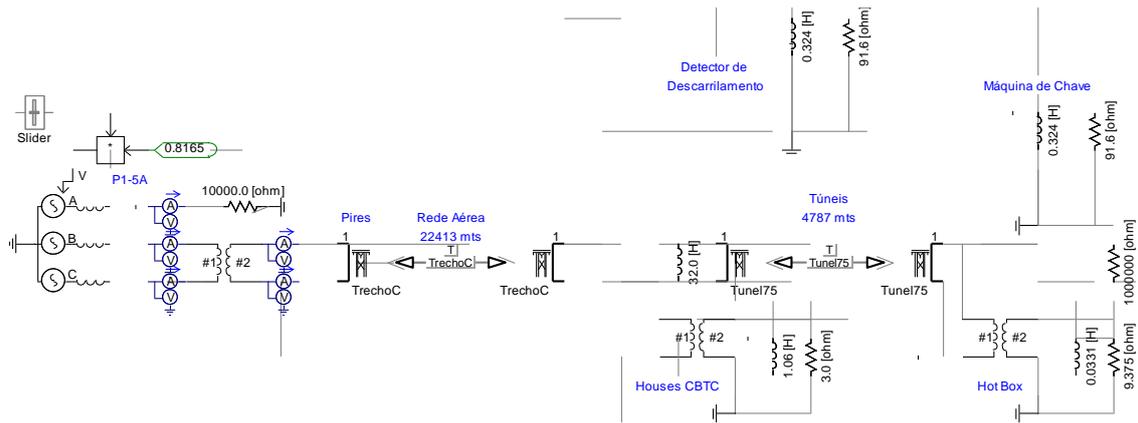


Figura 4-11 - Visão geral no PSCAD do circuito do SAE simplificado

4.3.1 Potência ativa e reativa - Concessionária

Através do sistema supervisorio foi amostrado o consumo de potência ativa e reativa do sistema e exemplos dos resultados são apresentados na Figura 4-12. Verifica-se que o consumo de potência ativa varia entre 5 kW a 9 kW e que a potência reativa oscila em torno de 28 kvar capacitivo. Estas grandezas tiveram seu registro quando a alimentação do SAE era realizada pela concessionária. Indica-se novamente que os valores consumidos são baixos se comparados a um sistema típico trifásico de 13,8 kV onde a potência usual pode ficar na faixa de 10 MVA.

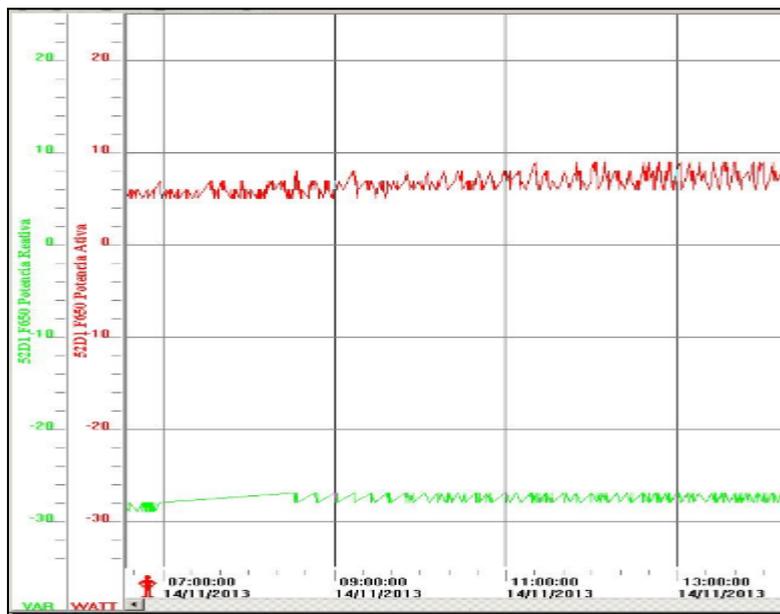


Figura 4-12 - Registro das potências ativa e reativa no supervisorio

Na Figura 4-13 e na Figura 4-14 são apresentados os gráficos da potência ativa e da potência reativa resultantes da simulação no PSCAD. Percebe-se uma boa representação dos valores medidos em campo.

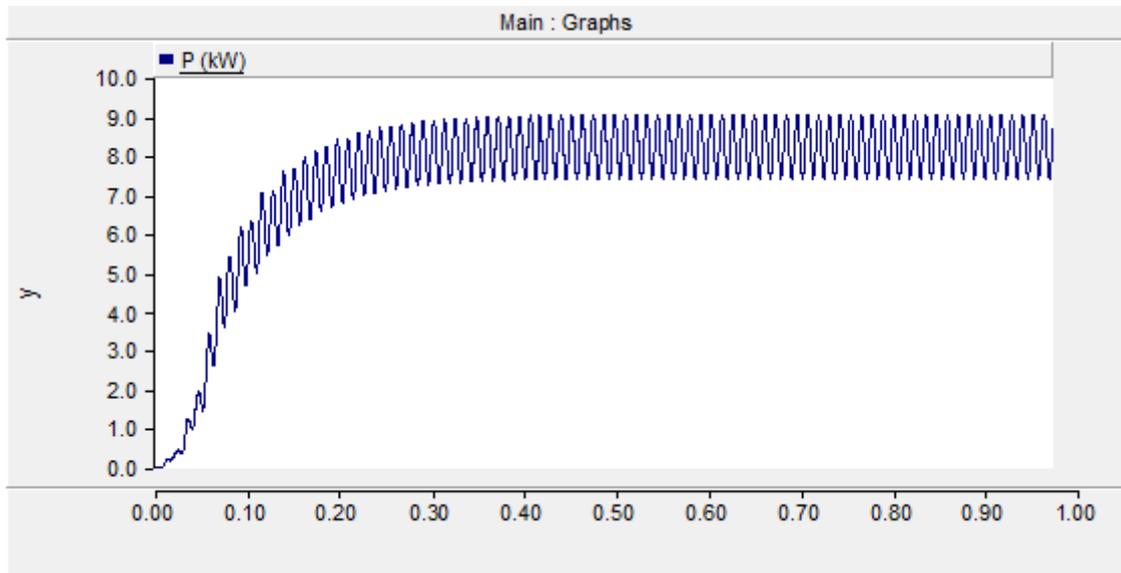


Figura 4-13 - Potência ativa simulada no PSCAD

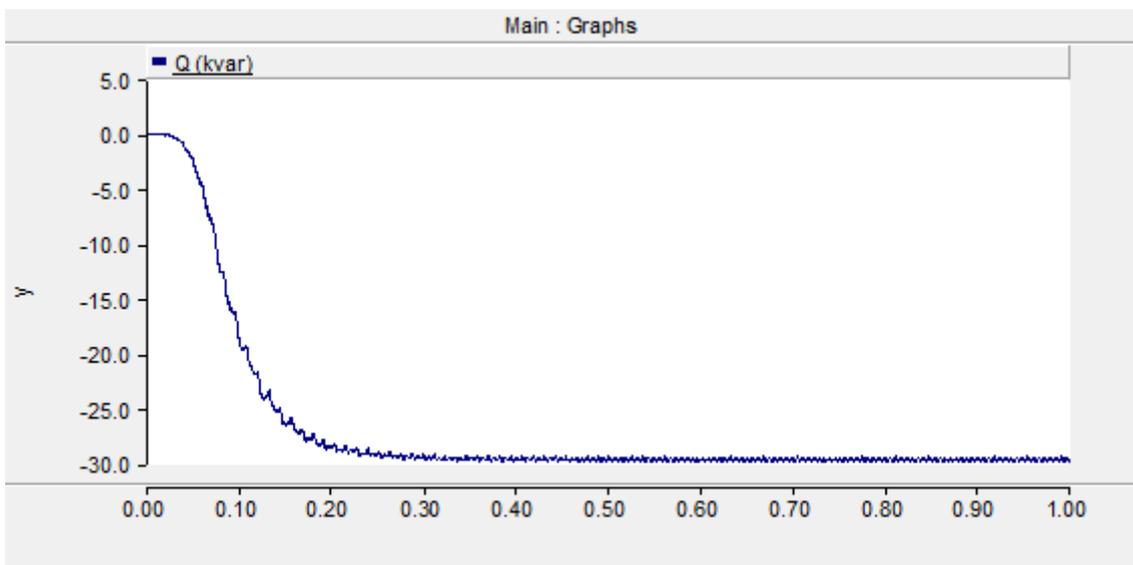


Figura 4-14 - Potência reativa simulada no PSCAD

4.3.2 Corrente e Tensão - Concessionária

Na Figura 4-15 e na Figura 4-16 são apresentados os gráficos comparativos de medição de corrente na baixa tensão, nas fases B e C, no supervisório e na simulação no PSCAD, novamente nota-se a boa representatividade do modelo proposto.

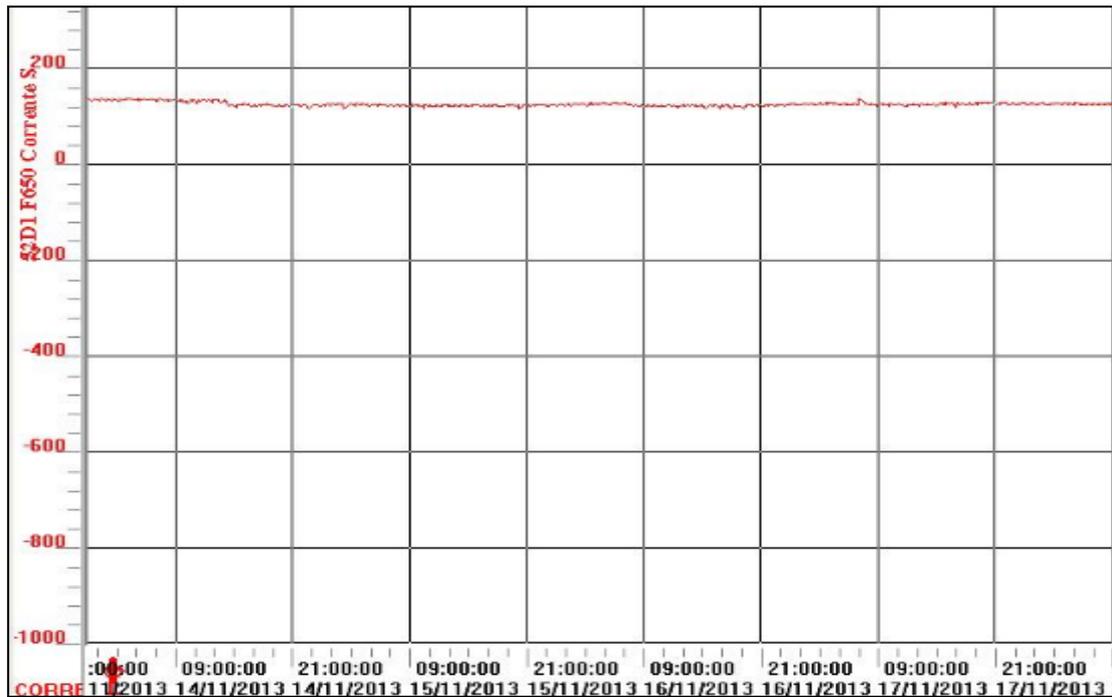


Figura 4-15 - Corrente na baixa tensão em rms (fases B e C) medida no supervisório

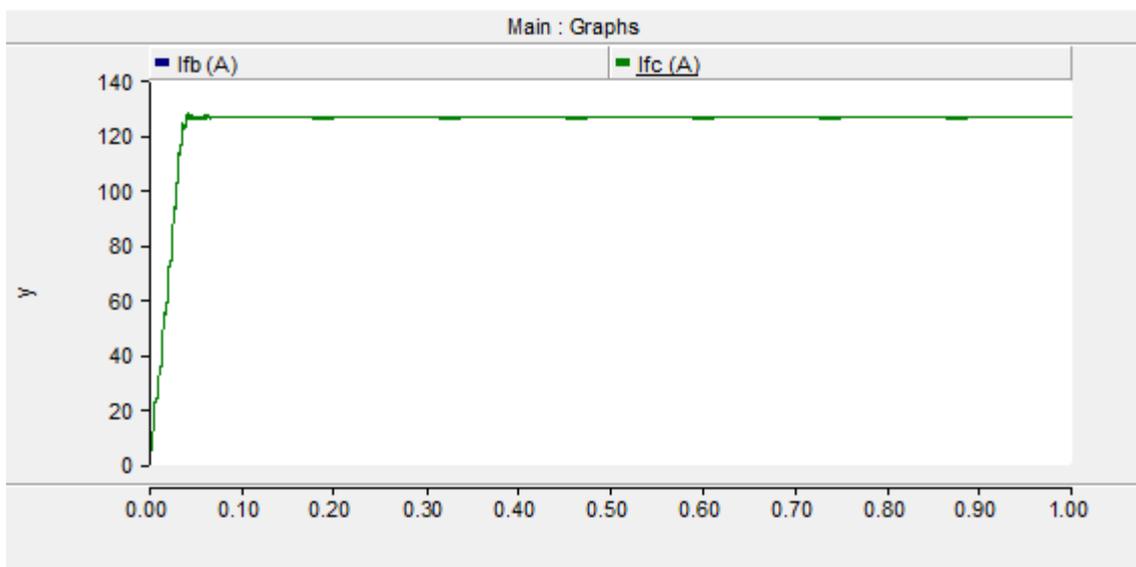


Figura 4-16 - Corrente na baixa tensão em rms (fases B e C) simulada no PSCAD

Na Figura 4-17 é apresentada a tensão fornecida pela concessionária, a qual foi simulada no PSCAD. Neste caso, considerou-se a tensão da fonte em um valor fixo, pois a concessionária é praticamente uma fonte infinita para o nível atual de carga e, portanto, pequenas oscilações de carga não alteram a tensão na entrada da alimentação.

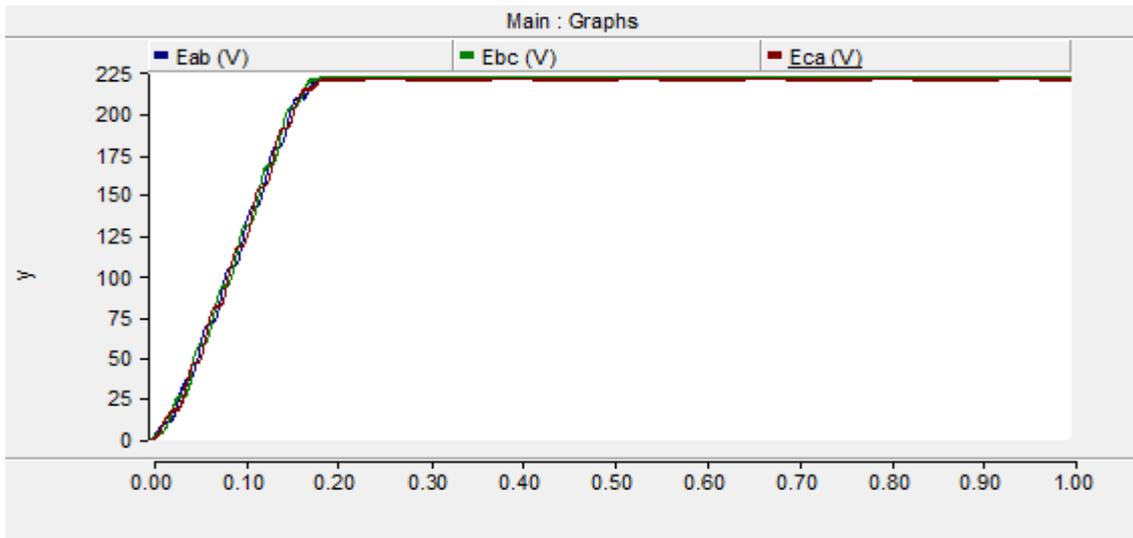


Figura 4-17 - Tensão de alimentação rms simulada no PSCAD

4.3.3 Corrente, Tensão e Potência - GMG

Para simular o comportamento do SAE sendo alimentado pelo GMG foi considerado o regulador de tensão que estava conectado entre as fases A e C e que regula a tensão de saída em 220 V.

Na Figura 4-18 apresenta-se os valores de tensão RMS nos terminais do GMG. Verifica-se que o regulador controlou a tensão entre fases AC em 220 V, mas os valores das tensões AB e BC encontrados foram de 225 V e 238 V respectivamente. Isto ocorreu devido às aproximações realizadas para representação do GMG e as simplificações feitas no PSCAD, pois não foi possível uma simulação mais completa do GMG, uma vez que os dados da reatância e resistência interna não foram disponibilizados pelo fabricante. Porém, ainda assim, os resultados obtidos são bem próximos dos medidos em campo. No MICN os valores simulados foram praticamente os mesmos.

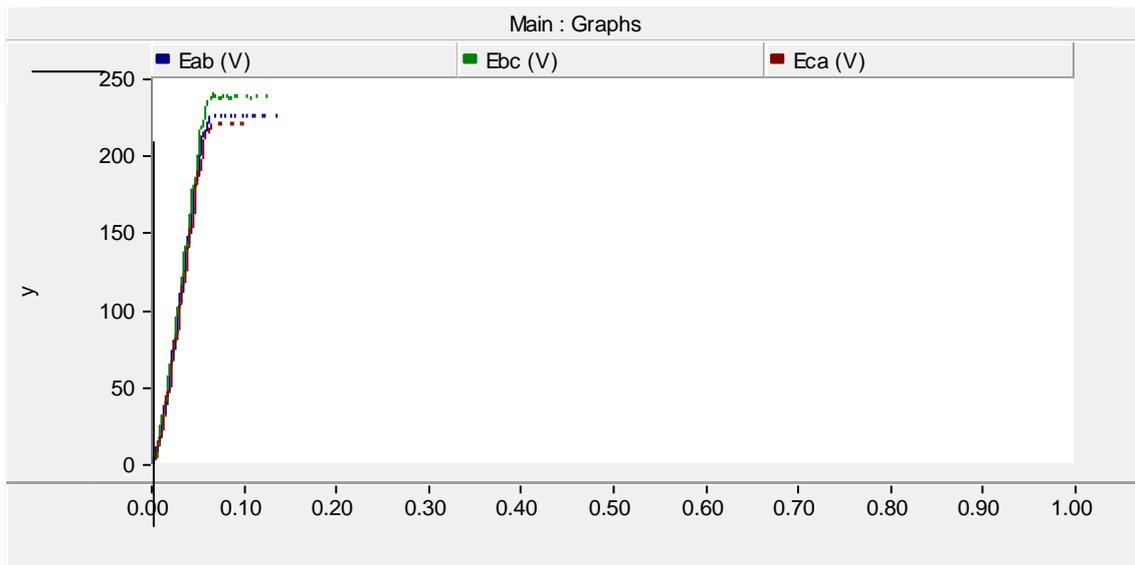


Figura 4-18 - Tensões fase-fase simuladas nos terminais do GMG

Na Figura 4-19 são apresentadas as tensões fase-terra nos terminais do GMG. Como pode ser observado as tensões fase-terra estavam com valores elevados para manter o sistema funcionando nas condições especificadas, ou seja, controlando a tensão AC em 220 V. Com isto, a fase B alcançou o valor de 135 V, aproximadamente 6,5% acima da tensão nominal.

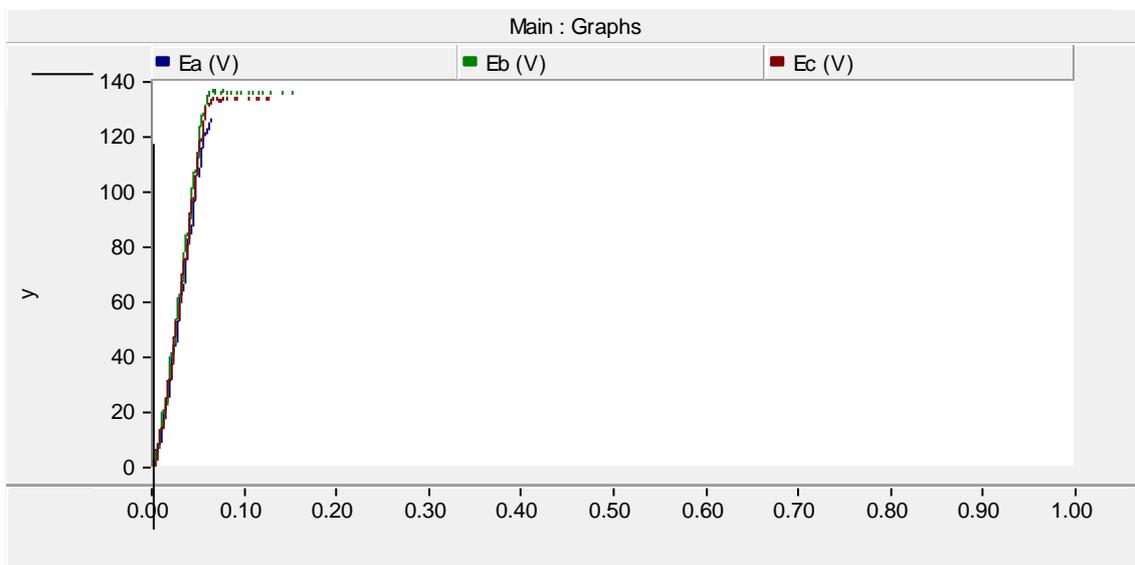


Figura 4-19 - Tensões fase-terra simuladas nos terminais do GMG

Na Figura 4-20 são apresentadas as correntes fornecidas pelo GMG e indica-se que os resultados da simulação são aproximadamente os valores medidos em campo como é mostrado na Figura 3.5.

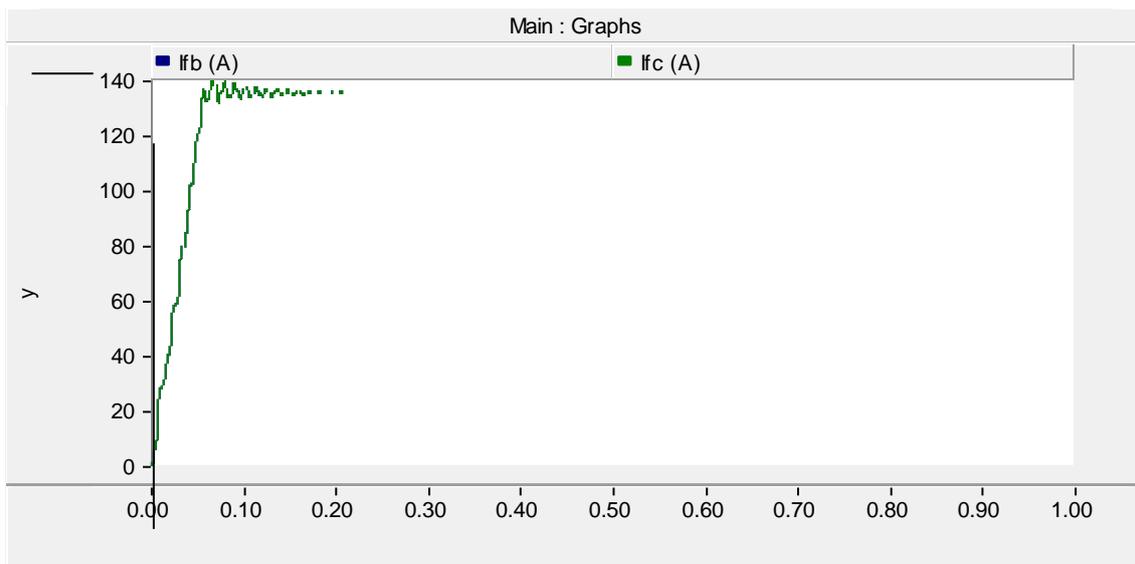


Figura 4-20 - Correntes nos terminais do GMG

Na Figura 4-21 e Figura 4-22 são apresentadas as curvas de potência ativa e reativa simuladas pelo programa. Nota-se que os valores encontrados foram semelhantes aos medidos em campo.

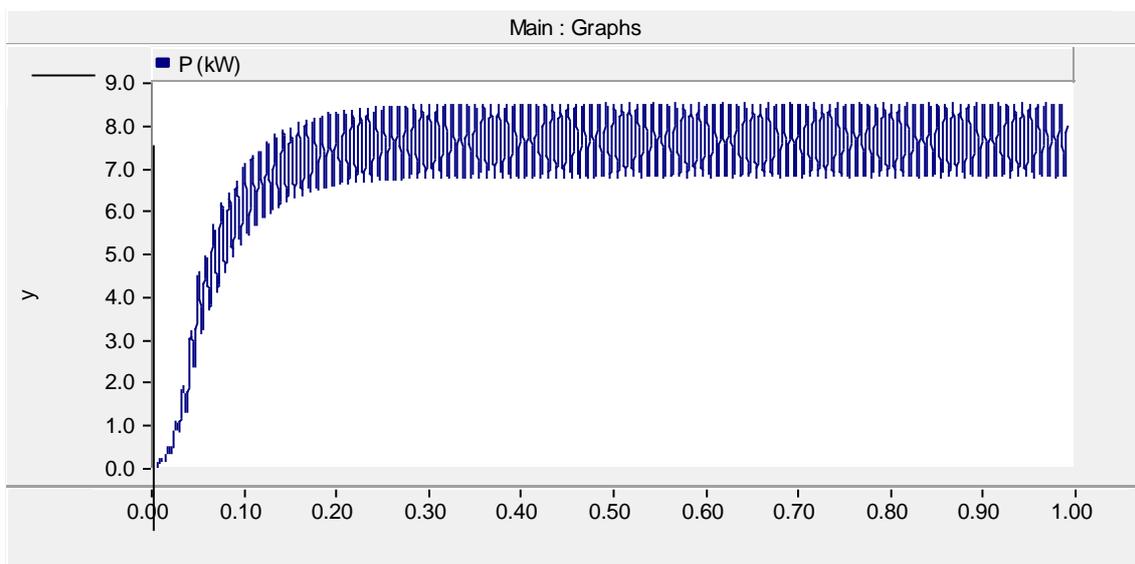


Figura 4-21 - Potência ativa fornecida pelo GMG

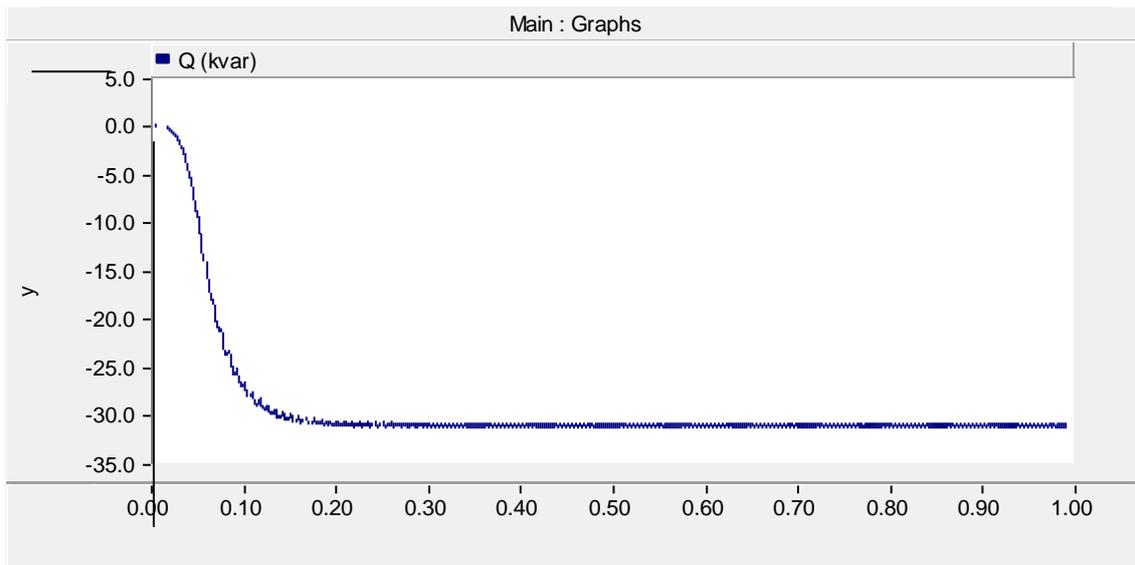


Figura 4-22 - Potência reativa absorvida pelo GMG

4.3.4 Variação dos parâmetros do SAE

Visando uma maior compreensão do comportamento do SAE foi feita uma simulação variando a tensão de referência do regulador de tensão. Esta variação teve como limites os valores de 93% da tensão nominal e 105% da tensão nominal.

Os resultados das tensões fase-fase são apresentados na Figura 4-23, das tensões fase-terra na Figura 4-24, da corrente no GMG na Figura 4-25, da potência ativa na Figura 4-26 e da potência reativa na Figura 4-27. Entre os tempos de 0 e 0,3 segundos o regulador de tensão estava regulando em 220V; 0,3 e 0,7 segundos em 93% da tensão nominal e entre 0,7 e 1,0 segundos em 105% da tensão nominal.

Nota-se que as potências ativa e reativa variam com a alteração da tensão de referência do regulador considerando a impedância da carga constante.

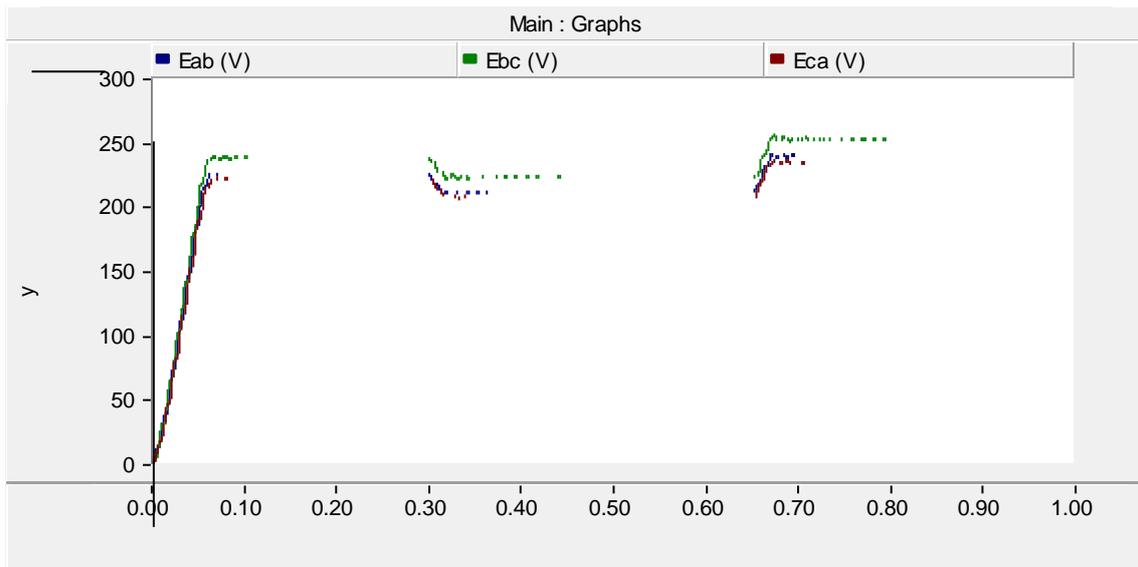


Figura 4-23 - Variação da tensão do regulador- Tensões fase-fase

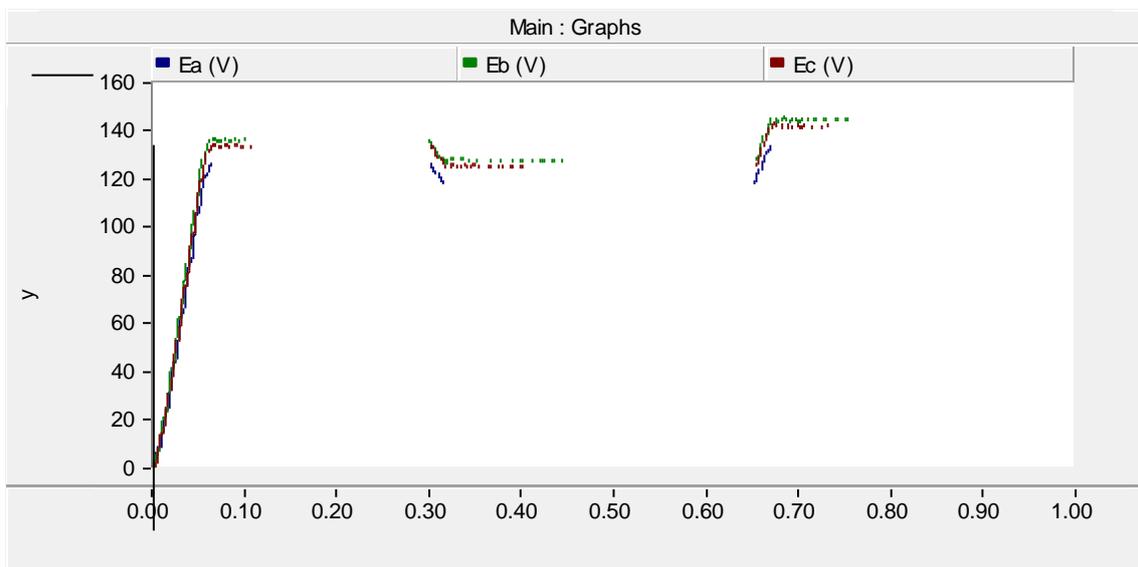


Figura 4-24 - Variação da tensão do regulador - Tensões fase-terra

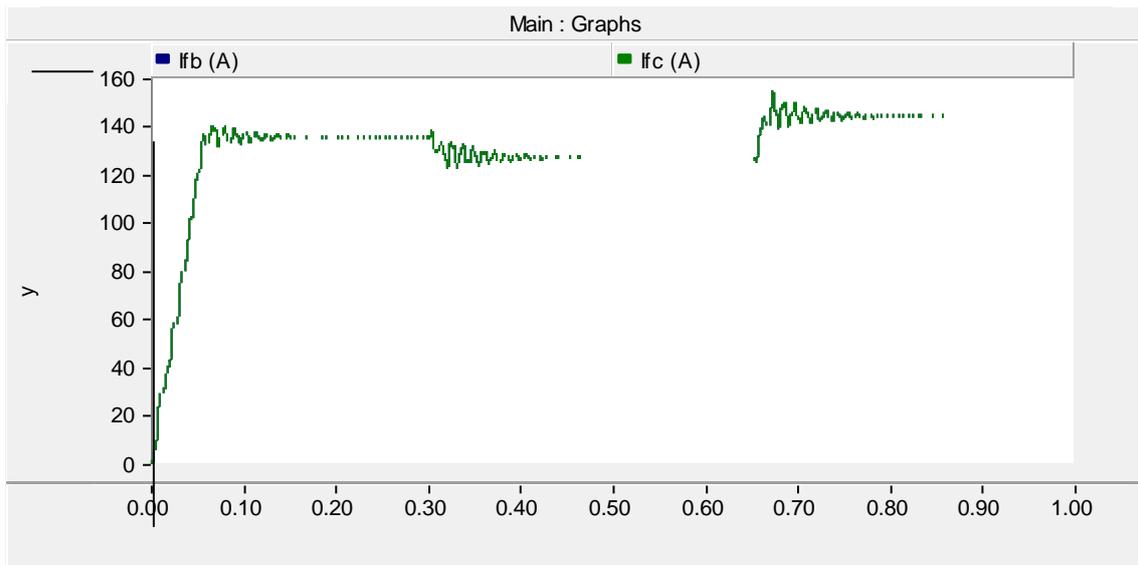


Figura 4-25 - Variação da tensão do regulador - Correntes

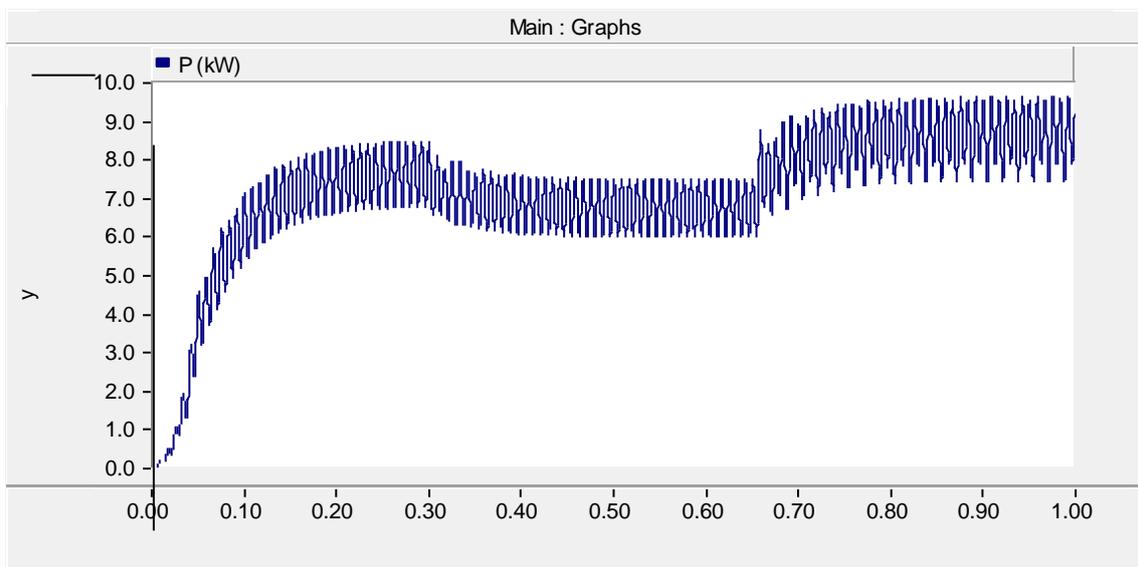


Figura 4-26 - Variação da tensão do regulador - Potência ativa

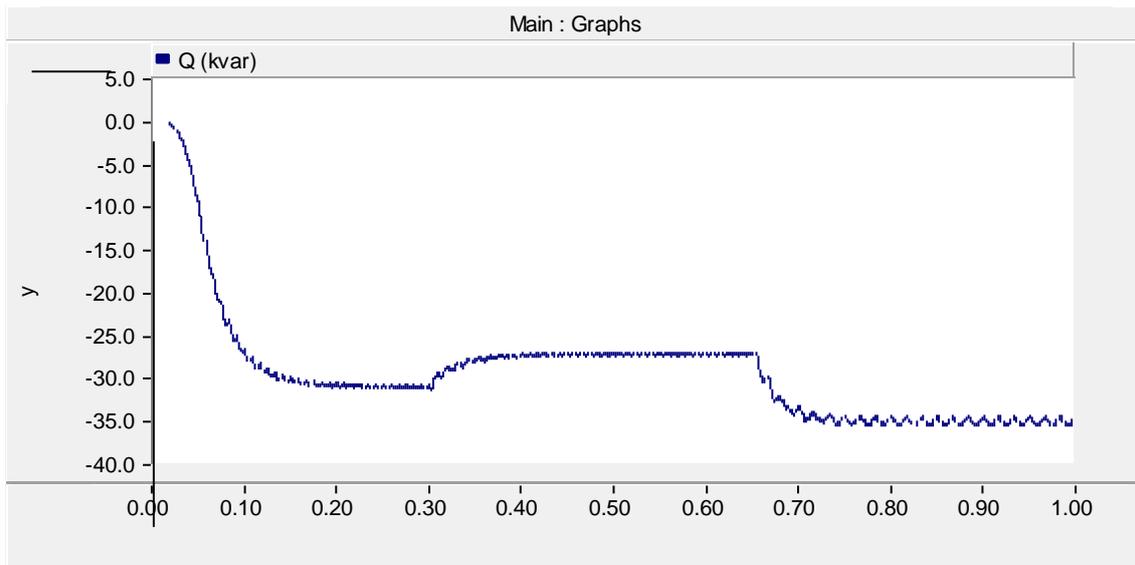


Figura 4-27 - Variação da tensão do regulador - Potência reativa

4.4 Análise de Alternativas Finais para Solução

Para solucionar o desligamento intempestivo do GMG foram analisadas várias alternativas. Algumas delas estudadas inicialmente foram descritas em capítulos anteriores além dos motivos pelos quais não foram adotadas. Após um maior aprofundamento do problema e de análises mais detalhadas ficou-se com algumas alternativas para serem analisadas, de forma a escolher aquela mais adequada técnica e economicamente para ser adotada. As alternativas finais analisadas foram a compensação reativa, o uso de transformadores com conexão Scott e o uso de conversores de frequência.

Nesta seção será apresentado um pequeno resumo do que seria cada uma destas alternativas e o principal motivo pelo qual duas delas não foram utilizadas, e também a solução escolhida, a qual será descrita em maiores detalhes nas próximas seções. Cabe ressaltar que aqui estão somente os resumos do que foi discutido e analisado durante o trabalho, pois em termos práticos várias outras discussões e análises técnicas, além de análises econômicas, tiveram que ser efetuadas.

A solução utilizando conversores de frequência (CF) consistiria em instalar o CF, que seria energizado de forma trifásica pelo GMG, retificaria a corrente e inverteria em uma saída bifásica. Deste modo, em termos de operação, o gerador iria perceber

uma carga equilibrada. Esta solução foi descartada devido ao alto custo deste equipamento.

A solução utilizando transformadores com conexão Scott consistiria na utilização de um transformador que possui entradas trifásicas e saídas bifásicas. Esta conexão tem como objetivo a redução do desequilíbrio do lado trifásico. Esta solução foi considerada, mas foi descartada pelos seguintes fatores: não resolve o problema do reativo capacitivo, não é um equipamento usual e o custo de fabricação é elevado, além de possíveis problemas de fabricação (fabricantes não estavam complementemente preparados).

A solução de compensação reativa da rede através de reatores poderia ser realizada de dois modos distintos, os quais seriam: a instalação na baixa tensão (220 V) ou na média tensão (13,8 kV).

A possibilidade de instalação na baixa tensão possui algumas desvantagens: (i) por serem equipamentos de baixa tensão a corrente nominal teria valor nominal entre 30 a 180 ampères, aumentando o risco de manobras; (ii) toda a compensação seria perdida em caso de falha de equipamento, visto que seriam instalados dentro das subestações e seriam isoladas quando ocorresse o desligamento das mesmas; (iii) não poderia ser utilizada apenas uma parte da compensação no caso de aumento de consumo de reativo indutivo pela rede; (iv) quando ocorrer a necessidade de uma subestação suprir outra subestação em caso de falha, a compensação não poderia ser utilizada, pois o reator ficaria isolado do SAE pelo disjuntor da subestação desligada, necessitando de redundância de compensação. Deste modo, esta solução foi descartada.

A solução que apresentou maior grau de viabilidade, considerando análises técnicas e econômicas (conforme mostra a Tabela 4.1), foi a compensação reativa na média tensão (13,8 kV), consistindo de instalação de reatores distribuídos uniformemente pelo SAE.

TABELA DE CUSTOS			
SOLUÇÃO	QUANTIDADE	CUSTO UNITÁRIO(PU)	TOTAL (PU)
CONVERSOR DE FREQUÊNCIA 120 kVA	2	17,6	35,2
REATOR 3KVAR	10	1	10

Tabela 4.1 – Tabela de Custos

A aplicação desta alternativa possibilita manobras mais seguras por ser tratarem de correntes na ordem de 0,4 A, e, além disso, a falha em um reator não resulta na perda de toda a compensação reativa. E ainda, considerou-se sua instalação distribuída pela rede, não precisando ser instalada dentro da subestação. Deste modo, esta solução foi a escolhida e estudos de sua viabilidade técnica serão apresentados em detalhes na próxima seção.

4.5 Estudo da Compensação Reativa Distribuída

Nesta seção serão apresentados estudos das alternativas escolhidas para solucionar os problemas verificados no SAE. Adicionalmente será apresentada a opção escolhida.

Conforme apresentado na Figura 4-12 o consumo máximo de reativos capacitivos pelo SAE é de aproximadamente 28 kvar, sendo este mesmo valor verificado em outras medições no SAE. Este considerável consumo de reativos, comparado com a carga do sistema, conforme já apresentado no capítulo anterior, contribuía para os problemas relatados. Assim, para mitigar o problema do desligamento intempestivo do GMG, decidiu-se instalar reatores para realizar uma compensação. Porém, esta compensação poderia a princípio ser realizada considerando algumas alternativas, por exemplo, em termos de montante e de localizações, e, portanto estudos para especificá-la melhor serão apresentados na sequência. A única premissa que já havia sido definida é que os reatores seriam instalados de forma distribuída ao longo da rede do SAE.

Para iniciar os testes definiu-se que a compensação mínima testada seria constituída de 8 reatores monofásicos, cada um de 3 kvar. Os reatores seriam alocados em pares e colocados em 4 pontos do sistema, ou seja, 4 duplas de 6 kvar. A compensação máxima a ser testada foi definida com como 14 reatores monofásicos alocados em 7 pares. Também foi realizado outro estudo, a conexão de 4 reatores entre fases, sendo que cada reator fase-fase possui compensação de 6 kvar. Porém, precisariam ser testadas outras configurações. Logo, algumas premissas consideradas e a variação desta configuração pensada inicialmente serão mostradas a seguir.

Para definir os locais de alocação dos reatores, foram consideradas algumas premissas, e dentre elas quatro aspectos se mostraram decisivos: (i) serem distribuídos para reduzir o impacto em caso de falhas de uma unidade, (ii) instalação na proximidade de túneis onde a capacitância se apresentava mais elevada devido a pouca distância entre os condutores, (iii) estarem o máximo equidistantes possível, (iv) ter facilidade de acesso para manutenção e instalação. Baseando-se nestes critérios, os possíveis pontos de alocação de pares de reatores considerados são apresentados na Figura 4-28, demarcados pela letra “L”.

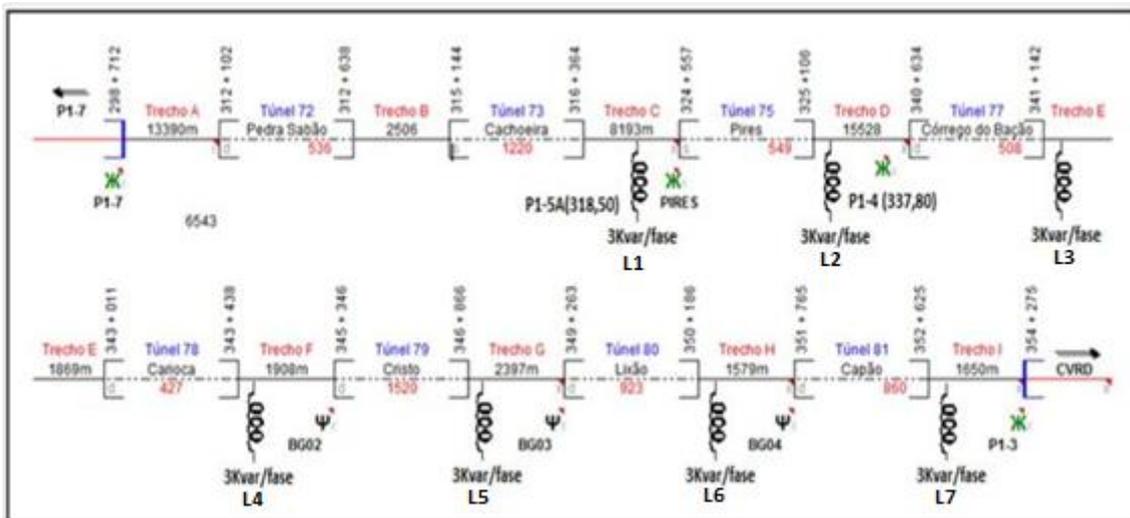


Figura 4-28 - Alocação dos reatores no SAE

Na Figura 4-29 é mostrado o diagrama representativo do SAE no PSCAD com os possíveis pontos para instalação da compensação reativa descrita.

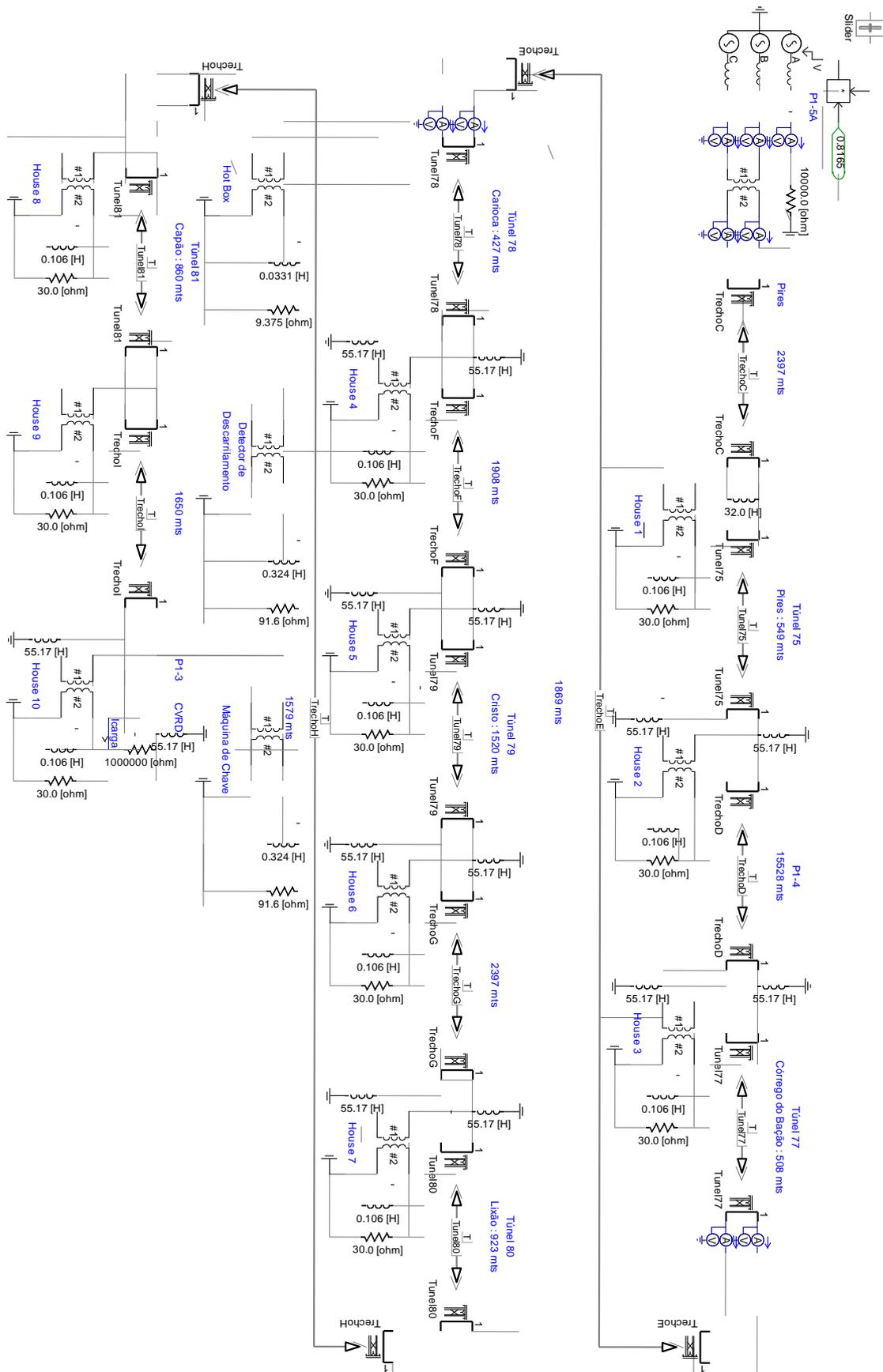


Figura 4-29 - Representação do SAE – Possibilidade de alocação de reatores

Como dito anteriormente, a partir do montante de compensação definido inicialmente e das premissas indicadas, foram testadas algumas configurações, as quais são descritas a seguir.

Alocação em quatro pontos

Para analisar esta alternativa, na simulação os reatores foram alocados nas posições: L1, L3, L5 e L7. A configuração alocada é de um par de reatores por posição, ou seja, em quatro locais serão instalados dois reatores (um par) por ponto, resultando em 8 reatores no total.

Considerando esta alocação, foi verificado por meio de simulações, como indicado na Figura 4-30, que a potência ativa solicitada da subestação ficava por volta de 6,6 kW, devido à diminuição das perdas pelo decréscimo da corrente, porém a potência reativa (Figura 4-31) ainda mantinha características capacitivas, com o valor aproximado de 5 kvar. Com esta configuração, tem-se mostrados o comportamento da tensão na Figura 4-32 e o da corrente na Figura 4-33.

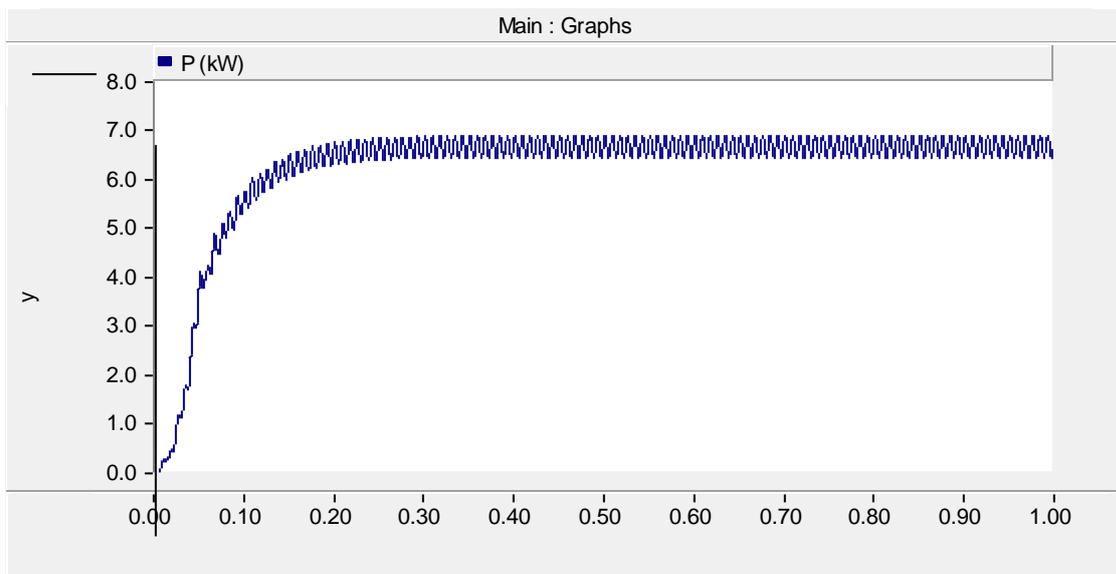


Figura 4-30 - Potência ativa medida na subestação após a instalação em quatro pontos

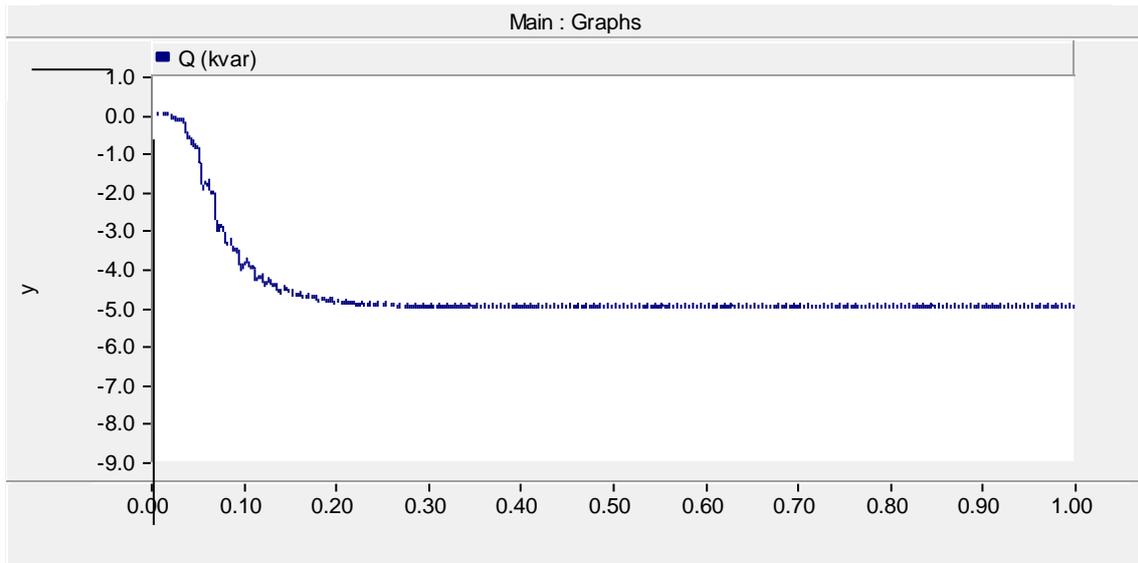


Figura 4-31 - Potência reativa na subestação após a instalação de quatro pontos

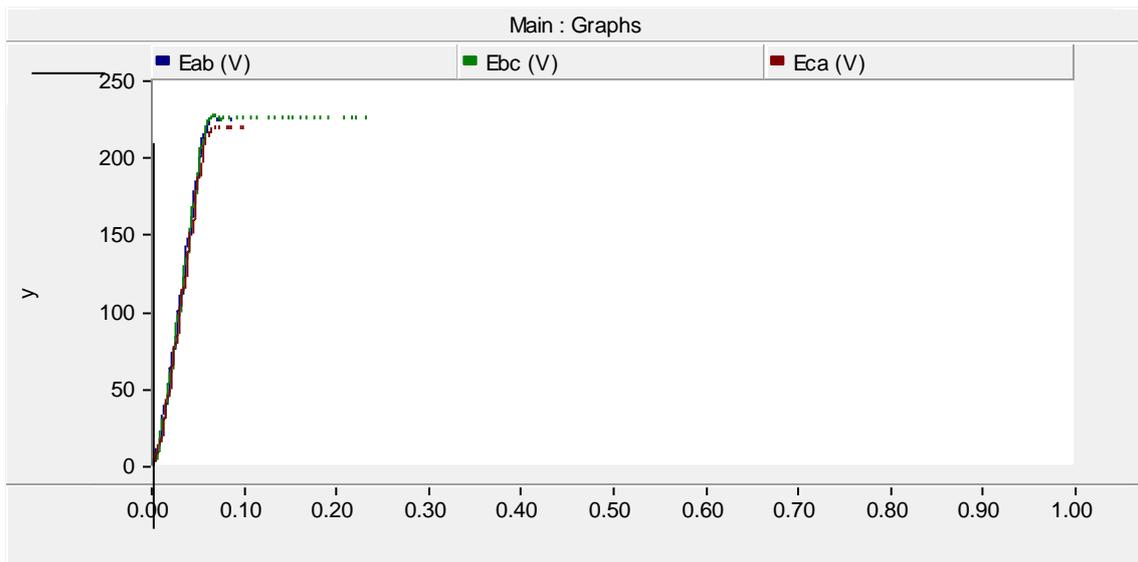


Figura 4-32 - Tensão na subestação após a instalação em quatro pontos

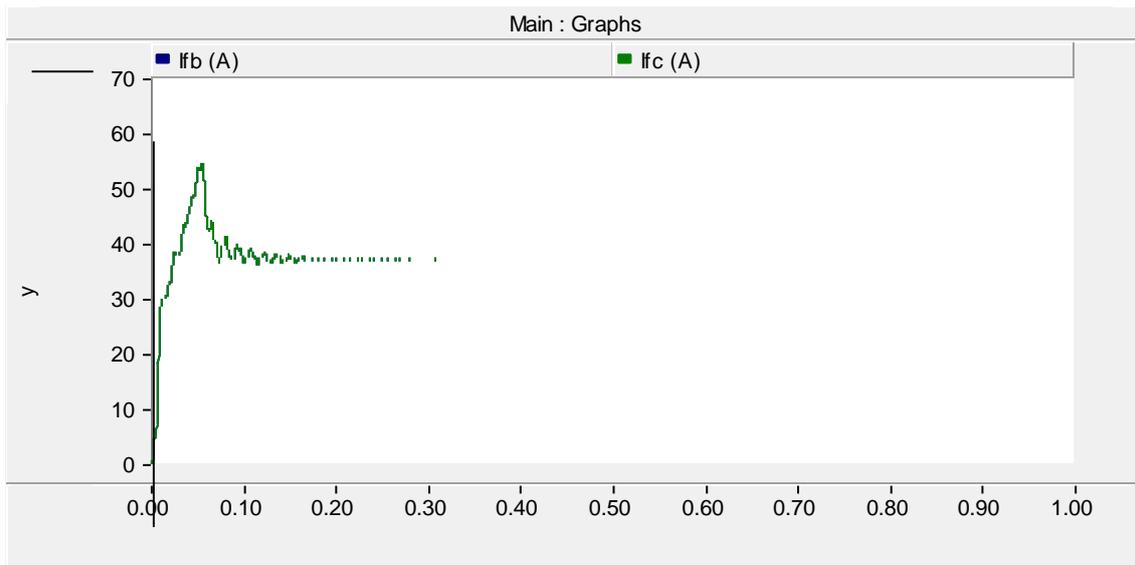


Figura 4-33 - Corrente na subestação após a instalação em quatro pontos

Alocação em cinco pontos

Na simulação desta alternativa os reatores foram alocados nas posições: L1, L3, L4, L5 e L7.

Na Figura 4-34 é apresentado o comportamento da potência ativa. Na Figura 4-35 é apresentado o comportamento da potência reativa, onde se pode notar que praticamente não são mais apresentadas características capacitivas. Percebe-se também a diminuição do desequilíbrio de tensão pela Figura 4-36 em relação às Figuras anteriores. A corrente com esta alternativa é de aproximadamente 30 A como mostrado na Figura 4-37.

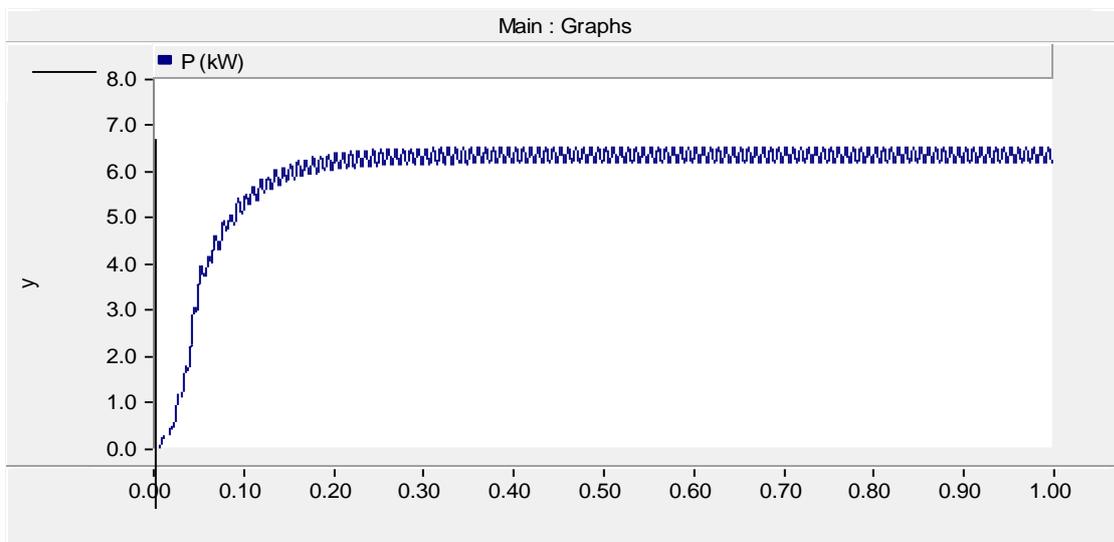


Figura 4-34 - Potência ativa medida na subestação após a instalação em cinco pontos

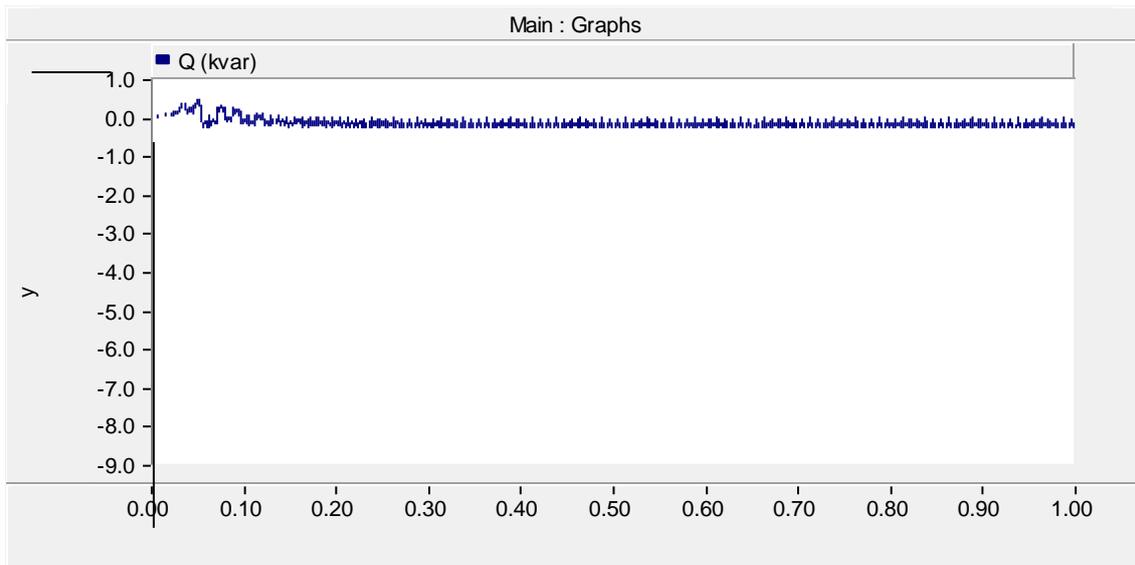


Figura 4-35 - Potência reativa na subestação após a instalação em cinco pontos

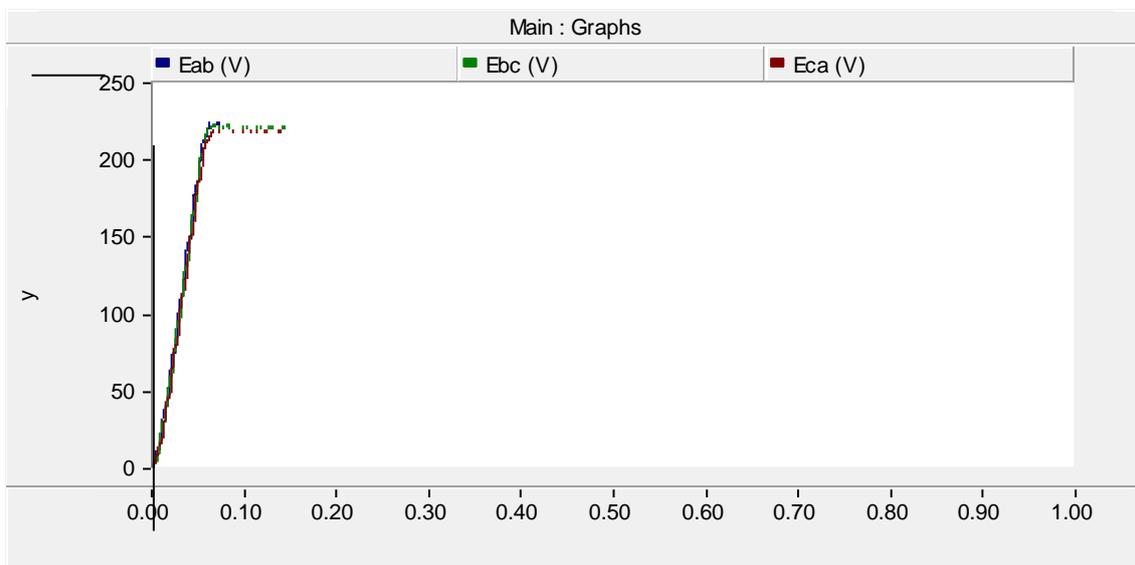


Figura 4-36 - Tensão na subestação após a instalação em cinco pontos

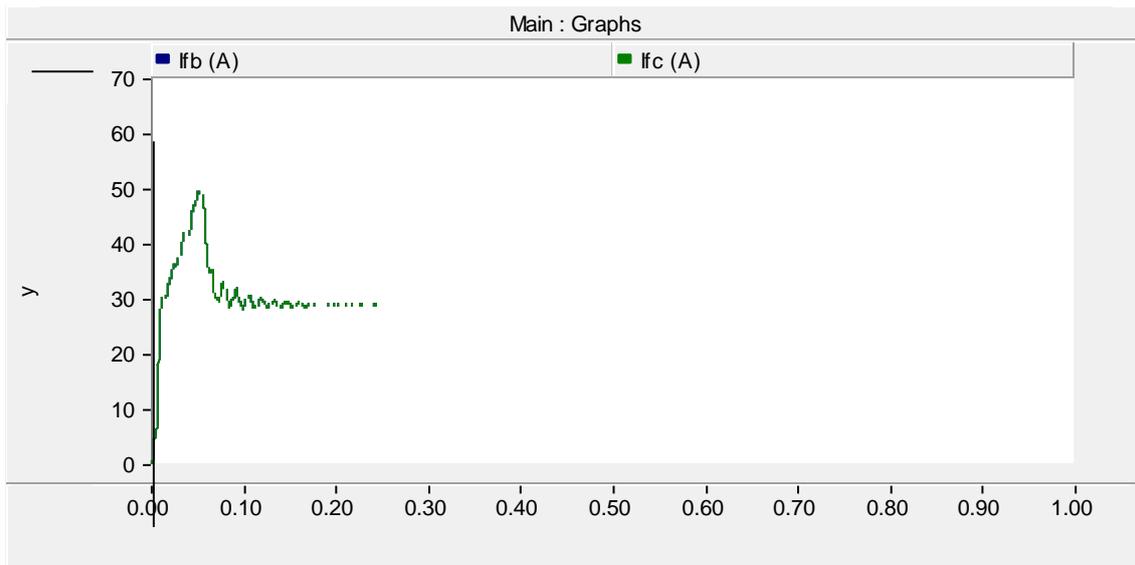


Figura 4-37 - Corrente na subestação após a instalação em cinco pontos

Alocação em seis pontos

Na simulação desta alternativa os reatores foram alocados nas posições: L1, L2, L3, L4, L5 e L7.

Na Figura 4-38 é apresentada a medição da potência ativa. Na Figura 4-39 é apresentada a medição da potência reativa que apresenta agora características indutivas chegando a 4 kvar. Na Figura 4-40 é apresentado o perfil de tensão nesta configuração. Nota-se na Figura 4-41 que a corrente foi elevada para 34 A com características indutivas.

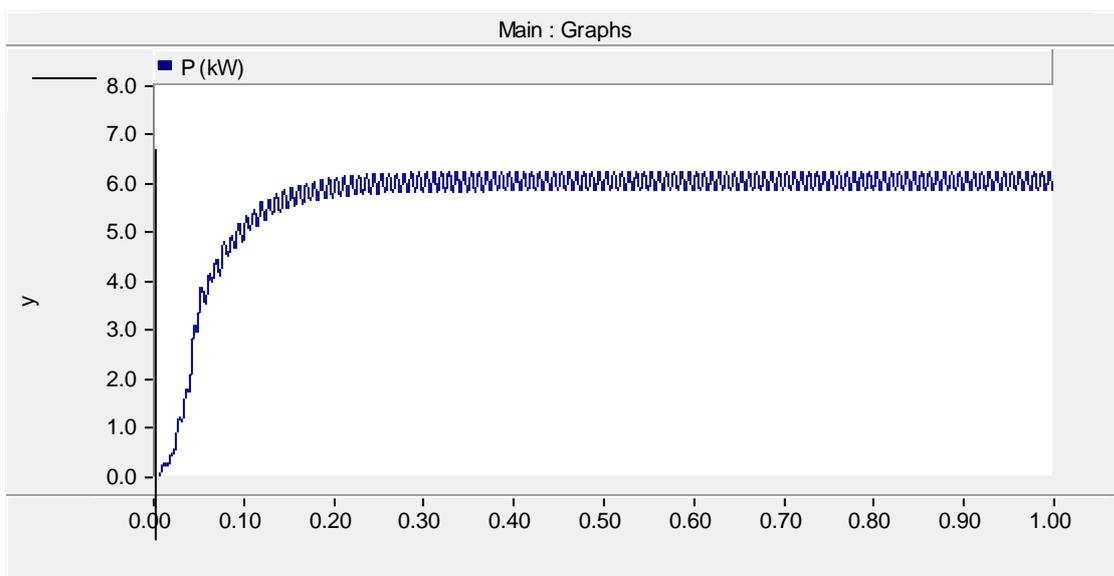


Figura 4-38 - Potência ativa na subestação após a instalação em seis pontos

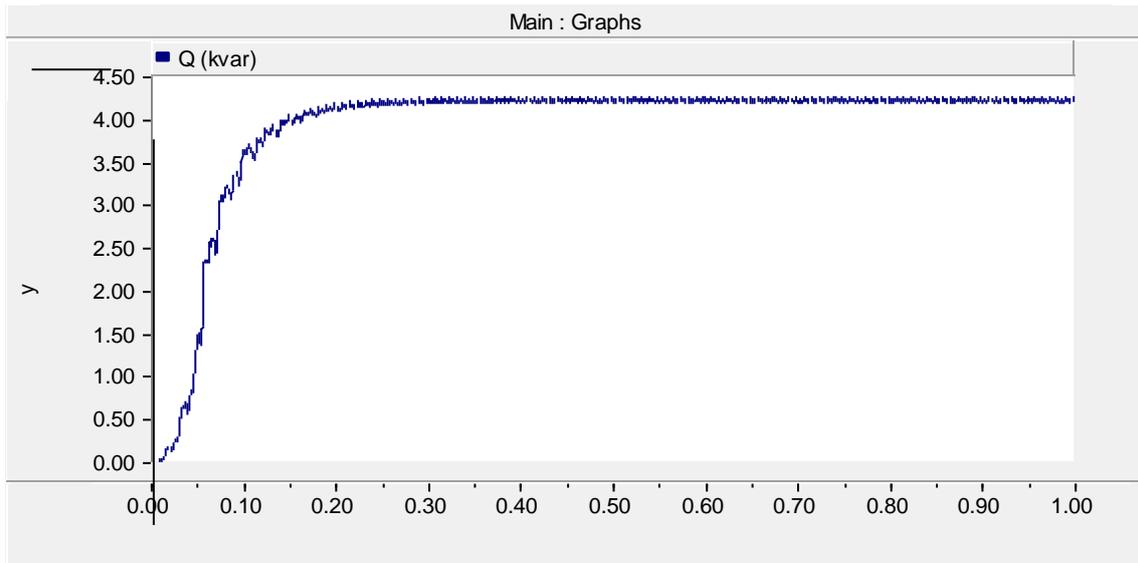


Figura 4-39 - Potência reativa na subestação após a instalação em seis pontos

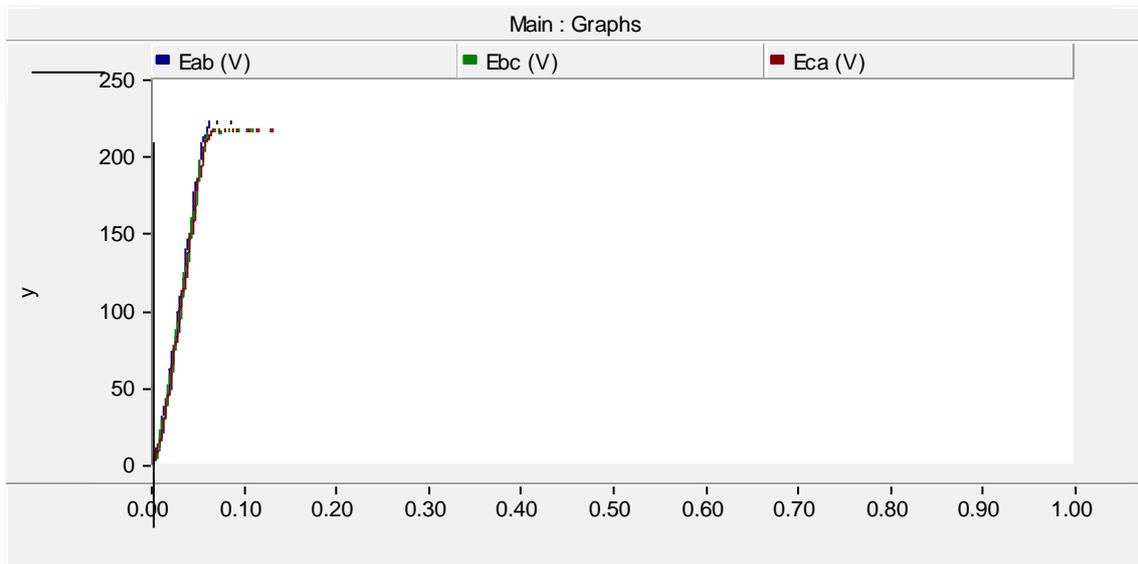


Figura 4-40 - Tensão na subestação após a instalação em seis pontos

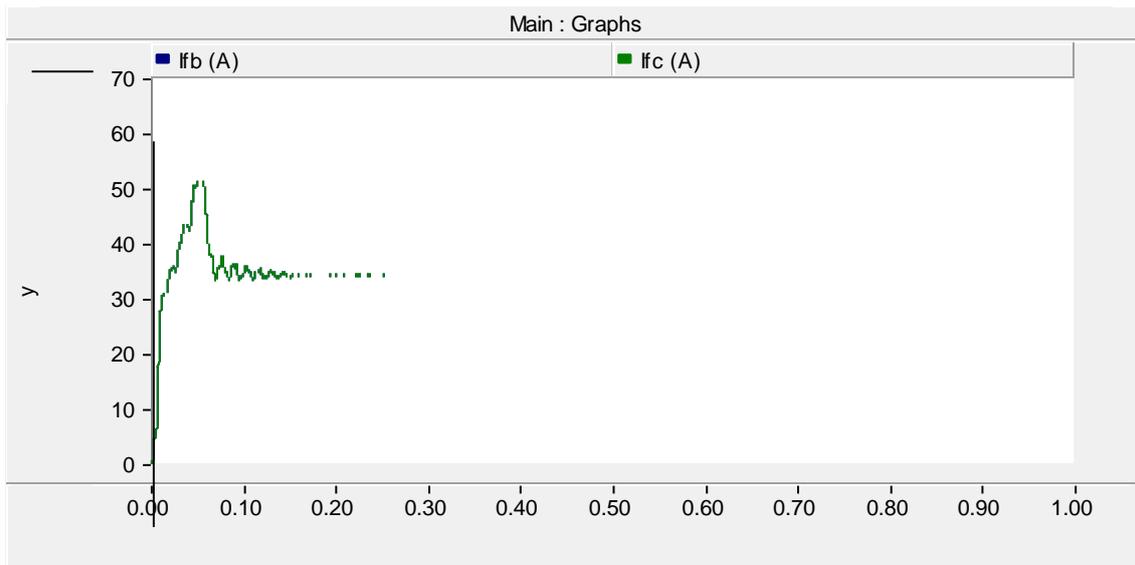


Figura 4-41 - Corrente na subestação após a instalação em seis pontos

Alocação em sete pontos

Na simulação desta alternativa os reatores foram alocados nas posições: L1, L2, L3, L4, L5, L6 e L7.

Nota-se pela Figura 4-42 que a potência ativa solicitada teve um pequeno decréscimo em relação aos outros casos, uma vez que a carga foi modelada como impedância constante e os efeitos dos reatores impactaram na redução do nível de tensão. A medição da potência reativa é apresentada na Figura 4-43, e como esperado aumentou para 8,2 kvar, acentuando as características indutivas. A tensão foi reduzida conforme apresentado na Figura 4-44 e a corrente foi aumentada em relação a simulação da alternativa anterior chegando a 48 A, acentuando as características indutivas conforme pode-se observar na Figura 4-45.

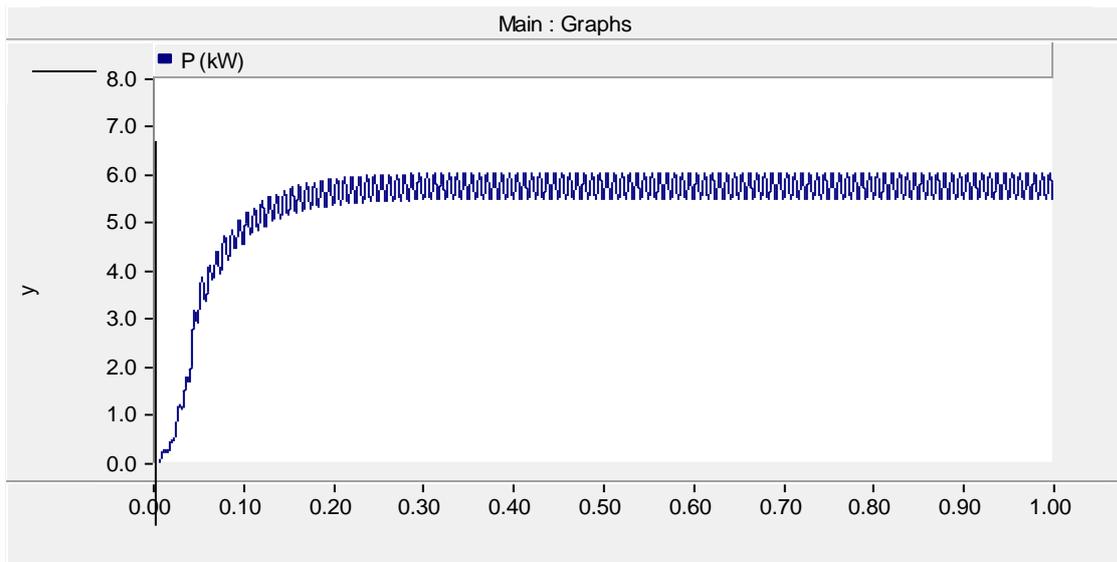


Figura 4-42 - Potência ativa na subestação após a instalação em sete pontos

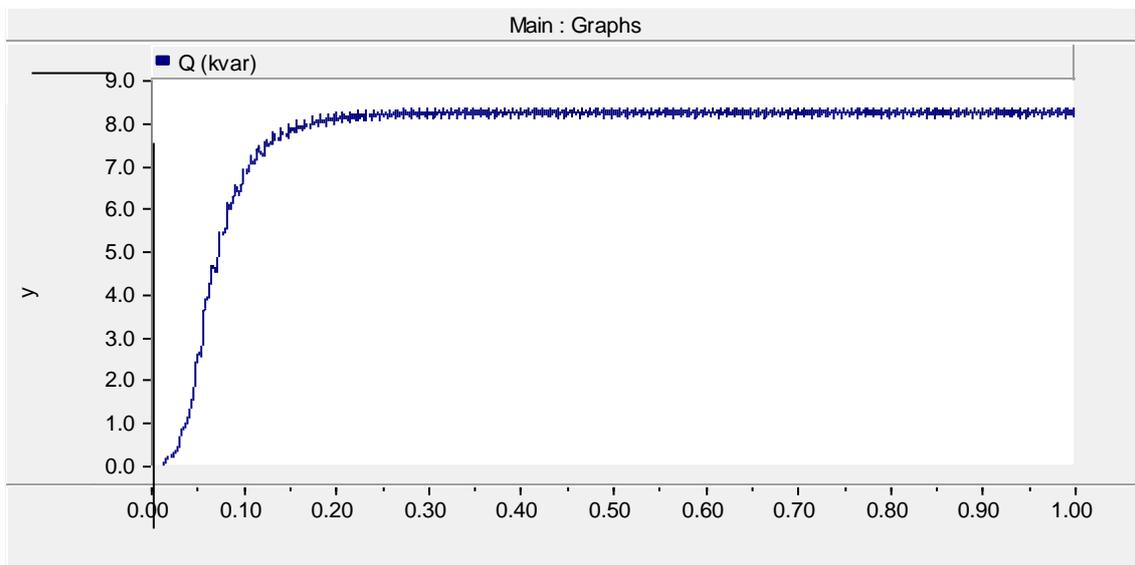


Figura 4-43 - Potência reativa na subestação após a instalação em sete pontos

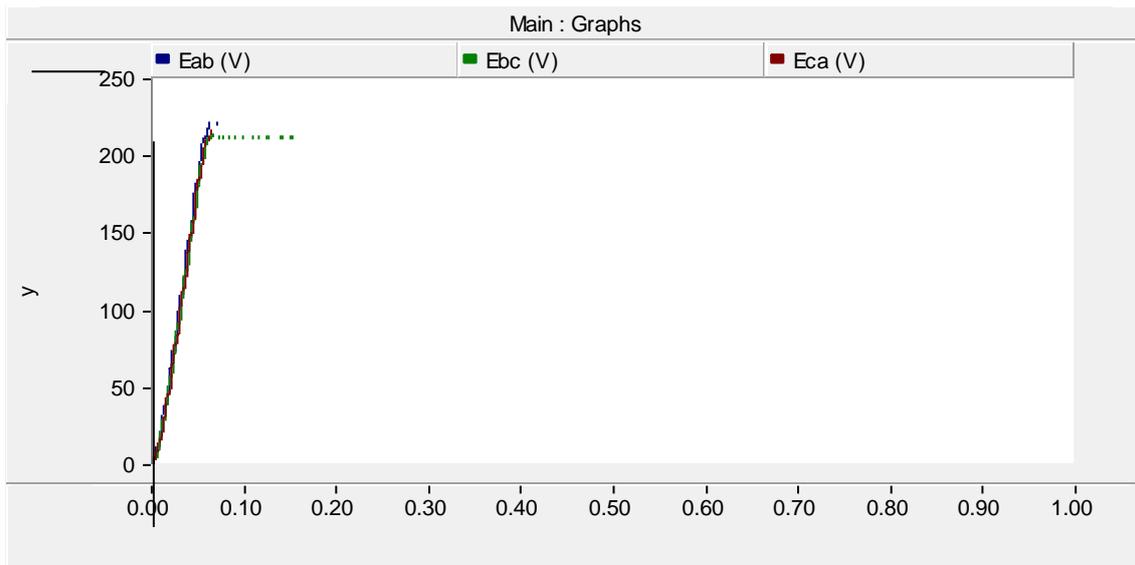


Figura 4-44 - Tensão na subestação após a instalação em sete pontos

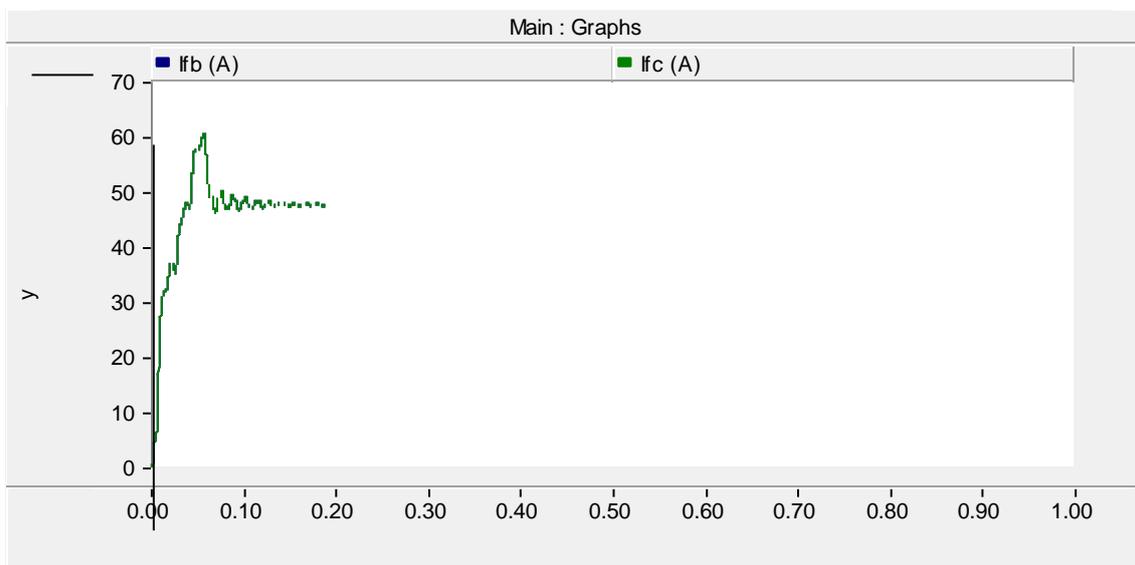


Figura 4-45 - Corrente na subestação após a instalação em sete pontos

Alocação em quatro pontos, reatores fase-fase

Para analisar a alternativa indicada, os reatores foram alocados nas posições: L1, L3, L5 e L7. Nesta configuração os reatores fase-fase consistem de duas bobinas em ligadas em série.

Considerando esta alocação, foi verificado por meio de simulações, como indicado nas próximas figuras que o resultado foi o mesmo da simulação da locação em 4 pontos ligados fase-terra .

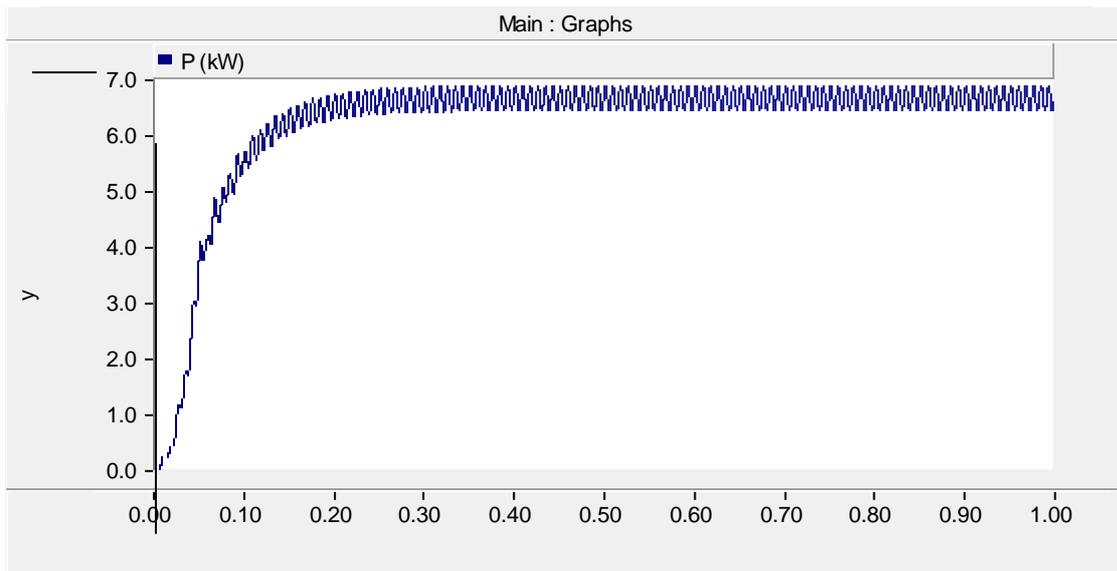


Figura 4-46 - Potência ativa na subestação após a instalação em quatro pontos

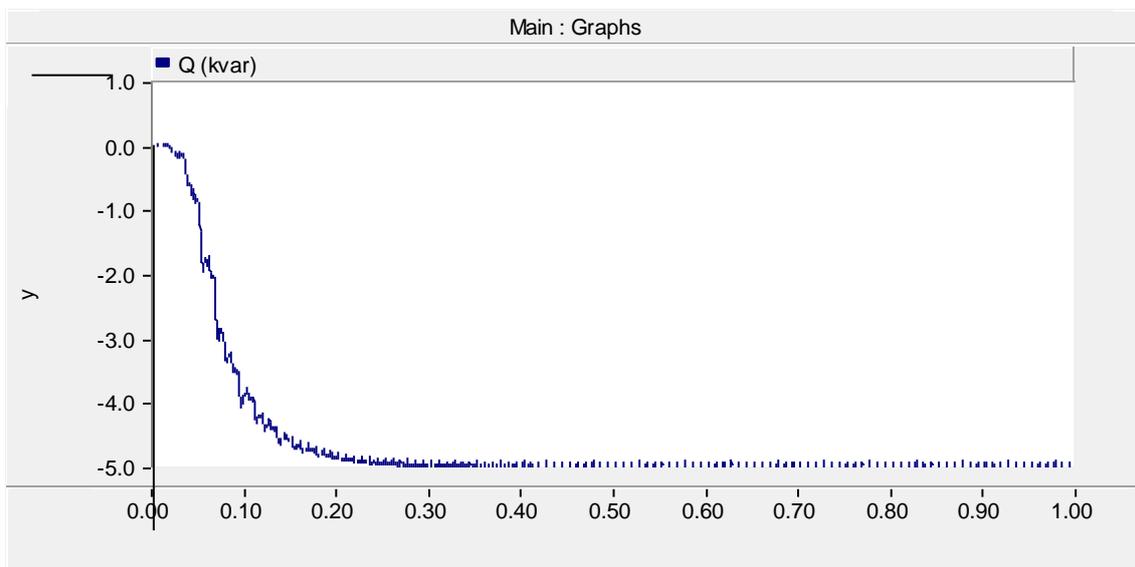


Figura 4-47 - Potência reativa na subestação após a instalação em quatro pontos

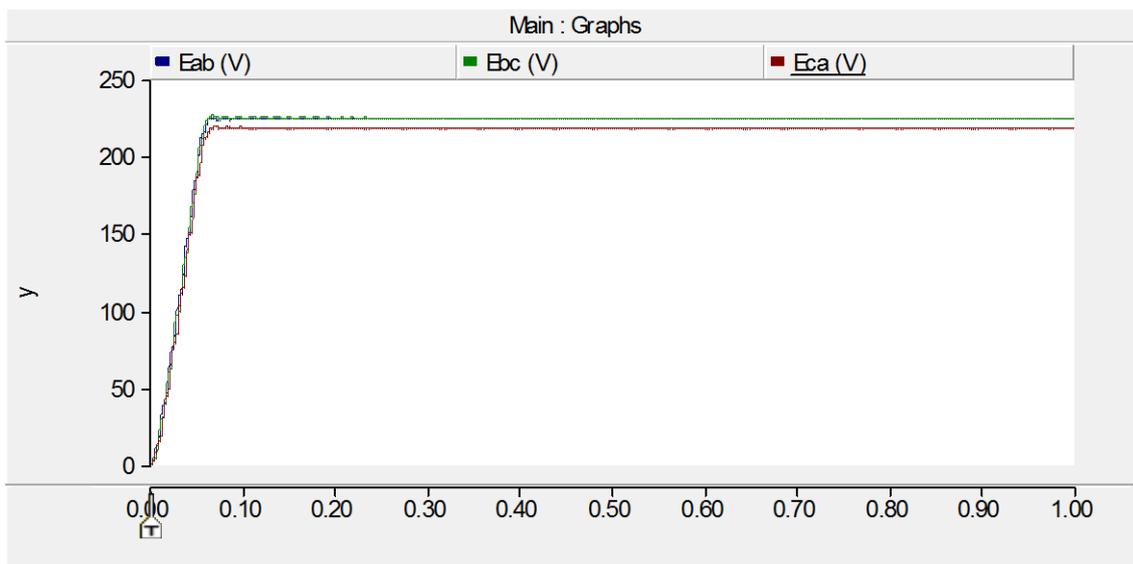


Figura 4-48 - Tensão na subestação após a instalação em quatro pontos

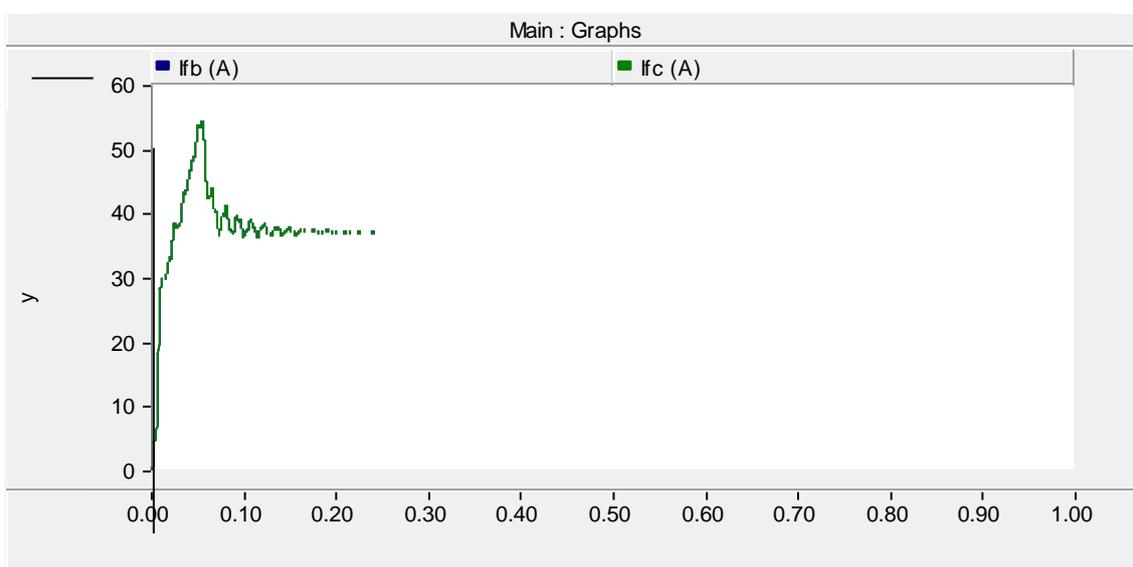


Figura 4-49 - Corrente na subestação após a instalação em quatro pontos

Na Tabela 4-1 são apresentados os resultados da corrente demandada, potência reativa e fator de potência requeridos do GMG em regime permanente. Deste modo, fica evidenciado que para a compensação total da potência reativa capacitiva são necessários 5 pares de indutores de 3 kvar cada. A instalação de apenas quatro pares não compensa totalmente a potência reativa capacitiva gerada pelas linhas do sistema, mas eleva o fator de potência a um limite tolerado pelo GMG e contribui na redução do desequilíbrio de tensão, pois a corrente demandada pelo sistema reduziu para 29% do valor da corrente inicial (130 A). Deste modo a instalação de quatro pares de indutores foi escolhida por ser uma solução viável do problema e apresentar um melhor custo de

equipamentos e instalação. Durante as simulações não foram detectadas sobretensões no sistema devido a energização dos indutores.

Tabela 4-1 - Resultados tabelados

Compensação Indutiva	Corrente (A)	Potência Reativa (kvar)	Fator de Potência
4 pares - 24 kvar	38	-5	0,81(Cap)
5 pares - 30 kvar	30	0	1,00
6 pares - 36 kvar	35	4	0,83(Ind)
7 pares - 42 kvar	48	8	0,60(Ind)
4 reatores – fase-fase – 24 kvar	38	-5	0,81(Cap)

Na Figura 4-50 é apresentada uma comparação direta entre as tensões internas e externas do GMG após a instalação dos reatores. Pode ser notada a redução do desequilíbrio de tensão e redução do módulo da corrente em relação a Figura 3-11

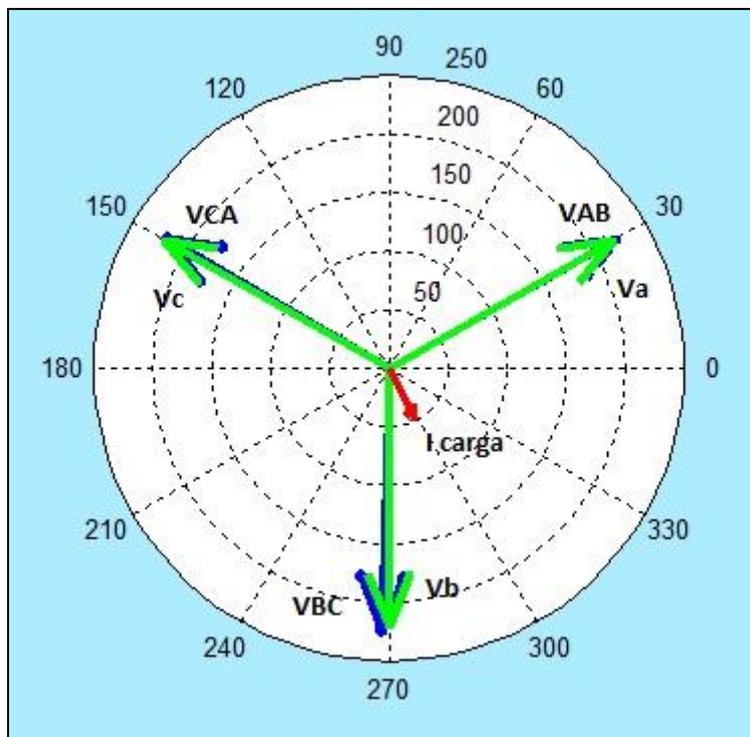


Figura 4-50 - Diagrama fasorial - Comparação de tensões após a instalação dos reatores

4.6 Comissionamento da Compensação Reativa Distribuída

Após definidos os locais de instalação e a quantidade de compensação indutiva no SAE iniciou-se o contato com empresas fabricantes de indutores para definição de dados de projeto, como por exemplo, detalhes construtivos, normas envolvidas, adaptação nos postes, sistema de proteção e custo de fabricação. Após a definição do fabricante e do projeto, partiu-se para a fabricação e posterior instalação e comissionamento da instalação. Alguns aspectos tratados nesta etapa do trabalho serão descritos nesta seção.

4.6.1 Fabricação

Os contatos foram realizados com treze fabricantes nacionais de reatores indicado na revista Eletricidade Moderna. Doze empresas recusaram a proposta de fabricação. O principal motivo de recusa foi a não capacitação na produção de indutores para trabalhar com correntes muito baixas (entre 1,5 e 3,0 A), mais especificamente para sistemas elétricos do tipo bifásico isolado. A maioria dos fabricantes produz apenas equipamentos para redes trifásicas nas quais os reatores possuem correntes nominais acima de 200 A. Eles não aceitaram projetar e fabricar um equipamento para as condições definidas, pois não tinham nenhum histórico de fabricação de equipamentos para condições semelhantes.

Apenas uma empresa aceitou projetar e produzir o equipamento especificado. Decidiu-se encomendar 10 unidades de 3 kvar (sendo oito unidades utilizadas entre P1-3 e P1-5 e 2 de reserva). Após a instalação, algumas unidades apresentaram problemas e posteriormente foram encomendadas 6 unidades para instalação em outro trecho, não incluídos neste estudo, sendo o valor definido para a indutância (L) de 55,17 H. Os reatores deveriam demandar uma corrente de aproximadamente 0,4 A quando energizados com tensão nominal. A folha de dados do equipamento projetado é apresentada na Figura 4-51.

*** RELATÓRIO DE ENSAIO DE ROTINA ***		
Cliente: MRS LOGISTICA Tipo: SRC - 2	Cód. Indusul: 5208.001 Cód. Cliente:	No. Série: 03957701001 Data ensaio: 18/10/2013
Características Nominais		
Indutância Nominal :	55170,000	mH
Corrente Nominal :	0,4	A
Indutância de Pico :	NI	mH
Corrente de Pico :	NI	A
Corrente Térmica :	NI	A
Frequência :	60	HZ
Grau de Proteção : IP-54	Tipo Resfriamento : AN	
Características de Ensaio		
Queda de Tensão Calculada - $QV=(XL+R)*I$ (+-5%) :	7903,47	V
Queda de Tensão Medida :	7967,00	V
Corrente de Ensaio :	0,4	A
Frequência :	60	HZ
Indutância Medida $(QV - R*I) / W*L$:	56657,1685	mH
Perdas no Cobre $(I^2*R) +$ Eddy (10%) (TA) :	77,46	W
Perdas no Cobre (1150C) :	0,00	W
Perdas no Ferro :	227,54	W
Fator Q (X/R) :	88,27	
Ensaio Dielétricos		
Rigidez Dielétrica :	34,0	kV
Classe de Isolamento :	15	kV
Classe de Temperatura :	F	
Resistência de Isolamento :	ENROL/ MASSA	401 MOhms

Figura 4-51 - Folha de dados de fabricação dos reatores

Após a contratação, a empresa inicialmente encaminhou os dados do projeto original e uma simulação computacional do protótipo na qual eram apresentadas informações da espessura da chapa, pintura, cor, grau IP, suportes e peso. Este protótipo é apresentado na Figura 4-52.



Figura 4-52 - Primeira forma proposta do reator

Após o encaminhamento do projeto original foram realizadas mudanças no projeto que resultaram na forma final apresentada na Figura 4-53.



Figura 4-53 - Fabricação dos reatores

Os principais motivos para a atualização do projeto foram adequações às normas , estruturas para fixação no poste e suspensão, conectores externos, reforço na estrutura devido ao peso e lado da localização da bucha de média tensão que foram realizadas através de visitas programadas na fábrica para acompanhar o processo de fabricação e conferir a adequabilidade às normas técnicas vigentes.

Depois de finalizada a fabricação dos equipamentos, foram realizados testes *in-loco* para verificar a adequação as normas técnicas e ao projeto elétrico, especialmente relativos a compensação reativa, na qual cada indutor deveria fornecer 3 kvar de compensação reativa indutiva para a tensão de 7,96 kV entre os terminais. A conexão dos indutores foi definida como fase-terra.

Na Figura 4-54 é apresentado o resultado do teste de aplicação de tensão x corrente. Verifica-se que para a tensão nominal a corrente consumida foi de 0,38 A, praticamente a corrente projetada de 0,4 A.

Na Figura 4-55 é apresentado o resultado do teste de análise de potência reativa x corrente. Verifica-se que a potência reativa foi de aproximadamente 3,1 kvar, ou seja houve um erro de 3,5%, mas dentro da especificação das normas técnicas que permitem um erro de projeto/fabricação de 7,5%.



Figura 4-54 - Medição de corrente x tensão na fábrica



Figura 4-55 - Medição de reativos x corrente na fábrica



Na

Figura 4-56 é mostrada a vista interna do reator que é composto por duas bobinas em série, cujos terminais devem ser conectados em uma extremidade a terra e a outra extremidade na fase a ser compensada.



Figura 4-56 - Vista interna do reator

4.6.2 Instalação da Compensação Reativa em Campo

O transporte e a instalação dos equipamentos em campo envolveram a equipe de manutenção, a equipe do veículo rodoferroviário, uma equipe terceirizada de eletricitistas, além do pessoal de Centro de Controle de Operações para liberação de licença para o trânsito do veículo para o transporte e descarga dos reatores em campo (Figura 4-57).



Figura 4-57 - Descarregamento dos reatores em campo

A ligação, conforme programada, foi feita entre fase-terra em duplas em cada ponto definido para alocação, conforme pode ser visto num exemplo apresentado na Figura 4-58. Devido a grande dimensão dos equipamentos, cada fase foi instalada em um poste distinto.

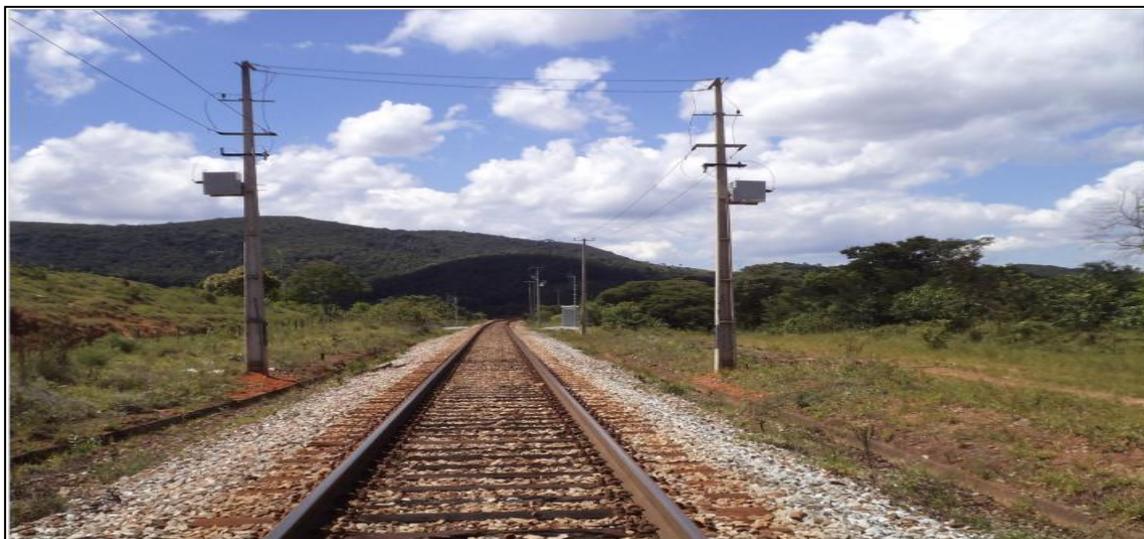


Figura 4-58 - Instalação de reatores em campo

Após a instalação em campo, deu-se início ao processo de energização de cada par, sendo que esta energização foi monitorada pelo sistema supervisorizado localizado no prédio administrativo em Juiz de Fora - MG. As grandezas do SAE monitoradas foram: corrente (módulo), potência ativa e reativa.

O acompanhamento foi feito em modo gráfico com registro em tempo real permitindo tomar ações em caso de possíveis problemas. Na Figura 4-59 é apresentado o gráfico com a energização de alguns reatores e seu reflexo nas grandezas monitoradas. Como se pode notar, a potência reativa inicial do P1-3 era de aproximadamente 28,0 kvar e após a instalação de quatro pontos (correspondentes a oito unidades de reatores) foi reduzida para 9,0 kvar porém uma unidade apresentou defeito e a corrente após a energização decresceu de 133,0 A para 63,0 A (a corrente foi monitorada em baixa tensão) como pode-se ver na Figura 4-60 que apresenta a janela de medição das variáveis elétricas da subestação no P1-3. Neste caso foi feita a alimentação do SAE da subestação P1-3 até a subestação P1-5.

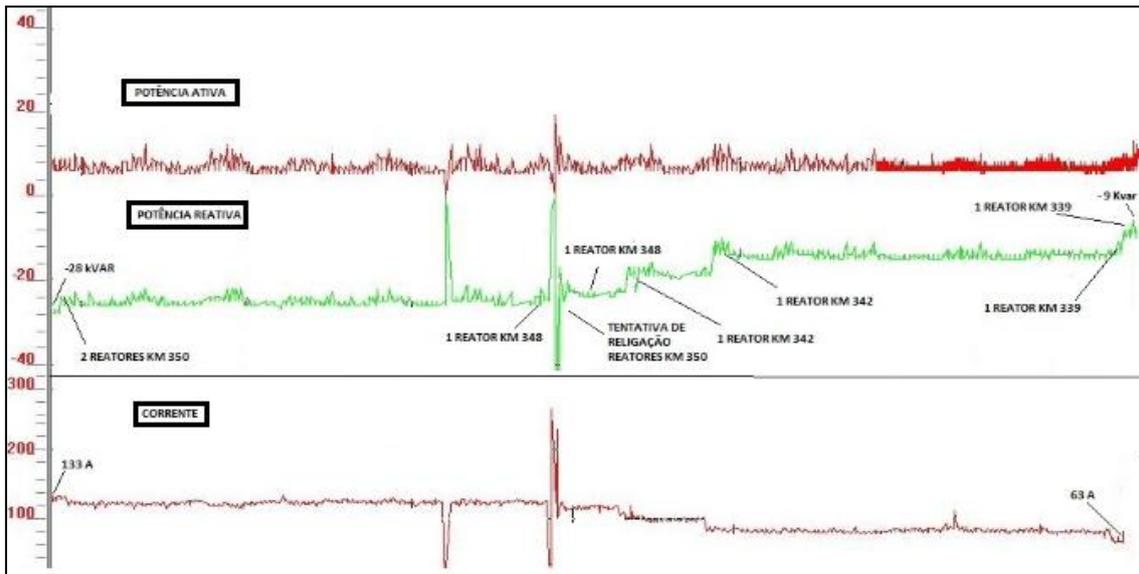


Figura 4-59 - Acompanhamento gráfico das instalações dos reatores no SAE

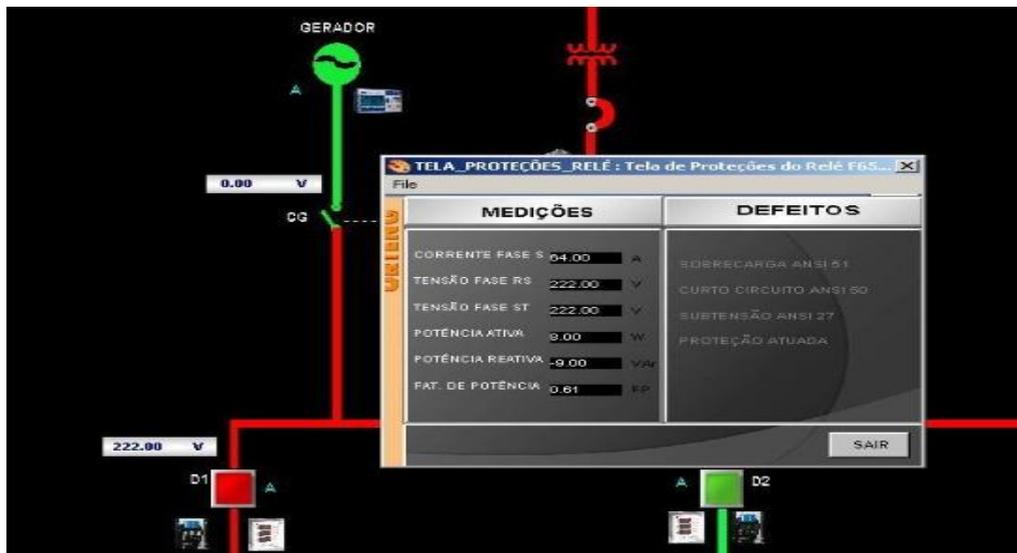


Figura 4-60 - Indicação das grandezas da subestação do P1-3

A instalação dos reatores no SAE, conforme indicado, foi realizada em duplas, ou seja, uma vez energizada uma dupla de reatores em fases diferentes no mesmo ponto de alocação, era comunicado à equipe do supervisor que constatava o decréscimo da energia reativa solicitada e posteriormente a equipe de campo se deslocava para o próximo ponto de alocação para realizar a tarefa com mais um par de reatores.

4.6.3 Testes

Finalizada a instalação de quatro duplas de reatores, conforme seqüência indicada no gráfico apresentado na Figura 4-59, foi realizado um teste para obrigar a entrada do GMG através da retirada proposital da alimentação da concessionária, buscando verificar se a instalação da compensação reativa efetivamente havia solucionado o problema.

O GMG foi acionado pela USCA permanecendo por 30 minutos em funcionamento sem apresentar qualquer problema de sobretensão.

4.6.4 Problemas Encontrados

Mesmo com a implantação gradual, ocorreram falhas em duas unidades reatoras, estas falhas ocorreram no comissionamento durante a energização e apresentaram problemas relativos à construção provenientes da fábrica. Estes reatores foram retirados da rede e enviados para o fornecedor para manutenção, pois apresentaram as seguintes falhas: baixa isolamento e curto entre bobinas.

Os demais reatores instalados não apresentaram problemas, passando por manobras e descargas atmosféricas do período chuvoso, funcionaram conforme esperado melhorando a estabilidade do GMG evitando sobretensões fase-fase e diminuindo o módulo de corrente com isto solucionando o problema do desligamento intempestivo por sobretensão.

Esta solução mostrou-se extremamente efetiva mostrando que o valor gasto para desenvolvimento, construção, instalação e testes foram viáveis em comparação aos problemas que a falta de redundância poderiam acarretar no tráfego ferroviário evitando horas de produção paradas. Para mitigar problemas de origens atmosféricas, a configuração está sendo atualizada para conexões fase-fase.

4.6.5 Situação Final

No momento ficaram então oito reatores de 3 kVAr instalados na rede solucionando o problema em questão apresentado nesta dissertação. Futuramente, os

reatores que estão em manutenção serão também utilizados para complementar e aumentar o grau de segurança no funcionamento do GMG conforme foi constatado pelos cálculos e simulações.

Capítulo V

Conclusões e Desenvolvimentos

Futuros

5.1 Considerações Finais

Neste trabalho foram apresentadas análises sobre o problema encontrado na rede de distribuição da rede ferroviária da MRS buscando sua solução. O principal problema era o desligamento intempestivo do grupo motor gerador do sistema de alimentação de equipamentos ferroviários. O objetivo dos GMGs é ser a redundância de energia elétrica em casos de falta da concessionária. O problema inicialmente identificado consistia que os desequilíbrios de tensão combinados com o efeito capacitivo elevavam a tensão em determinada fase modificando o ponto de funcionamento do GMG conduzindo-o para a área de instabilidade da curva de capacidade.

Na dissertação foram apresentados os estudos efetuados e o procedimento utilizado para resolver o problema. Após várias hipóteses definidas, análises e estudos, a investigação foi focada na curva de capacidade do gerador versus a carga alimentada, conhecida através de medidas do analisador de energia. Resumidamente, após o entendimento de que o problema estava associado a altos valores de reativos capacitivos na rede e também a desequilíbrios, foram estudadas alternativas para solucionar o problema e a alternativa que se mostrou melhor técnica e economicamente foi adotada e implementada na prática. Objetivamente a solução foi uma compensação reativa instalada na rede de forma distribuída.

Cabe lembrar que o GMG é um equipamento redundante do SAE, que influencia no grau de confiabilidade do sistema, sendo portando um dos grandes fatos motivadores para a implantação da solução apresentada. Em função da confiabilidade a implantação do sistema de redundância tem relação direta com a logística planejada pela empresa e sua falha tem impacto direto neste quesito.

Também se verificou durante o trabalho que problemas associados a reativos capacitivos e desequilíbrios podem ser comuns em redes de distribuição ferroviárias da MRS e este trabalho dedicou especial atenção a estas questões. Devido a esta especificidade foi feito no trabalho também um descritivo das características destas redes e seus equipamentos, o que é uma contribuição em termos de referências bibliográficas.

Por outro lado, em termos de redes de distribuição no geral, verifica-se que os problemas que ocasionavam o desligamento do GMG no SAE não eram comuns para a maioria das redes, e por isso, não havia muitas referências para orientar nos estudos. Este diferencial de comportamento ocorre uma vez que os sistemas de distribuição de energia da MRS apresentam diversas características diferenciadas em relação a maioria das redes de distribuição de energia, como sistema de alimentação bifásico isolado, desequilíbrio de corrente e tensão, carga subdimensionada para o nível de tensão utilizado 13,8kV (nas redes da MRS este nível de tensão é necessário devido ao comprimento dos alimentadores) e fator de potência capacitivo.

Apesar do problema encontrado e da importância da solução, ressalta-se que mesmo com as falhas no GMG, o sistema ferroviário era seguro, pois também se adota como fator de segurança a utilização de baterias internas nos equipamentos ferroviários cuja função é manter o funcionamento dos equipamentos essenciais para a continuidade do tráfego ferroviário além das subestações adjacentes que podem alimentar o trecho desenergizado na ocorrência da subestação principal. A inserção de GMG's aumenta a segurança e a confiabilidade no sistema, pois, mantém o fornecimento de energia após a ausência de concessionária, mas ainda contando com o suprimento instantâneo das baterias entre o tempo de saída da concessionária e a estabilização do mesmo.

Após várias análises de alternativas e considerando algumas premissas, foi por fim estudada e desenvolvida uma solução baseada na instalação de indutores para solucionar problema que afetava o funcionamento dos GMG, pois esta opção foi a que se mostrou de melhor resultado em termos de características técnicas e econômicas.

Basicamente, a compensação reativa indutiva foi definida no sentido de minimizar o reativo capacitivo demandado da rede, melhorando seu fator de potência, e reduzindo o desequilíbrio de tensão, levando o GMG a operar na área estável de sua curva de capacidade através da diminuição do reativo capacitivo elevando o fator de potência, consequentemente evitando o desligamento indevido, solucionando o maior problema.

Por fim, com medições e estudos mais aprofundados, obteve-se o conhecimento total do problema e com a parceria de um fabricante de equipamentos dentre treze pesquisados, tornou-se possível à solução, resultando em indicações para a utilização do processo desenvolvido em outros pontos da rede de distribuição com problemas similares.

Devido ao ineditismo da solução proposta, em termos de aplicação prática em redes elétricas com as características específicas destas em questão, é justificável a dificuldade de fornecedores em fabricar equipamentos com as características solicitadas. Como foi descrito no trabalho, apenas um fabricante entre treze se comprometeu em fabricar os equipamentos. Porém, mesmo com várias análises, inclusive do fabricante, cinco unidades de reatores fabricadas apresentaram problemas e foram reenviados para a fábrica. Mesmo assim, o problema do desligamento foi resolvido, com a reposição de novos reatores.

Deste modo, levando-se em conta os fatos apresentados, considera-se que a solução proposta foi inovadora e eficaz. Destaca-se o ineditismo da solução para aplicações em redes isoladas e bifásicas ferroviárias.

5.2 Desenvolvimentos Futuros

De forma a complementar este trabalho, relacionado a aplicação prática na rede da MRS, ou como estudos associados a questões tratadas nesta dissertação, a seguir estão listados alguns tópicos sugeridos para desenvolvimentos futuros:

1 – Aplicação no trecho adjacente a subestação do P1-5, o qual apresenta o mesmo tipo de falha no GMG.

2 – Estudos para instalação em demais trechos para correção do fator de potência com *nobreaks* instalados na subestação com objetivo de reduzir a corrente reativa capacitiva aumentando a capacidade de fornecimento de potência ativa do mesmo.

3 – Estudos para aplicação em sistemas industriais em MT desequilibrados com baixo carregamento nos quais existe dependência de redundância baseada em GMGs.

4 – Desenvolvimento de sistemas para chaveamento automático no fornecimento de reativos de acordo com a variação da carga.

5 – Elaboração de melhorias na configuração da instalação dos reatores em campo visando melhor proteção na incidência de surtos.

6 – Uma vez comprovada a eficiência da solução implantada, outras oportunidades de melhorias foram vislumbradas no que se refere a proteção dos reatores em relação a variações bruscas de manobras e descargas atmosféricas, pois em se tratando de sistema isolado o desbalanceamento das tensões nas fases, dependendo do tempo de duração, poderia provocar a entrada do para-raios do reator em modo de falha, podendo ser a condutância para terra ou mesmo a abertura através da espoleta deixando o equipamento vulnerável. Para melhorar o grau de segurança, a ligação em série de dois reatores entre fases atenderia a função inicial como também não deixaria os reatores em situações de desequilíbrio de tensões provenientes das causas anteriormente descritas. Para isto novos estudos devem ser efetuados.

Referências Bibliográficas

ABNT NBR 14039, 2005, “Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV”, Norma Brasileira.

ABNT NBR 5410, 2004, “Instalações elétricas de baixa tensão”, Norma Brasileira.

ABNT NBR NM 280, 2011, “Condutores de cabos isolados (IEC 60228, MOD)”, Norma Brasileira.

ARAUJO L. R., PENIDO D. R. R., PEREIRA J. L. R, CARNEIRO JR. S., 2013, "A Three-Phase Optimal Power-Flow Algorithm to Mitigate Voltage Unbalance *IEEE Transactions on Power Delivery*, n. 28, n. 4.

ARAUJO, M., 2013, " Um histórico do sistema ferroviário brasileiro". Online: <http://jornalggn.com.br/noticia/um-historico-do-sistema-ferroviario-brasileiro>.

BAEK J., KIM Y., OH S., JO H, LEE K., 2012, "Analysis or Return Current for Rolling Stock Operation Railroads". 12th International Conference on Control, Automation and Systems (ICCAS), 2012

BARNES R., WONG K. T., 1991, “Unbalance and harmonic studies for the Channel Tunnel railway system” . IEE proceedings-b, vol. 138, no. 2, march 1991.

BIRT, K. A., GRAFFY, J. J., McDONALD, J. D., 1976, “Three phase load flow program”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-95, January.

CARPENTER D. e HILL J., 1993, "Railroad Track Electrical Impedance and Adjacent Track Crosstalk Modeling Using the Finite-Element". *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 42, no. 4, November 1993.

CARSON, J. R., 1926, “Wave Propagation in Overhead Wire with Ground Return”,

Bell System Technical Journal, vol. 5.

CHEN C.-S., KU T.-T., LIN C.-H., 2012, "Design of Phase Identification System to Support Three-Phase Loading Balance of Distribution Feeders", *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 48, n. 1, pp. 191-198.

CHEN C.-S., TSAI C.-T., LIN C.-H., HSIEH W.-L., KU T.-T., 2011, "Loading Balance of Distribution Feeders With Loop Power Controllers Considering Photovoltaic Generation", *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 26, n. 3, pp. 1762-1768.

CHEN T-H, 1994, "Comparison of Scott and Leblanc transformers for supplying unbalanced electric railway demands". *Electric Power Systems Research*, vol. 28, n°1, pp. 235-240, 1994.

CHEN T-H, 1995, "Analysis on the Voltage Unbalances due to High-speed Railway Demands". *Proceedings of Energy Management and Power Delivery*, 1995.

CHEN T-H, HSU Y-F, 1998, "Systematized short-circuit analysis of a 2_25 kV electric traction Network". *Electric Power Systems Research* 47 (1998) 133–142.

CHEN, T.-H., CHENG J.-T., 2000, "Optimal phase arrangement of distribution transformers connected to a primary feeder for system unbalance improvement and loss reduction using a genetic algorithm", *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 15, n. 3, pp. 994-1000.

CNT - Confederação Nacional de Transporte, 2013, "O Sistema Ferroviário Brasileiro", *Revista Transporte e Economia*. Março. Online: http://www.cnt.org.br/Imagens%20CNT/PDFs%20CNT/Transporte_e_economia_-_o_sistema_ferrovuario_brasileiro_.pdf

COSTA V. M., MARTINS N., PEREIRA J. L. R., 1999, "Developments in the Newton Raphson Power Flow Formulation Based on Current Injections", *IEEE Transactions on Power Systems*, v.14, n. 4, pp. 1320-1336, November.

ECHEVERRIL M. G., RENDÓN R. A. G., LEZAMA J. M. L., 2012, "Optimal Phase

- Balancing Planning for Loss Reduction in Distribution Systems using a Specialized Genetic Algorithm", *Ingeniería y Ciencia*, vol. 8, n.15, pp. 121-140.
- GARCIA P. A. N., PEREIRA J. L. R., CARNEIRO Jr. S., COSTA V. M., MARTINS N., 2001, "Three-phase Power Flow Calculations Using the Current Injection Method", *IEEE Transactions on Power Systems*, v.15, n. 2, pp. 508-514, May
- HILL R. J., 1994, "Electric railway traction, part 1, 2 and 3", *Power Engineering Journal*, vol. 8, no. 1, 1994.
- KUO H-Y, CHEN T-H, 1998, "Rigorous Evaluation of the Voltage Unbalance Due to High-Speed Railway Demands" *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 47, no. 4, November 1998.
- LEE H., KIM G., OH S., JANG B G., KWON S-H, 2006, "Fault analysis of Korean AC electric railway system" . *Electric Power Systems Research* 76 (2006) 317–326.
- Manual de Instalação Operação e Manutenção MI-200 V2.2 . www.heimer.com.br
- MARISCOTTI A., 2003, "Distribution of the Traction Return Current in AC and DC Electric Railway Systems", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.18, no. 4, 2003.
- O SISTEMA FERROVIÁRIO BRASILEIRO. – Brasília : CNT, 2013. 58 p.: il. color. ; gráficos. – (Transporte e economia). Confederação Nacional do Transporte.
- PAUL D., 2001, "Traction Power System Grounding", *Thirty-Sixth IAS Annual Meeting Industry Applications Conference*, 2001.
- PENIDO D. R. R., 2008, "Uma metodologia para Análise de Sistemas Elétricos a N Condutores pelo Método de Injeção de Correntes", Tese de D. Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ.
- PENIDO, D. R. R. ; ARAUJO, L. R. ; CARNEIRO JR, S. ; PEREIRA, J. L. R., 2013, "A

- new tool for multiphase electrical systems analysis based on current injection method”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 44, p. 410-420, 2013
- PENIDO, D. R. R. ; ARAUJO, L. R. ; CARNEIRO JR, S. ; PEREIRA, J. L. R., 2008, “Three-phase Power Flow Based on Four-Conductor Current Injection Method for Unbalanced Distribution Networks.” *IEEE Transactions on Power Systems*, 2008, 23(2):494–503.
- PINATO P., ZANINELLI D., 2002, "Harmonic Disturbances in Electric Traction System Overhead Lines", 10th International Conference on Harmonics and Quality of Power, 2002.
- PIRES R. C., 2004, "Unbalanced phase-to-phase voltage compensators applied to radial distribution feeders", *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 19, n. 2, pp. 806-812, 2004.
- SENINI S., WOLFS P. J., 2000, “Hybrid Active Filter for Harmonically Unbalanced Three Phase Three Wire Railway Traction Loads”. *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 15, no. 4, July 2000.
- SILVA F. L., 2004, "Modelagem de transformadores trifásicos de distribuição para estudos de fluxo de potência", *Dissertação de Mestrado*, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG.
- STEIMEL A., 1996, "Electric Railway Traction in Europe", *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 2, no. 6, 1996.
- STOTT, B., ALSAC, 1974, “Fast Decoupled Load Flow”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-93, May-June.
- VENCOVSKY, V. P., 2006, "Sistema Ferroviário e o uso do território brasileiro. Uma análise do movimento de produtos agrícolas", *Dissertação de Mestrado*, UNICAMP, São Paulo, Janeiro.

Referências Bibliográficas

WASLEY, R. G., SHLASH, M. A., 1974, "Newton-Raphson Algorithm for 3-Phase Load Flow", *Proceedings of IEEE, Panel Session: Distribution Systems Analysis Methods*, July.

WOOLLEY N. C., MILANOVIC J. V., 2012, "Statistical Estimation of the Source and Level of Voltage Unbalance in Distribution Networks", *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 27, n. 3, pp. 1450-1460.