

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

EBEN-EZER PRATES DA SILVEIRA

**OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO EM SISTEMAS DISTRIBUÍDOS
UTILIZANDO COMPENSADORES ESTÁTICOS DE REATIVO E
ESTIMADORES DE ESTADOS ROBUSTOS**

**Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para
obtenção do título de Doutor em Ciências em Engenharia
Elétrica.**

**Área de Concentração: SISTEMAS ELÉTRICOS DE
POTÊNCIA**

Orientador:

Prof. Dr. Robson Celso Pires

Co-orientador:

Prof. Dr. Antônio Tadeu Lyrio de Almeida

**Abril de 2011
Itajubá – MG.
Brasil**

Dedicatória

*À minha esposa Fabíola, meu filho Joshua e
aos meus pais, João Batista e Dennilza,
pelo amor incondicional, apoio contínuo e irrestrito,
carinho, amizade, incentivo e paciência.*

AGRADECIMENTOS

“Ao Deus eterno imortal, invisível, mas real”, por tudo.

Aos meus irmãos Júnior e Helencler pela amizade, carinho.

Aos meus familiares pela presença constante em minha vida.

Aos meus amigos e colegas de jornada pelo suporte durante este doutorado.

Ao povo brasileiro e a CAPES pelo apoio financeiro.

Ao Prof. Robson Celso Pires pela orientação e confiança depositada.

Ao Prof. Antônio Tadeu Lyrio de Almeida pela orientação, incentivo, confiança e enorme amizade.

Sumário

<i>Sumário</i>	4
<i>Lista de Figuras</i>	5
<i>Lista de Tabelas</i>	6
<i>Lista de Abreviaturas</i>	7
<i>Resumo</i>	9
<i>Abstract</i>	10
Capítulo I	11
I.1 Introdução	11
I.2 Objetivos	15
Capítulo II	18
II.1 Resumo	18
II.2 Introdução	18
II.3 Máquinas Síncronas	19
II.3.1 Fatores que Limitam a Capacidade de um Gerador.....	23
II.3.2 Curva de Capabilidade de um Gerador.....	27
II.3.3 Aplicativo para traçar a Curva de Capabilidade.....	28
II.3.4 Teste do Controle da Curva de Capabilidade em Ambiente Simulado.....	33
II.3.5 Estimador de Estados.....	37
II.3.6 Monitoração dos Geradores através do aplicativo Curva de Capabilidade utilizando o Estimador de Estados.....	40
Capítulo III	44
III.1 Resumo	44
III.2 Introdução	44
III.3 FACTS (Flexible Alternate Current Transmission Systems)	45
III.4 Configuração do SVC	50
III.5 SVC Binário	58
III.5.1.....	60
III.6 Topologia do SVC alternativa Proposta	63
III.7 Topologia do SVC Binário + RCV e a Curva de Capabilidade	72
Capítulo IV	80
IV.1 Resumo	80
IV.2 Aplicação do SVC Binário	80
IV.2.1 Implementação do SVC Binário.....	82
IV.2.2 Montagem em Laboratório do SVC Binário.....	86
IV.2.3 Dimensionamento do Banco de Capacitores.....	90
IV.2.4 Aplicativo de Controle.....	92
IV.2.5 Resultados.....	93
IV.3 Implementação do Reator Continuamente Variável	96
IV.3.1 Implementação do RCV.....	101
IV.3.2 Resultados do Ensaio do RCV.....	104
IV.4 SVC Binário + RCV e o Aplicativo Curva de Capabilidade	106
IV.4.1 Gráficos com os Resultados da Simulação.....	110
Capítulo V	116
V.1 Conclusões	116
V.2 Sugestões para trabalhos futuros	117
Referências	118

Lista de Figuras

Fig. I.1 - Consumo de Energia Elétrica no Brasil [3].....	11
Fig. I.2 - Turbo Geradores - Usina Sucro-Alcooleira.....	13
Fig. I.3 - Configuração Típica de uma PCH [6].....	13
Fig. I.4 - PCH Sacre II – Mato Grosso – Brasil.....	14
Fig. I.5 - PCH Sacre II - Conjunto Turbina e Gerador 1.....	14
Fig. I.6- Diagrama da operação do Sistema Proposto.....	16
Fig. III.1 - Curva V de um Gerador Síncrono de pólos salientes [9].....	44
Fig. III.2 - Curva V de um Gerador Síncrono de pólos liso [9].....	45
Fig. III.3 - Controlador série.	47
Fig. III.4 - Controlador em derivação.....	47
Fig. III.5 - Controlador série-série combinados.	48
Fig. III.6 - Controlador série-derivação combinados.	48
Fig. III.7 - SVC - Capacitor fixo [27].....	50
Fig. III.8 - STATCOM - Estrutura básica [27].	50
Fig. III.9 - UPFC - Estrutura básica [27].....	50
Fig. III.10 - TCSC Estrutura básica [27].....	50
Fig. III.11 - SVC – Exemplo de uma configuração com TCR, TSC e filtros.	51
Fig. III.12 - Detalhamento do TCR.	52
Fig. III.13 - SVC da subestação de Auas [53].	52
Fig. III.14 - Corrente no indutor e Tensão medida rede elétrica e no indutor [52].....	53
Fig. III.15 - Espectro Harmônico da Corrente do TCR [52].	54
Fig. III.16 - Susceptância em função do ângulo de disparo.....	55
Fig. III.17 - Fechamento do Banco de Capacitores com chave eletro-mecânica [31].....	56
Fig. III.18 - Tensão e corrente no TSC [52].....	57
Fig. III.19 - Configuração Típica – TSC.	57
Fig. III.20 - Curva característica V/I do SVC.	58
Fig. III.21 - Entrada de um banco de capacitores através de chave estática no cruzamento pelo zero da tensão.	59
Fig. III.22 - Banco de capacitores em pesos binários.....	60
Fig. III.23 - TSC fechamento em Delta.	60
Fig. III.24 - Fluxograma do software de controle.....	63
Fig. III.25- Configuração do Reator Continuamente Variável.	64
Fig. III.26 - Filtro Ativo Híbrido.....	65
Fig. III.27 - Circuito equivalente – fonte de tensão.....	65
Fig. III.28 - Circuito equivalente proposto em [35].....	66
Fig. III.29 - Diagrama de Blocos da Modulação PWM Unipolar com 2 Portadoras [35].....	67
Fig. III.30- Modulação PWM Unipolar com 2 Portadoras [35].....	68
Fig. III.31 - Situações possíveis de chaveamento da Modulação PWM Unipolar [35].	68
Fig. III.32 - Representação da tensão de saída - Modulação PWM unipolar [35].....	69
Fig. III.33– RCV - Tensão, Corrente e Potência Aparente variando no tempo.	69
Fig. III.34 - RCV - Variação de S (p.u.) em função de m (%).	70
Fig. III.35- RCV - Z (p.u.) em função de m(%).	70
Fig. III.36 - SVC Binário + RCV.....	71
Fig. III.37 - Configuração TSC-TCR [25].....	71
Fig. III.38 – Modelo de linha curta entre duas fontes de tensão.....	73
Fig. III.39 - Compensador ideal em derivação conectado ao ponto médio de uma linha de transmissão [55].....	74
Fig. III.40 - Diagrama fasorial do sistema proposto com compensação de potência reativa [55].....	74
Fig. III.41 - Potência ativa - com e sem compensação [52].....	75
Fig. III.42 – (a) Controlador Shunt conectado ao ponto médio (b) margem de estabilidade transitória sem compensação (c) com compensação [25, 52].	76
Fig. III.43 - Curva PV - linha radial [25].....	77
Fig. III.44 - Curva PV - linha radial compensada [25].	78
Fig. III.45 - Gerador alimentando carga RL e a reação da armadura [10].....	79
Fig. IV.1 – Curva do Conjugado para diferentes valores de Tensão.....	81
Fig. IV.2 - Diagrama do acionamento do MIT com SVC Binário.....	83
Fig. IV.3 - Acionamento do MIT no Simulink.....	83

Fig. IV.4 - Queda de tensão no acionamento do MIT – Simulink.	84
Fig. IV.5 - Perfil da Corrente no acionamento do MIT – Simulink.....	84
Fig. IV.6 - Implementação do SVC Binário – Simulink.....	85
Fig. IV.7 - Queda de tensão compensada com o SVC – Simulink.	85
Fig. IV.8 - Perfil da Corrente Compensada com o SVC – Simulink.....	86
Fig. IV.9 - Montagem do SVC Binário em laboratório.	87
Fig. IV.10 - Esquemático da interface entre a placa PLC-711B e o contator trifásico.	88
Fig. IV.11 - Esquemático do circuito de disparo dos Triacs.....	88
Fig. IV.12 - Entrada e saída do banco de capacitor sem os efeitos indesejados.....	89
Fig. IV.13 - Tensão e Corrente durante a partida do MIT sem compensador.	90
Fig. IV.14 - Regulação da Tensão durante a partida do MIT.....	93
Fig. IV.15 - Partida direta MIT sem compensação.....	94
Fig. IV.16 - Partida direta MIT com compensação.....	94
Fig. IV.17 - Tensão Regulada e não Regulada.....	95
Fig. IV.18 - Corrente no banco de capacitores (parte superior da tela).....	95
Fig. IV.19 - Simulação do RCV.....	96
Fig. IV.20- Inserção e retirada do capacitor de 250 μ F.....	97
Fig. IV.21 - Defasamento entre V_l e I_l durante a inserção capacitor de 250 μ F.....	97
Fig. IV.22 - Parâmetros do Transformador.	98
Fig. IV.23 - Detalhamento do bloco de controle.....	98
Fig. IV.24 - Detalhamento da ponte H.....	99
Fig. IV.25 - Bloco PWMGen01.....	99
Fig. IV.26 - Inserção e retirada do capacitor de 250 μ F - compensada.....	100
Fig. IV.27 - Defasamento entre V e I durante a inserção capacitor de 250 μ F - compensada.....	100
Fig. IV.28 - Tensão no barramento e no transformador.....	101
Fig. IV.29 - Kit DSP utilizado para o Controle do RCV.....	102
Fig. IV.30 - Circuito completo de Controle.....	103
Fig. IV.31- Circuito de potência - ponte inversora.....	103
Fig. IV.32 – Transformador de acoplamento e o indutor.....	104
Fig. IV.33 - Perfil da tensão e corrente no RCV para uma variação discreta de m	105
Fig. IV.34 - Variação das potências ativa e reativa.....	105
Fig. IV.35 – Simulação da operação do SVC (binário + RCV) e a Curva de Capabilidade.....	106
Fig. IV.36 - Cargas de Teste.....	107
Fig. IV.37 - Detalhamento dos componentes.....	108
Fig. IV.38 - RCV monofásico.....	108
Fig. IV.39 - Simulação em execução.....	109
Fig. IV.40 - Operação com carga capacitiva.....	109
Fig. IV.41 -Operação com carga indutiva.....	109
Fig. IV.42 - Variação da P_{mec} do Grupo Diesel.....	110
Fig. IV.43 - Perfil da velocidade do motor diesel.....	110
Fig. IV.44 - Corrente de linha do Gerador.....	110
Fig. IV.45 - Corrente de linha do SVC (Binário+RCV).....	111
Fig. IV.46 - Tensões de fase (rms) do Gerador e do SVC.....	111
Fig. IV.47 - Tensões de fase (rms) do Gerador e do SVC. (pu).....	111
Fig. IV.48 - Correntes de linha (rms) do Gerador e do SVC.....	112
Fig. IV.49 - Correntes de linha (rms) do Gerador e do SVC.(pu).....	112
Fig. IV.50 - Potências Ativas do Gerador e do SVC.....	113
Fig. IV.51 - Potências Ativas do Gerador e do SVC.(pu).....	113
Fig. IV.52 - Potência Reativas do Gerador e do SVC.....	114
Fig. IV.53 - Potência Reativas do Gerador e do SVC (pu).....	114
Fig. IV.54 - Fator de Potência (Gerador e SVC).....	115

Lista de Tabelas

Tabela I.1 - Empreendimentos em Operação [2].....	12
Tabela III.1 - Comparativo de Custo de Vários Controladores [27].....	58
Tabela IV.1 - Dados do MIT.....	86
Tabela IV.2 - Estados da Cargas para Teste.....	107

Lista de Abreviaturas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
CC	Corrente Contínua
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica - Rio Grande do Sul
COS	Centro de Operação do Sistema
DAC	<i>Data Acquisition Card</i>
DSP	Processador Digital de Sinais
EESP	Estimador de Estados em Sistemas de Potência
Egs	Erros Grosseiros
FACTS	<i>Flexible AC Transmission System</i>
FP	Comando para definir o valor do fator de potência do gerador
GaAs	Arseneto de Gálio
GD	Grupo-Gerador Diesel
GTO	<i>Gate Turn-off Thyristor</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
IGCT	<i>Integrated Gate-Commutated</i>
ISEE	Instituto de Sistemas Elétricos e Energia - UNIFEI
La100P	Modelo sensor hall de corrente
LED	Diodo emissor de luz
LV25P	Modelo sensor hall de tensão
MIT	Motor de indução trifásico
MOC	Série de acopladores óticos
MOV	<i>Metal Oxide Varistor</i>
MQP	Mínimos Quadrados Ponderados
MSPAR	Comando para definir os parâmetros do gerador e da máquina primária
OPPNT	Comando para definir o ponto de operação do gerador
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIE	Produtor Independente de Energia
PSRC	<i>IEEE Power System Relaying Committee</i>
PT	Comando para definir a potência ativa da máquina primária
PWM	Modulação por largura de pulso
RCV	Reator Contínuamente Variável
RMS	<i>Root Mean Square</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SN	Comando para definir a potência aparente total do gerador
SPS	<i>Static Phase Shifter</i>
STATCOM	<i>Static Synchronous Compensator</i>
SVC	<i>Static Var Compensators</i>
TCPST	<i>Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer</i>
TCR	<i>Thyristor-Controlled Reactor</i>
TCSC	<i>Thyristor Controlled Series Capacitor</i>

THD	Taxa de distorção harmônica total
TSC	<i>Thyristor Switched Capacitor</i>
UN	Comando para definir a tensão nominal do gerador
UNIFEI	Universidade Federal de Itajubá
UPFC	<i>Unified Power Flow Controller</i>
XD	Comando para definir o valor do X_d do gerador em p.u.
XQ	Comando para definir o valor do X_q do gerador em p.u.
B	Susceptância
C	Capacitância
Ea	Tensão induzida na armadura
f	freqüência da tensão gerada
Ia	Corrente na armadura
Iex	Corrente do circuito de campo
j	Ângulo de defasamento entre a tensão e corrente
m	índice de modulação
n	velocidade do rotor em número de rotações por minuto
Ø	Fase
p	número de par de pólos da máquina
P	Potência Ativa em W
Q	Potência reativa em Var
Ra	Resistência do circuito da armadura
Rex	Resistência do circuito de campo
S	Potência Aparente ou total VA
Va	Tensão disponibilizada nos terminais do gerador
Xd	Reatância do eixo direto
Xq	Reatância do eixo de quadratura
Xs	Reatância síncrona
α	Ângulo de disparo
β	Ganho do filtro ativo à freqüência fundamental
δ	Ângulo de carga
ω	Magnitude da velocidade angular

Resumo

Este trabalho apresenta uma proposta para a otimização da geração e transmissão em sistemas distribuídos, uma vez que estes sistemas possuem sérios problemas com relação ao excesso de cargas com potência reativa, freqüente causa de afundamentos de tensão. Embora os geradores síncronos representem a principal reserva de reativo do sistema, os aspectos ambientais envolvidos e as restrições econômicas aos investimentos realizados na ampliação da geração fazem com que esta não acompanhe o crescente aumento da demanda de energia; o que torna a aplicação do CER (Compensador Estático de Reativo) uma atraente alternativa para a compensação de reativo.

Entretanto, as topologias convencionais injetam componentes harmônicos na rede, dentro da proposta deste trabalho, um equipamento foi desenvolvido para contornar este aspecto negativo sem apresentar o elevado custo e a complexidade dos *DSTATCOMs (Distribution Static Compensator)*, permitindo uma rápida compensação de potência reativa e restabelecimento dos níveis de tensão nos terminais.

Um gerenciamento mais eficiente das unidades geradoras pode ser obtido através da utilização de uma monitoração do ponto operativo das máquinas síncronas dentro de seus limites de capacidade, através de um aplicativo computacional desenvolvido para este fim. Este aplicativo trata os dados provenientes de um estimador de estados, empregado para garantir a qualidade dos dados, permitindo ampliar as informações em tempo real disponibilizadas pelo SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), que são necessárias para a tomada de decisão dos operadores.

O emprego destas duas ferramentas objetiva permitir uma maior integração entre os recursos do sistema distribuído, possibilitando otimizar o custo da energia gerada, as perdas na transmissão e também uma elevação na segurança do sistema ao liberar a capacidade de fornecimento de reativo das unidades geradoras.

A dinâmica da aplicação proposta foi testada através de simulações computacionais e, ainda, através de protótipos construídos em laboratório. Os resultados obtidos atestam a sua funcionalidade.

Abstract

This work presents a proposal for the optimization of generation and transmission in distributed systems, since these systems have serious problems regarding to excess of reactive power loads, frequent cause of voltage sags. Although synchronous generators represent the main reserve of reactive system, the investments in generation capacity and the increasing energy demand are not in the same rate due to the environmental aspects involved and the economic constraints to investments in area, which makes the application of the SVC (Static Var Compensator) an attractive alternative for reactive compensation. However, the conventional topologies inject harmonic components in the network, within the scope of this work; an equipment was developed to overcome this negative aspect without the high cost and complexity of DSTATCOMs (Distribution Static Compensator), allowing fast reactive power compensation and restoration of the voltage levels at terminals.

A more efficient management of the units can be obtained through the use of a monitoring point of synchronous machines operating within their capacity limits, through a software developed for this purpose. This application handles data from a state estimator, used to ensure data quality, allowing to expand the real-time information provided by SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), which are necessary for decision making by operators.

The objective of these two tools is to allow a better integration between the resources of the distributed system, allowing optimizing the cost of the generated energy, the transmission losses and also an increase in security system releasing the reactive capacity of the generating units. The dynamics of the proposed application has been tested through computer simulations and also through prototypes built in the laboratory. The results attest to its functionality.

Capítulo I

I.1 Introdução

O Brasil vivencia um favorável cenário econômico nos últimos anos, com a economia em plena fase de crescimento [1]. Em decorrência disto, surge uma maior demanda de recursos energéticos, principalmente do setor elétrico. Entretanto, não se trata de um fenômeno de ocasião, conforme pode ser observado através da Fig. I.1, onde o gráfico mostra o crescimento do consumo de energia elétrica de janeiro de 2006 até julho de 2010 [3].

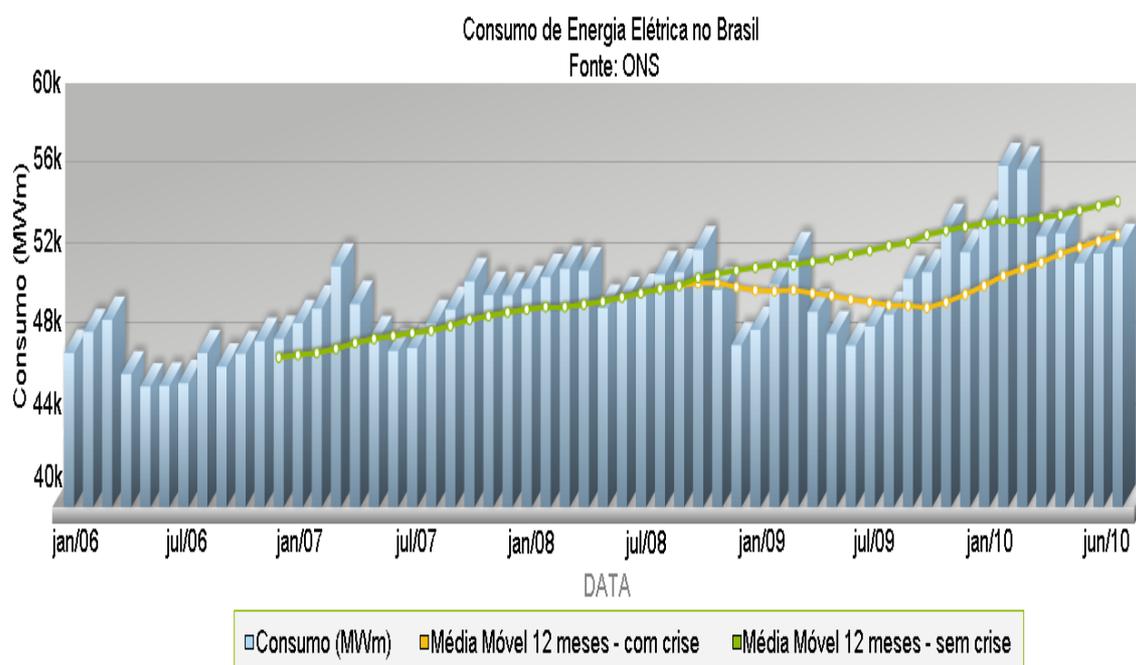


Fig. I.1 - Consumo de Energia Elétrica no Brasil [3].

A produção de energia elétrica, segundo dados da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), é predominantemente atendida por grandes centrais hidroelétricas. O que se confirma através da tabela I.1, que mostra os valores referentes ao potencial de geração [2], considerando os empreendimentos em operação.

Embora haja investimento na ampliação do fornecimento de energia elétrica, existe também uma grande pressão mundial no que se refere à ecologia e o meio ambiente. O que cria barreiras com relação a novos empreendimentos no setor, muitas vezes adiando as obras de novas usinas ou mesmo dificultando a viabilização das mesmas.

Tabela I.1 - Empreendimentos em Operação [2]

Tipo	Quantidade	%
CGH - Central Geradora Hidrelétrica	320	0,17
EOL - Central Geradora Eolielétrica	45	0,72
PCH - Pequena Central Hidrelétrica	373	2,89
SOL - Central Geradora Solar Fotovoltaica	4	0
UHE - Usina Hidrelétrica de Energia	173	69,2
UTE - Usina Termelétrica de Energia	1.365	25,2
UTN - Usina Termonuclear	2	1,82
Total	2.282	100

Recentemente com o surgimento de novas tecnologias, principalmente associadas à automação, o custo final da implantação das plantas de geração de energia sofreu uma considerável queda. Tal fato aliado a situação econômica atual, e ainda a reestruturação do setor elétrico, tem despertado um grande interesse de empresas em investir neste segmento. O que as caracteriza como “Produtor Independente de Energia” (PIE), sob a regulamentação da Lei 9074/95 [4, 5].

Esta geração de energia em pequena escala, em geral, está localizada próxima à carga a ser atendida. Tal recurso pode permitir às indústrias o suprimento parcial ou integral de sua demanda. Há, também, um grande interesse pelo emprego de tecnologias alternativas como células combustíveis ou fotovoltaicas. Ainda que, atualmente, a maioria dos sistemas de geração distribuída de médio porte emprega geradores síncronos, principalmente em usinas térmicas com turbinas a vapor ou a gás.

Em algumas situações, isto ocorre a partir de um processo de co-geração que aproveita o vapor resultante do processo industrial. O que se tornou muito comum no setor produtor de açúcar e álcool, onde a energia gerada provém da incineração do bagaço e da palha da cana-de-açúcar. Existindo casos de usinas que chegam a exportar o excedente de energia para as concessionárias.

A Fig. I.2 mostra, como exemplo, os turbo geradores de uma planta de co-geração de uma usina sucro-alcooleira que possui uma produção total de energia de 36 MW, utilizando três geradores acionados por turbinas a vapor.



Fig. I.2 - Turbo Geradores - Usina Sucro-Alcooleira.

Outra forma de ampliar a geração de energia, principalmente após a crise de 2001, foi incentivar o aproveitamento de pequenos recursos energéticos de base hidráulica, chamados de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH). De acordo com o artigo 2 da resolução nº 394 - 04-12-1998 da ANEEL, são considerados como aproveitamentos com características de pequenas centrais hidrelétricas os empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1,0 MW e igual ou inferior a 30,0 MW, com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 km² [2]. A Fig. I.3 ilustra a configuração típica de uma PCH.

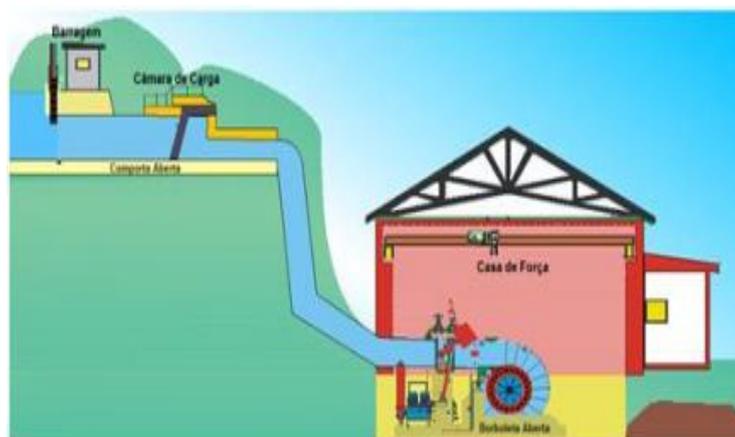


Fig. I.3 - Configuração Típica de uma PCH [6].

A Fig. I.4 mostra o conduto forçado e a casa de máquinas de uma PCH.



Fig. I.4 - PCH Sacre II – Mato Grosso – Brasil.

A Fig. I.5 mostra um exemplo de um gerador síncrono de 11 MVA acionado por uma turbina hidráulica do tipo Francis dupla com capacidade de fornecer 10MW.



Fig. I.5 - PCH Sacre II - Conjunto Turbina e Gerador 1.

Empreendimentos como as usinas termoeletricas e PCHs proporcionam um relevante beneficio para o aumento da confiabilidade e estabilidade dos sistemas de transmissao e de distribucao, uma vez que possuem um tempo de implantacao menor do que grandes usinas.

Entretanto, o aumento contnuo da demanda supera a devida ampliao da capacidade de geracao e de transmissao, elevando consideravelmente o risco da ocorrencia de problemas de estabilidade de tensao. O que se manifesta por um declnio

lento e progressivo das magnitudes das tensões das barras de carga até o ponto onde o sistema não possui mais condições de atender a demanda; levando a instabilidade sistêmica, fenômeno conhecido como “colapso de tensão”. O que é típico de sistemas muito carregados, onde a capacidade de atender à crescente demanda reativa é insuficiente, tornando-se uma fonte constante de preocupação no que diz respeito à operação estável dos sistemas de energia elétrica.

Observando do ponto de vista operativo, faz-se imprescindível a criação de medidas que possibilitem um melhor gerenciamento do potencial de fornecimento de energia reativa às localidades dentro do sistema.

Considerando as restrições econômicas e ambientais para a expansão das unidades de geração; uma solução para a compensação de energia reativa, que demonstra ser um recurso de grande utilidade no intuito de garantir a qualidade de serviço para a operação do sistema, é a aplicação dos dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission System*) [25]. Sendo estes equipamentos estáticos que permitem um maior desempenho do controle e a ampliação da capacidade da transmissão em corrente alternada. Tais dispositivos formam uma família de produtos, da eletrônica de potência, utilizados para ampliar o suporte de energia reativa do sistema e propiciando uma melhora na estabilidade da tensão. Entre os diversos tipos que compõem esta família, pode-se citar como exemplo, o Compensador Estático de Reativos ou SVC (*Static Var Compensators*).

I.2 Objetivos

Os objetivos deste trabalho é apresentar uma solução que visa otimizar a operação e o controle do despacho em sistemas de distribuição, tendo como foco a minimização dos custos do fornecimento de energia reativa, a ampliação da capacidade de transmissão e mitigação dos problemas de estabilidade.

Para atender o objetivo deste trabalho, como forma de expandir a capacidade de suprir a demanda por potência reativa do sistema, apresenta-se uma topologia alternativa de compensador estático de reativo (SVC – *Static Var Compensator*) focado na aplicação em sistemas de distribuição. E em virtude da necessidade de sistemas computacionais que permitam expandir a monitoração das pequenas e médias fontes produtoras de energia elétrica e simular as condições de despacho da geração

distribuída; foi desenvolvida, também, uma ferramenta computacional associada a um estimador de estados robusto que visa dar suporte aos operadores do sistema na tomada de decisão. A partir desta ferramenta, pretende-se permitir aos operadores acompanhar os limites operacionais das unidades geradoras, através de suas respectivas curvas de capacidade. Tais curvas são traçadas com base nos dados adquiridos de potência ativa e reativa.

Os dados provenientes da monitoração dos pontos operativos do sistema, devidamente tratados pelo estimador de estados, serão utilizados como referência para efetuar o controle do SVC, conforme ilustra a Fig. I.6 e será demonstrado, posteriormente neste trabalho, através de uma simulação computacional.

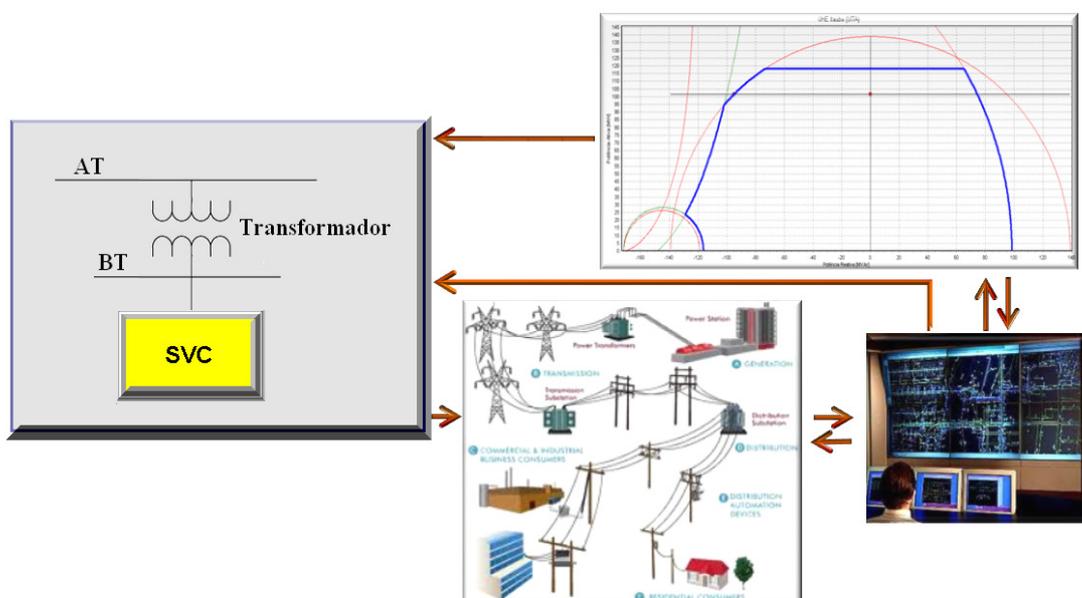


Fig. I.6- Diagrama da operação do Sistema Proposto.

A aplicação destes sistemas tem-se tornado viável nos últimos anos devido a uma significativa queda dos preços nas áreas de eletrônica, telecomunicações e tecnologia da informação. O que permite auxiliar as empresas do setor elétrico com relação ao uso racional de seus recursos energéticos e, por conseguinte, a otimização de seus recursos econômicos.

Os próximos capítulos tratam dos seguintes assuntos:

O **capítulo II** aborda a utilização do aplicativo computacional, desenvolvido para traçar a curva de capacidade dos geradores síncronos, para a monitoração dos pontos

operativos destes geradores. E, também, a integração deste software com o estimador de estados robusto e como este último permite uma melhor utilização dos dados provenientes dos sistemas de aquisição.

No **capítulo III** são apresentados os compensadores estáticos de reativos (SVC – Static Var Compensator) e a proposta de uma topologia alternativa destinada a aplicações em sistemas de distribuição.

No **capítulo IV** são apresentados as simulações e os experimentos em laboratórios realizados para o desenvolvimento do sistema proposto.

O **capítulo V** relata as conclusões e sugestões para futuros trabalhos.

Capítulo II

II.1 Resumo

Este capítulo aborda um aplicativo desenvolvido para permitir a monitoração dos limites operacionais, em tempo real, das máquinas síncronas. O programa, aqui exposto, tem como objetivo fornecer informações que possibilitam a otimização do sistema de geração.

II.2 Introdução

Atualmente através dos modernos Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados, conhecidos mais popularmente como *SCADA*, os operadores podem monitorar e supervisionar as variáveis e os dispositivos que compõem os sistemas de geração de energia elétrica [11]. Existe uma tendência cada vez maior de automatização das unidades de geração, principalmente de pequeno e médio porte, permitindo que as mesmas operem localmente desassistidas, isto devido a vários fatores, como a necessidade de reduzir o custo com pessoal. A operação tende a se concentrar em centros de controle remotos conectados às usinas por meio de sistemas de telecomunicação, como fibra ótica, satélites, *frame relay*, etc.

Em estruturas como os Centros de Despacho, através do sistema *SCADA*, pode-se efetuar a coordenação do processo de produção, transporte e distribuição da energia elétrica; permitindo melhorar o desempenho do sistema de energia e uma maior segurança e confiabilidade da rede, o que proporciona uma redução do número de cortes de energia [11, 12].

O controle remoto centralizado em tempo real das operações da rede de distribuição permite ainda a previsão da ocorrência de falhas eventuais. Os benefícios se estendem em relação ao tempo de duração das falhas, que é reduzido em função de não haver necessidade de intervenções no local da ocorrência. O isolamento e o restabelecimento da energia são executados remotamente a partir da sala de controle [12].

A quantidade de dados gerados pelos sistemas de telemetria é enorme, o que torna necessário o uso de *softwares* como os estimadores de estados que permitem filtrar esta grande quantidade de informação, disponibilizando uma “imagem” mais precisa da condição real do sistema. O que é de grande importância, uma vez que o papel chave na cadeia de comando cabe aos operadores, pois são eles os responsáveis por organizar e gerenciar os vários níveis destes controles.

Além disto, uma adequada representação dos diagramas de capacidade das unidades geradoras possui uma grande utilidade, sobretudo para verificar a segurança dos pontos de operação e as reservas de potência reativa disponíveis. E ainda, o uso eficiente de um gerador depende da possibilidade de se compreender os fatores que influenciam em seu funcionamento, bem como os limites práticos de operação do mesmo.

O aplicativo proposto, neste trabalho, objetiva a otimização da operação do sistema, disponibilizando em tempo real a curva de capacidade dos geradores. Esta curva permite observar as condições reais de operação destas máquinas e ajustá-las para obter o ponto mais economicamente interessante dentro dos limites permissíveis.

II.3 Máquinas Síncronas

Os geradores síncronos constituem atualmente a principal fonte de potência ativa do sistema elétrico de potência. Estes geradores são máquinas rotativas acionadas mecanicamente por turbinas hidráulicas, a vapor, a gás, eólicas ou ainda motores a combustão interna. Quanto a sua constituição, podem ser divididos em duas partes principais, o rotor e o estator. A Fig. II.1 mostra a montagem das partes de um gerador síncrono de 11 MVA.

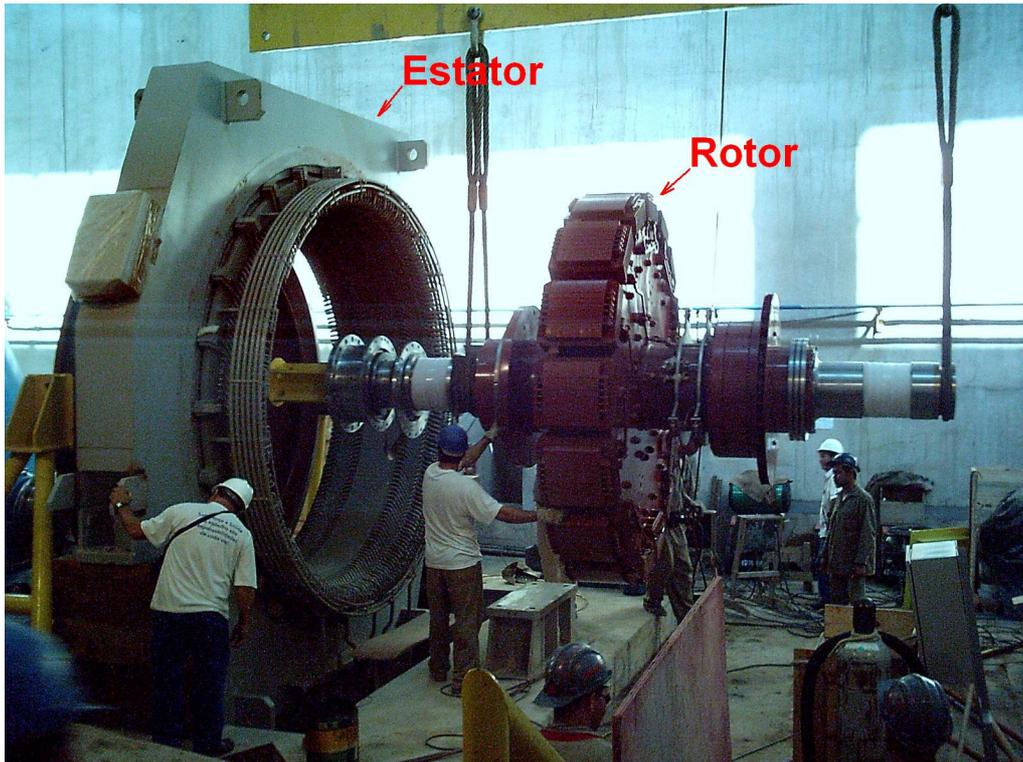


Fig. II.1 – Montagem de um gerador síncrono.

O rotor é a parte girante da máquina e tem como função produzir um campo magnético constante através do chamado enrolamento de campo. Para tal, este é alimentado por uma corrente contínua que produz um fluxo magnético constante em seus pólos.

Os rotores podem ser de dois tipos, de pólos salientes (como o da Fig. II.1) e de pólos lisos, como ilustrado na Fig. II.2.



Fig. II.2 - Rotor de um gerador síncrono de pólos lisos [10].

Os rotores de pólos salientes são em geral aplicados para baixas velocidades, o que ocorre na maioria das vezes em geradores acionados por turbinas hidráulicas (por exemplo, Francis, Pelton ou Kaplan). Estes possuem elevado número de pólos devido à relação entre a freqüência da tensão e o número de par de pólos, expressa pela equação (2.1).

$$f = \frac{p.n}{60} \quad (2.1)$$

Onde,

f = freqüência da tensão gerada;

p = número de par de pólos da máquina;

n = número de rotações por minuto ou velocidade (síncrona) do rotor em rpm.

Os de pólos lisos, ou cilíndricos, são projetados para funcionarem em altas velocidades e normalmente possuem um ou dois pares de pólos. Em geral, são acionados por turbinas a vapor, a gás ou por motores à explosão, como o Diesel.

O estator é a parte da máquina onde se situam os enrolamentos da armadura do gerador trifásico. O movimento do rotor em relação ao mesmo provoca a indução de uma tensão nos enrolamentos de armadura. Para a geração de tensão trifásica, é necessário o uso de três enrolamentos defasados mecanicamente de 120° entre si. Conforme mostra a Fig. II.3.

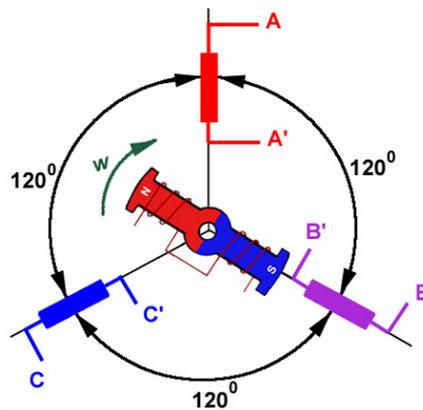


Fig. II.3 - Representação de um gerador trifásico elementar [10].

A Fig. II.4 ilustra uma representação simplificada de um modelo, por fase, de uma máquina síncrona operando como gerador.

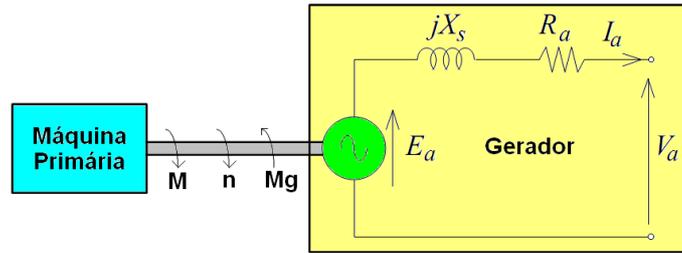


Fig. II.4 - Máquina síncrona operando como gerador.

A equação (2.2) expressa a relação entre a tensão induzida E_a e tensão disponibilizada nos terminais do gerador V_a .

$$E_a = V_a + I_a \cdot (R_a + jX_s) \quad (2.2)$$

Onde,

E_a = Tensão induzida na armadura;

V_a = Tensão disponibilizada nos terminais do gerador;

I_a = Corrente na armadura;

R_a = Resistência do circuito da armadura;

X_s = Reatância síncrona.

O valor da resistência dos enrolamentos da armadura é pequeno em relação ao valor de X_s , desta forma, em geral, R_a é desprezada. Isto permite a simplificação da equação (2.2) para a seguinte forma:

$$E_a = V_a + I_a \cdot jX_s \quad (2.3)$$

Estas máquinas podem operar em quatro quadrantes, conforme ilustra a Fig. II.5, o que permite as mesmas fornecer ou absorver potências ativas (P) e reativas (Q) do sistema.

$P > 0$ $Q < 0$ gerador subexcitado	$P > 0$ $Q > 0$ gerador sobre-excitado
$P < 0$ $Q < 0$ motor subexcitado	$P < 0$ $Q > 0$ motor sobre-excitado

Fig. II.5 - Máq. Síncrona em quatro quadrantes.

As máquinas síncronas são conversores eletromecânicos que podem exercer:

- Ação geradora - transformando potência mecânica em elétrica (quadrantes superiores da Fig. II.5)
- Ação motora - transformando potência elétrica em mecânica (quadrantes inferiores da Fig. II.5).

O controle da potência mecânica fornecida por estas máquinas é que determina se a máquina irá operar como gerador (fornecendo potência ativa para a rede) ou como motor (absorvendo potência ativa da rede). Este controle é geralmente automático e realizado por um regulador de velocidade. Quando os geradores operam isolados da rede este dispositivo é responsável pelo controle da frequência da tensão gerada.

Em relação à potência reativa, o controle é realizado em função do ajuste da intensidade da corrente de campo, o que ocorre da seguinte forma:

- Operando “sobre-excitado” - fornece potência reativa comportando-se, em relação ao reativo, como um “capacitor”.
- Operando “subexcitado” - absorve potência reativa, comportamento similar ao de um indutor.

O equipamento responsável pelo controle desta corrente (também chamada de corrente de excitação) é o regulador de tensão. Este aparelho é responsável pelo controle da tensão nos terminais do gerador em operação isolada.

Os geradores síncronos possuem uma característica muito importante, que é a sua capacidade de responder rapidamente a distúrbios e perturbações na rede, e em tais casos, representam a principal reserva reativa disponível para a operação do sistema. Entretanto, sua capacidade é limitada por fatores descritos a seguir.

II.3.1 Fatores que Limitam a Capacidade de um Gerador

A operação das máquinas síncronas é limitada por alguns fatores, como as perdas decorrentes do carregamento da máquina, que são as chamadas perdas no ferro e no cobre (I^2R , histerese e correntes parasitas). Estas perdas se manifestam tanto no estator quanto no rotor da máquina e atuam como fonte de calor, influenciando diretamente em sua elevação de temperatura. Excessivas temperaturas provocam uma rápida degradação do sistema de isolamento, diminuindo sua vida útil e, em consequência, a da máquina como um todo. Para cada máquina existem limites preestabelecidos no projeto para tais

perdas, a fim de que as elevações de temperatura permaneçam dentro dos limites suportados pela classe de isolamento [10].

A potência elétrica que um gerador pode fornecer em seus terminais é uma função do ângulo de carga (δ), que representa o defasamento entre a força eletromotriz (ou tensão interna E_a) e a tensão disponível no terminal (V_a), conforme mostra a Fig. II.6.

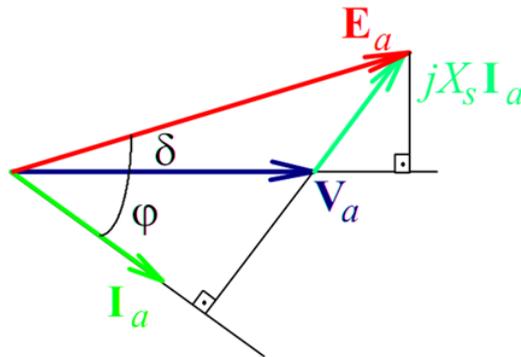


Fig. II.6 -Diagrama Fasorial.

A potência aparente é dada por:

$$S = V_a \cdot I_a^* \quad (2.4)$$

Observando o diagrama da Fig. II.6 e considerando o valor de R_a desprezível, conclui-se que:

$$I_a^* = \left| \frac{E_a - V_a}{jX_s} \right|^* \quad (2.5)$$

Substituindo (2.5) em (2.4),

$$S = \frac{|V_a||E_a|}{|jX_s|} \angle 90^\circ - \delta - \frac{|V_a|^2}{|jX_s|} \angle 90^\circ \quad (2.6)$$

A partir de (2.6) as potências ativa e reativa são expressas por:

$$P = \frac{V_a E_a}{X_s} \cos (90^\circ - \delta) - \frac{V_a^2}{X_s} \cos (90^\circ) \quad (2.7)$$

$$Q = \frac{V_a E_a}{X_s} \text{sen}(90^\circ - \delta) - \frac{V_a^2}{X_s} \text{sen}(90^\circ) \quad (2.8)$$

Multiplicando pelo número de fases, tem-se:

$$P_{3\phi} = 3 \frac{V_a E_a}{X_s} \text{sen}(\delta) \quad (2.9)$$

$$Q_{3\phi} = 3 \frac{V_a E_a}{X_s} \text{cos}(\delta) - 3 \frac{V_a^2}{X_s} \quad (2.10)$$

Assim, para condições de tensão e excitação fixas, a máxima potência que pode ser fornecida pelo gerador ocorre quando o ângulo $\delta=90^\circ$. Este valor é chamado de “limite estático de estabilidade” e é expresso pela equação (2.11).

$$P_{3\phi \max} = 3 \frac{V_a E_a}{X_s} \quad (2.11)$$

$$M = \frac{P_{3\phi}}{\omega_s} = 3 \frac{V_a E_a \text{sen}(\delta)}{\omega_s X_s} \quad (2.12)$$

Onde ω_s é a velocidade síncrona.

A equação (2.12) mostra a relação entre o torque da máquina síncrona e o ângulo de carga, que pode ser visualizada graficamente na Fig. II.7. Uma elevação no torque fornecido pela máquina primária provoca um aumento do ângulo de carga, até que o torque eletromagnético do gerador restabeleça o equilíbrio das forças no eixo. Porém, quando o ângulo δ ultrapassa o seu valor máximo, os torques não podem mais ser balanceados, levando a máquina à perda de sincronismo.

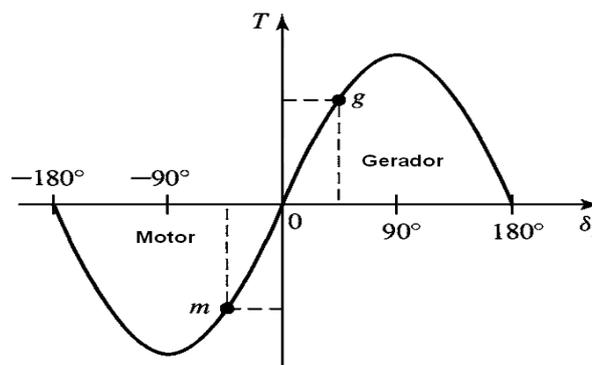


Fig. II.7 - Característica do torque em função do ângulo de carga [50].

Em condições de operação com fator de potência fortemente capacitivo, a tensão E_a (que depende da corrente de excitação no campo) pode chegar a valores muito baixos, levando o gerador para pontos de operação iguais ou próximos do limite de estabilidade; ainda que os limites de perdas sejam satisfeitos. Esta condição é inaceitável [10].

As máquinas de pólos salientes, devido à própria existência da saliência dos pólos, possuem uma variação no entreferro, possuindo valores menores na proximidade dos pólos e maiores na direção perpendicular aos mesmos. Este fato, de forma simplificada, faz com que a reatância na direção dos pólos seja maior do que na perpendicular ao mesmo. As reatâncias na direção dos pólos e na perpendicular ao mesmo são chamadas de, respectivamente, reatância de eixo direto (X_d) e reatância de quadratura (X_q). As equações para as potências ativa e reativa por fase, no caso destas máquinas, são as seguintes:

$$P_{1\phi} = \frac{V_a E_a}{X_d} \text{sen}(\delta) + \frac{V_a^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{sen}(2\delta) \quad (2.13)$$

$$Q_{1\phi} = \frac{V_a E_a}{X_d} \text{cos}(\delta) - \frac{V_a^2}{2} \left(\frac{\text{cos}^2(\delta)}{X_d} - \frac{\text{sen}^2(\delta)}{X_q} \right) \quad (2.14)$$

A máquina primária fornece a potência mecânica através da transformação de uma forma primária de energia. Portanto, é possível que em alguns casos a potência da máquina primária também seja um limite para a operação do gerador [10].

Em resumo, os fatores que limitam o campo de operação dos geradores síncronos são os seguintes [10]:

- Tensão terminal;
- Corrente de armadura;
- Corrente de campo;
- Limite de estabilidade;
- Excitação mínima permissível;
- Capacidade da máquina primária.

II.3.2 Curva de Capabilidade de um Gerador

A curva de capacidade consiste em um método gráfico de representar os limites operacionais do gerador, onde se cria um diagrama no qual no eixo horizontal tem-se a potência reativa da máquina e no vertical a potência ativa. A curva final é formada por várias curvas que representam os fatores que limitam a operação da máquina em regime permanente. Um exemplo gráfico deste conjunto de curvas é fornecido pela Fig. II.8.

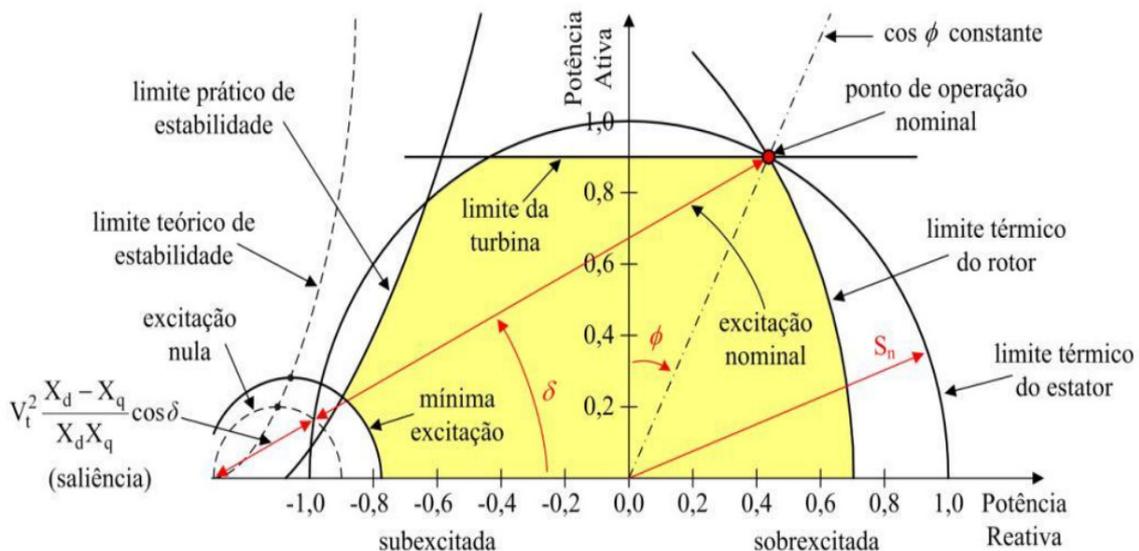


Fig. II.8 - Curvas que formam a Carta de Capabilidade [9].

Pode-se descrever as curvas mostradas na Fig. II.8 como [10]:

- a) **Limite térmico do estator** - limite de perdas no cobre, no circuito da armadura ($R_A I_A^2$), limitando a corrente de armadura I_A . Esta curva traduz a corrente do estator. Graficamente pode ser obtido por um círculo centrado na origem, com raio igual à potência aparente (S), sendo que, nessas condições, os valores de P e Q aceitáveis devem corresponder a pontos no interior ou sobre a curva.
- b) **Limite térmico do rotor** - limitação de perdas no cobre, no circuito de campo ($R_{ex} I_{ex}^2$), limitando a corrente de campo I_{ex} . Esta curva, correspondente à tensão máxima de excitação para as condições especificadas.

- c) **Limite da turbina** - limite da potência máxima possível de ser entregue pela turbina ao gerador, não há influência da tensão terminal no seu valor.
- d) **Limite teórico de estabilidade** - limitação da potência do gerador em função do ângulo de potência (δ).
- e) **Limite prático de estabilidade** - limitação imposta já considerando uma folga em relação ao limite teórico, a fim de evitar operação próxima à região de instabilidade.
- f) **Mínima Excitação** - determinado pela limitação imposta pelo sistema de excitação, a fim de evitar que a máquina opere próximo ao regime de instabilidade.

Ao traçar uma curva entre as interseções das curvas limites obter-se-á uma região de operação que não deverá ser ultrapassada em regime permanente, sob pena do comprometimento da vida útil da máquina geradora em questão; entretanto, devido à inércia térmica das máquinas os limites térmicos podem ser excedidos por curtos períodos de tempo.

II.3.3 Aplicativo para traçar a Curva de Capabilidade

O projeto deste software foi realizado tendo em vista facilitar a incorporação deste recurso em outros aplicativos que rodem no sistema operacional *MS Windows (NT, 2000, XP)*. Para tal utilizou-se neste desenvolvimento a tecnologia *ActiveX* da *Microsoft*.

O *ActiveX* é uma estrutura de suporte, que permite a construção de componentes de software reutilizáveis, também chamados de controles. Trata-se de um conjunto de tecnologias criadas pela *Microsoft* para facilitar a integração entre diversas aplicações de forma independente da linguagem de programação em que foram escritos [13]. Os controles (*ActiveX*) são, mais comumente, encontrados em aplicações de navegadores da *internet*, como o *Internet Explorer*, com o objetivo de personalizar aplicativos para exibição de arquivos ou segurança de dados.

A plataforma escolhida para o desenvolvimento foi o *Borland C++ Builder*, por ser um ambiente favorável ao desenvolvimento rápido de softwares contando com vários recursos, sobretudo na parte gráfica.

Como os controles devem ser hospedados por outros programas, um programa de teste foi escrito, sendo o mesmo exibido na Fig. II.9.

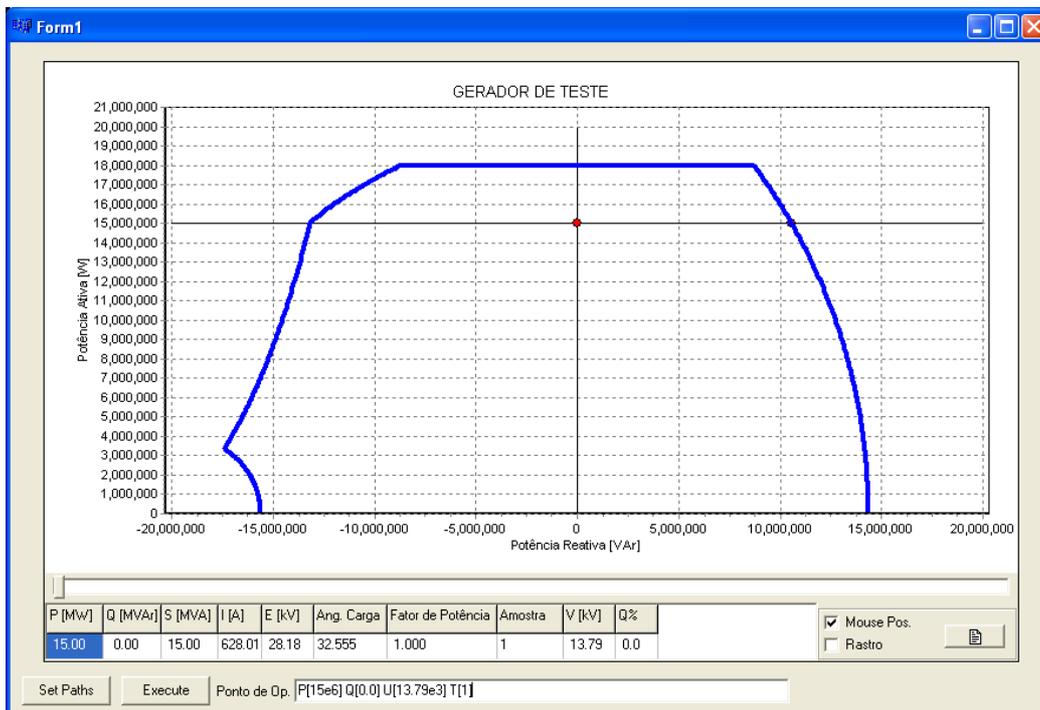


Fig. II.9 - Tela do Programa de Teste.

Os dados para o traçado da curva de capacidade devem ser passados para o controle pelo programa hospedeiro.

A curva de capacidade é traçada a partir dos valores de potência aparente, do fator de potência e das tensões nominais, além da potência máxima da máquina primária e dos valores de X_d e X_q (ou X_s).

Os seguintes dados são necessários:

- Tensão (p.u);
- Potência da Turbina (p.u);
- Fator de Potência do gerador;
- Potência do Gerador (MVA);
- X_d (p.u);
- X_q (p.u).

Os dados são enviados para o controle na forma de um vetor de caracteres conhecidos como *string*. O formato utilizado é o seguinte:

Comando **MSPAR**: lista de parâmetros; - define os parâmetros do gerador e da máquina primária;

Parâmetros:

- NOME[xxxxx] – Texto que aparecerá no título da curva limite de 100 caracteres;
- XD[nn.nn] – Valor do X_d do gerador em p.u.;
- XQ[nn.nn] - Valor do X_q do gerador em p.u.;
- SN[nn.nnen] – Potência aparente total do gerador;
- PT[nn.nnen] - Potência ativa da máquina primária;
- UN[nn.nen] – Tensão nominal do gerador;
- FP[nn.nn] – Valor do fator de potência do gerador.

Exemplo: “MSPAR: NOME[Gerador de Teste] XD[1.25] XQ[0.85] SN[20.0e6] PT[18.0e6] UN[13.8e3] FP[0.9];”

Comando **OPPNT**: lista de parâmetros; - define o ponto de operação do gerador.

Parâmetros:

- P[nn.nnen] - Potência ativa (atual) do gerador;
- Q[nn.nnen] - Potência reativa (atual) do gerador;
- U[nn.nnen] – Tensão nos terminais (atual) do gerador;
- T[nnnn] – Índice do ponto de operação*, 1-1440.

Exemplo: “OPPNT: P[15.0e6] Q[2.0e6] U[13.8e3] T[1];”

* Indica a posição em que o ponto de operação será inserido dentro do vetor de pontos de operação, que atualmente está limitado em 1440 pontos.

Comando **LIMPA;** - Apaga os dados do gerador da memória do programa;

Exemplo: “LIMPA;”

A curva será traçada automaticamente depois de recebido o comando MSPAR. Após a o primeiro traçado, a curva será atualizada sempre que houver um novo ponto de operação definido pelo comando OPPNT.

O usuário encontra na tela do aplicativo as funções realçadas na Fig. II.10.

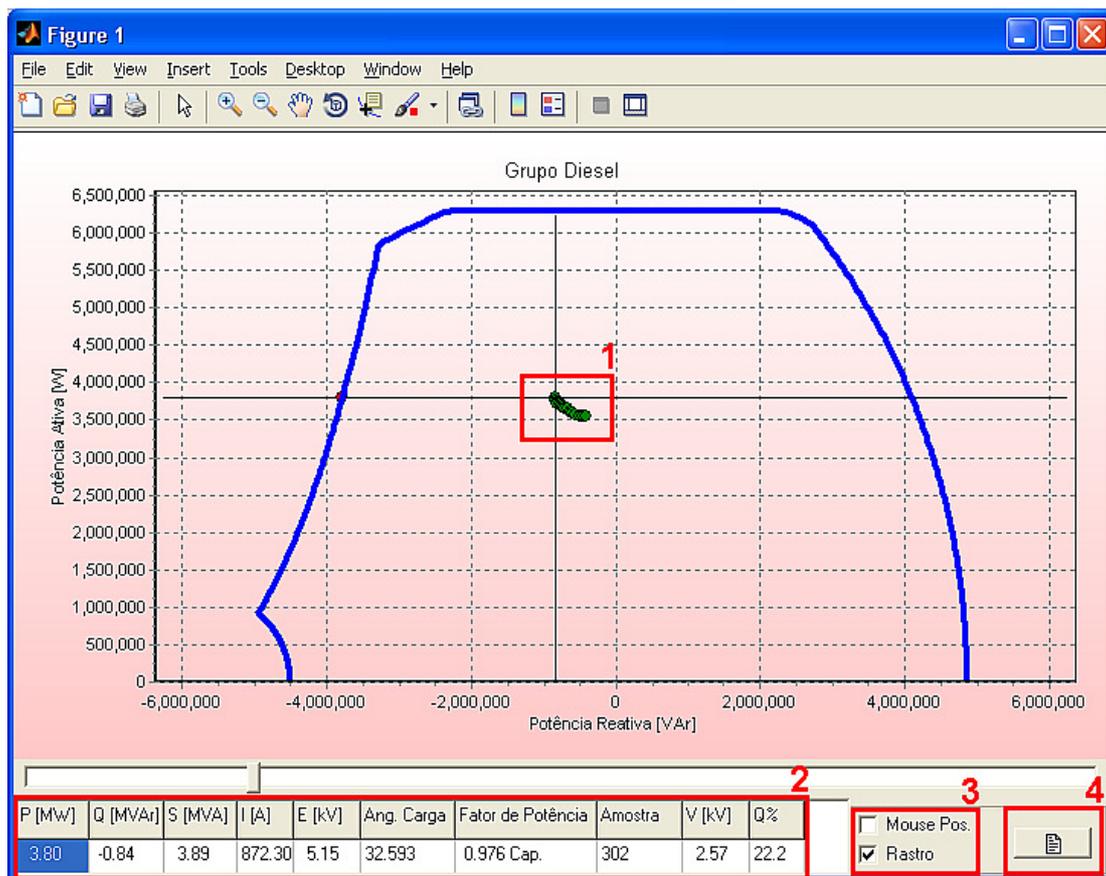


Fig. II.10 Comandos do ActiveX.

Segue a descrição destas funções:

1. Cursor indicador do ponto de operação;
2. Tabela contendo os valores medidos e calculados do gerador para cada respectivo ponto de operação. Os dados disponíveis são:
 - Potência Ativa MW;
 - Potência Reativa MVAr;
 - Potência Aparente MVA;
 - Corrente na armadura A;
 - Tensão induzida kV
 - Ângulo de carga (δ)
 - Fator de Potência do Gerador;
 - Tensão nos Terminais do Gerador kV;
 - Percentual da Potência Reativa em Relação ao limite mais próximo;

3. Opções de visualização e controle do cursor – através destes controles o usuário pode habilitar o controle manual do cursor e exibir ou esconder o rastro do mesmo;
4. Comando de exibição e edição dos parâmetros do gerador, como detalha a Fig. II.11.

Fig. II.11 - Parâmetros do Gerador.

Para alertar o operador o aplicativo altera a cor do fundo do gráfico, tendendo para o vermelho sempre que o gerador se aproxima dos limites de operação, o que pode ser visto na Fig. II.12.

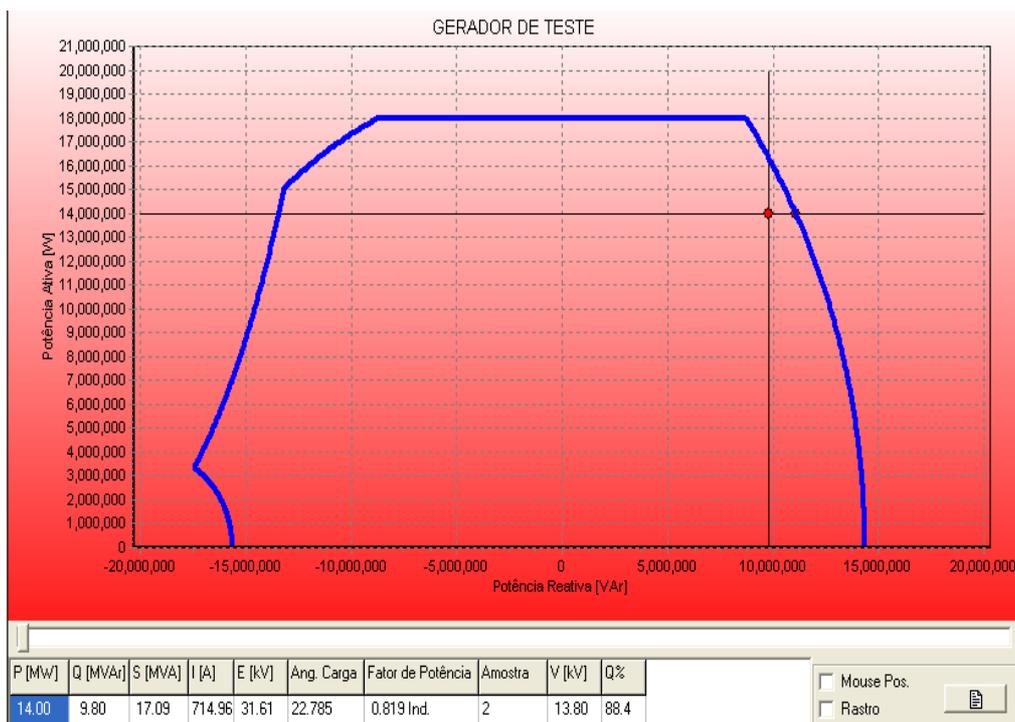


Fig. II.12 - Alteração da cor para alertar o operador.

O aplicativo permite visualizar as curvas que compõe o diagrama final, para isto basta pressionar o botão direito do *mouse* sobre o gráfico, aparecendo um *menu* onde poderão ser selecionadas as curvas, como ilustra a Fig. II.13.

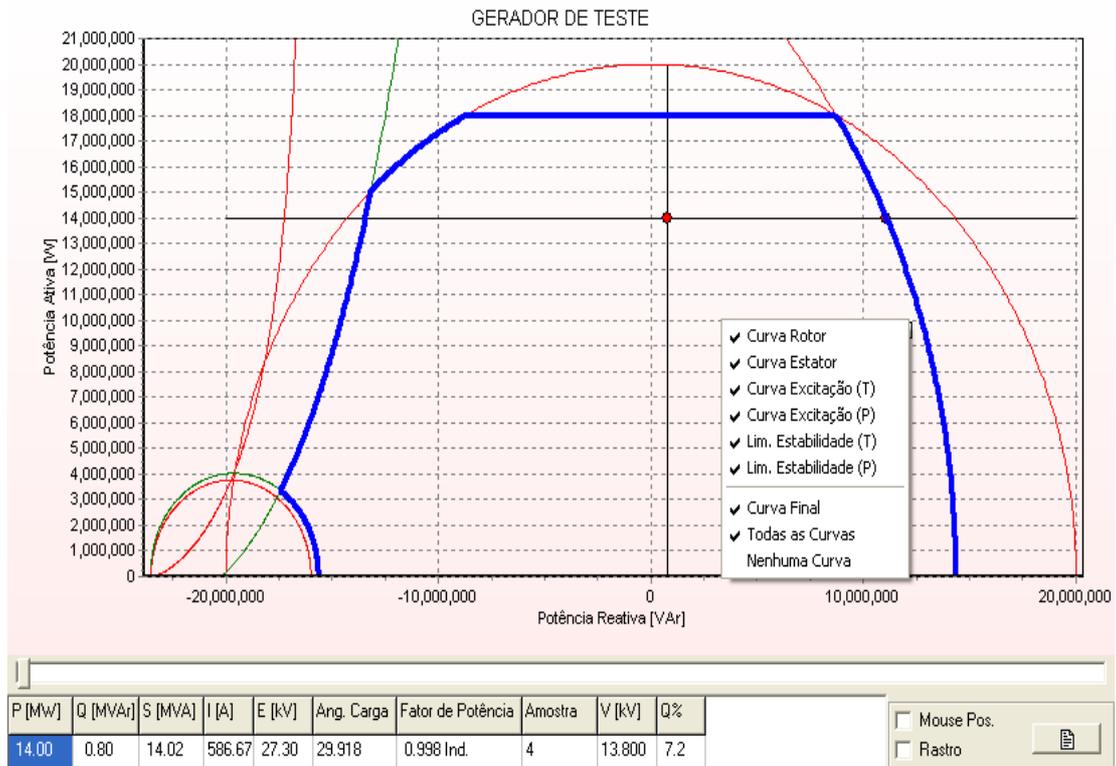


Fig. II.13 - Exibição das Curvas.

II.3.4 Teste do Controle da Curva de Capabilidade em Ambiente Simulado

Um teste inicial para o controle foi realizado através do aplicativo *Simulink*, com o propósito de averiguar a funcionalidade do aplicativo, foi realizada uma simulação de partida de um motor de indução trifásico (MIT) alimentado por um Grupo-Diesel. Uma vez que este tipo de acionamento é responsável por grande parte dos problemas de afundamento de tensão em sistemas isolados. O esquemático da simulação pode ser vista na Fig. II.14.

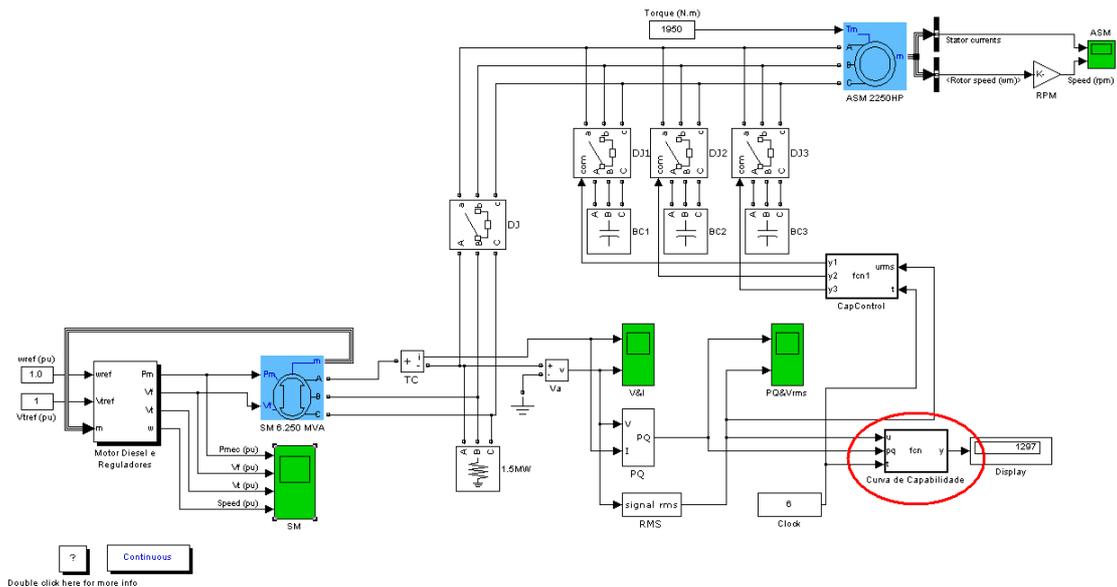


Fig. II.14 - Monitoração da Partida de Um MIT alimentado por um Grupo-Diesel.

Nesta simulação ocorre a partida direta de um MIT de 2250 HP, em um sistema isolado contando apenas uma única unidade geradora, um Grupo-Gerador Diesel (GD) de 6,250 MVA, tensão nominal de 2,4 kV. Este grupo alimenta, ainda, uma carga resistiva de 1,5 MW. No esquemático da Fig. II.14, o controle da curva de capacidade é ativado pelo bloco de função destacado na figura pelo círculo vermelho. Para auxiliar na compensação de reativo durante a partida, foram inseridos três bancos de capacitores que são retirados durante o processo de partida evitando sobretensões excessivas.

Para o sistema de excitação foi utilizado o modelo proposto em [14] de um sistema de excitação CC, implementado no próprio *Simulink* e ilustrado na Fig. II.15.

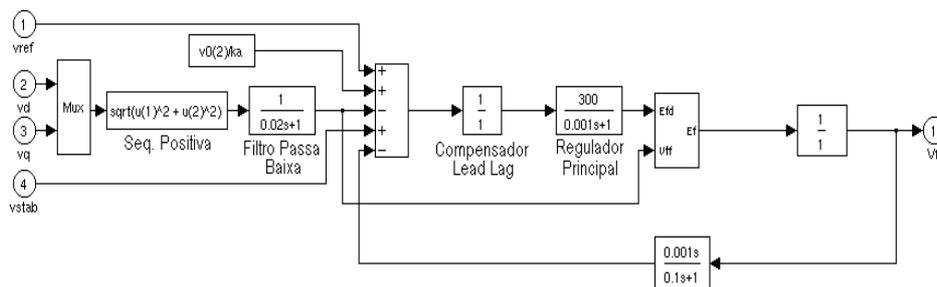


Fig. II.15 - Modelo do Sistema de Excitação.

Os reguladores de tensão e velocidade foram implementados pelos blocos padrões do *Simulink*, com base nos modelos extraídos de [15] e podem ser vistos na Fig. II.16.

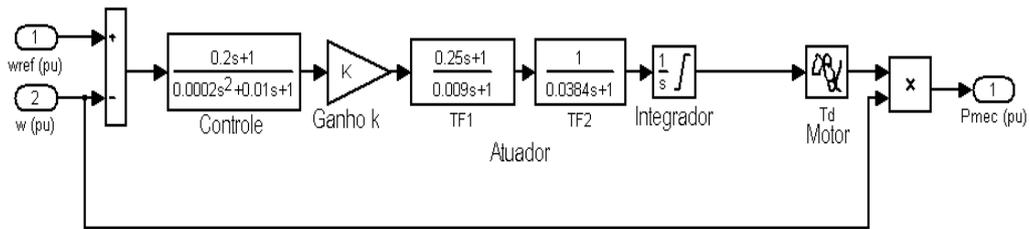


Fig. II.16 - Modelo dos Reguladores de Vel. e Tensão.

A *string*, contendo os parâmetros do Grupo-Gerador, enviada ao controle pelo bloco do *simulink* foi: 'MSPAR: NOME[Grupo Diesel] XD[1.56] XQ[1.06] SN[6.25e6] PT[6.3e6] UN[2.4e3] FP[0.85];'.

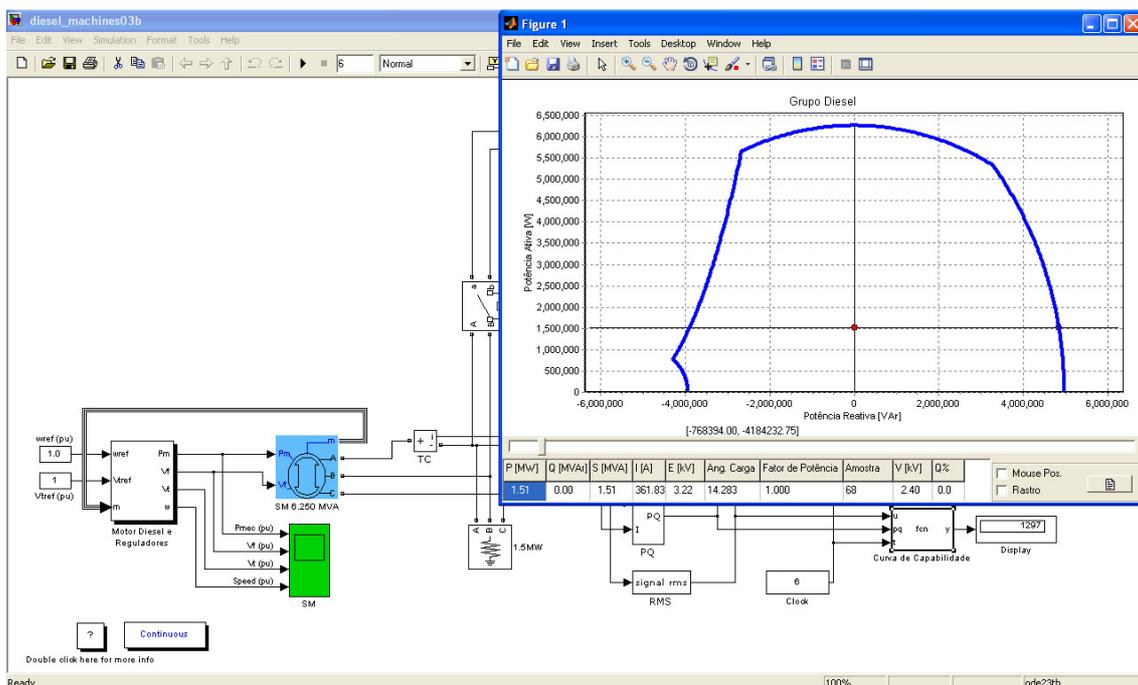


Fig. II.17 - Início da Simulação Com a Curva de Capacidade.

A janela “*Figure 1*” surge logo após o início da simulação e pode ser vista no canto superior direito da Fig. II.17. No instante inicial a única carga sendo alimentada pelo grupo-gerador é de 1,5 MW (banco de resistência) o valor da tensão é o nominal de 2,4kV. A Fig. II.18 registra um momento logo em seguida à partida do MIT. Neste momento, pode-se perceber que mesmo com a utilização dos bancos de capacitores houve uma queda na tensão do barramento para 2,21kV. Observa-se, também, que devido à redução no valor da tensão fornecida pelo gerador, houve uma contração da área da carta de capacidade. Este aspecto é interessante, pois normalmente os operadores contam com curvas fixas fornecidas pelos fabricantes para valores predefinidos de tensão e não a curva real para qualquer valor real de tensão no

barramento das máquinas. O ponto de operação mostrado leva o gerador a trabalhar mais próximo dos limites da curva, o que é indicado pelo tom mais avermelhado do gráfico da Fig. II.18.

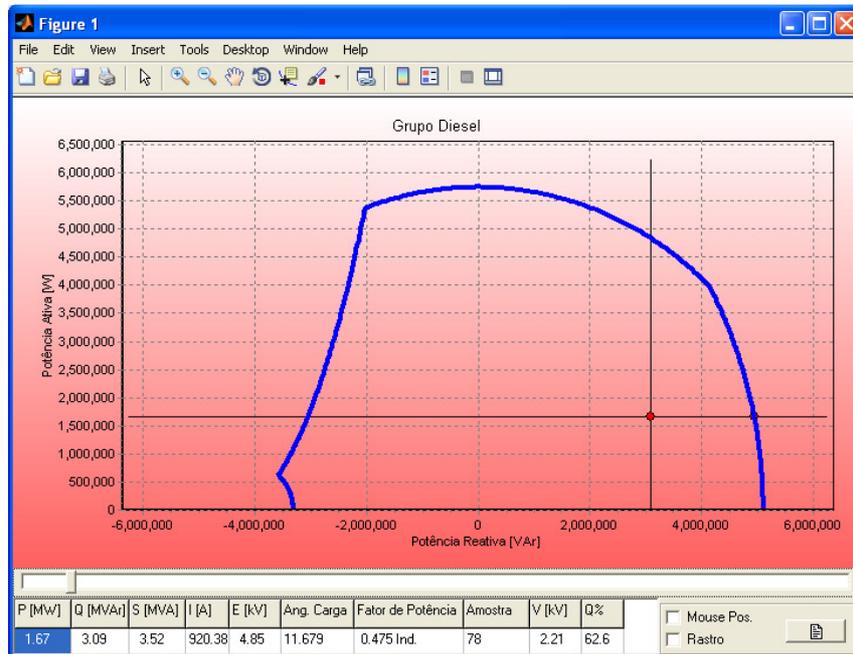


Fig. II.18 - Simulação Com a Curva de Capabilidade - Partida do MIT.

Próximo ao final do processo de partida do motor o valor do fator de potência torna-se menos indutivo, o que leva a um acréscimo na tensão do barramento, e conseqüentemente a expansão da curva, conforme registrado na Fig. II.19. Deve-se chamar a atenção para o detalhe da ativação da função “rastros”, que permite acompanhar o comportamento do ponto de operação.

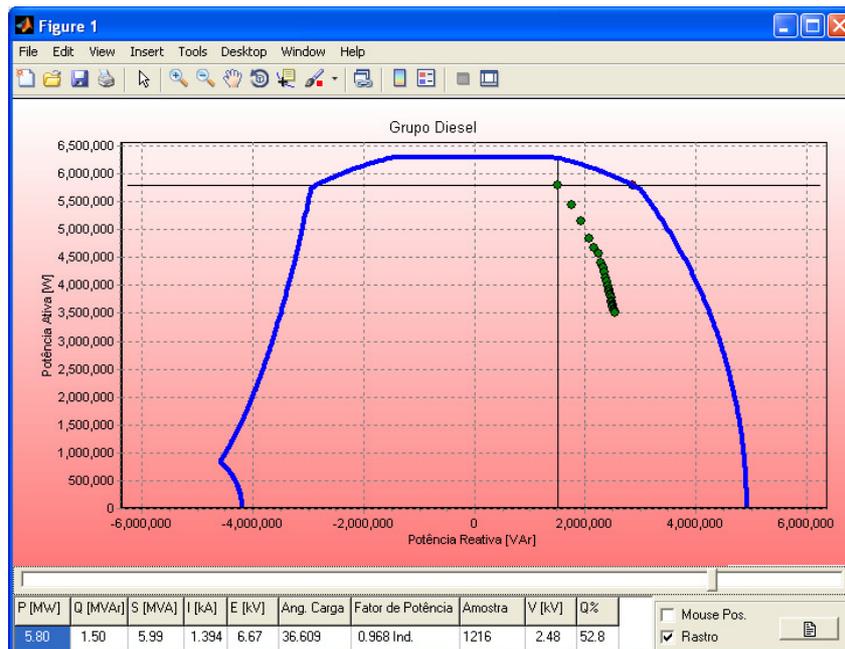


Fig. II.19 - Simulação Com a Curva de Capabilidade - Final da Partida do MIT.

O aplicativo guarda todos os dados exibidos durante a simulação ou operação em sua memória, onde as informações permanecem disponíveis para o usuário. Este recurso permite ao operador rever livremente todos os pontos de operação em função de seus pontos de interesse.

As aplicações em ambiente simulado não contêm ruídos ou medidas errôneas, como nos sistemas reais. Portanto, para o uso prático desta ferramenta, em um sistema elétrico de potência, torna-se necessário a utilização de uma ferramenta que possa filtrar os dados, permitindo que se obtenha a devida precisão. Uma ferramenta amplamente utilizada para este fim é o Estimador de Estados, que será o assunto do próximo tópico.

II.3.5 Estimador de Estados

Nas últimas décadas, a utilização de aplicativos para monitoração e análise da segurança da operação de sistemas elétricos de grande porte tem ampliado de forma notória; pois os sistemas elétricos de potência necessitam de uma operação adequada, em tempo real, para tal é necessário conhecer os estados do sistema. Com este propósito os modernos centros de operação (COS) estão utilizando uma poderosa ferramenta conhecida como Estimador de Estados em Sistemas de Potência (EESP). Esta ferramenta possui a função de fornecer dados confiáveis, em tempo real, provenientes de telemidas que são, em geral, redundantes e corrompidas por erros de medição. As leituras mais comuns são: tensão nas barras, injeção de potência nas barras, fluxo de potência nas linhas de transmissão e corrente nas linhas de transmissão [7].

O estimador de estados, na realidade, consiste em um conjunto de algoritmos que processam telemidas que são fornecidas pelo sistema supervisório de controle e de aquisição de dados (*SCADA - Supervisory Control and Data Acquisition*) instalado no sistema. A principal função do EESP é fornecer uma base de dados, em tempo real, confiável, permitindo ao operador do sistema manter a segurança operativa da rede [7].

As medidas processadas pelo estimador de estados são geralmente do tipo:

- Magnitude das tensões (V);
- Injeções de potência ativa (P) e reativa (Q);
- Fluxos de potência ativa (t) e reativa (u);
- Excepcionalmente, a corrente elétrica (I) em alimentadores de distribuição de energia elétrica.

Estas medidas permitem ao EESP estimar valores para a tensão (módulo e ângulo) em todas as barras da rede elétrica, descrevendo o estado do sistema em regime permanente de funcionamento. Outras grandezas podem ser estimadas de forma virtual, ou seja, obtidas indiretamente sem a utilização de instrumentos de medição específicos, como: injeções de potência ativa e reativa em barras de transferência. Estas medidas são conhecidas como **pseudomedidas**, sendo informações igualmente importantes para revelar a margem de segurança operativa do sistema. As aplicações de maior relevância dos estimadores de estados são [8]:

- Monitoração da Segurança – permitir observar a condição atual de operação do sistema, exemplo: normal, alerta, emergência, extremo e restaurativo;
- Análise da Segurança – permite avaliar os efeitos de eventuais contingências no sistema;
- Previsão de Carga – estima a demanda futura das barras do sistema.

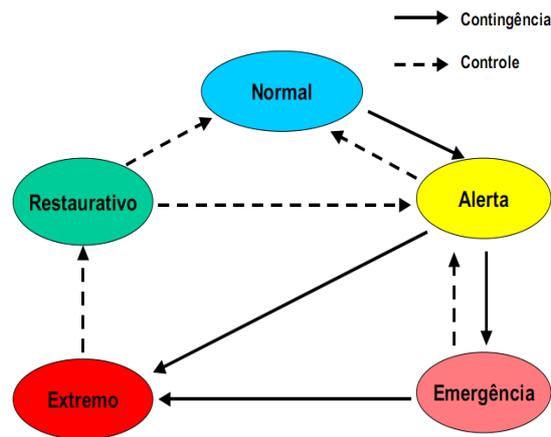


Fig. II.20 - Estados Operativos de um Sistema Elétrico [7].

O operador do sistema pode ser orientado através dos resultados fornecidos pelo EESP sobre o estado atual da rede, auxiliando-o na tomada de decisões com relação às ações de controle mais efetivas a serem adotadas e em prol de resgatar a margem de segurança operativa. Os estados, bem como as possíveis transições que o ponto operativo do sistema elétrico pode assumir estão ilustrados na Fig. II.20.

As etapas envolvidas no processo de estimação de estados são geralmente as seguintes [8]:

- **Obtenção da topologia do sistema** – o configurador de sistema é encarregado de determinar a topologia e a correspondente configuração

dos medidores, a partir das medidas lógicas e das informações quanto ao tipo e localização dos medidores instalados no sistema.

- **Análise e restauração da observabilidade do sistema** – caso seja possível obter a estimação do estado de todas as barras do sistema, através do modelo obtido pelo configurador de sistema pelas medidas analógicas e virtuais disponíveis, o sistema é dito observável como um todo, com relação ao conjunto de medidas disponível. Caso as medidas disponíveis não sejam suficientes para determinar todos os estados do sistema, determinam-se então as partes observáveis, isto é, as ilhas observáveis.
- **Estimação de Estados** – o EESP determina o estado de todas as barras do sistema considerando a topologia do sistema, seus parâmetros armazenados no banco de dados e o conjunto disponível de medidas analógicas e virtuais aquisitadas.
- **Processamento de erros grosseiros (EGs)** - As medidas analógicas fornecidas ao EESP estão sujeitas aos EGs, que levam o processo de estimação a estados não verdadeiros, ou, até mesmo, a não convergência. O EE deve ser robusto o suficiente para detectar e identificar a ocorrência de medidas com EGs. Em seguida, as medidas identificadas como portadoras de EGs são eliminadas do conjunto de medidas aquisitadas e os estados são estimados novamente.

Quanto à formulação matemática os estimadores de estados podem ser classificados em [7]:

- Estimadores baseados no método de Mínimos Quadrados Ponderados (MQP);
- Estimadores baseados no método de Mínimo Valor Absoluto.

Os estimadores baseados no MQP, quanto ao algoritmo de solução podem ser classificados em [7]:

- Solução via Equação Normal de Gauss (Método Clássico);
- Solução via Métodos Ortogonais (Golub, Rotações de Givens);
- Solução via Métodos Híbridos;

- Solução via Método da Matriz Aumentada (Hactel's Method);
- Solução via Método Desacoplado Rápido (Soluções: $P - \delta$ e $Q - V$).

Em determinadas situações nem sempre é possível obter o modelo exato do sistema, pois na maior parte dos casos os modelos são aproximações. As incertezas na identificação dos parâmetros, ou no modelo da dinâmica do sistema, somadas aos ruídos dos sensores e modificações não relatadas na topologia fazem com que o modelo adotado não reflita na íntegra a realidade do sistema.

Portanto, para que não ocorra uma degradação do desempenho do estimador em face às mudanças e imperfeições do modelo, estes devem ser projetados de maneira a tentar limitar, dentro do possível, os efeitos das incertezas nos valores estimados.

Para este propósito são utilizados os estimadores do tipo robusto como o Estimador-M (Máxima Verossimilhança), proposto por Huber [16] e introduzida em sistemas de potência por Merrill e Schweppe [17]. Considera-se o estimador como estatisticamente robusto, quando este permanece insensível a presença de medidas contaminadas com desvios significativos sem afetar o ajuste do modelo adotado [51].

No próximo tópico será abordado o aplicativo desenvolvido e sua aplicação utilizando os dados provenientes do estimador de estados robusto. Este texto não tem como objetivo comparar o uso ou eficiência dos estimadores e sim a sua utilidade prática no intuito de prover dados mais confiáveis com relação os pontos operativos dos geradores síncronos. Um maior detalhamento sobre os modelos de estimadores de estados, bem como o equacionamento dos mesmos, estão descritos nas referências [7], [8] e [51].

II.3.6 Monitoração dos Geradores através do aplicativo Curva de Capabilidade utilizando o Estimador de Estados

O estimador de estados permite filtrar ou prever os valores de um sinal que está corrompido, por ruídos, falhas dos medidores ou perturbações no sistema, ou sequer pode ser lido diretamente. O aplicativo utilizado neste trabalho é o VDTAP, este *software* foi desenvolvido para ser aplicado ao sistema de transmissão de energia da companhia estadual de energia elétrica do Rio Grande do Sul (CEEE) por Dallochio [23]. A Fig. II.21 mostra um exemplo da tela do aplicativo, onde estão exibidos os dados do sistema, como identificação das barras, níveis de tensão, etc.

Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul - CEEF / Estimador de Estados Robusto - [C:\Eben\Doutorado\Projects\VDTAP_PROJ\VDelta\C\Dat\Mod\Inov]

Barramentos

ID	Identificação	Tensão	Base [kV]	Limites de Tensão		Localização	
				Convergência	Operação	Área	Subestação
901	Nome CHA 2CF Sistema Sistema (Ref: 979)	V [pu] 1,00000 Theta [°] 0,00000	13,80	Inferior 0,80000 Superior 1,20000	Inferior 0,95000 Superior 1,05000	Área 19	Subestação SubEstacao - Area 19
930	Nome ALE 138 Sistema Sistema (Ref: 979)	V [pu] 1,00000 Theta [°] 0,00000	138,00	Inferior 0,80000 Superior 1,20000	Inferior 0,95000 Superior 1,05000	Área 20	Subestação SubEstacao - Area 20
936	Nome BGR 230 Sistema Sistema (Ref: 979)	V [pu] 1,00000 Theta [°] 0,00000	230,00	Inferior 0,80000 Superior 1,20000	Inferior 0,95000 Superior 1,05000	Área 20	Subestação SubEstacao - Area 20
951	Nome CHA 230 Sistema Sistema (Ref: 979)	V [pu] 1,00000 Theta [°] 0,00000	230,00	Inferior 0,80000 Superior 1,20000	Inferior 0,95000 Superior 1,05000	Área 20	Subestação SubEstacao - Area 20
955	Nome CND 525 Sistema Sistema (Ref: 979)	V [pu] 1,00000 Theta [°] 0,00000	525,00	Inferior 0,80000 Superior 1,20000	Inferior 0,95000 Superior 1,05000	Área 20	Subestação SubEstacao - Area 20
956	Nome CND 230 Sistema Sistema (Ref: 979)	V [pu] 1,00000 Theta [°] 0,00000	230,00	Inferior 0,80000 Superior 1,20000	Inferior 0,95000 Superior 1,05000	Área 20	Subestação SubEstacao - Area 20
962	Nome FAR 230 Sistema Sistema (Ref: 979)	V [pu] 1,00000 Theta [°] 0,00000	230,00	Inferior 0,80000 Superior 1,20000	Inferior 0,95000 Superior 1,05000	Área 20	Subestação SubEstacao - Area 20
963	Nome MCL 230 Sistema Sistema (Ref: 979)	V [pu] 1,00000 Theta [°] 0,00000	230,00	Inferior 0,80000 Superior 1,20000	Inferior 0,95000 Superior 1,05000	Área 20	Subestação SubEstacao - Area 20
964	Nome CA5 525 Sistema Sistema (Ref: 979)	V [pu] 1,00000 Theta [°] 0,00000	525,00	Inferior 0,80000 Superior 1,20000	Inferior 0,95000 Superior 1,05000	Área 20	Subestação SubEstacao - Area 20
965	Nome CA5 230 Sistema Sistema (Ref: 979)	V [pu] 1,00000 Theta [°] 0,00000	230,00	Inferior 0,80000 Superior 1,20000	Inferior 0,95000 Superior 1,05000	Área 20	Subestação SubEstacao - Area 20
976	Nome GRA 525 Sistema Sistema (Ref: 979)	V [pu] 1,00000 Theta [°] 0,00000	525,00	Inferior 0,80000 Superior 1,20000	Inferior 0,95000 Superior 1,05000	Área 20	Subestação SubEstacao - Area 20
979	Nome NSR 525 Sistema Sistema (Ref: 979)	V [pu] 1,00000 Theta [°] 0,00000	525,00	Inferior 0,80000 Superior 1,20000	Inferior 0,95000 Superior 1,05000	Área 20	Subestação SubEstacao - Area 20
980	Nome NSR 230 Sistema Sistema (Ref: 979)	V [pu] 1,00000 Theta [°] 0,00000	230,00	Inferior 0,80000 Superior 1,20000	Inferior 0,95000 Superior 1,05000	Área 20	Subestação SubEstacao - Area 20
995	Nome ITA 525 Sistema Sistema (Ref: 979)	V [pu] 1,00000 Theta [°] 0,00000	525,00	Inferior 0,80000 Superior 1,20000	Inferior 0,95000 Superior 1,05000	Área 20	Subestação SubEstacao - Area 20
1010	Nome JLB 230 Sistema SEM SISTEMA	V [pu] 1,00000 Theta [°] 0,00000	230,00	Inferior 0,80000 Superior 1,20000	Inferior 0,95000 Superior 1,05000	Área 20	Subestação SubEstacao - Area 20
1041	Nome PFU 230 Sistema Sistema (Ref: 979)	V [pu] 1,00000 Theta [°] 0,00000	230,00	Inferior 0,80000 Superior 1,20000	Inferior 0,95000 Superior 1,05000	Área 20	Subestação SubEstacao - Area 20

Barra: Raros (LT, Transformadores, LTCs)
Barra: Raros (Capacitores e Resistores)
Medições (Sensores)

Fig. II.21 - Estimador de Estados Robusto - Tela de Dados do Sistema.

O VDTAP pode ser alimentado pelos dados em tempo real fornecidos pelo sistema SCADA, com uma taxa de atualização de uma “foto” (conjunto total de amostras lidas) por minuto, ou via histórico gerado pela mesma fonte. No exemplo que se segue, os dados utilizados são provenientes do histórico.

Foram processados os dados correspondentes à uma hora de supervisão da operação do sistema, A Fig. II.22 mostra a tela de execução do estimador, onde pode se acompanhar o andamento da estimação para cada “foto” do sistema. Permitindo observar o número iterações do processo e indicando se houve ou não convergência.

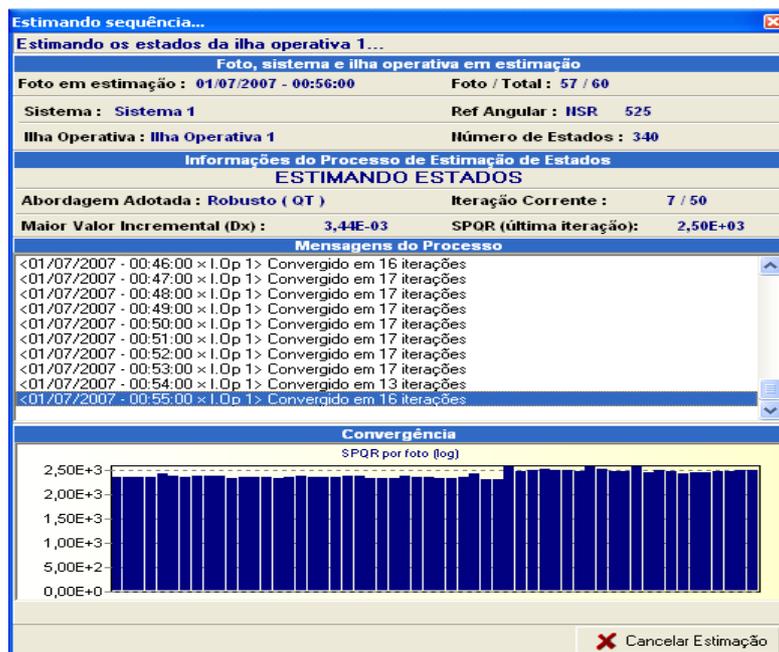


Fig. II.22 - Execução do Estimador.

Após o término da estimação a tela do controle da Curva de Capabilidade pode ser acessada e os pontos de operação de cada máquina geradora, monitorada pelo sistema SCADA, podem ser visualizados. Para isto o operador deve escolher qual unidade geradora deseja visualizar através do *menu* dados do gerador no canto inferior direito da tela exibida na Fig. II.23.

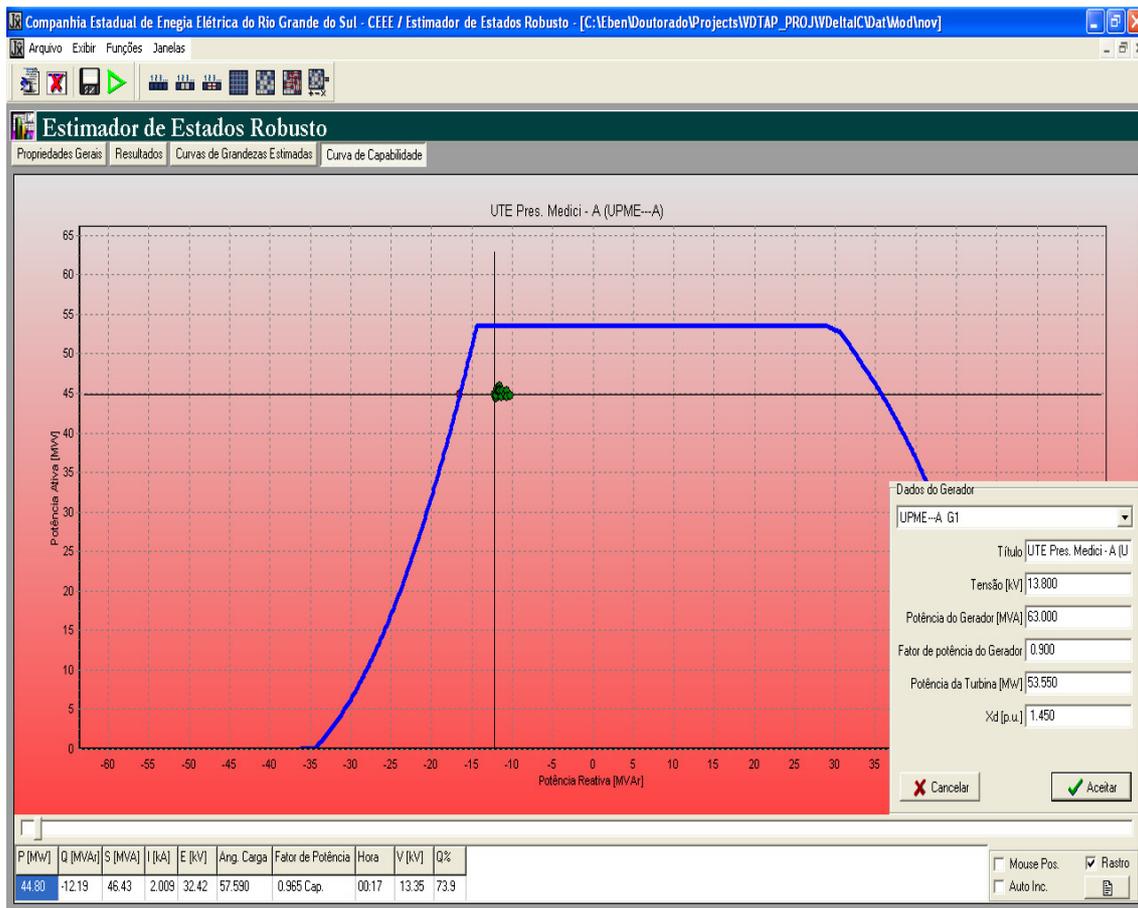


Fig. II.23 - Tela da Curva de Capabilidade no Estimador de Estados.

Os patamares de potências reativas das unidades geradoras, em geral, são pré-definidos. Havendo muitos casos onde não são levados em consideração os custos da produção e transmissão de energia reativa, o que acaba sendo repassado para os consumidores [24]. Esta prática, não somente, onera a produção e a distribuição, como também limita a capacidade de fornecimento de potência ativa das plantas geradoras, uma vez que os geradores utilizam sua capacidade de fornecer reativo para efetuar o controle dos níveis de tensão. Situação que pode ser observada pelas equações (2.9) e (2.10) que indicam que um aumento da potência reativa da máquina cria a necessidade de reduzir a potência ativa que pode ser disponibilizada para a carga.

A utilização de uma ferramenta que permite monitorar o ponto real de operação dos geradores pode ser de grande auxílio nesta questão, permitindo a otimização do processo como um todo. Metodologias como a proposta em [24] podem representar um exemplo de como tal otimização pode ser obtida.

Entretanto, devido ao acelerado aumento do consumo de energia, a capacidade do sistema de atender à crescente demanda reativa vem se reduzindo ao longo do tempo, a solução apresentada possui severas limitações. Para uma solução de maior eficácia, principalmente ao longo do tempo, surge a necessidade aplicação de novos métodos para aumentar a eficiência, como o uso da tecnologia *FACTS (Flexible AC Transmission Systems)*.

No próximo capítulo será apresentada uma topologia alternativa aos dispositivos *FACTS* usuais. Esta topologia associada ao aplicativo curva de capacidade tem a potencialidade de proporcionar um grande acréscimo à eficiência dos sistemas de geração distribuída.

Capítulo III

III.1 Resumo

Este capítulo aborda uma topologia alternativa para SVC para utilização em sistemas distribuídos, com objetivo de ser utilizado em conjunto com o aplicativo Curva de Capabilidade, mostrado no capítulo II; a fim de otimizar a geração e transmissão em sistemas distribuídos, conforme relatado no final do capítulo I.

III.2 Introdução

As máquinas síncronas representam os principais equipamentos utilizados para efetuar o controle da potência reativa. Estas máquinas permitem executar este controle de forma contínua, fornecendo potência reativa indutiva ou capacitiva. Esta característica pode ser ilustrada pela chamada curva “V”. Esta curva, ou conjunto de curvas, são traçadas variando a variar a corrente de excitação enquanto a potência ativa fornecida ao barramento é mantida constante.

A Fig. III.1 mostra as curvas “V” do gerador síncrono de pólos salientes da UHE Luiz Carlos Barreto [9].

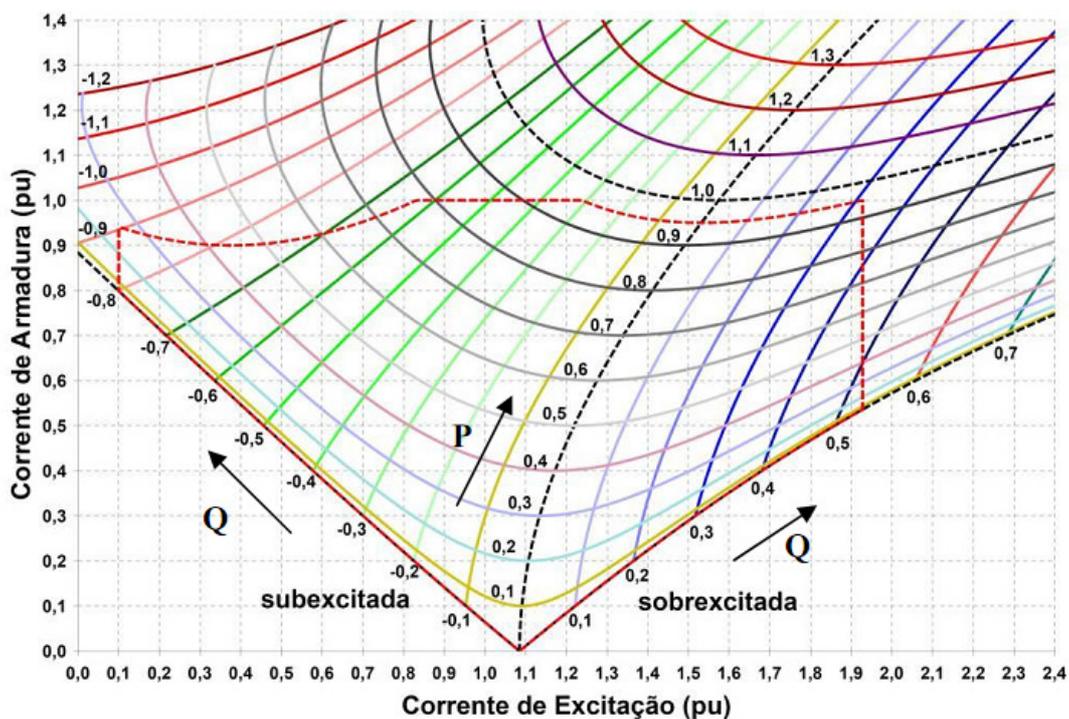


Fig. III.1 - Curva V de um Gerador Síncrono de pólos salientes [9].

A Fig. III.2 mostra as curvas “V” de um gerador síncrono de pólos lisos de 208 MVA da Usina Termelétrica a Termo Rio [9].

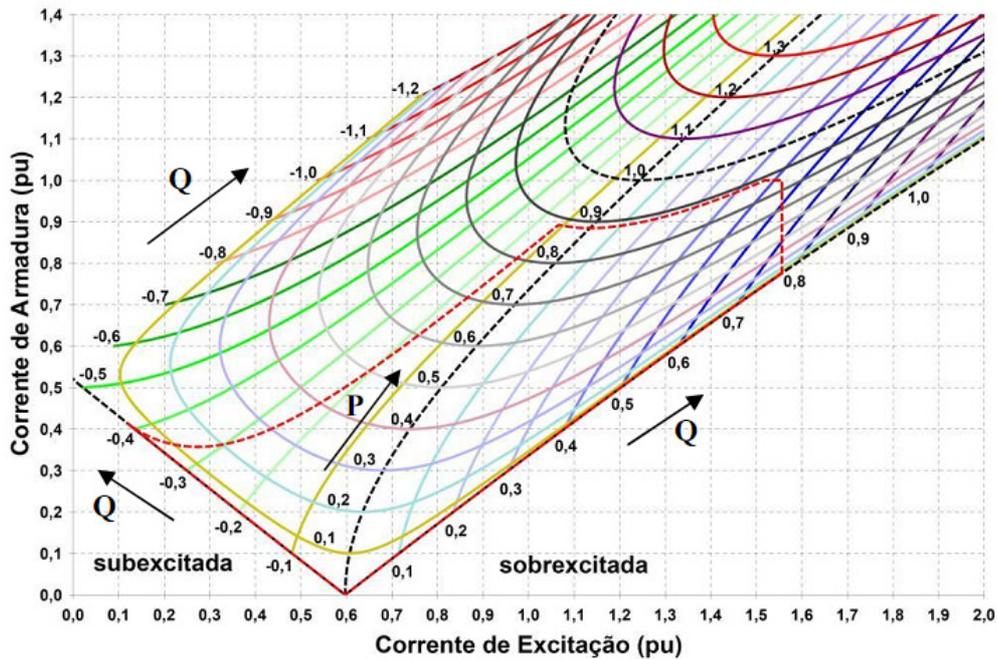


Fig. III.2 - Curva V de um Gerador Síncrono de pólos liso [9].

Algumas instalações utilizam motores síncronos dedicados para este fim, os chamados compensadores síncronos, ou geradores síncronos em estruturas especialmente projetadas para que estes operem motorizados.

Entretanto, este tipo de controle possui certas limitações como:

- A ação de controle é lenta devido à resposta típica do sistema de excitação, com constantes de tempo da ordem de centenas de milissegundos [41];
- Não permite o controle independente da potência reativa por fase [41].

III.3 FACTS (Flexible Alternate Current Transmission Systems)

O avanço da eletrônica de potência, principalmente a partir dos anos setenta, permitiu a uma maior incorporação de componentes eletrônicos nos sistemas de controle. Dispositivos como os tiristores, por exemplo, possibilitaram um novo método de controle, utilizando o chaveamento eletrônico. O que permitiu o desenvolvimento dos Controladores FACTS, dispositivos à base de eletrônica de potência que

proporcionando uma maior flexibilidade para o controle da operação do sistema de transmissão. O termo flexibilidade, geralmente, está associado à capacidade de acomodar as variações elétricas ou operacionais nos sistemas de transmissão mantendo uma margem de estabilidade satisfatória.

Os Controladores FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) foram introduzidos por Hingorani [25] em 1980 e são definidos pelo o IEEE (*The Institute of Electrical and Electronics Engineers*) juntamente com o CIGRÉ (*Conseil International des Grands Réseaux Electriques*) como sendo: “*Sistemas de transmissão de corrente alternada que incorporam controladores baseados em eletrônica de potência e mais outros controladores estáticos, para melhorar o controle e aumentar a capacidade de transferência de potência*” [26].

A aplicação de tais dispositivos permite:

- Melhor controle do fluxo de potência em rotas específicas de transmissão;
- Ampliação da capacidade de transmissão de potência das redes até próximo de seu limite térmico;
- Aumento da capacidade de transferência de potência entre determinadas áreas controladas reduzindo a margem de reserva da geração;
- Aumento significativo da segurança do sistema ao aumentar o limite de estabilidade transitória, limitando as correntes durante os curtos-circuitos e sobrecarga, assim como o efeito de outras falhas nos outros equipamentos;
- Amortecimento das oscilações eletromecânicas;
- Proporciona uma melhora do controle de emergência, aumentando a rapidez da atuação durante uma contingência;

Os Controladores FACTS podem ser classificados, geralmente, em quatro categorias, em função do tipo de conexão destes equipamentos ao sistema elétrico de potência [25]:

- **Controladores série** – podem ser uma impedância variável, como um capacitor, reator, etc., ou fontes de tensão variáveis baseadas em eletrônica de potência (Fig. III.3). O princípio de funcionamento baseia-

se no fato de que o produto de uma impedância variável pela corrente que flui através da linha representa uma queda tensão em série inserida na mesma. Enquanto essa tensão se mantiver em quadratura com a corrente, o controlador consome ou fornece potência reativa, para outras situações de ângulo de fase, haverá uma variação da potência ativa [26].

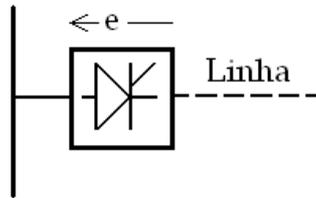


Fig. III.3 - Controlador série.

- **Controladores em derivação** – constituem, também, impedâncias variáveis, fontes variáveis, ou suas combinações, conectados em derivação a uma barra do sistema (Fig. III.4). Seu funcionamento deve-se ao fato de que uma impedância variável quando submetida a uma tensão resulta em um fluxo de corrente variável no sistema. A potência será reativa quando a corrente estiver em quadratura com a tensão, e ativa para os demais ângulos de fase [26].

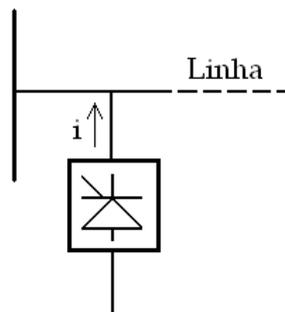


Fig. III.4 - Controlador em derivação.

- **Controladores série-série combinados** – representam uma combinação de controladores série coordenados em um sistema de transmissão com várias linhas (Fig. III.5). Estes Controladores podem trabalhar na configuração chamada de “Controlador Unificado”, onde realizam uma compensação série reativa independente para cada linha e, simultaneamente, transferem potência ativa entre as linhas via o enlace CC. Devido à capacidade de transferência de potência ativa que apresenta o controlador série-série unificado, este permite realizar um

balanço de fluxo de potência ativa e reativa entre as linhas, maximizando o uso dos sistemas de transmissão [26].

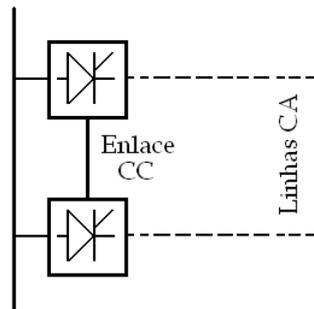


Fig. III.5 - Controlador série-série combinados.

- **Controladores série-derivação combinados** – trata-se de uma combinação separada de controladores série e derivação (Fig. III.6). Estes apresentam-se como um controlador de fluxo de potência unificado com elementos em série e em derivação. Atuam injetando corrente no sistema através de uma componente em derivação do controlador e de uma tensão em série com a linha, utilizando a componente em série. Enquanto controladores unificados, permitem um intercâmbio de potência ativa entre os elos através de um enlace [39].

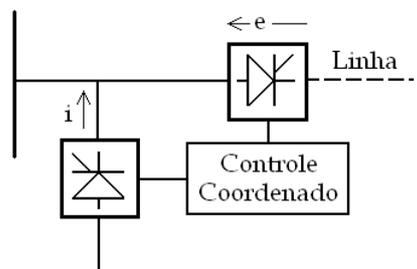


Fig. III.6 - Controlador série-derivação combinados.

Os Controladores FACTS podem ser construídos com base em dispositivos como os tiristores. Estes permitem efetuar o controle do chaveamento somente ao ligar, sendo que o desligamento só ocorre quando a corrente que circula pelos mesmos passe pelo zero. Os Controladores podem, ainda, utilizar dispositivos que permitem o controle tanto ao ligar quanto ao desligar, como, por exemplo, o GTO (*Gate Turn-off Thyristor*), IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) e IGCT (*Integrated Gate-Commutated Thyristor*). Entretanto, estes dispositivos apresentam um custo mais elevado.

Entre os vários tipos de Controladores FACTS pode-se citar como exemplo:

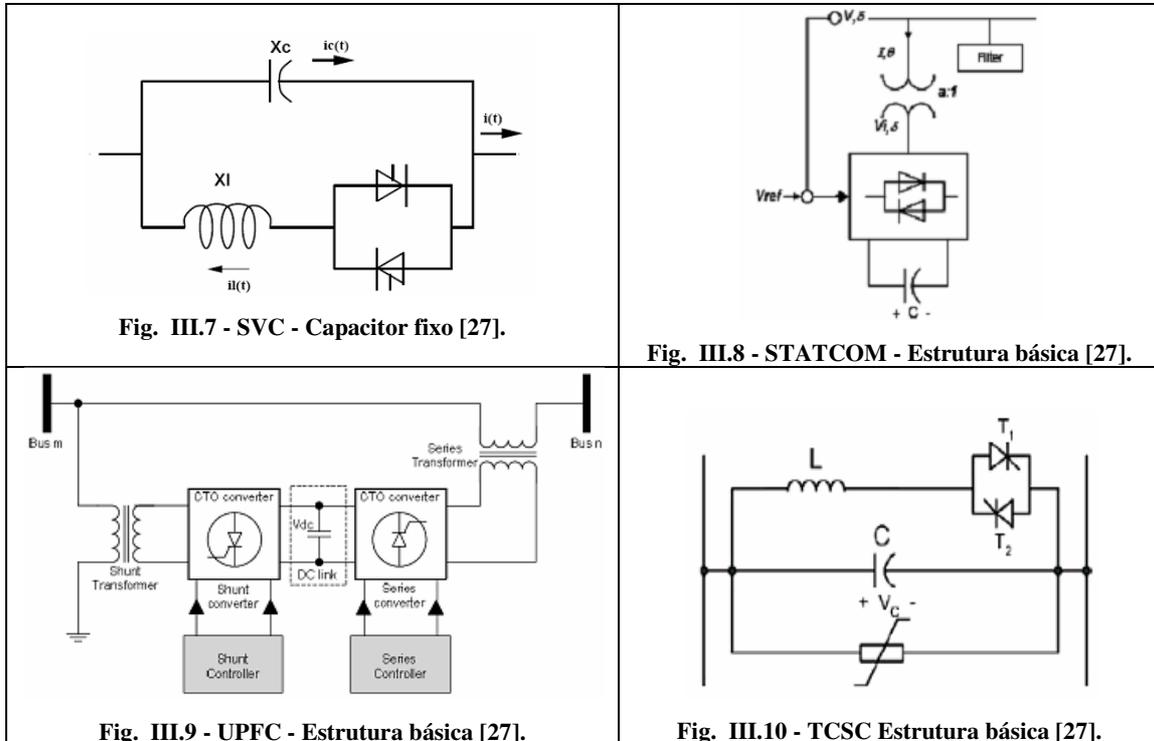
- Compensador estático de potência reativa (SVC - *Static VAR Compensator*);
- Capacitor em série controlado por tiristores (TCSC - *Thyristor Controlled Series Capacitor*);
- Transformador defasador controlado por tiristores (TCPST - *Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer*);
- Controlador unificado de fluxo de potência (UPFC - *Unified Power Flow Controller*);
- Compensador estático síncrono (STATCOM - *Static Synchronous Compensator*);
- Compensador estático em série síncrono (SSSC - *Static Synchronous Series Compensator*);
- Capacitor em série comutado por tiristores (TSSC - *Thyristor Switched Series Capacitor*).

Os primeiros Controladores FACTS utilizavam a tecnologia SVC (*Static Var Compensators*), baseada em TCR (*Thyristor-Controlled Reactor*). Desenvolvido no início dos anos 70, o SVC foi inicialmente empregado em aplicações industriais, como controle de flicker (oscilações rápidas de tensão) e regulação de tensão na presença de fornos a arco ou durante partida de grandes motores. No decorrer do tempo as aplicações do SVC se expandiram, sendo aplicados, de forma geral, em situações que demandam um controle rápido e contínuo de potência reativa, principalmente, com os seguintes objetivos [25]:

- Controle de sobre tensões temporárias;
- Prevenção do colapso de tensão;
- Melhorar a estabilidade transitória e pequenas oscilações;
- Amortecer oscilações subsíncronas;
- Redução de desbalanços de tensão e corrente.

Os avanços da eletrônica de potência permitiram o surgimento de uma nova geração de Controladores FACTS, os baseados em conversores de fontes de tensão como o STATCOM (*Static Synchronous Compensator*), o SPS (*Static Phase Shifter*) e o UPFC (*Unified Power Flow Controller*), dentre outros [25].

Em relação à aplicação destes dispositivos no intuito de minimizar o problema de estabilidade de tensão, um estudo com esta proposta foi realizado em [27], onde se comparou os controladores SVC (Fig. III.7), STATCOM (Fig. III.8), UPFC (Fig. III.9) e TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitors* - Fig. III.10).



Entre os controladores comparados o UPFC foi o que apresentou a maior margem de estabilidade, entretanto os controladores que apresentaram menor custo foram o SVC e o TCSC; mas, na proximidade do ponto de colapso a capacidade do SVC é maior [27].

Neste trabalho, uma topologia alternativa de SVC é proposta, visando aplicação em sistemas distribuídos, ou ainda, isolados. Portanto, deste ponto em diante, apenas a topologia padrão do SVC será abordada, para fins de comparação com a nova proposta.

III.4 Configuração do SVC

O SVC consiste em uma composição de reatores e capacitores conectados em derivação, juntamente com dispositivos de chaveamento, e em muitos casos com transformadores. Estes elementos combinados são controlados de forma a prover ao sistema uma compensação rápida e variável de potência reativa, possibilitando, dentro de limites específicos, o controle da tensão em uma determinada barra [26]. Estes dispositivos podem ser agrupados em duas categorias [26]:

- TSC (*Thyristor Switched Capacitor*) – capacitores chaveados por tiristores. Permitem compensação constante ou com variação discreta.
- TCR (*Thyristor Controlled Reactor*) – reatores controlados por tiristores. Permitem variação contínua através do controle do ângulo de disparo tiristores.

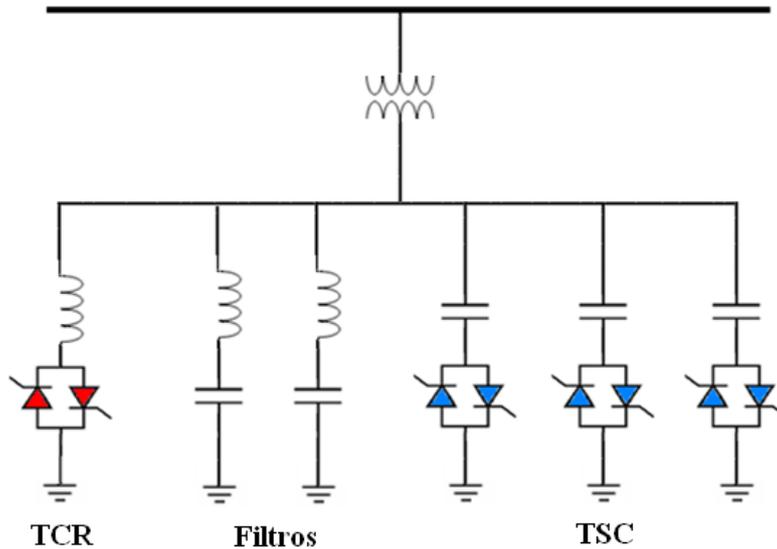


Fig. III.11 - SVC – Exemplo de uma configuração com TCR, TSC e filtros.

A Fig. III.11 ilustra um exemplo de uma configuração de um SVC. Este equipamento possibilita obter o controle, praticamente contínuo e independente, da susceptância para cada fase onde está aplicado o compensador. A inserção dos elementos reativos no sistema ocorre quando os tiristores são disparados, o que é realizado a partir da emissão do sinal de controle, sendo que o ângulo de atraso deste sinal é chamado de ângulo de disparo, representado pela letra grega α .

O controle do TCR varia continuamente dentro da faixa de condução do conjunto formado pelos tiristores (em antiparalelo) e o reator. Esta faixa, em função do ângulo α , está entre 90^0 e 180^0 , tendo como referência o pico da onda de tensão. Quando os tiristores estão bloqueados a corrente é nula, o que resulta em uma corrente descontínua, introduzindo um significativo conteúdo harmônico e surgindo, então, a necessidade de se utilizar, juntamente com o TCR, um filtro harmônico. A Fig. III.12 mostra um detalhamento do TCR.

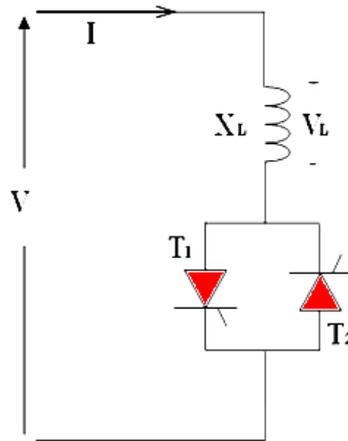


Fig. III.12 - Detalhamento do TCR.

Os filtros representam uma reatância adicional para o sistema na frequência fundamental, por exemplo, no projeto relatado em [53] todo o reativo capacitivo necessário durante a operação do SVC da subestação de Auas na Namíbia (250 MVar indutivos e 80 MVar capacitivos) é fornecido por dois bancos de filtros de 40 MVar, como mostra a Fig. III.13.

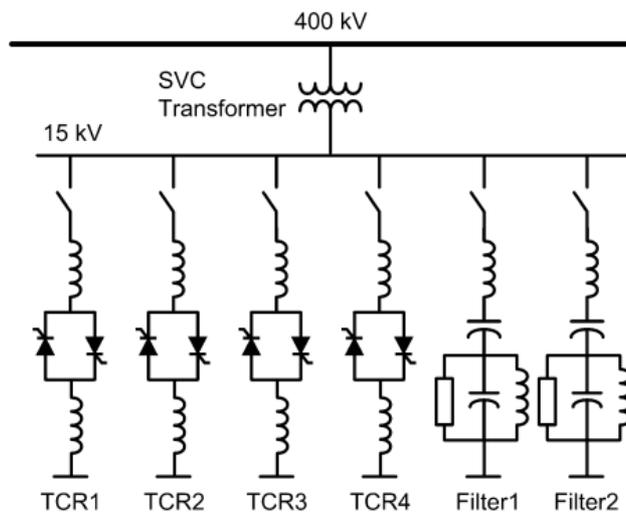


Fig. III.13 - SVC da subestação de Auas [53].

A equação (3.1) expressa a tensão V_L (tensão medida no indutor) durante a condução do mesmo.

$$v_L(t) = V \text{sen}(\omega t) = L \frac{di_{TSR}}{dt}; \quad (3.1)$$

A equação (3.2) representa a corrente i_{TCR} (corrente medida no indutor) durante a condução do mesmo.

$$i_{TSR}(t) = \frac{1}{L} \int_{\alpha}^{\omega t} V \text{sen}(\omega t) = \frac{V}{\omega L} [\cos \alpha - \cos(\omega t)] \quad (3.2)$$

A Fig. III.15 mostra as formas de onda da tensão no indutor, na rede e da corrente que circula pelo indutor.

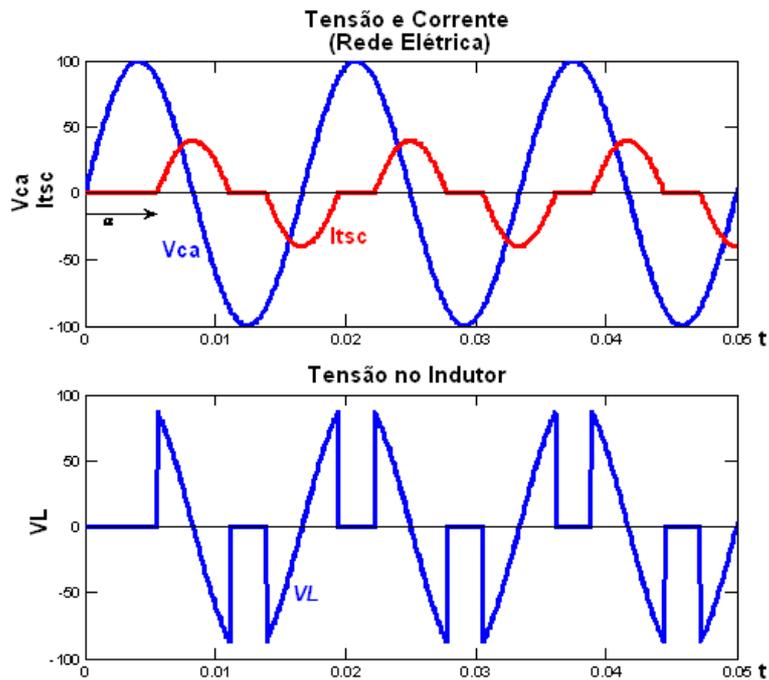


Fig. III.14 - Corrente no indutor e Tensão medida rede elétrica e no indutor [52].

Observa-se, através da Fig. III.14, que a corrente no indutor não é senoidal. A Fig. III.15 mostra o espectro harmônico desta corrente (em termos percentuais da componente fundamental) em função do ângulo de disparo α . Para se obter a componente fundamental, aplica-se a análise de Fourier [52].

$$I_{1(\alpha)} = \frac{V}{\omega L} \left[\frac{2\alpha}{\pi} - 2 - \frac{\text{sen}(2\alpha)}{\pi} \right] \quad (3.3)$$

As amplitudes dos componentes harmônicos da corrente em função do ângulo α são expressas por:

$$I_{n(\alpha)} = \frac{4.V}{\pi.\omega.L} \left[\frac{\text{sen}[\alpha.(n-1)]}{2.(n-1)} + \frac{\text{sen}[\alpha.(n+1)]}{2.(n+1)} - \frac{\cos(\alpha)\text{sen}(n.\alpha)}{n} \right] \quad (3.4)$$

Onde $n = 2k + 1$, $k = 1, 2, 3, 4, \dots$

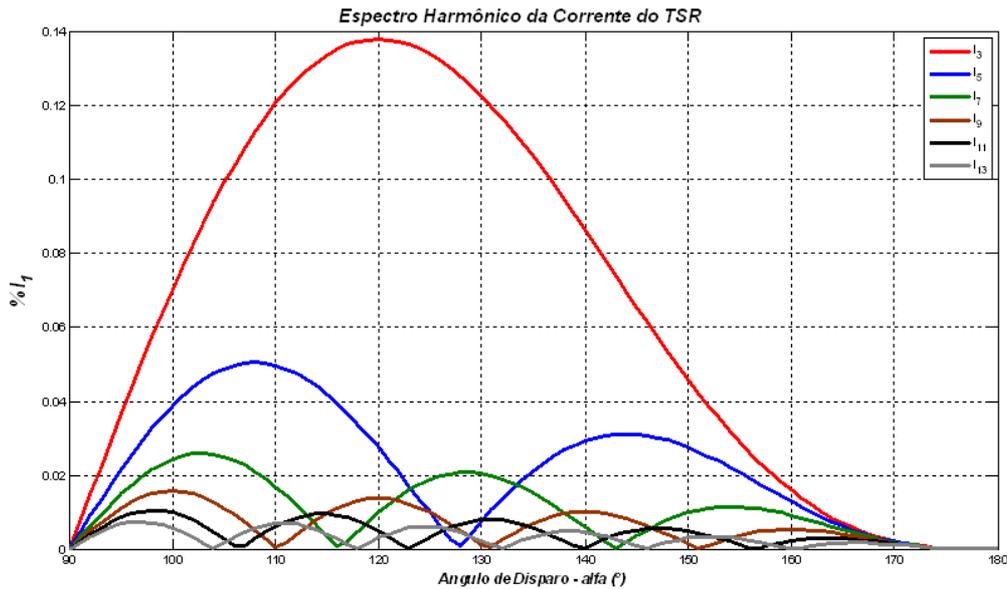


Fig. III.15 - Espectro Harmônico da Corrente do TCR [52].

A susceptância equivalente do TCR controlado, em função do ângulo de disparo α , pode ser calculada substituindo (3.3) em (3.5) e isolando-se $B_{TCR(\alpha)}$, resultando na equação (3.6).

$$I_{1(\alpha)} = V.B_{TCR(\alpha)} \quad (3.5)$$

$$B_{TCR(\alpha)} = B_{\max} \left[\frac{2.\alpha}{\pi} - 2 - \frac{\text{sen}(2.\alpha)}{\pi} \right] \quad (3.6)$$

Onde $B_{\max} = \frac{1}{\omega.L}$.

O comportamento da susceptância em função da variação do ângulo de disparo α está ilustrado na Fig. III.16. Onde observar-se que a através da variação α , obtém-se o controle contínuo do TCR.

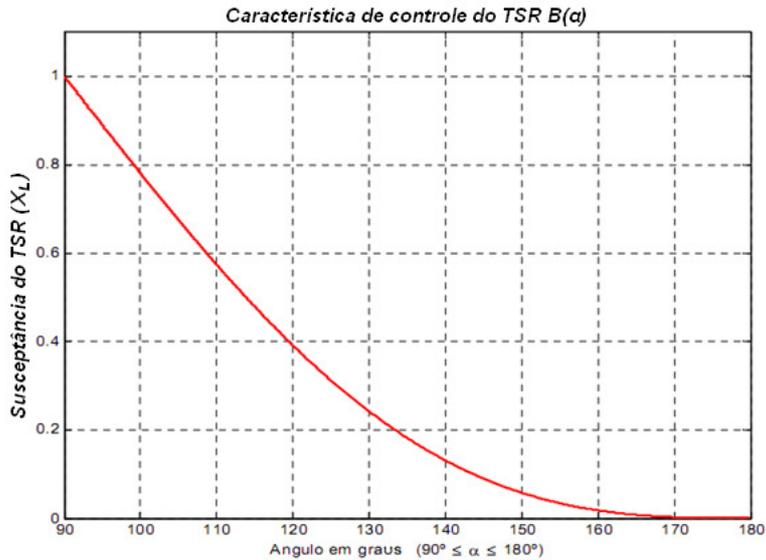


Fig. III.16 - Susceptância em função do ângulo de disparo.

Já o controle do TSC consiste na ação de conectar ou desconectar bancos de capacitores, os quais são distribuídos da maneira mais adequada. Este chaveamento é realizado utilizando os tiristores.

O problema com o chaveamento dos bancos de capacitores está nos transitórios gerados, uma vez que estes podem alcançar elevados valores. Considerando a equação (3.7), percebe-se que quanto maior for a variação de tensão na energização do banco de capacitor, maior será a corrente no mesmo.

$$i_c(t) = C \frac{dv_c(t)}{dt} \quad (3.7)$$

Onde:

$I_c(t)$ – Corrente no banco de Capacitores

C – Valor da Capacitância

$v_c(t)$ – diferença de potencial nos terminais do capacitor

Em acionamentos utilizando chaves eletro-mecânicas, onde o tempo de atuação está em torno de 10 ms ou mais, o fechamento próximo do ponto onde ocorre a mínima variação de tensão é muito difícil de obter [31], resultando em altas correntes no capacitor, como mostra a Fig. III.17.

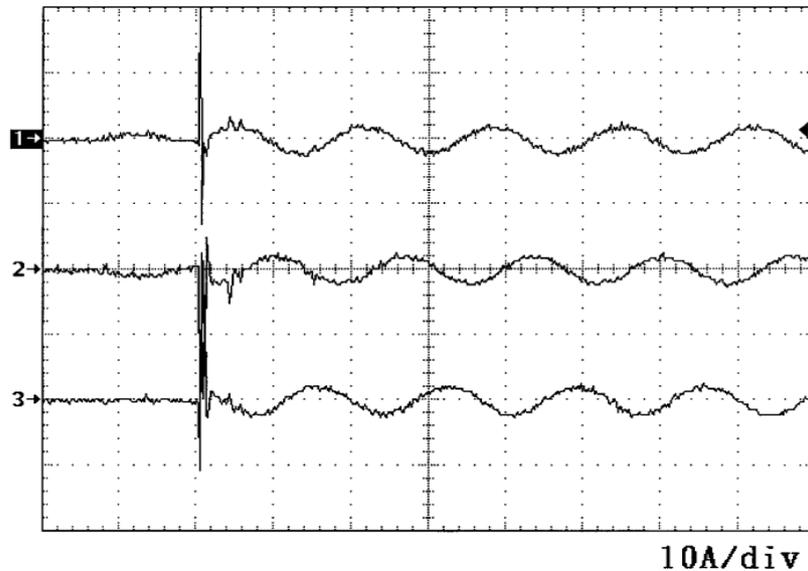


Fig. III.17 - Fechamento do Banco de Capacitores com chave eletro-mecânica [31].

O controle do ângulo de disparo dos tiristores deve ser selecionado de tal forma que minimize o transitório no chaveamento do TSC. Para tal, o disparo dos tiristores deve ser realizado quando o nível de tensão no tiristor estiver próximo da tensão remanescente da carga previa do capacitor, pois o tiristor cessa a condução somente quando se extingue a corrente no capacitor, isto ocorrerá quando a tensão for máxima, conforme ilustra a Fig. III.1. Esta técnica reduz o surgimento de distorção harmônica no TSC.

Um reator limitador de corrente é, comumente, inserido no circuito para limitar o transitório no chaveamento do TSC, conforme ilustra a Fig. III.19. A aplicação deste elemento permite amortecer possíveis surtos de corrente causados por uma eventual operação do banco fora da condição adequada, além de permitir evitar possíveis ressonâncias.

Com relação às dificuldades encontradas no controle dos bancos de capacitores, pode-se citar:

- Controle discreto com variação descontínua devido à associação série-paralela dos capacitores;
- Transitórios de tensão e corrente durante o chaveamento dos capacitores;
- Possível excitação de correntes harmônicas em decorrência de não-linearidades magnéticas (ferro-ressonância) ou da carga (fornos a arco, pontes chaveadas, etc.) [28].

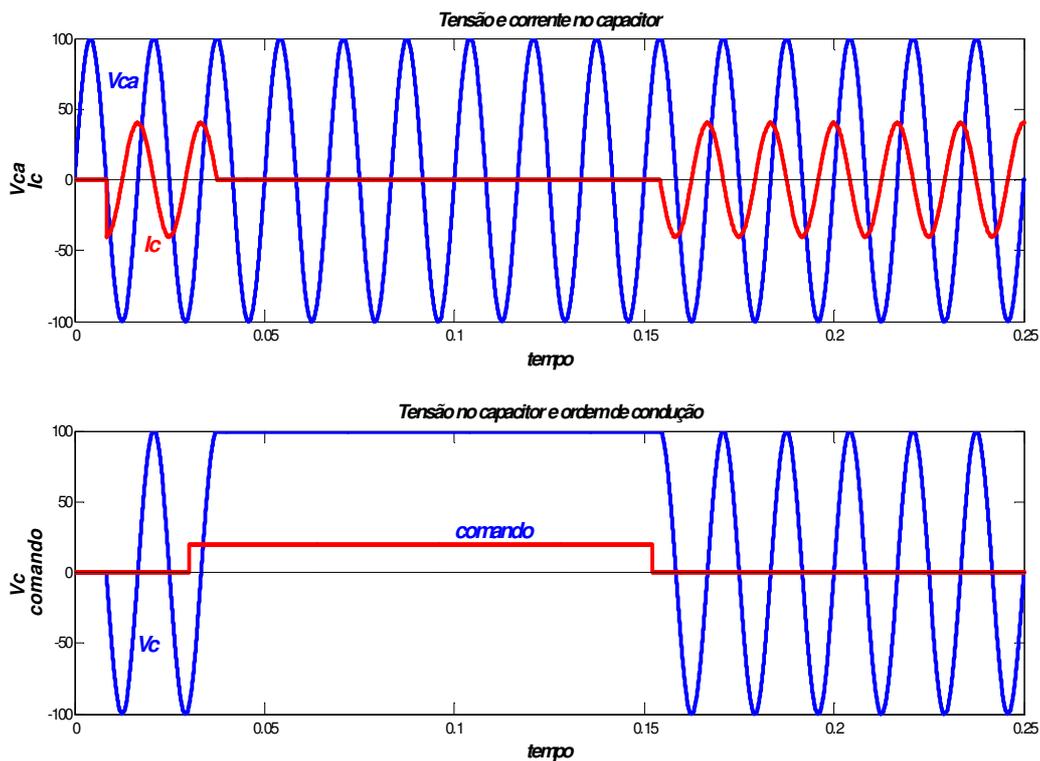


Fig. III.18 - Tensão e corrente no TSC [52].

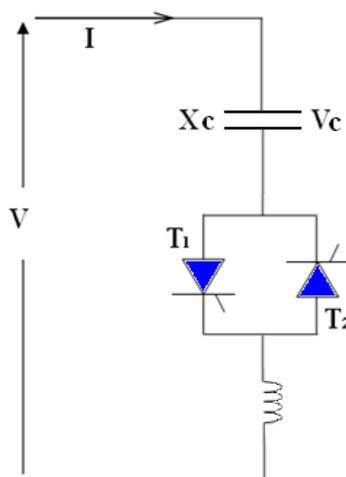


Fig. III.19 - Configuração Típica – TSC.

A curva característica de tensão versus corrente do SVC, composto pelo TSC e pelo TCR, sofre uma variação em função do número de capacitores em paralelo, sendo seu perfil ilustrado na Fig. III.20. Esta curva é formada pela composição das curvas características individuais do TCR e do TSC.

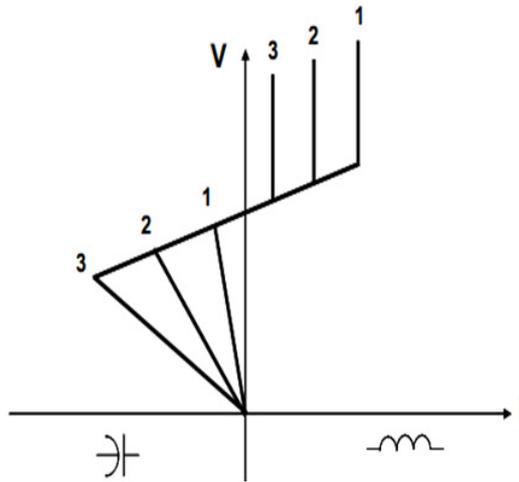


Fig. III.20 - Curva característica V/I do SVC.

III.5 SVC Binário

O custo dos dispositivos de eletrônica de potência tem sofrido uma grande redução ao longo dos últimos anos, entretanto, o custo dos equipamentos *FACTS* continua relativamente elevado. A tabela III.1 mostra um comparativo de custo de alguns controladores, com valores em US\$ [27].

Tabela III.1 - Comparativo de Custo de Vários Controladores [27]

<i>FACTS</i> e Capacitores	Custo em US\$
Banco de Capacitor em Derivação	8/kVAr
Banco de Capacitor em Série	20/kVAr
SVC	40/kVAr
TCSC	40/kVAr
STATCOM	50/kVAr
UPFC – Série	50/kVAr
UPFC – Derivação	50/kVAr

Observando a tabela III.1, verifica-se que os bancos de capacitores em derivação representam o menor custo, porém, pelos motivos já expostos, este apenas permitem controle discreto do tipo ligado/desligado. Os dispositivos que apresentam maior contribuição para o problema da instabilidade de tensão são também os de custo mais elevados, como o *STATCOM* e o *UPFC*. O custo do *SVC* (padrão) é menor devido ao

menor custo dos tiristores para este tipo de aplicação em comparação ao com os outros dispositivos como: *GTO*, *IGBT* e *IGCT*.

Com o intuito de reduzir o custo do SVC, em [32] foi proposto o uso de bancos de capacitores em configuração binária como forma de se contornar a impossibilidade de chaveamento contínuo dos bancos, pois esta permite o controle ainda que discreto da potência reativa total nos bancos de capacitores sem a necessidade da utilização de um controlador TCR.

Nesta aplicação, adotou-se a utilização de quatro bancos em paralelo, o que possibilita uma maior faixa de variação de potência reativa (dezesseis níveis). Para o chaveamento a configuração usual de tiristores em antiparalelo (conhecida como chave estática) permite uma resposta mais rápida do que a de um tiristor em antiparalelo com um diodo, como proposto em [32].

A utilização da chave estática permite a inserção do banco de capacitores no momento próximo da transição pelo zero da tensão sobre o banco de capacitor, pois somente neste ponto o sinal de disparo é liberado para a chave. Devido à rápida ação desta chave, torna-se possível efetuar o fechamento do circuito minimizando os transitórios típicos deste tipo de acionamento. A Fig. III.21 mostra a transição da corrente durante a inserção de um banco de capacitores. Esta forma de onda foi registrada em laboratório durante um dos ensaios do protótipo de chave estática desenvolvido para este trabalho.

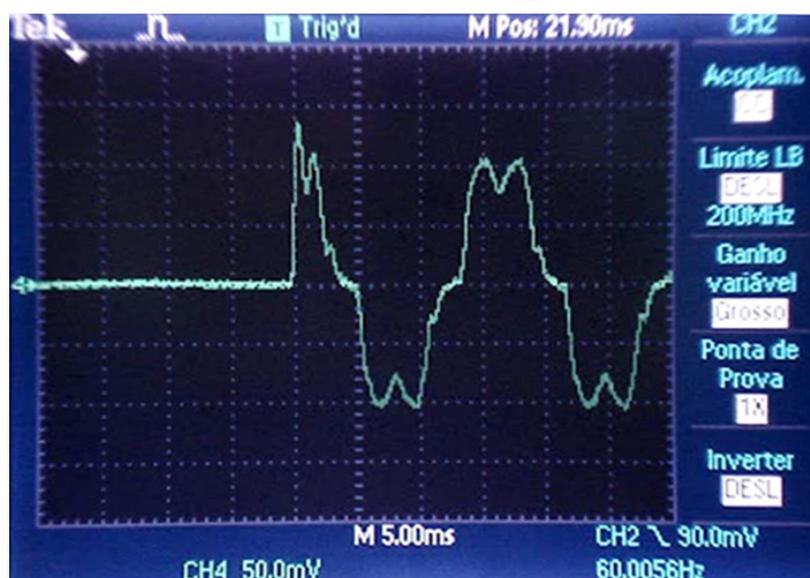


Fig. III.21 - Entrada de um banco de capacitores através de chave estática no cruzamento pelo zero da tensão.

Os valores dos bancos são calculados utilizando pesos binários, como ilustrado na Fig. III.2. Para otimizar o custo com os bancos, estes estão configurados para uma

conexão em delta, como na Fig. III.3, o que reduz em um terço o tamanho dos capacitores necessários para composição dos bancos, quando comparado a configuração em estrela para a mesma potência reativa.

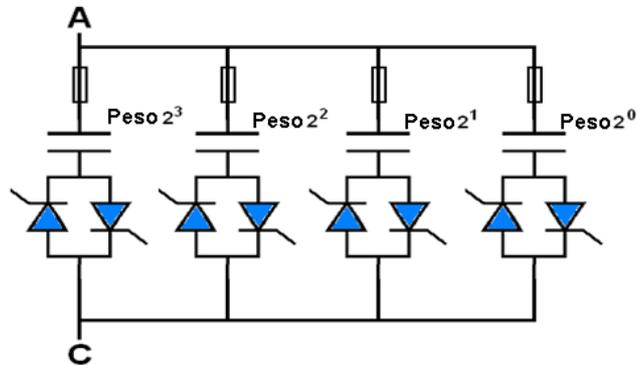


Fig. III.22 - Banco de capacitores em pesos binários.

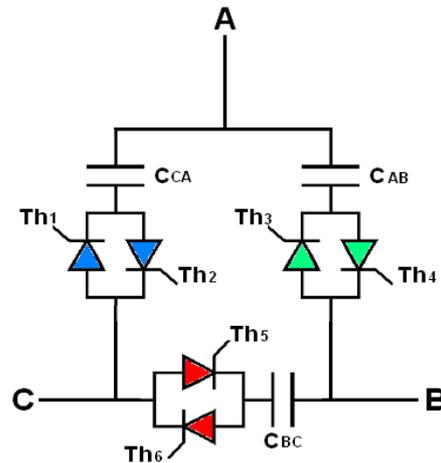


Fig. III.23 - TSC fechamento em Delta.

Os circuitos de disparo dos pares de tiristores em antiparalelo devem ser gerenciados de forma independente por bancos, permitindo desta forma, que o controle possa variar entre todos os dezesseis níveis de liberdade (considerando o estado desligado). Do ponto de vista da ação de controle, cada banco de capacitor é representado pelo seu peso binário ou pelo *bit* correspondente, por exemplo:

- *Bit* 0 – peso $2^0 = 1$
- *Bit* 1 – peso $2^1 = 2$
- *Bit* 2 – peso $2^2 = 4$
- *Bit* 3 – peso $2^3 = 8$

Sendo o banco B0 (correspondente ao bit 0) o menor dos bancos, os valores dos demais são calculados pelo valor do banco B0 multiplicado pelo peso binário dos respectivos bancos.

Os tiristores devem ser dimensionados para suportar a corrente do banco que irão acionar, acrescidos, caso possível, de uma margem de segurança.

Todo o processo de controle de disparo dos tiristores é realizado pelo software de controle implementado especificamente para este fim.

Para o processo de proteção do sistema foram propostos dois mecanismos:

- **Proteção por Software** – o programa de controle monitora constantemente os valores de corrente e tensão nos bancos de capacitores e os compara como valores máximos, previamente definidos, a fim de garantir a operação dos bancos dentro das condições normais de trabalho dos mesmos; caso estes valores excedam tais limites impostos, os pulsos de disparo dos tiristores são suspensos, levando os bancos ao desligamento.
- **Proteção por Hardware** – esta proteção é realizada pela ação dos fusíveis do tipo I²t, que são próprios para a proteção de dispositivos semicondutores.

O fluxograma do aplicativo de controle desenvolvido está exposto na Fig. III.24. A estratégia de controle foi projetada para regular a tensão no barramento. Esta regulação é realizada sempre que a tensão extrapola um determinado limite superior ou inferior pré-estabelecido. Quando isto ocorre o controle do valor do reativo a ser acrescido ou decrescido é controlado por um regulador PI, que atua em uma variável do tipo inteiro, cuja faixa de variação é de 0 até 15. Esta variável, por sua vez, representa os estados dos bancos binários. Permitindo que o regulador selecione quais bancos serão ligados ou desligados.

O cálculo do valor eficaz (*RMS – root mean square*), convencionalmente, é realizado por:

$$V_{EF} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T v^2(t) dt} \quad (3.8)$$

Onde:

V_{EF} = Valor eficaz.
 T = Período.

Em geral, nos sistemas por amostragem de sinal a integral é substituída, sendo utilizada uma somatória para realizar uma aproximação, da seguinte forma:

$$V_{EFA} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{j=1}^N v_j^2} \quad (3.9)$$

Onde:

- V_{EFA} = Valor eficaz da onda (aproximado).
- N = Número de amostras.
- v_j^2 = Valor quadrático instantâneo da amostra

O cálculo da tensão eficaz da forma de onda amostrada é realizado através de uma janela contendo um ou mais ciclos de amostras do sinal na frequência fundamental, tendo seu valor atualizado a cada nova amostra, ou seja, atualização contínua.

Para uma janela de atualização contínua, contendo N amostras por período, o valor eficaz no instante de amostragem k , pode ser expresso por [33]:

$$V_{ef}[k] = \sqrt{\frac{1}{N} \cdot \sum_{n=0}^{N-1} v^2[k-n]} \quad (3.10)$$

O valor *RMS*, calculado desta forma, permite um conveniente acompanhamento da evolução da magnitude do valor medido, pois estes valores expressam a energia contida no sinal [33]. A aplicação deste método permite uma significativa melhora no desempenho do regulador de tensão.

A corrente nos bancos de capacitores é monitorada utilizando o mesmo algoritmo de cálculo *RMS* aplicado à tensão. Desta maneira, o aplicativo pode realizar a proteção do sistema contra sobre corrente. Caso isto ocorra, os bancos são desligados automaticamente, pois o valor da variável de controle dos bancos é zerado.

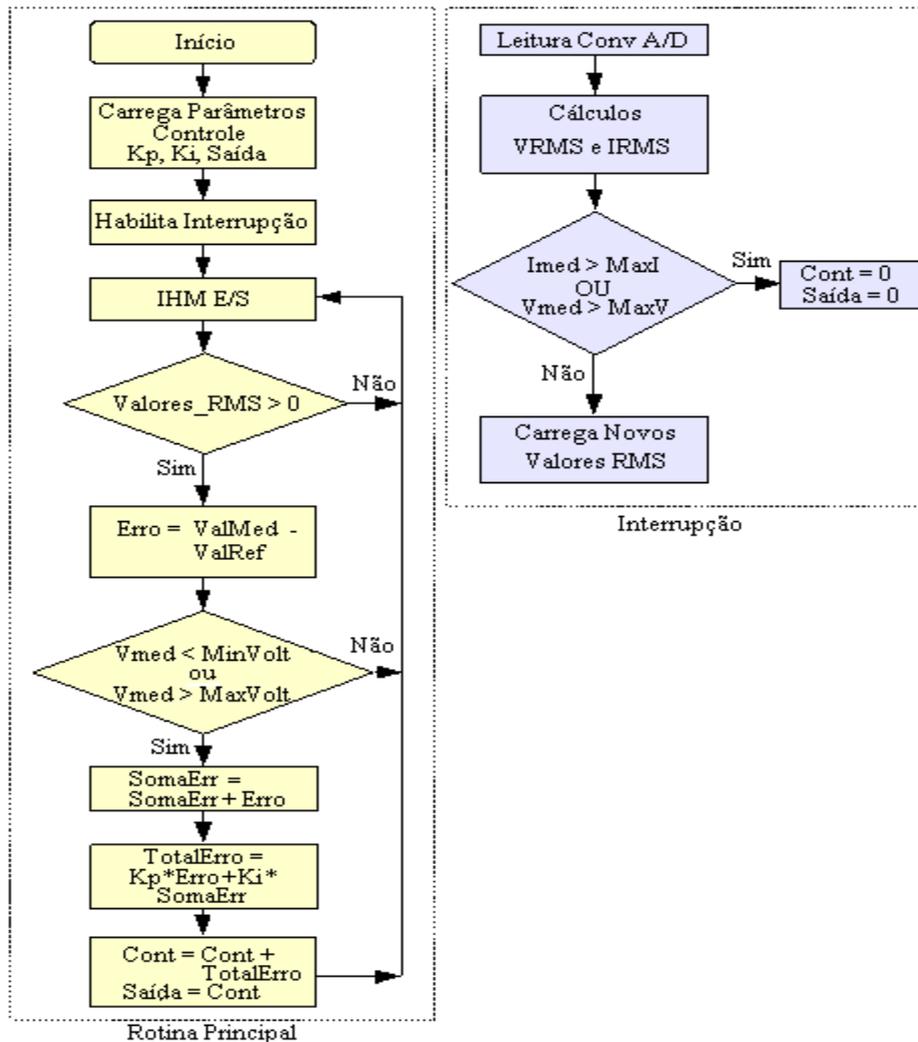


Fig. III.24 - Fluxograma do software de controle.

A combinação da topologia de SVC binário proposta em [32] modificada e acrescida das técnicas de detecção de afundamentos de tensão [33] e do controle PI, mostrou-se capaz de superar o problema citado por [28, 34] de tempo de resposta em face dos eventos de curta duração (de 1/2 ciclo até 1 minuto), conforme será demonstrado no próximo capítulo IV, sem a elevada distorção harmônica do TCR [32].

III.6 Topologia do SVC alternativa Proposta

O SVC Binário do tópico anterior, permite realizar somente o controle da potência reativa capacitiva, o que limita a ação deste Controlador em casos de sobretensões ocasionadas por excesso de reativo capacitivo no sistema. Uma solução para esta limitação seria a inclusão do TCR, mas isto resultaria no mesmo problema da topologia usual com relação aos harmônicos do sistema, anulando uma das principais vantagens desta topologia.

Para solucionar as situações descritas acima, adotou-se uma solução utilizando uma nova topologia de reator chaveado como alternativa ao TCR, para ser utilizada em paralelo com os bancos de capacitores binários baseada nos trabalhos de [35] e [37]. A qual se mostrou interessante por apresentar um THD (*Total harmonic distortion*) muito baixo quando comparado ao TCR, e ainda, a possibilidade de operar como filtro ativo de harmônicos, tema que não será abordado neste trabalho, pois foge da sua proposta inicial.

Esta solução permite melhorar o desempenho da topologia proposta em face das seguintes situações:

- Ocorrência de ressonância – nesta situação o aplicativo de controle pode evitar problemas maiores alterando o estado dos bancos de capacitores, mas em detrimento da compensação de tensão.
- Suavização dos patamares de compensação – o controle da potência reativa é discreta e, nesta implementação, realizada em dezesseis níveis. Embora para grande parte dos casos seja suficiente, isto pode causar oscilações de pequena amplitude no valor da tensão quando o ponto desejado estiver entre os níveis discretos.
- O sistema proposto permite o fornecimento, somente, de potência reativa capacitiva – esta solução não permite contornar situações de sobre tensão no sistema, causadas por excesso de potência reativa capacitiva, por exemplo.

A configuração monofásica utilizada esta representada na Fig. III.25, e será referenciada deste ponto em diante como Reator Continuamente Variável (RCV), a fim de diferenciá-la do TCR usual. Este circuito testado através de uma montagem experimental em laboratório.

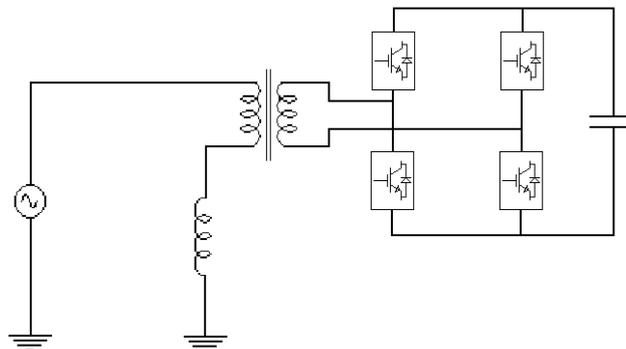


Fig. III.25- Configuração do Reator Continuamente Variável.

O princípio do funcionamento do RCV baseia-se na topologia proposta por [35] e [37], ilustrada na Fig. III.26 em versão monofásica. Este circuito é uma configuração de um filtro ativo híbrido. Esta topologia por sua característica híbrida, conforme descrito em [35] e [37], permite efetuar também o controle do fator de potência.

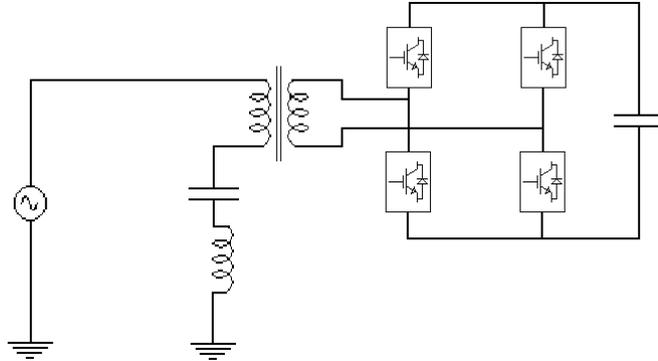


Fig. III.26 - Filtro Ativo Híbrido.

A Fig. III.26 mostra um circuito contendo um conjunto formado por: um transformador, uma ponte H e um capacitor CC(Corrente Contínua). Esta parte do circuito atua como fonte de tensão, uma analogia que ajudará a explicar o funcionamento desta topologia, como mostra a Fig. III.27.

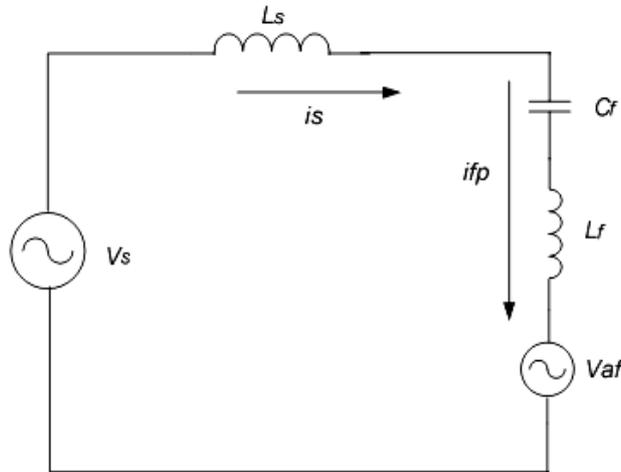


Fig. III.27 - Circuito equivalente – fonte de tensão.

No circuito descrito em [35] e [37], V_{af} é a tensão referida nos terminais de baixa tensão do transformador e é controlada pela ponte inversora ligada aos terminais de alta dos mesmo transformador. Quando o filtro ativo impõe uma tensão (na frequência fundamental da rede) nos terminais de baixa tensão do transformador de acoplamento, por este estar em série com o filtro passivo, esta tensão efetua o controle da inserção do filtro no sistema.

Em [35] foi proposta a eliminação do indutor, ficando o circuito resultante como o da Fig. III.28.

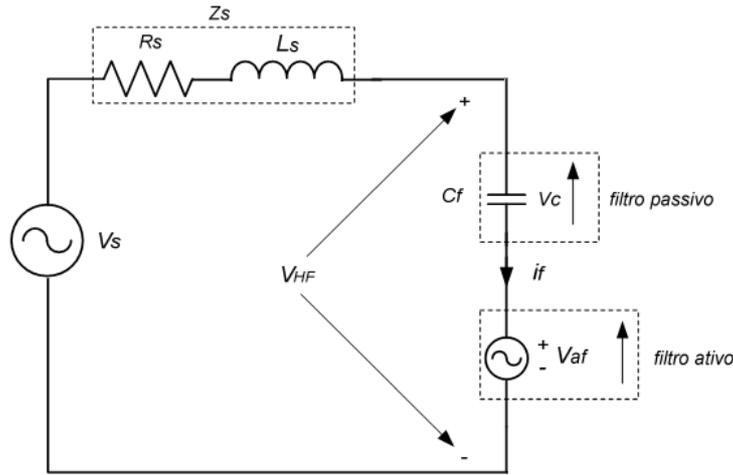


Fig. III.28 - Circuito equivalente proposto em [35].

Para esta configuração, uma tensão na frequência fundamental correspondendo a uma parcela de $V_{af(máximo)}$, deve ser imposta sobre os terminais de baixa tensão do transformador de acoplamento, em fase com a tensão do capacitor V_c . Como se presume que a tensão V_s estará em fase com a tensão sobre o capacitor V_c , pode se equacionar o controle do filtro ativo por [35]:

$$V_{af} = \beta \cdot V_c \quad (3.11)$$

Onde,

β = ganho do filtro ativo à frequência fundamental.

A tensão total sobre o conjunto híbrido V_{HF} à frequência fundamental é [35]:

$$V_{HF} = V_c + V_{af} \quad (3.12)$$

A tensão sobre o capacitor C_f , conforme conclui se, pode ser modificada ao ajustar a amplitude da tensão imposta V_{af} . A partir daí, a corrente fundamental através do filtro ativo híbrido pode ser definida por [35]:

$$I_f = C_f \frac{dV_c}{dt} = C_f \frac{d(V_{HF} - \beta \cdot V_{HF})}{dt} = (1 - \beta) C_f \frac{dV_{HF}}{dt} \quad (3.13)$$

O valor da capacitância inserida no sistema pode ser controlado, de forma contínua, permitindo a regulação de tensão. Sendo que a margem de controle fica limitada à máxima potência reativa fornecida pelo conversor [38].

A capacitância equivalente à frequência fundamental pode-se obtida por [35]:

$$C_{\lambda} = (1 - \beta) C_f \quad (3.14)$$

O controle da tensão V_{af} é realizado através da técnica de modulação por largura de pulso ou *Pulse Wide Modulation (PWM)* unipolar para acionar a ponte H do conversor de frequência (Fig. III.28). Este método utiliza para geração do *PWM* modulado por um único sinal, instantaneamente calculado em função da corrente da carga a ser compensada, e duas portadoras triangulares defasadas de 180° com a mesma amplitude e mesma frequência. A frequência de chaveamento do *PWM* é definida pela onda triangular.

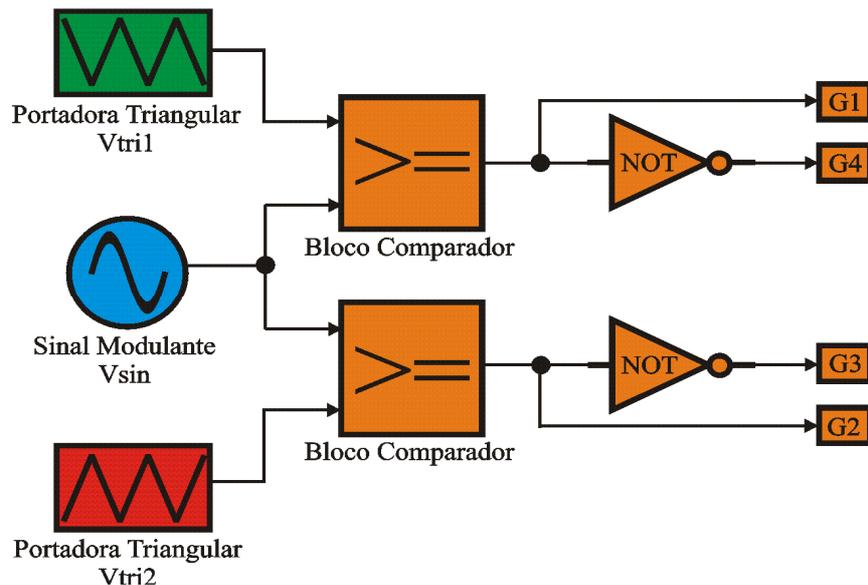


Fig. III.29 - Diagrama de Blocos da Modulação PWM Unipolar com 2 Portadoras [35].

O algoritmo de geração de pulsos é descrito pelo diagrama em blocos ilustrado na Fig. III.25 e os sinais das saídas G1 e G2 na Fig. III.29.

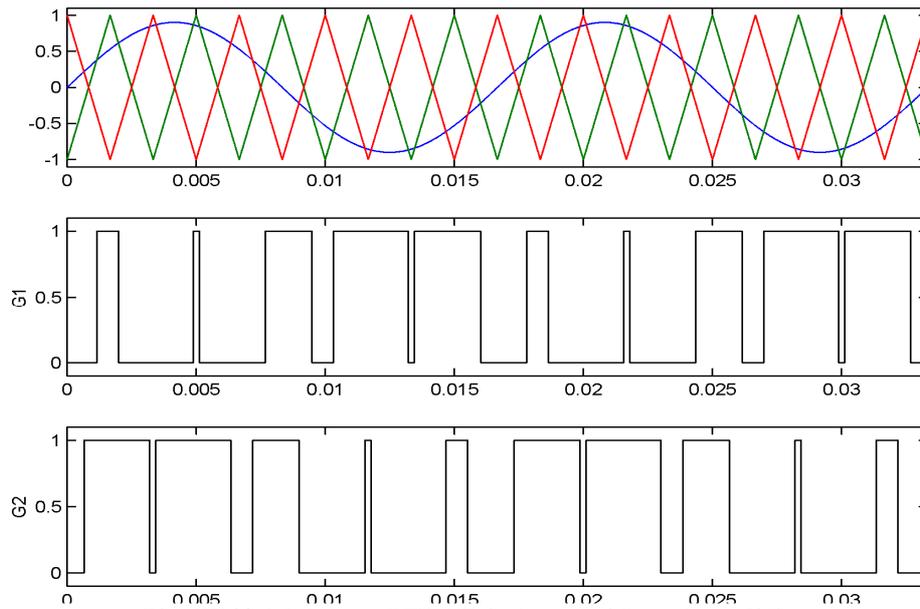


Fig. III.30- Modulação PWM Unipolar com 2 Portadoras [35].

As possíveis situações de chaveamento para a modulação unipolar estão detalhadas na Fig. III.30.

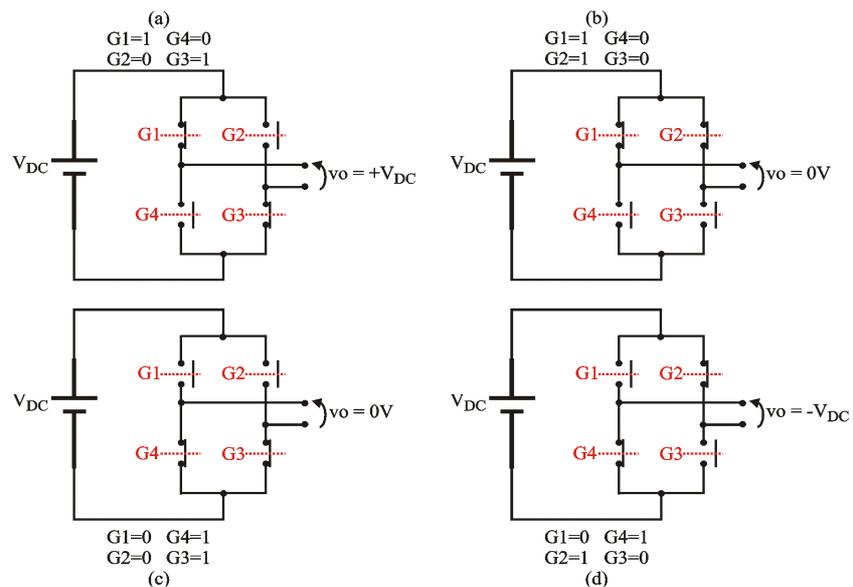


Fig. III.31 - Situações possíveis de chaveamento da Modulação PWM Unipolar [35].

A Fig. III.31 ilustra a tensão de saída do conversor de frequência VSI, a partir dos pulsos de gatilho gerados utilizando a modulação unipolar.

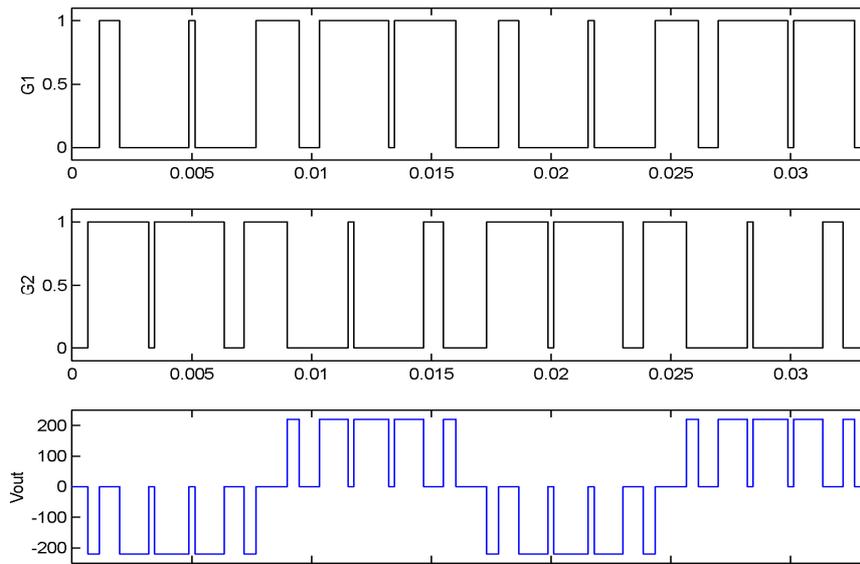


Fig. III.32 - Representação da tensão de saída - Modulação PWM unipolar [35].

O controle do RCV funciona de forma idêntica ao sistema proposto por [35], salvo óbvias modificações com relação a referência da tensão imposta, uma vez que o elemento passivo utilizado é um reator e não um capacitor, portanto a tensão de referencia aplicada deve ser atrasada em 90° com relação a utilizada em [35].

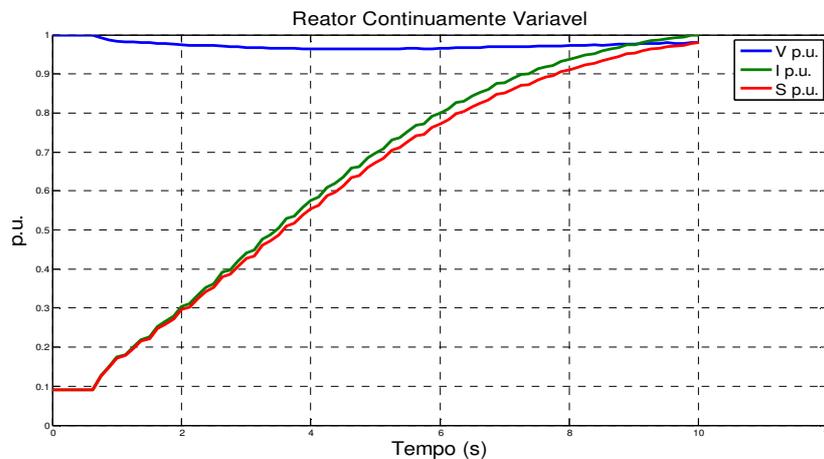


Fig. III.33- RCV - Tensão, Corrente e Potência Aparente variando no tempo.

A Fig. III.33 apresenta a variação da tensão de fase da rede, a corrente no reator do RCV e a potência aparente vista da rede. Estes dados foram obtidos através de uma placa de aquisição de dados NI USB-6009 (14-Bit de resolução e taxa de amostragem de 48 kS/s). O transdutor de tensão utilizado foi o LV25 (sensor de efeito Hall) e para a corrente o LA100 (sensor de efeito Hall). Para este teste variou-se o índice de modulação \underline{m} de zero até o seu valor máximo, esta variação foi realizada em degraus

discretos. A Fig. III.34 mostra o comportamento da potência aparente em função da variação do índice m .

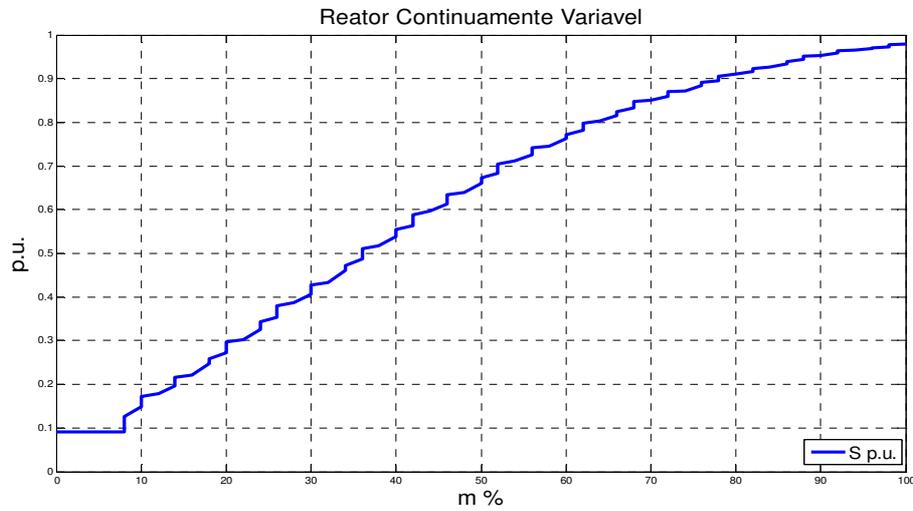


Fig. III.34 - RCV - Variação de S (p.u.) em função de m (%).

A Fig. III.35 mostra o valor da reatância equivalente do RCV em função do índice m .

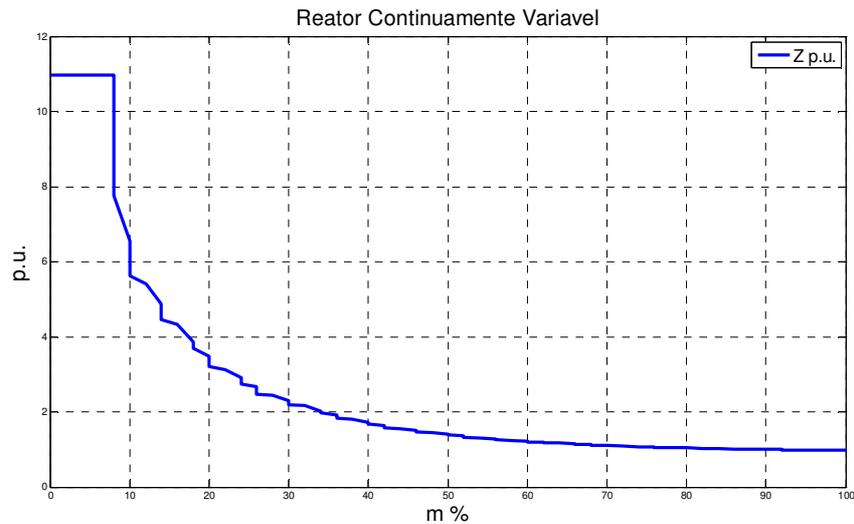


Fig. III.35- RCV - Z (p.u.) em função de m(%).

O circuito completo com o SVC binário e o RCV está ilustrado na Fig. III.36. Esta topologia pode ser aplicada a vários níveis de tensão uma vez que a presença do transformador permite a compatibilização da tensão na barra com a tensão do equipamento.

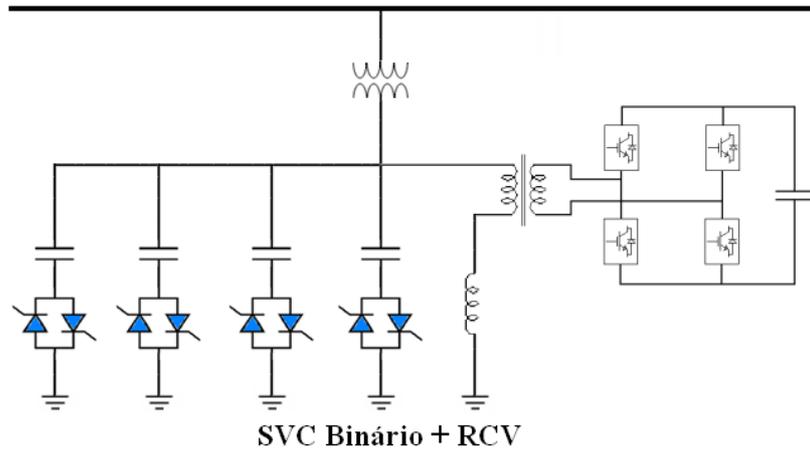


Fig. III.36 - SVC Binário + RCV.

A determinação da potência do RCV depende diretamente da necessidade do sistema. Para os casos onde o risco de sobretensões não é crítico, ou seja, em uma eventual ocorrência deste problema as unidades geradoras são capazes de manter a tensão dentro de níveis aceitáveis; o dimensionamento do RCV pode ser realizado de modo similar ao descrito em [25] para a configuração TSC-TCR, ilustrada pela Fig. III.37_(a).

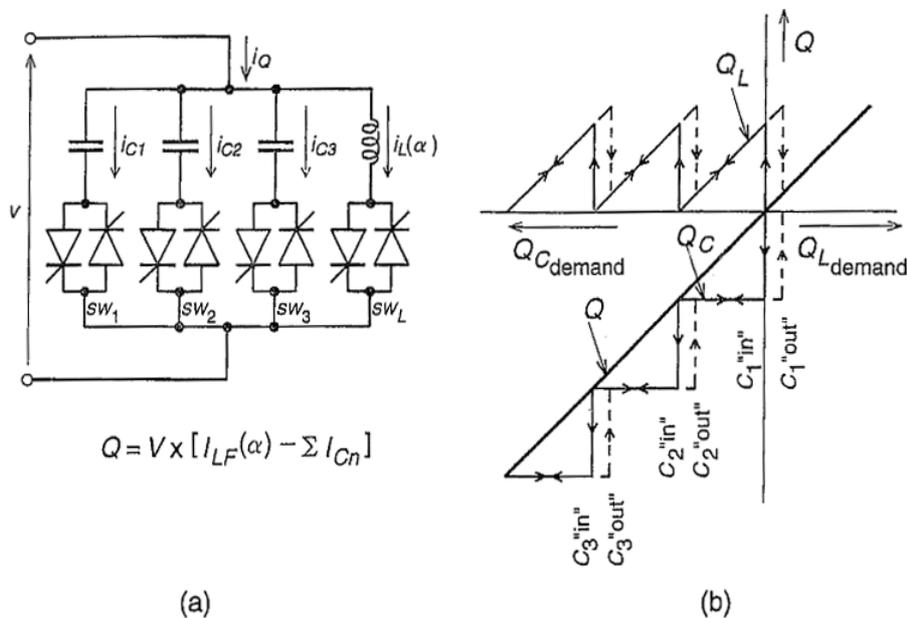


Fig. III.37 - Configuração TSC-TCR [25].

A configuração da Fig. III.37_(a) utiliza vários TSC em paralelo, sendo que a potência reativa fornecida por cada um deles é individualmente igual à Q_C/n (no caso $n=3$). Para esta aplicação, é descrito em [25] que a potência Q_L do TCR poderia ser

igual à Q_C ; mas na prática, para que as condições de chaveamento nos intervalos entre os TSC não fiquem indeterminadas, este valor deve ser um pouco maior do que Q_C .

A Fig. III.37_(b) mostra graficamente a demanda reativa pela potência reativa total do conjunto. Neste gráfico observa-se que Q_C varia em degraus, conforme a demanda aumenta, enquanto o TCR é utilizado para cancelar o excesso de Q_C . Portanto, basta que o dimensionamento de Q_L seja apenas um pouco maior do que Q_C/n .

Na configuração proposta, esta diferença pode ser ainda maior, pois para um número n de TSC obtém-se 2^n níveis de Q_C e não, apenas, n níveis como no caso da Fig. III.37_(a). Esta diferença entre as aplicações permite efetuar o dimensionamento de Q_L para que seu valor seja ligeiramente superior a $Q_C/2^n$, reduzindo o custo do RCV.

Em casos onde possa ocorrer a demandar por um maior valor de Q_L , a definição deste deverá ser proveniente dos resultados de estudos que determinarão a melhor relação custo/benefício para aplicação.

III.7 Topologia do SVC Binário + RCV e a Curva de Capabilidade

Conforme o que foi comentado no capítulo I, mesmo com o contínuo aumento da demanda de energia elétrica, as restrições ambientais estão cada vez maiores, dificultando a construção de novas unidades de geração e linhas de transmissão. Estes fatos tornam cada vez mais complexo o planejamento e a operação dos sistemas de potência, principalmente, no que se refere à rede de transmissão. Por esta razão, o uso dos dispositivos FACTS tem sido o foco de muita atenção recentemente e estes dispositivos têm sido pesquisados com dois objetivos principais [55]:

- Aumentar a capacidade de transmissão de potência das redes;
- Controlar diretamente o fluxo de potência em rotas específicas de transmissão.

A fim de mostrar a aplicação dos dispositivos FACTS, utilizar-se-á um modelo de um sistema CA simples, onde duas máquinas ideais são interligadas através de uma linha de transmissão curta (sem perdas), como mostra a Fig. III.38.

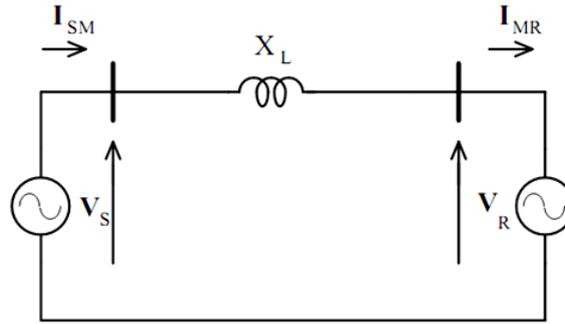


Fig. III.38 – Modelo de linha curta entre duas fontes de tensão.

O cálculo da potência para o circuito da Fig. III.38 pode ser expresso por [52]:

$$S = P + jQ = \vec{V}_R \cdot \vec{I}^* \quad (3.15)$$

Substituindo a corrente I em (3.15),

$$S = \vec{V}_R \cdot \frac{\vec{V}_S - \vec{V}_R}{jX_L} = V_R \frac{V_S \cos(\delta) - V_R + jV_S \text{sen}(\delta)}{jX_L} \quad (3.16)$$

Resultando em:

$$S = \frac{V_R V_S \text{sen}(\delta)}{X_L} + j \frac{V_R V_S \cos(\delta) - V_R^2}{X_L} \quad (3.17)$$

Considerando $V_R = V_S$,

$$P = \frac{V^2}{X_L} \cdot \text{sen}(\delta) \quad (3.18)$$

$$Q = \frac{V^2 \cos(\delta) - V^2}{X_L} \quad (3.19)$$

Onde, V é a amplitude das tensões terminais V_S e V_R .

As equações (3.18) e (3.19) mostram como a potência é transferida sem nenhuma compensação. A Fig. III.39 ilustra um modelo de um compensador (ideal) conectado ao ponto médio da linha CA. As fontes de tensão V_S e V_R estão defasadas de um ângulo δ , porém possuem a mesma amplitude.

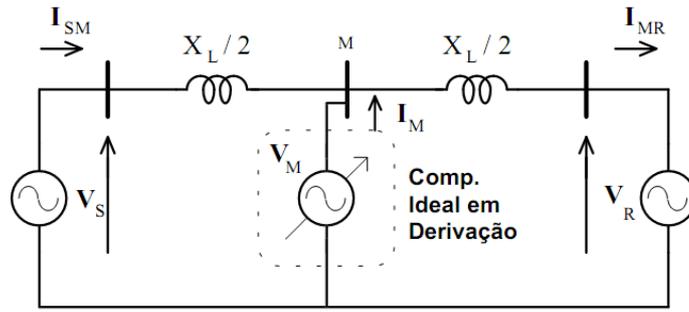


Fig. III.39 - Compensador ideal em derivação conectado ao ponto médio de uma linha de transmissão [55].

O diagrama fasorial do circuito mostrado na Fig. III.39 pode ser visto na Fig. III.40.

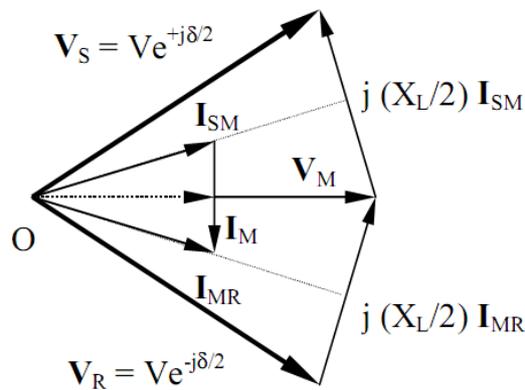


Fig. III.40 - Diagrama fasorial do sistema proposto com compensação de potência reativa [55].

Para uma tensão de compensação $V_M = V_S = V_R$, a potência ativa transferida do terminal V_S para o lado da carga V_R é dada será [52]:

$$S_S = \vec{V}_S \cdot \frac{\vec{V}_S - \vec{V}_M}{j \frac{X_L}{2}} = \frac{V^2 \text{sen}(\delta/2)}{(X_L/2)} - j \frac{V^2 [\cos(\delta/2) - 1]}{(X_L/2)} \quad (3.20)$$

$$S_R = \vec{V}_R \cdot \frac{\vec{V}_M - \vec{V}_R}{j \frac{X_L}{2}} = \frac{V^2 \text{sen}(\delta/2)}{(X_L/2)} - j \frac{V^2 [1 - \cos(\delta/2)]}{(X_L/2)} \quad (3.21)$$

e

$$S_M = +j \frac{4V^2 [1 - \cos(\delta/2)]}{X_L} \quad (3.22)$$

Lembrando que $V_S = V_R$,

$$P = 2 \cdot \frac{V^2}{X_L} \cdot \text{sen}(\delta/2) \quad (3.23)$$

e

$$P = \frac{V^2 \text{sen}(\delta/2)}{X_L/2} = \frac{V^2 \text{sen}(\delta)}{X_L \left[1 - \frac{BX_L}{4} \right]} \quad (3.24)$$

Ao comparar (3.18) com (3.23), pode se observar que a compensação aumenta significativamente a capacidade de transmissão de potência ativa da linha. Esta característica está ilustrada na Fig. III.41.

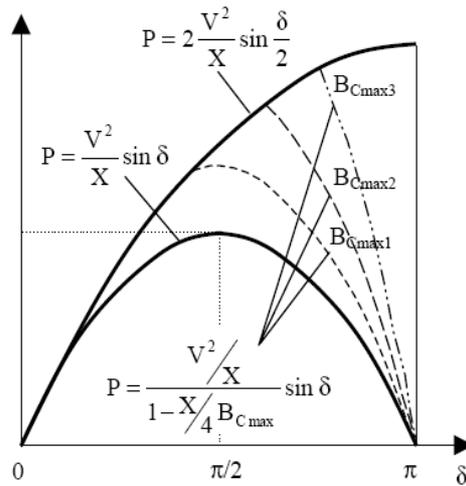


Fig. III.41 - Potência ativa - com e sem compensação [52].

A inserção do Controlador permite também uma significativa melhora na estabilidade transitória [52, 55], o que pode ser observado através do Critério das Áreas Iguais [56]. Este, por sua vez, é um método gráfico que permite uma boa interpretação física dos fenômenos dinâmicos que envolvem o problema de estabilidade transitória.

Utilizando este método, no caso de um sistema formado por duas máquinas ou por uma máquina conectada a uma barra infinita, a partir do comportamento das máquinas após a primeira oscilação é possível se obter conclusões sobre a estabilidade transitória.

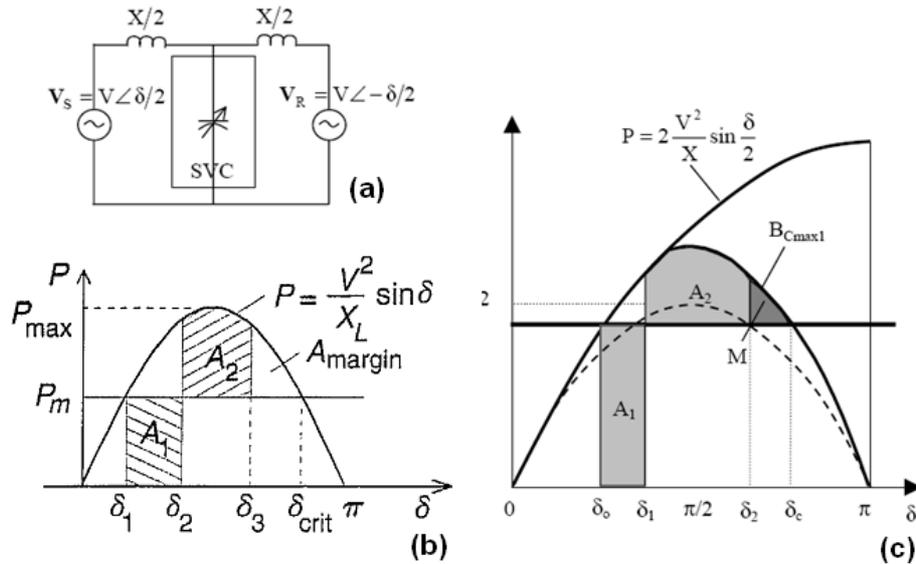


Fig. III.42 – (a) Controlador Shunt conectado ao ponto médio (b) margem de estabilidade transitória sem compensação (c) com compensação [25, 52].

A Fig. III.42_(b) e Fig. III.42_(c) mostram a sensível melhora na margem de estabilidade transitória com a compensação realizada pelo Controlador da Fig. III.42_(a).

A disponibilização dos FACTS no sistema permite contornar um dos principais fatores que limitam o transporte de potência reativa pela a rede. As perdas de transmissão representam uma função direta do quadrado da potência reativa transmitida, e uma função inversa do quadrado da tensão, do ponto de vista econômico [56].

Portanto, ao minimizar o transporte de potência reativa sobre as linhas de transmissão consegue-se uma minimização das perdas e evita-se operar com elevados níveis de tensão [56].

A análise para a compensação de ponto médio pode ser estendida para o caso especial de uma linha de transmissão radial, representada na Fig. III.43_(A), onde uma carga passiva consome uma potência P , quando alimentada com uma tensão V . Nota-se, pela Fig. III.43_(B), que na ausência de uma compensação o valor da tensão V varia conforme se altera o fator de potência da carga; gerando a família de curvas ilustradas na Fig. III.43_(B).

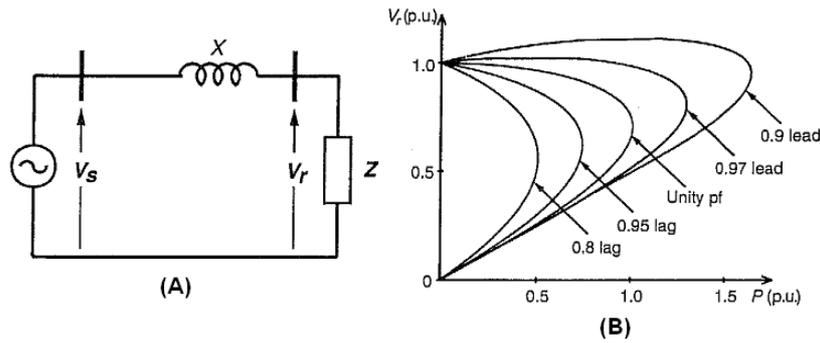


Fig. III.43 - Curva PV - linha radial [25].

Para cada uma das curvas da Fig. III.43_(B) existe um ponto de máximo carregamento, ou ponto de instabilidade do sistema. Percebe-se que quanto indutiva a carga mais se reduz o limite de estabilidade [25]. Esta informação é fundamental para o operador, pois cabe a mesmo avaliar as posições condições de operabilidade do sistema na proximidade do ponto máximo; pois nesta situação uma eventual ocorrência de um distúrbio, como por exemplo, o desligamento de uma linha de transmissão ou uma variação abrupta de carga no sistema, poderá causar uma instabilidade.

Cabe salientar que: “Os termos instabilidade de tensão e colapso de tensão são freqüentemente usados indistintamente para designar o mesmo tipo de fenômeno. A análise do problema tem se baseado tanto em métodos estáticos (fluxo de potência) quanto em abordagens dinâmicas, que levam em conta a resposta no tempo dos diversos componentes e dispositivos envolvidos. Um dos aspectos fundamentais para a estabilidade de tensão é a capacidade (ou as limitações) para transferir potência reativa das fontes de produção até os centros de consumo” [56].

Um dado sistema de potência sofre um colapso de tensão quando este não é capaz de restabelecer níveis aceitáveis de tensão após um distúrbio.

A Fig. III.44_(A) ilustra a inserção de uma compensação em derivação. A Fig. III.44_(B) mostra a nova família de curvas para a linha compensada, onde pode se perceber que ao suprir a potência reativa efetuando a regulação de tensão ($V-V_r=0$), eleva-se a margem de estabilidade do sistema [25].

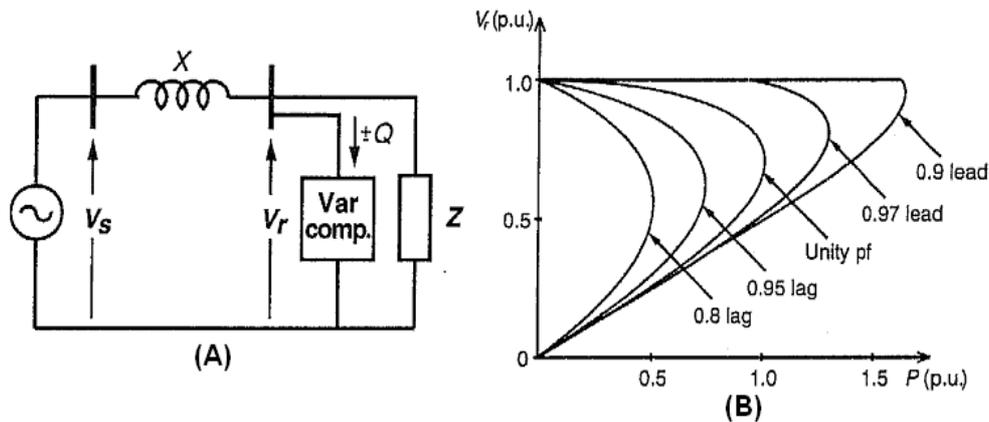


Fig. III.44 - Curva PV - linha radial compensada [25].

Segundo [25] o uso mais freqüente da compensação em derivação é a regulação da tensão em função da variação da carga no barramento.

A capacidade do Controlador está relacionada com a sua localização no sistema, por exemplo, um SVC localizado em uma barra onde haja a necessidade de suporte de tensão será mais efetivo para controle de amortecimento do que um localizado na proximidade de uma barra terminal do gerador. As ferramentas que mostram eficácia para a determinação da localização de controladores no sistema de potência são os métodos utilizando análise modal [55].

Os Controladores apresentam uma grande contribuição para o sistema, mas os geradores síncronos, ainda, apresentam uma parte crucial nesta função. Como continuação da proposta deste trabalho, será comentada uma operação conjunta do SVC alternativo com o aplicativo Curva de Capabilidade exibido no capítulo II.

O PSRC (*IEEE Power System Relaying Committee*) realizou uma revisão dos fatores que afetam a escolha e a aplicação dos esquemas de controle e proteção, a fim de auxiliar os engenheiros de proteção na contribuição para o aumento da confiabilidade do sistema de potência [54], sendo um texto focado no problema do colapso de tensão.

O texto acima menciona que os limitadores de potência reativa dos geradores podem ser possíveis indicadores da iminência de um colapso de tensão, pois a atuação dos mesmos significa que as máquinas esgotaram a sua contribuição para o suporte do sistema.

Os sistemas de excitação também impõem limitações no fornecimento de reativo das máquinas, uma vez a interação entre o fluxo de reação de armadura e o fluxo principal (função da corrente de excitação) modifica o fluxo resultante responsável pela tensão induzida na armadura, conforme ilustra a Fig. III.45. Esta interação reflete

diretamente no valor da corrente de excitação, que é controlada pelo sistema de excitação (regulador de tensão ou AVR – *Automatic Voltage Regulator*).

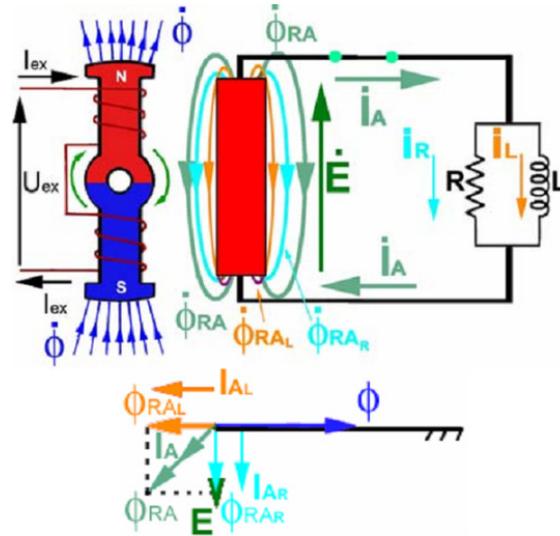


Fig. III.45 - Gerador alimentando carga RL e a reação da armadura [10].

Alguns destes sistemas são antigos e linearizam estes limites, além do que os seus ajustes são feitos com base na curva de capacidade traçada para valores fixos de tensão, como geralmente é fornecido pelos fabricantes. Esta situação pode ser amenizada utilizando o aplicativo Curva de Capacidade, pois este é capaz de traçar os limites das máquinas dinamicamente em função dos valores lidos de tensão e potências no barramento do gerador. Os valores dos limites da curva são corrigidos, em tempo real, para as tensões de operação. A Fig. II.18 e Fig. II.19 mostram como os limites variam em função da tensão.

No capítulo IV, uma aplicação será mostrada onde o controle do SVC Binário somado ao RCV é realizado tendo como referência o fator de potência de uma máquina monitorada pelo aplicativo Curva de Capacidade em vez da tensão no barramento. Esta aplicação tem por objetivo mostrar uma possibilidade para a realização do controle de reativo no sistema utilizando o SVC proposto como fonte de reativo, ampliando a capacidade do gerador em fornecer potência ativa. Como resultado, pode-se reduzir o custo da geração, o que no caso dos geradores movidos por máquinas a combustão interna, pode significar uma redução na emissão de poluentes.

Capítulo IV

IV.1 Resumo

Este capítulo apresenta os resultados das aplicações, tanto as simuladas quanto as implementações práticas, realizadas para validar a proposta deste trabalho.

A implementação do SVC binário foi executada separadamente do RCT. Os testes e as etapas para elaboração dos mesmos estão descritos no texto abaixo.

O último tópico deste capítulo mostra a aplicação do SVC em conjunto com o aplicativo Curva de Capabilidade.

IV.2 Aplicação do SVC Binário.

Os motores de indução trifásicos são os motores elétricos mais amplamente utilizados, representando a mais significativa carga das plantas industriais, em geral, um consumo de energia superior a metade de toda a demanda das indústrias [38]. A grande utilização destes motores deve-se em parte a sua construção mais simples do que os outros tipos de motores, como por exemplo, os motores de corrente contínua e os síncronos. Além disto, os motores de indução trifásicos, ou MITs (como serão referenciados neste texto deste ponto em diante), apresentam robustez mecânica e comportamento estável quando acionando uma carga, e uma grande eficiência em condições normais de funcionamento.

Os MITs, especialmente os de média e grande potência, quando em repouso, podem ser comparados a um transformador com os terminais do secundário curto-circuitados, o que equivale a dizer, uma impedância muito indutiva, apresentando um fator de potência muito baixo, em torno de 10 a 20%. Durante o processo de partida uma elevada corrente circula pelos terminais dos MITs, comumente chegando a valores entre 6 a 10 vezes os valores nominais, o que, dependendo das condições da rede, pode produzir um fenômeno conhecido como afundamento de tensão.

No intuito de minimizar este problema, que possui conseqüências indesejáveis para o ambiente industrial, podendo se propagar para o sistema elétrico de potência, várias técnicas foram desenvolvidas; a seguir são listadas as mais aplicadas.

Métodos de Partida:

1. Reator de Partida
2. Partida utilizando Chave Compensadora
3. Partida Delta-Estrela
4. *Soft Starters*
5. Partida utilizando Banco de Capacitores
6. Acionamentos de Frequência Variável.

Embora estes métodos sejam amplamente utilizados em plantas industriais, os quatro primeiros citados acima utilizam uma técnica de redução da tensão nos terminais dos motores para atenuar a corrente durante a partida, conhecida como corrente de rotor bloqueado ou corrente de partida. Com a redução da corrente através da impedância total do sistema a queda de tensão na linha é minimizada. Porém, o conjugado de partida dos motores de indução, praticamente, varia em proporção ao quadrado da tensão em seus terminais, conforme ilustrado na Fig. IV.1, fazendo-se necessário uma detalhada análise do perfil de carga que será acionada, a fim de garantir que o motor conseguirá acelerar até atingir a velocidade nominal em tempo hábil, isto é, sem causar sobreaquecimento do motor e uma possível atuação do sistema de proteção térmica, o que faz com que todo o acionamento seja desligado.

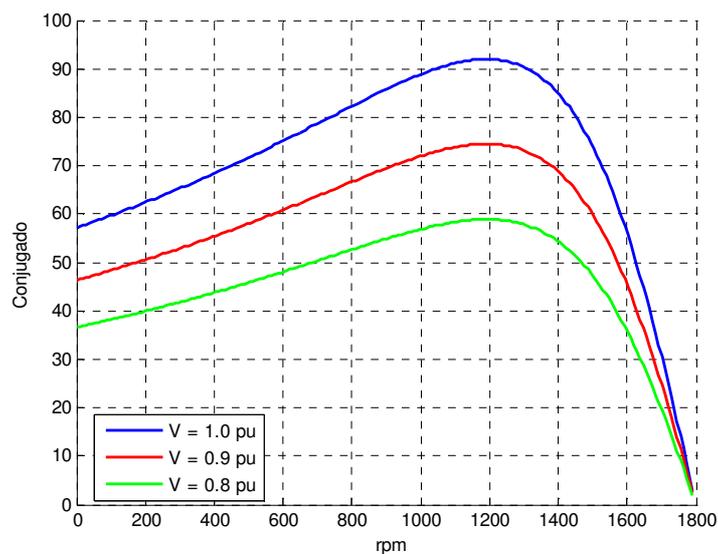


Fig. IV.1 – Curva do Conjugado para diferentes valores de Tensão.

Uma explicação mais detalhada de cada um dos métodos pode ser vista nas referências [40-44].

Os dispositivos de acionamento de frequência variável não causam redução no conjugado de partida, no entanto são mais complexos e caros, principalmente se tratando de motores de grande porte, e ainda, requerem uma mão de obra mais especializada para efetuar sua manutenção [40].

Uma alternativa com melhor relação custo/benefício é a partida utilizando banco de capacitores. A utilização desta técnica minimiza a queda de tensão na partida dos motores através da compensação da potência reativa. Entretanto, o projetista tem que levar em consideração as possíveis conseqüências dos transitórios causados pela inserção e retirada dos bancos de capacitores do sistema [39].

Em geral, devido aos efeitos dos transitórios, a compensação realizada fica restrita a 50% da queda de tensão, para algumas plantas industriais que possuem cargas mais sensíveis isto pode não solucionar o problema.

Com a evolução dos dispositivos da eletrônica de potência e redução dos custos dos mesmos, a utilização dos compensadores estáticos de reativo ou SVC passaram a se tornar atrativos para tais aplicações [45].

Com a utilização dos SVCs é possível regular a tensão durante todo o processo de partida de forma dinâmica, através de uma malha fechada de controle.

Portanto, esta aplicação foi escolhida para validar a capacidade do SVC Binário em efetuar a regulação de tensão para um tipo de acionamento que representa um dos maiores problemas nos sistemas de distribuição. Através deste ensaio pode ser observar as características dinâmicas do SVC em face de um problema real.

IV.2.1 Implementação do SVC Binário.

Os bancos, nesta aplicação, estes estão configurados para uma conexão em delta; a corrente que circulará pelos tiristores é reduzida para o nível dos valores de fase, o que equivale a dizer que haverá uma redução de $\sqrt{3}$ vezes em relação aos valores de linha. Como o tempo de partida, em geral, é curto (comumente, no máximo 15s), existe ainda a possibilidade de se especificar os valores nominais de tensão para os bancos como sendo a tensão fase-neutro e não a tensão de linha, fazendo com que haja uma redução de custo, embora os bancos fiquem submetidos a uma condição de momentânea sobre

tensão. Neste caso, deve se tomar os devidos cuidados para proteger o sistema na ocorrência de alguma falha do sistema ou má operação que retarde a partida do motor [39]. Entretanto, a utilização destes bancos para compensar o fator de potência da rede ficará limitada. O diagrama do circuito proposto está ilustrado na Fig. IV.2.

O sistema é conectado diretamente ao barramento, podendo ser utilizado, caso necessário, para o acionamento de mais de um MIT, não havendo necessidade de nenhum mecanismo auxiliar do tipo *bypass*, contadores e/ou circuitos lógicos.

Para auxiliar no desenvolvimento do sistema de controle, foi realizada a implementação de um modelo simulado utilizando o *Software Simulink*. Ilustrado na Fig. IV.3.

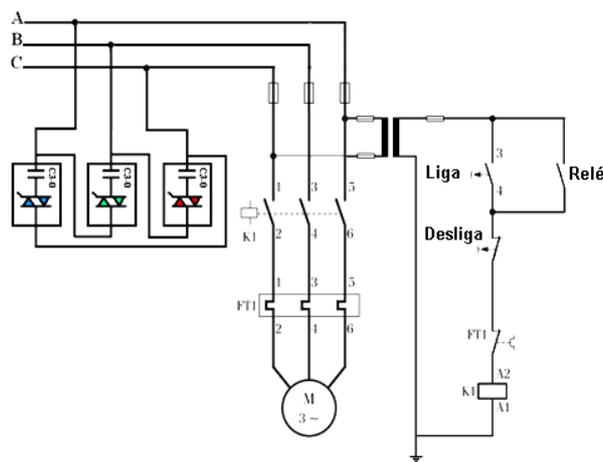


Fig. IV.2 - Diagrama do acionamento do MIT com SVC Binário.

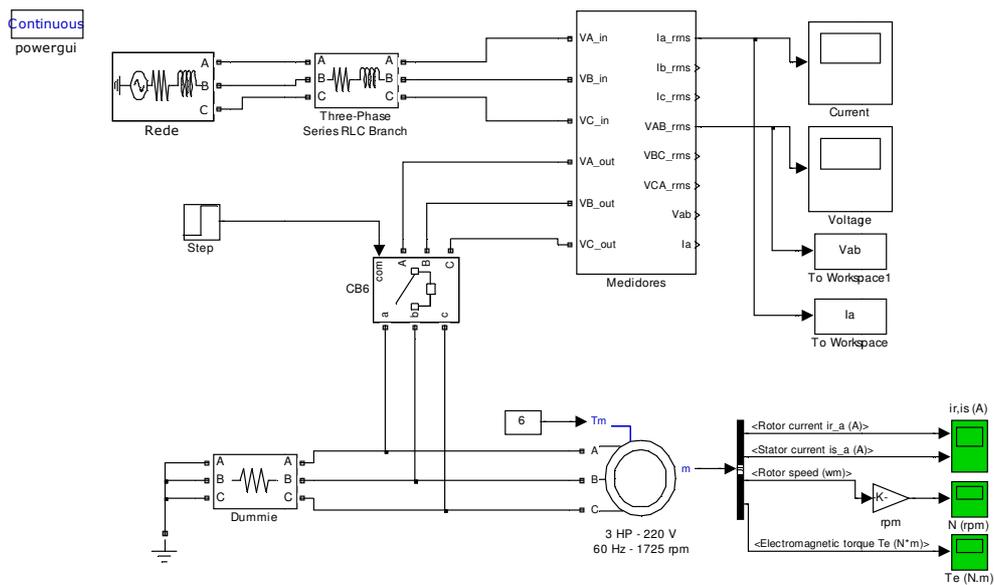


Fig. IV.3 - Acionamento do MIT no Simulink.

Para simular um enfraquecimento da linha de transmissão, foram inseridos indutores em série com o MIT. Os parâmetros do modelo do motor foram ajustados em função dos dados obtidos através de ensaios de um motor real disponível no laboratório.

O perfil da queda de tensão durante a partida do motor pode ser visto na Fig. IV.4.

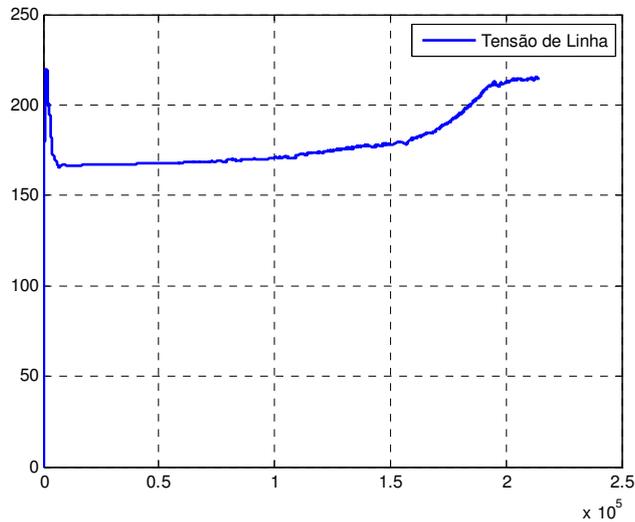


Fig. IV.4 - Queda de tensão no acionamento do MIT – *Simulink*.

Na Fig. IV.5 está ilustrado o gráfico do perfil da corrente de partida, também, simulada.

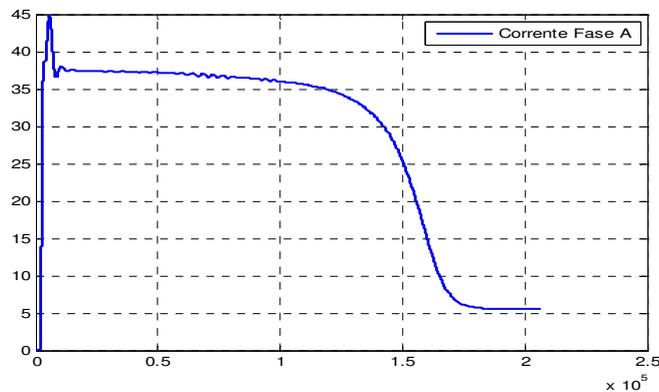


Fig. IV.5 - Perfil da Corrente no acionamento do MIT – *Simulink*.

Para realizar a compensação da tensão, uma nova simulação foi realizada, agora com a lógica de controle exibida na Fig. III.24.

Para esta simulação, foram modelados os bancos de capacitores e suas respectivas chaves estáticas, o que possibilitou, não somente avaliar a dinâmica do sistema proposto, como também ajustar o algoritmo de controle.

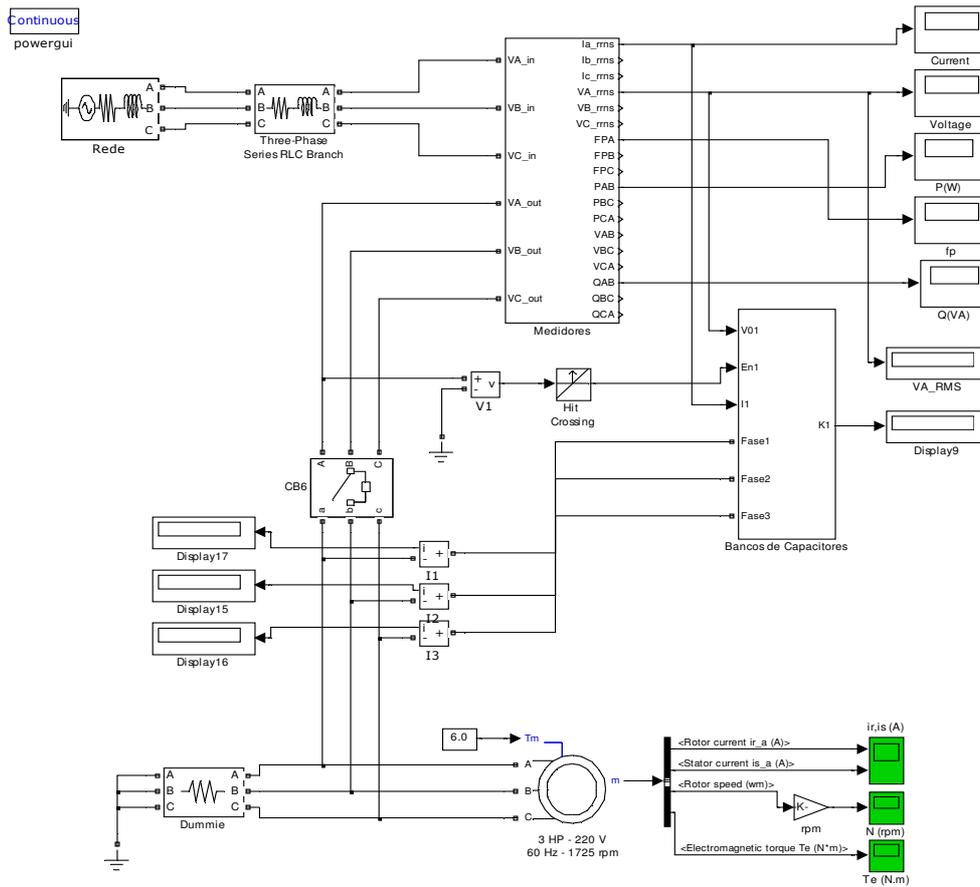


Fig. IV.6 - Implementação do SVC Binário – *Simulink*.

Com o sistema de compensação em funcionamento, foram obtidos os seguintes resultados:

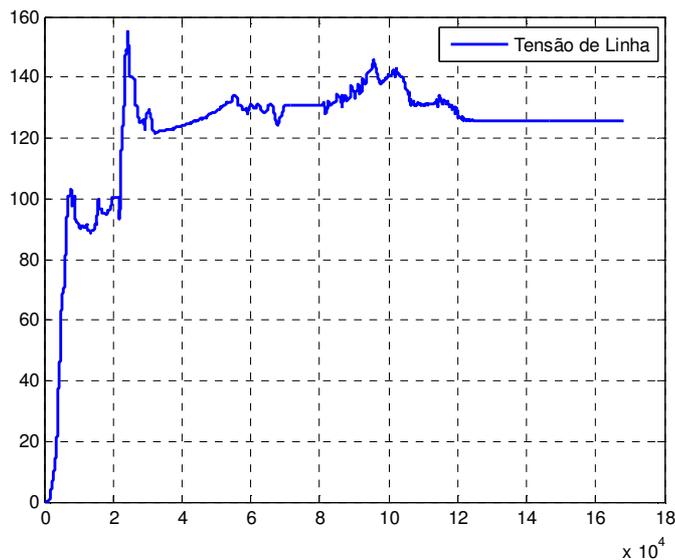


Fig. IV.7 - Queda de tensão compensada com o SVC – *Simulink*.

A Fig. IV.7 demonstra que houve uma redução na queda de tensão na linha durante a partida do MIT. A Fig. IV.8 mostra o perfil da corrente na fase A com o SVC compensando a tensão.

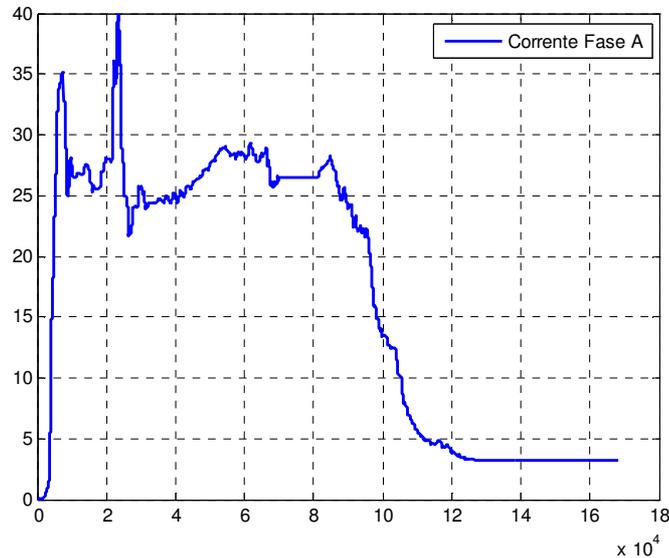


Fig. IV.8 - Perfil da Corrente Compensada com o SVC – *Simulink*.

O passo seguinte foi a implementação real do sistema proposto.

IV.2.2 Montagem em Laboratório do SVC Binário.

O sistema proposto foi implementado nos laboratórios do ISEE (Instituto de Sistemas Elétricos e Energia) no campus da UNIFEI em Itajubá-MG. A Fig. IV.9 mostra o sistema montado.

Os dados de placa do MIT utilizado estão disponíveis na tabela IV.1.

Tabela IV.1 - Dados do MIT

Número de pólos	4
Tensão	220V;
Corrente nominal	3,6A;
Velocidade nominal	1740 RPM;
Frequência	60 Hz;
Potência	1,2 CV



Fig. IV.9 - Montagem do SVC Binário em laboratório.

Para este primeiro protótipo utilizou-se um microcomputador pessoal Pentium III 600MHz, cuja especificação ocorreu unicamente em função de uma restrição existente, sendo esta a placa de aquisição de dados. A placa de aquisição disponível para implementação é um modelo PCL-711B da empresa *Advantech*.

Os transdutores de tensão e corrente utilizados foram do tipo efeito Hall, modelo LV25 (tensão) e LA100 (corrente) ambos da empresa LEM, foram utilizados três de cada.

Para o acionamento do motor foi utilizado um contator trifásico com capacidade para acionar motores de até 5 CV, escolhido em função da disponibilidade do laboratório.

Uma interface entre a saída digital da placa de aquisição e o acionamento do contator foi desenvolvida e seu esquemático está ilustrado na Fig. IV.10.

Neste protótipo, para redução dos custos do projeto, os tiristores em antiparalelo foram substituídos por *triacs*, que são dispositivos que possuem, internamente, os tiristores em antiparalelo, no entanto, em um único encapsulamento.

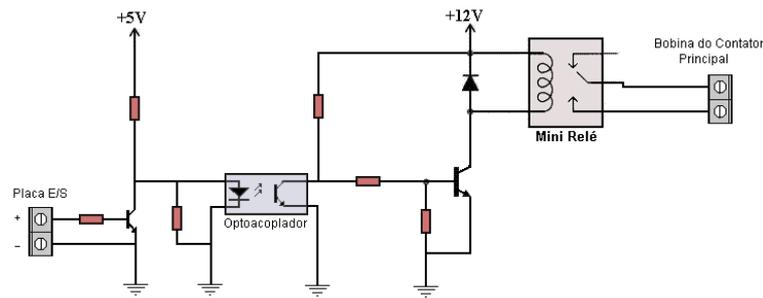


Fig. IV.10 - Esquemático da interface entre a placa PLC-711B e o contator trifásico.

Para efetuar o disparo dos triacs, acionados pela porta paralela do PC, um circuito foi projetado e seu esquema básico está ilustrado na Fig. IV.11.

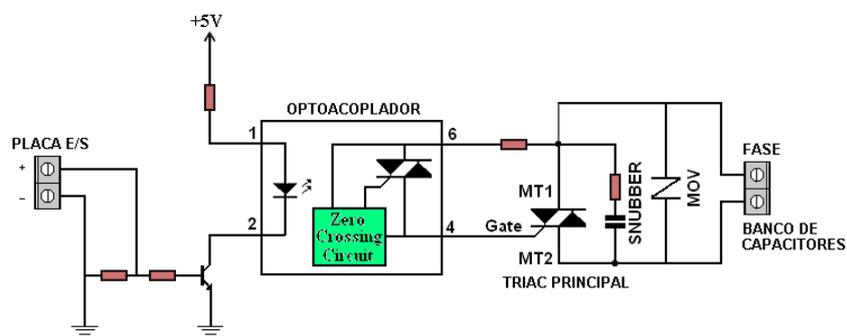


Fig. IV.11 - Esquemático do circuito de disparo dos Triacs.

O cerne deste circuito MOC 3081, que consiste em um diodo de GaAs emissor de luz no espectro de infravermelho acoplado a um detector monolítico de silício. Diferente dos acopladores óticos mais comuns, este dispositivo possui a função de detector de passagem por zero e acionador (*driver*) bidirecional de triacs [38]. Para ativar este dispositivo, basta acionar o seu LED (diodo emissor de luz) interno, entretanto, ele apenas disponibilizará o pulso de disparo para o *triac* quando a tensão entre os seus terminais MT1 e MT2 (ver Fig. IV.11) passar pelo zero. Com esta funcionalidade, crucial para o chaveamento adequado dos bancos de capacitores, já incorporada ao dispositivo de acionamento dos triacs, o tamanho final e o custo da placa de controle ficaram bastante reduzidos.

Desta forma, previne-se a ocorrência de correntes de *inrush* no chaveamento dos bancos. Além disto, outro problema característico do desligamento dos bancos consiste na possível ocorrência de sobre tensão no barramento em casos onde há um repentino desligamento enquanto ainda existe corrente circulando no banco de capacitores. Porém a própria característica dos tiristores e, no caso, *triacs* permite evitar tais situações, uma vez que estes mesmo depois da retirada do pulso de disparo continuam a conduzir até

que a corrente circulante pelos mesmos se encerre, o que evita eventos de sobretensão provocados pelo transitório de desligamento dos bancos de capacitores.

Para comprovar este fato foi realizado um teste cujo resultado está registrado na Fig. IV.12. As escalas são: tensão 50 V/div e corrente 5 A/div. No topo da Fig. IV.12 está a forma de onda de tensão e na parte inferior a de corrente.

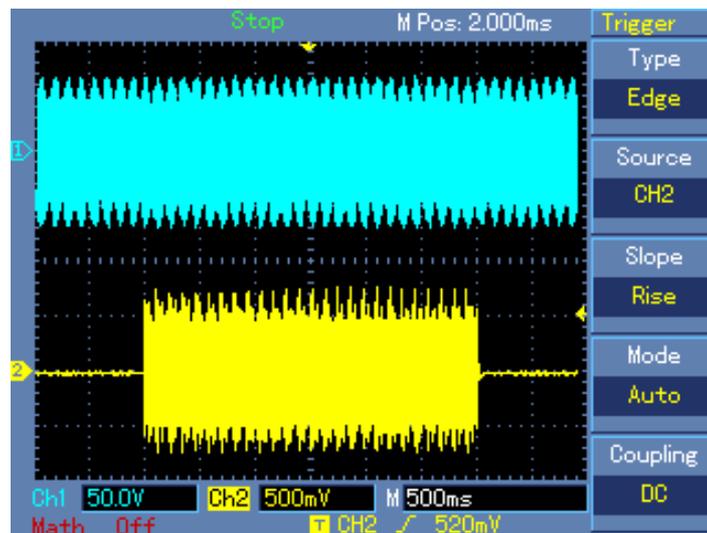


Fig. IV.12 - Entrada e saída do banco de capacitor sem os efeitos indesejados.

A especificação dos *triacs* leva sempre em consideração dois fatores fundamentais, são eles:

- Corrente do banco de capacitor associado
- Tensão residual no banco de capacitores – surge sempre que houver o desligamento do banco. A tensão residual no banco é equivalente ao valor de pico da tensão de alimentação do mesmo, este valor somado a tensão no barramento pode atingir o dobro da tensão de pico do barramento.

Devido aos transientes de tensão aos quais as chaves são submetidas é necessário utilizar um circuito *Snubber*, que reduz a sensibilidade dos *triacs* a variação súbitas de tensão (dV/dt). Uma abordagem mais detalhada do projeto deste tipo de circuito pode visto em [38, 39].

Em situações mais severas de transientes de tensão são utilizados varistores ou MOV (*Metal Oxide Varistor*). Estes proporcionam uma proteção indireta contra eventuais surtos de tensão provenientes do barramento de alimentação. Tal componente possui como característica a capacidade de reduzir a própria resistência interna com a

elevação da tensão aplicada aos seus terminais. Caso a tensão exceda um determinado potencial, a parcela excedente é “ceifada”, e a energia proporcional a mesma é convertida em energia térmica.

Como o varistor é limitado em termos de conversão de energia elétrica em térmica, caso a sobretensão perdure por um tempo muito longo pode ocasionar a queima do componente. Portanto os fusíveis devem ser dimensionados para atuar antes que isto ocorra.

IV.2.3 Dimensionamento do Banco de Capacitores.

Em [39] foi proposta uma metodologia para o cálculo do banco de capacitores, entretanto para aplicá-la é necessário conhecimento, não só da máquina em questão, como também, da linha que alimenta o barramento. Para simplificar o processo de especificação, neste trabalho foi proposto um método prático baseado na análise do comportamento da tensão e da corrente durante a partida não compensada do motor, não sendo necessário o levantamento das características dos demais componentes do sistema.

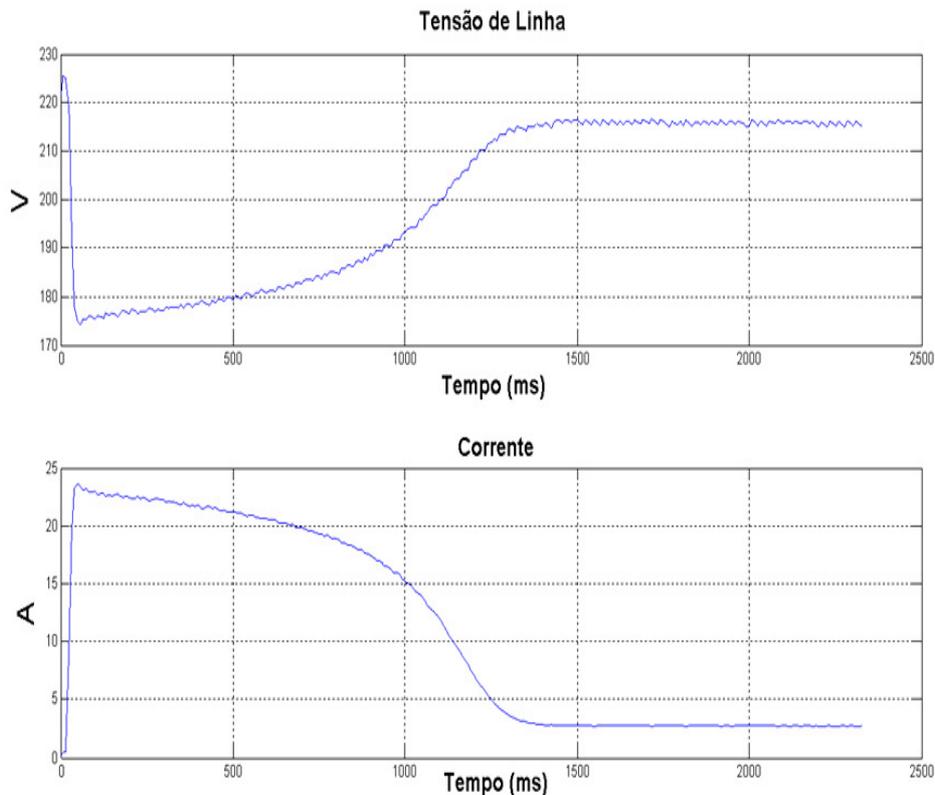


Fig. IV.13 - Tensão e Corrente durante a partida do MIT sem compensador.

A Fig. IV.13 mostra graficamente o comportamento real da tensão (*rms*) e corrente (*rms*) em uma partida de um MIT em uma linha enfraquecida (através da inserção de indutâncias em série). Estes valores foram obtidos através de uma placa de aquisição de dados ou *DAC* (*Data Acquisition Card*).

O valor máximo atingido pela corrente foi 23,75 A e a tensão mínima registrada foi 174 V. O módulo da impedância equivalente do motor por bobina dentro da conexão em delta pode ser obtida por:

$$Z_m = \sqrt{3} \cdot \frac{V}{I} \quad (4.1)$$

$$Z_m = \sqrt{3} \cdot \frac{174}{23,5} = 12,82 \Omega. \quad (4.2)$$

Onde Z_m é a impedância equivalente do motor por bobina.

Devido ao baixo fator de potência do motor durante a partida, neste caso 0,15, o valor da impedância do banco de capacitores será obtido por equivalência com Z_m .

$$Q_b = \frac{V^2}{Z_m} = \frac{220^2}{12,82} = 3,774 \text{ kVAr} \quad (4.3)$$

Onde Q_b é potência reativa do banco de capacitores.

Para obter o valor dos quatro bancos por fase é necessário efetuar uma distribuição do valor obtido na equação (4.3) pelos pesos binários, para o banco com peso 2^0 (B0), fica:

$$Q_{banco0} = \frac{Q_b}{15} = 251,6 \text{ Var} \quad (4.4)$$

Considerando valores comerciais dos capacitores, duas opções foram consideradas: 15 μ F e 20 μ F.

A partir da capacitância a potência reativa pode ser calculada por:

$$Q_c = V^2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \quad (4.5)$$

Onde C é a capacitância total do banco e f a frequência da rede.

Calculando para cada uma das duas capacitâncias propostas, obteve-se:

$$Q_{15\mu F} = 220^2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot 15^{-6} = 273,70 \text{ Var} \quad (4.6)$$

$$Q_{20\mu F} = 220^2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot 20^{-6} = 364,93 \text{ Var} \quad (4.7)$$

O valor mais próximo do calculado é o do banco de capacitores de 15 μ F, porém optou-se por utilizar o banco de 20 μ F, pensando na possibilidade de efetuar a partida de um segundo motor, o que não será abordado neste texto.

Para calcular os demais bancos, multiplica-se o valor base pelo respectivo peso binário do banco. Sendo o valor total da potência reativa:

$$Q_b = 2^0 \cdot Q_{20\mu F} + 2^1 \cdot Q_{20\mu F} + 2^2 \cdot Q_{20\mu F} + 2^3 \cdot Q_{20\mu F} = 5,47 \text{ kVAr} \quad (4.8)$$

IV.2.4 Aplicativo de Controle.

O aplicativo responsável pelo controle de entrada e saída dos bancos de capacitores foi desenvolvido em linguagem C, no intuito de se obter um melhor desempenho e permitir a portabilidade do mesmo para outras plataformas.

Neste programa, todas as rotinas de aquisição de dados foram implementadas utilizando interrupções, garantindo uma frequência fixa de amostragem.

O algoritmo para detectar o afundamento de tensão foi baseado na monitoração dos valores *rms* da tensão do alimentador. Utilizou-se a técnica de cálculo do valor *rms* através de uma janela deslizante com um *buffer* de 64 amostras, onde a cada chamada da interrupção a amostra mais antiga é substituída por uma amostra nova e em seguida é efetuado o cálculo do valor *rms* dos valores armazenados no *buffer*. Esta técnica permite detectar o afundamento de forma mais eficiente do que o cálculo do valor *rms* efetuado uma vez a cada ciclo ou semi-ciclo. A taxa de amostragem empregada foi de 3,84 kHz por canal.

A estratégia de controle foi projetada para regular a tensão no barramento. Esta regulação é realizada sempre que a tensão extrapola um determinado limite superior ou inferior pré-estabelecido. Quando isto ocorre o controle do valor do reativo a ser acrescido ou decrescido é controlado um regulador do tipo PI, que atua em uma variável do tipo inteiro, cuja faixa de variação é de 0 até 15. Esta variável, por sua vez, representa os estados dos bancos binários. Permitindo desta forma que o regulador selecione quais bancos serão ligados ou desligados.

A corrente nos bancos de capacitores é monitorada utilizando o mesmo algoritmo de cálculo *rms* aplicado à tensão. Isto é feito para que o aplicativo possa realizar a proteção do sistema contra sobrecorrente, caso isto ocorra o valor da variável de controle dos bancos é zerado e os bancos são desligados.

A Fig. IV.14 exhibe um exemplo da atuação do regulador. Como os *triacs* só podem ser chaveados uma vez por semi-ciclo, pode haver um atraso de no máximo 8,33 ms entre a ação de controle e o chaveamento, caso o comando de chaveamento se efetue depois do *zero crossing* (passagem pelo zero).

O fluxograma do aplicativo bem como as rotinas de interrupção está ilustrado na Fig. IV.14.

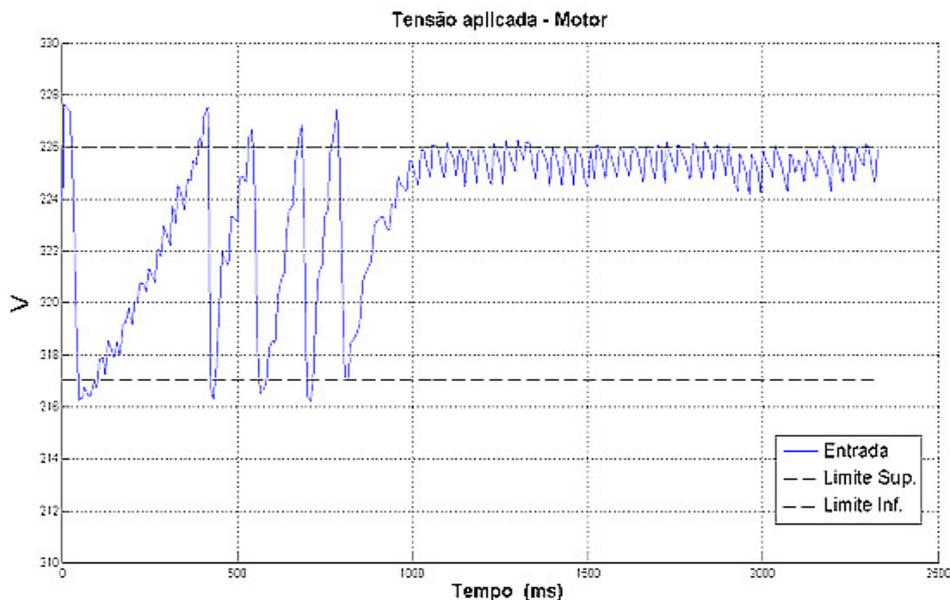


Fig. IV.14 - Regulação da Tensão durante a partida do MIT.

IV.2.5 Resultados.

Os resultados obtidos podem ser visualizados nas figuras que seguem.

A Fig. IV.15 mostra a queda de tensão ocorrida na partida do motor em questão. No topo da tela está a forma de onda da tensão em uma escala de 110V/div, onde se pode observar a queda de tensão na rede enfraquecida pelos indutores em série. Na parte inferior da tela está a forma de onda da corrente na escala de 20 A/div.

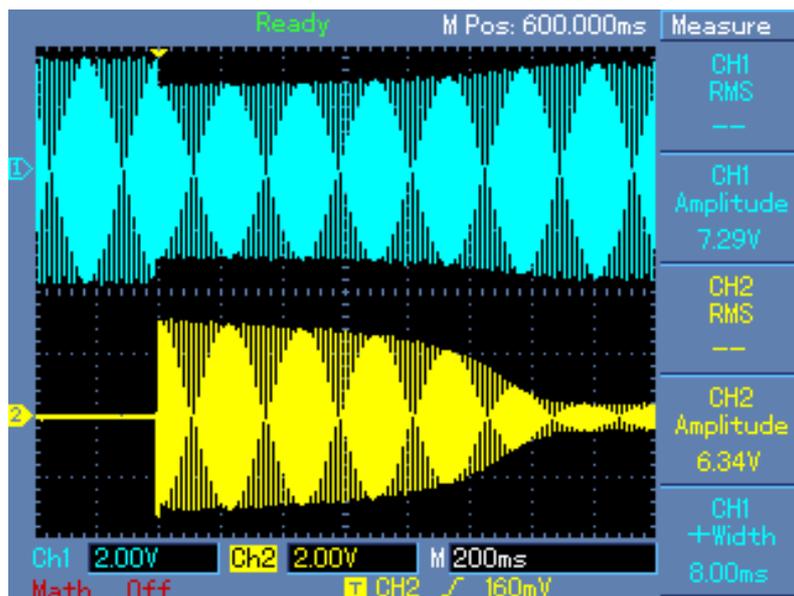


Fig. IV.15 - Partida direta MIT sem compensação.

O valor de tensão mínimo registrado foi de 174V, representando uma queda de 20,9% em relação ao valor nominal. A Fig. IV.16 mostra as formas de onda obtidas com o sistema em funcionamento. Onde, novamente, no topo da tela está a forma de onda da tensão em uma escala de 110V/div e na parte inferior da tela está a forma de onda da corrente na escala de 20 A/div. O valor mínimo da tensão *rms* registrado foi de 216V, uma queda de 1,82% em relação ao valor nominal. A banda de tensão foi ajustada para o limite superior de +2,7% e inferior de -1,4%, em relação à tensão de referência de 220V.

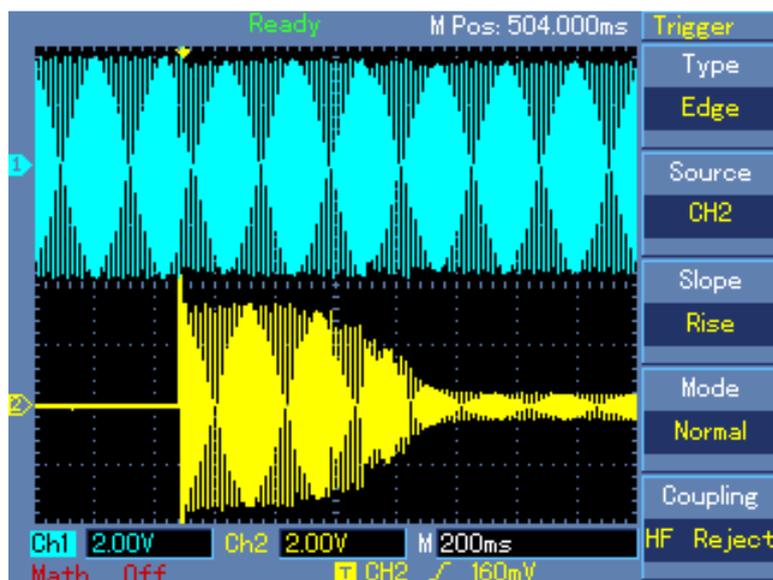


Fig. IV.16 - Partida direta MIT com compensação.

A Fig. IV.17 exibe para fim de comparação as formas de onda de tensão regulada e não regulada obtidas através do software de controle, a escala utilizada é de 10V/div.

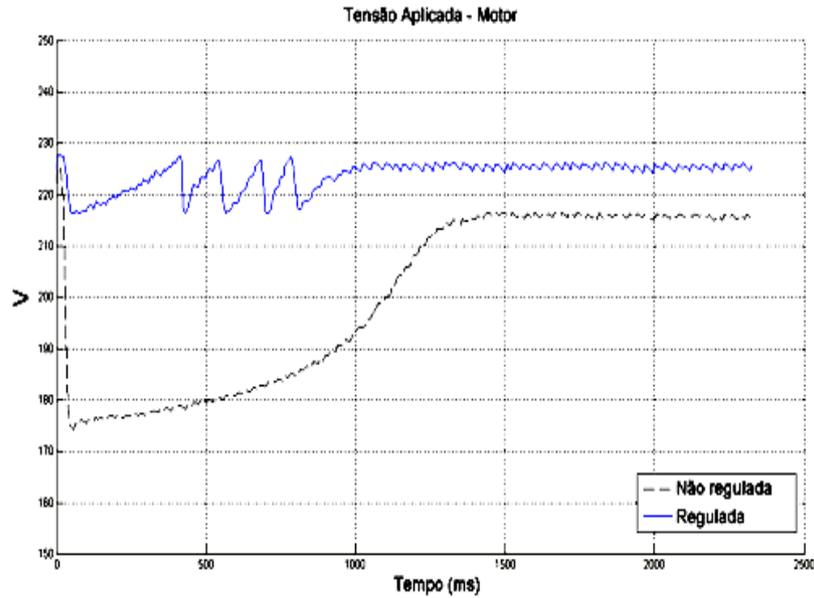


Fig. IV.17 - Tensão Regulada e não Regulada.

A Fig. IV.18 exibe as formas de onda de corrente no banco de capacitores e no MIT, a escala utilizada é de 20A/div.

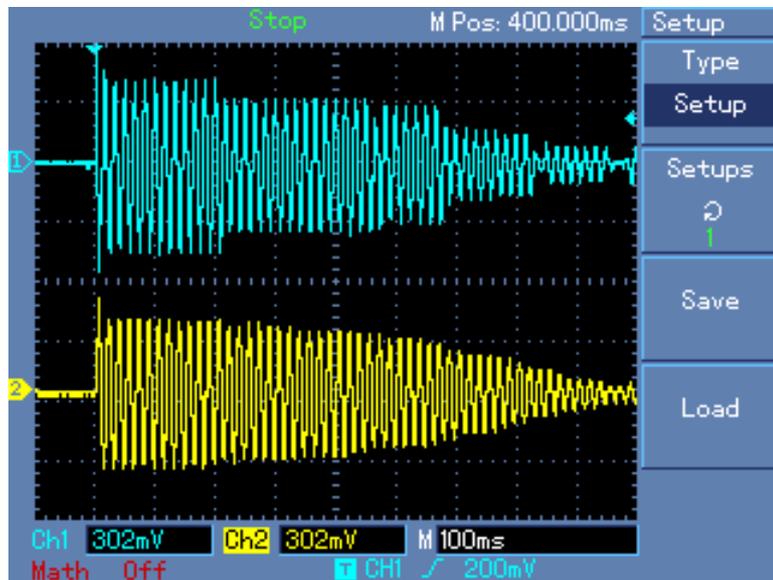


Fig. IV.18 - Corrente no banco de capacitores (parte superior da tela).

Com relação à regulação, nem sempre o acionamento necessita compensar 100% da queda de tensão, em algumas aplicações uma compensação de 50% já seria suficiente ou ao menos aceitável [39].

Problemas associados aos bancos de capacitores como ressonância, podem ser tratados via software, em geral, pela lógica de controle ou pelo algoritmo de proteção.

IV.3 Implementação do Reator Continuamente Variável

O processo de construção desta configuração se iniciou pela simulação do sistema no aplicativo *Simulink*. O que permitiu uma prévia análise do comportamento dinâmico desta topologia, bem como o desenvolvimento da lógica de controle. O diagrama utilizado está ilustrado na Fig. IV.19.

Esta simulação representa uma versão monofásica, composta por uma fonte de corrente alternada de 127 V (valor eficaz) e frequência de 60 Hz alimentando uma carga resistiva de 10 Ω . No instante 0,15s insere-se um capacitor de 250 μF , representando o efeito do TSC no sistema. Esta carga capacitiva é retirada em 0,5s do tempo da simulação. Este degrau de carga capacitiva será utilizado para analisar o controle do RCV.

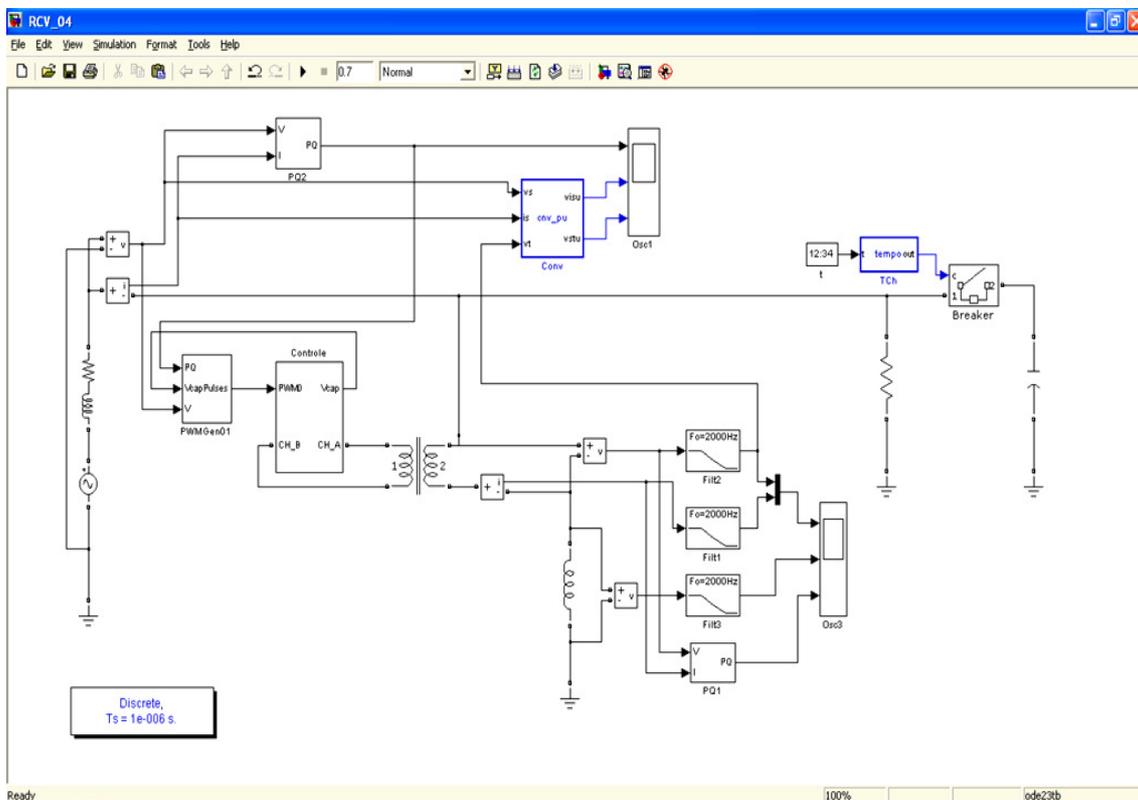


Fig. IV.19 - Simulação do RCV.

A Fig. IV.20 mostra o efeito da inserção e retirada do capacitor no sistema em relação a potência reativa.

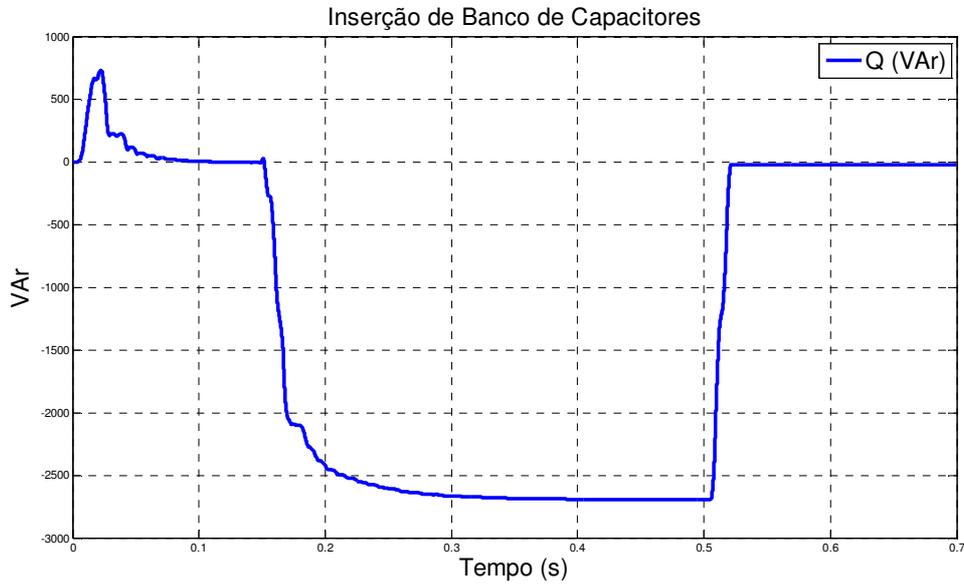


Fig. IV.20- Inserção e retirada do capacitor de 250 μ F.

Este efeito pode ser visualizado, também, sob a forma da diferença de fase entre a tensão e corrente de linha, no momento do primeiro degrau, como ilustra a Fig. IV.21.

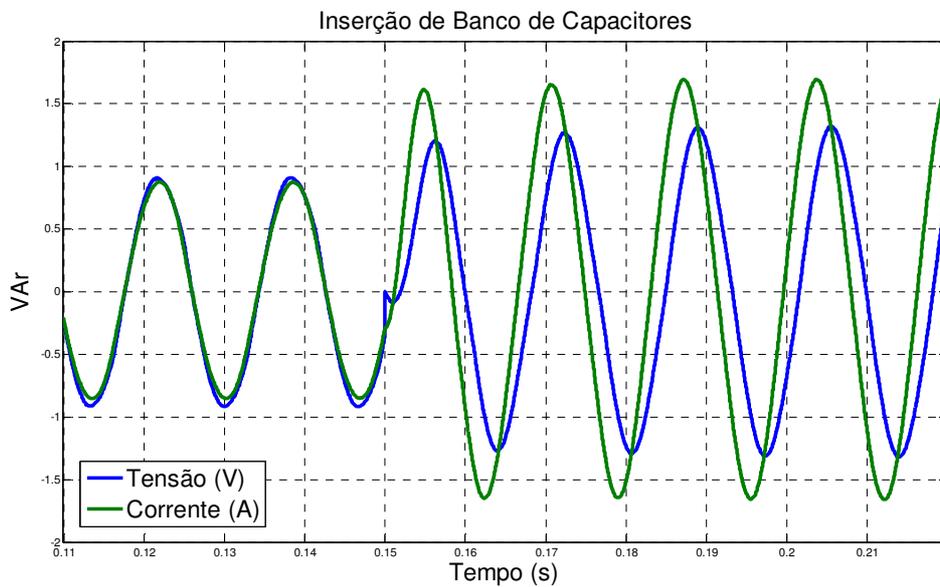


Fig. IV.21 - Defasamento entre V_l e I_l durante a inserção capacitor de 250 μ F.

Para realizar a compensação foi utilizado um indutor de 20 mH em série com o secundário de um transformador com relação de transformação de 4:1, sendo que os parâmetros do mesmo estão exibidos na Fig. IV.22.

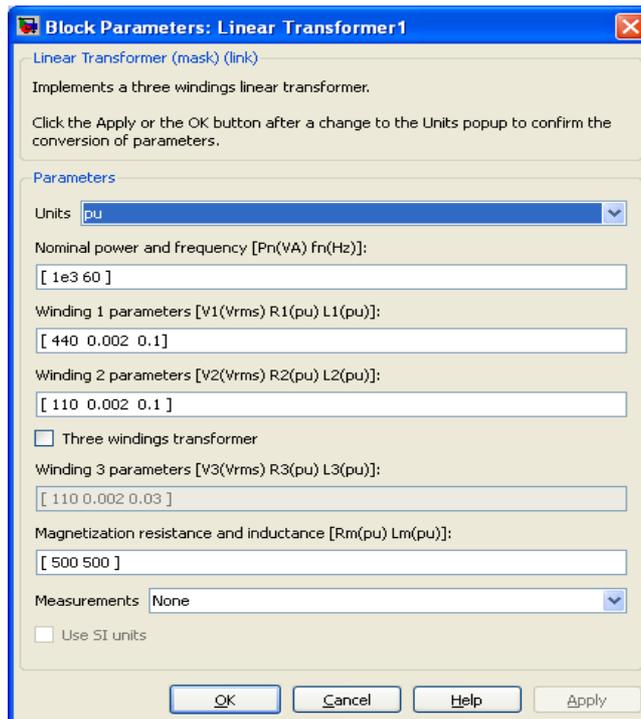


Fig. IV.22 - Parâmetros do Transformador.

A ação de chaveamento, ou controle, ocorre no lado do primário do transformador, representado na Fig. IV.19 pelo bloco **controle**. O detalhamento deste bloco está na Fig. IV.23. Nesta figura, os terminais CH_A e CH_B, são os pontos de conexão com os terminais do primário do transformador. O valor do capacitor do elo CC (corrente contínua) é de 100 μ F.

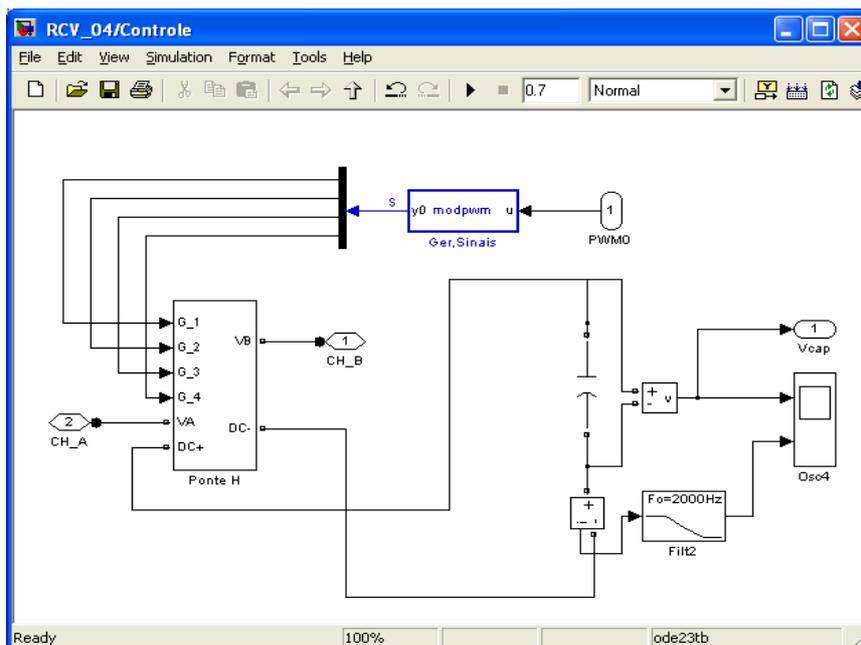


Fig. IV.23 - Detalhamento do bloco de controle.

O detalhamento do bloco da ponte H pode ser visualizado na Fig. IV.24.

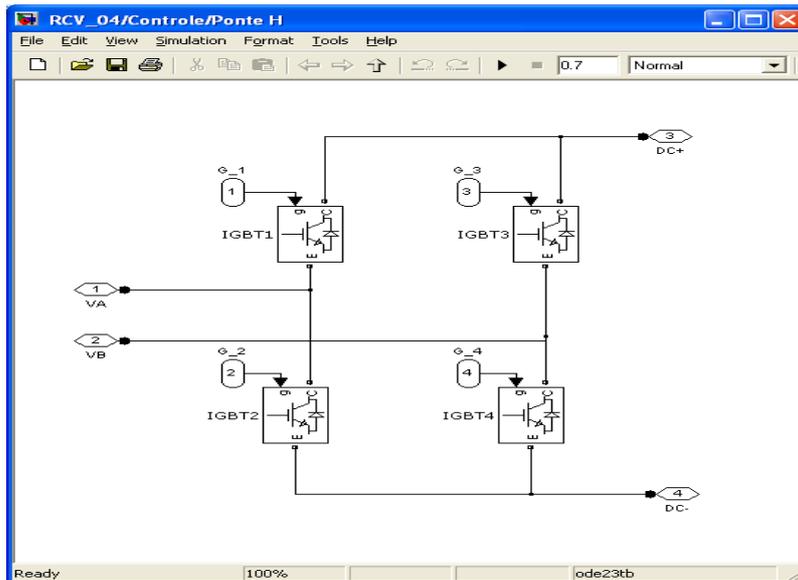


Fig. IV.24 - Detalhamento da ponte H.

A tensão imposta sobre o indutor, conforme já comentado no capítulo anterior, é gerada por sinal de *PWM*, este sinal é gerado pelo bloco **PWMGen01** detalhado na Fig. IV.25. A amplitude e a fase do sinal gerado são controladas por um regulado do tipo Proporcional-Integral (PI) discreto, implementado em linha de comando na linguagem do *Matlab*. Os ganhos deste regulador foram ajustados empiricamente.

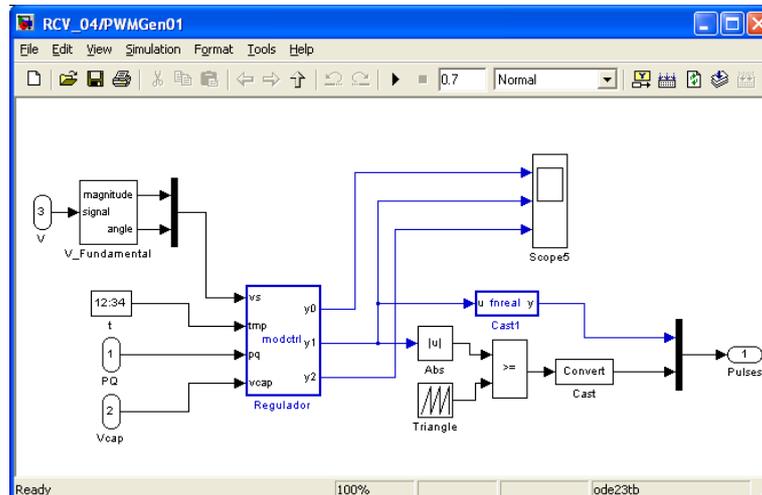


Fig. IV.25 - Bloco PWMGen01.

Os resultados obtidos estão em Fig. IV.26 e Fig. IV.27. A Fig. IV.26 mostra como a inserção do indutor compensou a potência reativa buscando anular o seu valor e levando o fator de potência a um valor quase unitário, após a inserção do capacitor e a auto-regulação posterior a retirada do mesmo. A Fig. IV.27 mostra a regulação durante

a inserção do capacitor do ponto de vista do defasamento entre a tensão e corrente de linha.

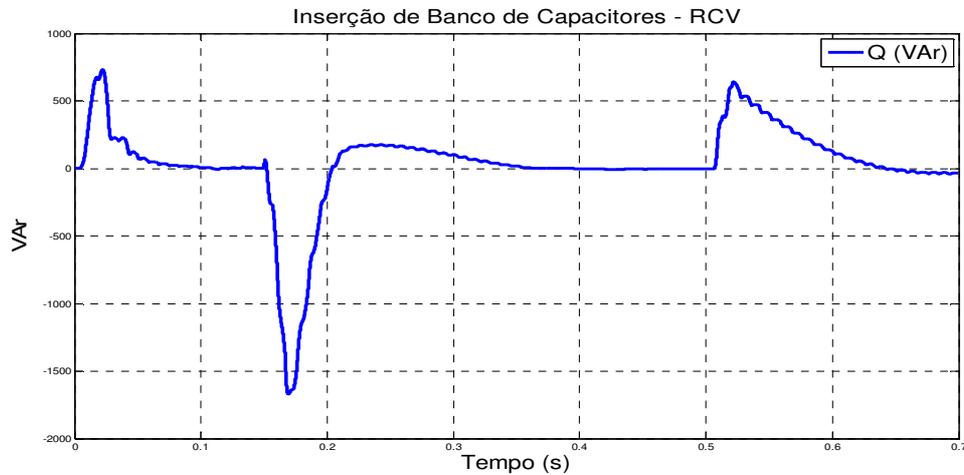


Fig. IV.26 - Inserção e retirada do capacitor de 250 μ F - compensada.

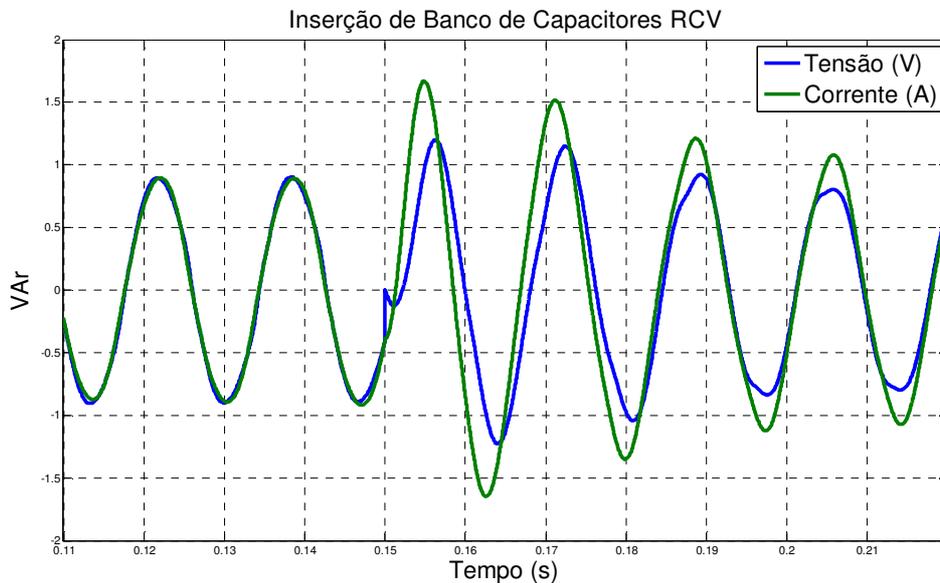


Fig. IV.27 - Defasamento entre V e I durante a inserção capacitor de 250 μ F - compensada.

A Fig. IV.28 permite visualizar as tensões do barramento e a tensão imposta no secundário do transformador, necessária para o controle da reatância indutiva.

Os picos de potência reativa exibidos nos instantes iniciais das simulações, que podem ser visualizados tanto na Fig. IV.20 quanto na Fig. IV.26, são decorrentes da carga do capacitor do elo C.C. Esta carga é inicialmente realizada pelos diodos de roda livre dos IGBTs (observar Fig. IV.24), neste momento da simulação o índice de modulação do sinal de PWM é igual a zero, e os diodos se comportam como uma ponte retificadora carregando o capacitor.

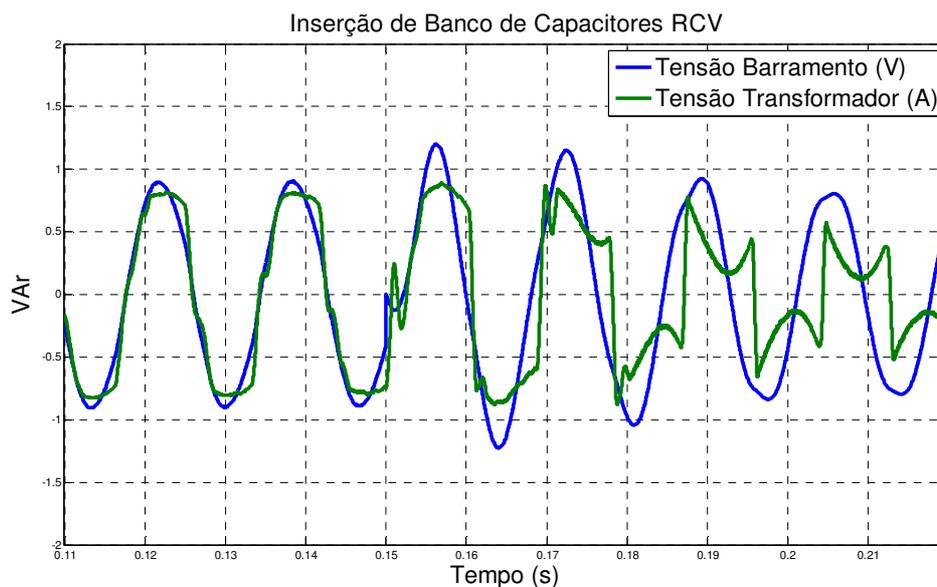


Fig. IV.28 - Tensão no barramento e no transformador.

IV.3.1 Implementação do RCV.

A montagem do RCV foi realizada de forma independente do SVC Binário, permitindo a flexibilização do uso do mesmo. Para a realização do controle, foi empregado um processador digital de sinais (DSP) TMS320F2812 da *Texas Instruments*. O TMS320F2812 faz parte de uma família de processadores especialmente projetada para processamento de sinais em tempo real. Entre suas características, destacam-se:

- Tecnologia CMOS Estática de Alto Desempenho;
- Até 150 MIPS (milhões de instruções por segundo);
- CPU de 32 bits de alto desempenho;
- Memória RAM interna de 18 kwords (1 word = 16 bits);
- Memória Flash EEPROM integrada de 128 kwords;
- Conversor Analógico Digital de 12 bits, 16 entradas multiplexadas;
- Capacidade de 12,5 milhões de amostras por segundo;
- Programação em C/C++ (Code Composer Studio IDE);
- 16 saídas PWM.

Devido a complexidade do desenvolvimento de um *hardware* para utilização deste DSP, foi utilizado um *kit* EzDSP, da *Spectrum Digital*, pois este já disponibiliza:

- O DSP TMS320F2812;
- Uma memória externa de 64 kwords;
- Uma interface de programação e teste de circuitos digitais JTAG (*Joint Test Access Group*);
- Uma interface para ligar o DSP à porta paralela de um microcomputador;
- Os conectores para acesso às portas do DSP.

Este kit é fornecido com o ambiente de programação em C/C++, o *Code Composer Studio*, que além de editar o código fonte e compilá-lo, permite a comunicação com as entradas e saídas digitais, as entradas do conversor A/D e as saídas PWM.

A Fig. IV.29 mostra o kit conectado às demais placas do equipamento.

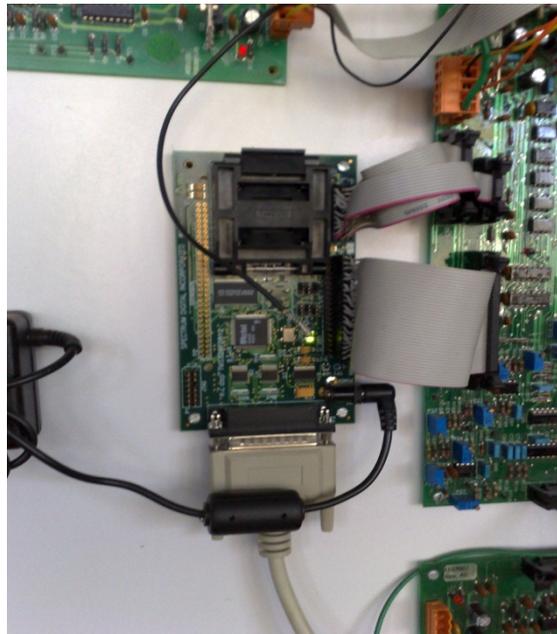


Fig. IV.29 - Kit DSP utilizado para o Controle do RCV.

A Fig. IV.30 mostra o circuito completo de controle do RCV contendo as placas utilizadas para a compatibilização das tensões de entrada e saída do kit e as fontes de alimentação.

Os transdutores utilizados para a medição das tensões e correntes foram, respectivamente, os sensores de efeito Hall LV25 e LA100, ambos do fabricante LEM.



Fig. IV.30 - Circuito completo de Controle.

O circuito de potência pode ser visualizado na Fig. IV.31. Utilizou-se um conversor de frequência do tipo fonte de tensão VSI (*Voltage Source Inverter*) monofásico em ponte completa (ponte H) de IGBTs da série SKM 75 GB 124 D (75A / 1200V). A potência nominal da ponte é 75kVA, o fabricante é a SEMIKRON. Os capacitores do elo CC são eletrolíticos e totalizam 2350 μ F com tensão nominal de 900 Vdc. Para realizar o acionamento dos IGBTs (os *drivers*) são empregados dois SKHI22A, também da SEMIKRON.



Fig. IV.31- Circuito de potência - ponte inversora.

O transformador de acoplamento utilizado é monofásico com relação de transformação de 110:440V com potência de 1 kVA. O conversor de frequência é conectado ao lado de alta tensão e ao lado de baixa tensão é conectado em série com um indutor de valor máximo de 75 mH, contendo várias derivações “*taps*” que permitem ligá-lo desde 15 mH até 75 mH. Estes elementos podem ser vistos na Fig. IV.32.

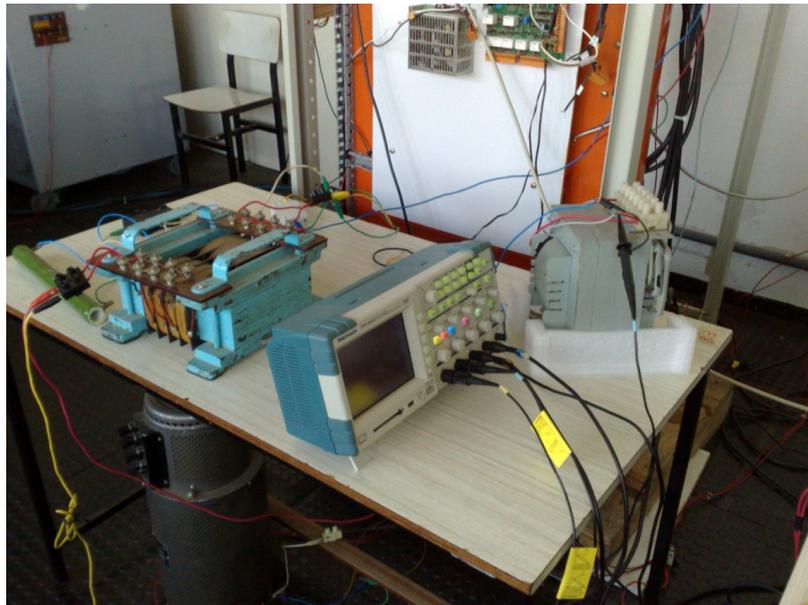


Fig. IV.32 – Transformador de acoplamento e o indutor.

IV.3.2 Resultados do Ensaio do RCV.

Para verificar a dinâmica do RCV, o mesmo foi ensaiado variando o índice de modulação m , uma parte dos resultados já foi exibida no capítulo III nas Fig. III.33, 34 e 35. Este ensaio foi realizado de forma discreta, assim pode-se também verificar a estabilidade do equipamento para cada patamar de potência reativa em função do índice m . O ensaio foi realizado variando m em doze níveis de 0 até 0,5. As figuras abaixo mostram um conjunto de medidas utilizando um FLUKE 435, um Analisador de Qualidade de Energia Trifásico.

A parte superior da Fig. IV.33 mostra a variação da tensão medida no conjunto transformador e indutor, cujo o valor *rms* sofre uma gradativa redução em função da variação de m . O valor inicial da tensão que estava entre 128V e 128,5V no início do ensaio cai para valores entre 127V e 127,5V no final, devido a inserção da indutância no circuito.

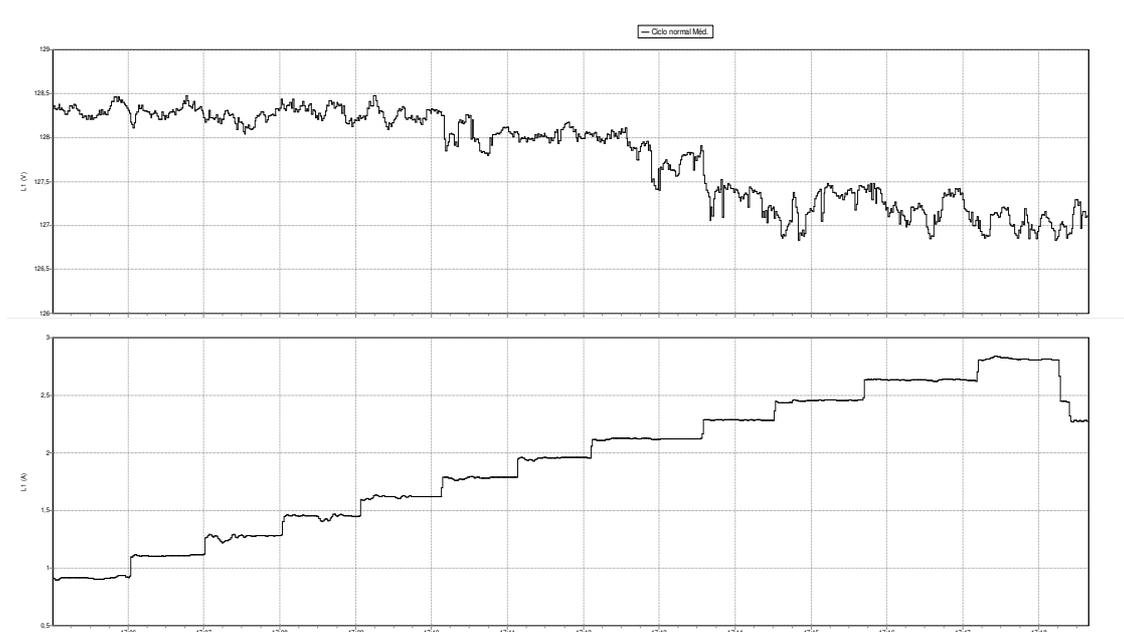


Fig. IV.33 - Perfil da tensão e corrente no RCV para uma variação discreta de m .

A parte inferior da Fig. IV.33 mostra o comportamento da corrente medida no indutor durante o ensaio. A Fig. IV.34 permite acompanhar a variações das potências ativa (parte inferior da figura) e reativa (parte superior da figura) medidas no conjunto transformador e indutor. A potência ativa varia de 50 W até um pouco mais de 100 W no final do ensaio, devido ao aumento das perdas no indutor. A potência reativa varia de 100 VAR até um valor máximo de aproximadamente 350 VAR.

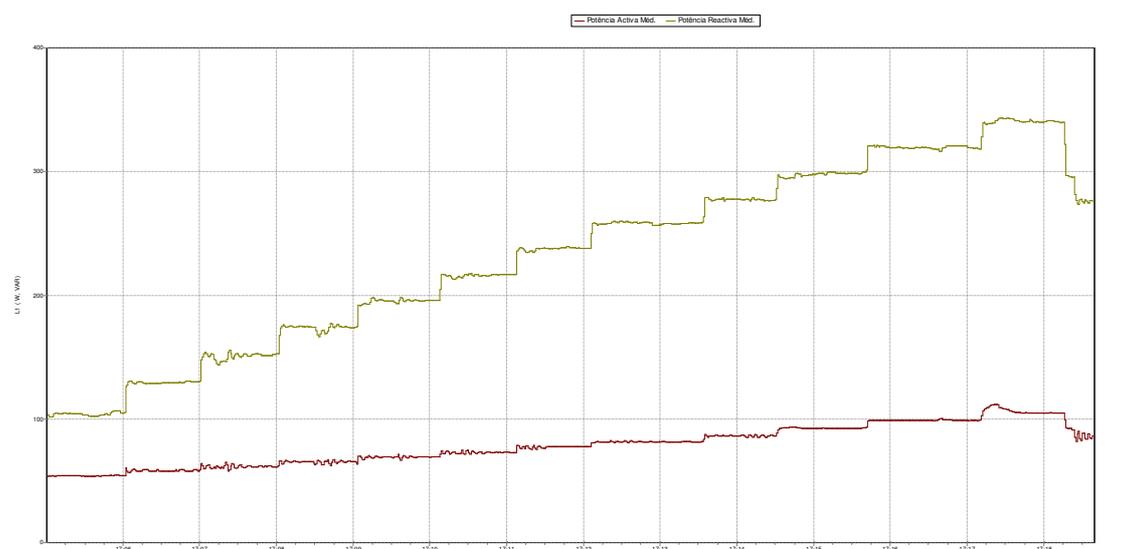


Fig. IV.34 - Variação das potências ativa e reativa.

são chaveadas seguindo a Tabela IV.2, que contem os de estados das cargas para cada intervalo de tempo. Nesta simulação o intervalos de tempo foram definidos como sendo 200 ms cada.

Tabela IV.2 - Estados da Cargas para Teste.

Tempo	Estado das Cargas			
	C1 (1 MVar)	C2 (1-j1 MVA)	C3 (2 MVar)	C4 (1+j2 MVA)
T1	Ligada	Desligada	Desligada	Desligada
T2	Desligada	Desligada	Desligada	Ligada
T3	Desligada	Ligada	Desligada	Desligada
T4	Desligada	Desligada	Ligada	Desligada

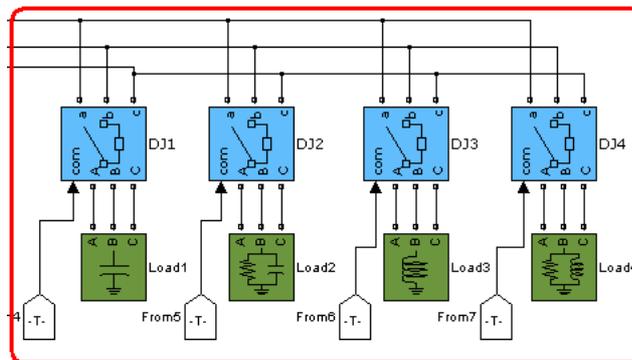


Fig. IV.36 - Cargas de Teste.

A alternância das cargas permite gerar transitórios contemplando degraus de carga, que podem ser tanto capacitivos quanto indutivos, permitindo explorar os dois tipos de compensação. A Fig. IV.36 mostra o detalhamento dos componentes do sistema, que são:

- 1) **O SVC Binário** – composto por quatro bancos de capacitores trifásicos, com respectivamente, 0,5, 1, 2 e 4 MVar com tensão nominal de 2,4 kV; totalizando 7,5 MVar.
- 2) **O RCV** – em configuração trifásica montada através de três circuitos monofásicos detalhados na Fig. IV.38. O reator mostrado na figura é 1,5 MVar com tensão nominal de 2,4 kV e o transformador de acoplamento é de 2,4:9,6 kV com potência nominal de 300 kVar.
- 3) **Bloco de controle do SVC Binário** – controlador discreto tipo PID.

- 4) **Bloco de controle da Curva de Capabilidade** - interface com o ActiveX Curva de Capabilidade.

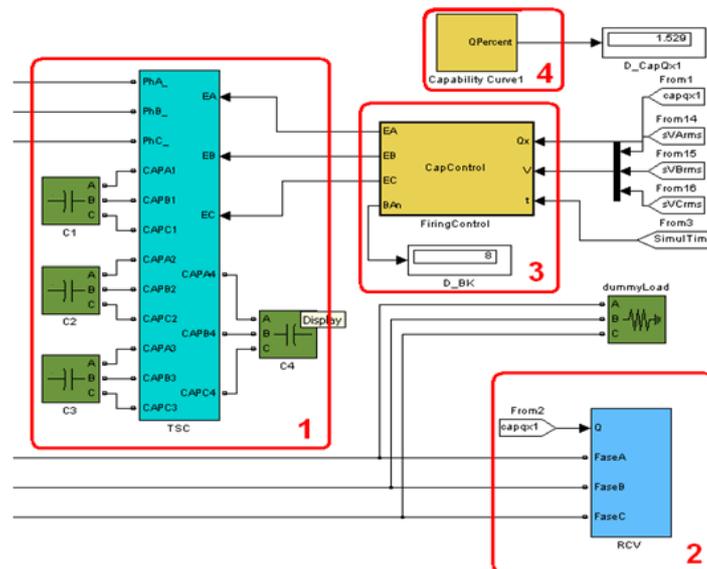


Fig. IV.37 - Detalhamento dos componentes.

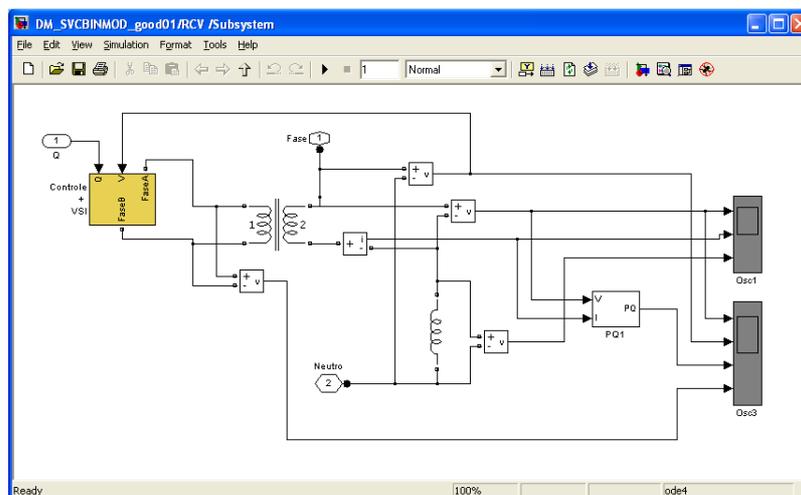


Fig. IV.38 - RCV monofásico.

A Fig. IV.39 mostra a execução da simulação, onde pode-se visualizar pela janela “Figure 1” a operação compensada do Grupo-Diesel. As Fig. IV.40 e 41 mostram, respectivamente a operação transitória após a entrada de uma carga capacitiva e indutiva.

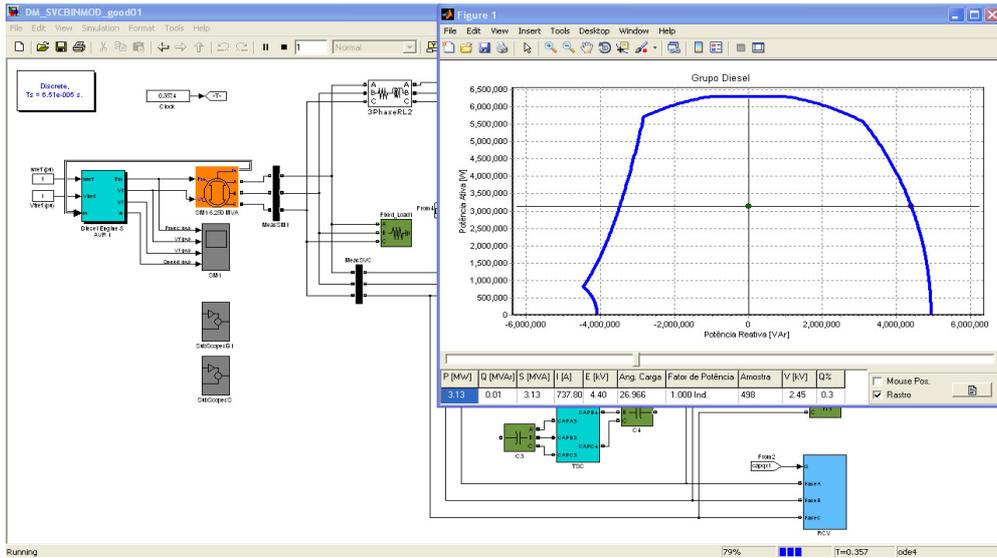


Fig. IV.39 - Simulação em execução.

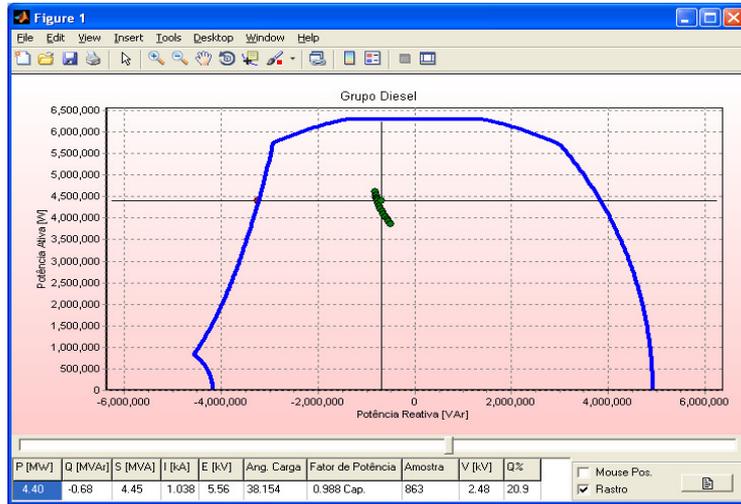


Fig. IV.40 - Operação com carga capacitiva.



Fig. IV.41 - Operação com carga indutiva.

IV.4.1 Gráficos com os Resultados da Simulação.

As Fig. IV.42 e 43 mostram os resultados simulados para o Grupo-Diesel como a variação da potência mecânica e da velocidade.

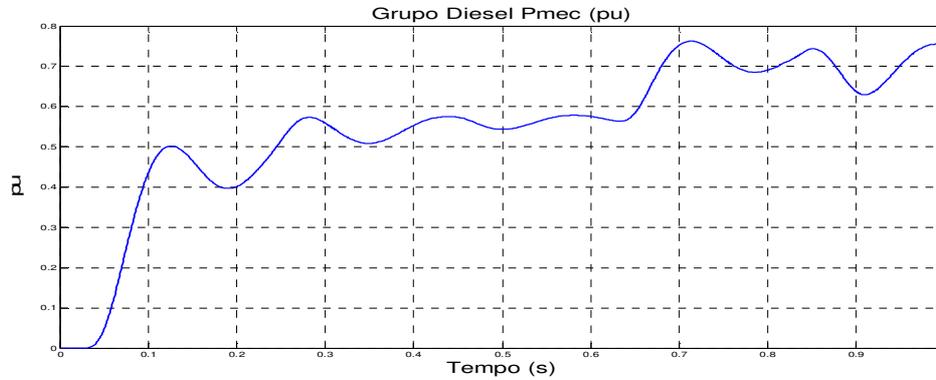


Fig. IV.42 - Variação da Pmec do Grupo Diesel.

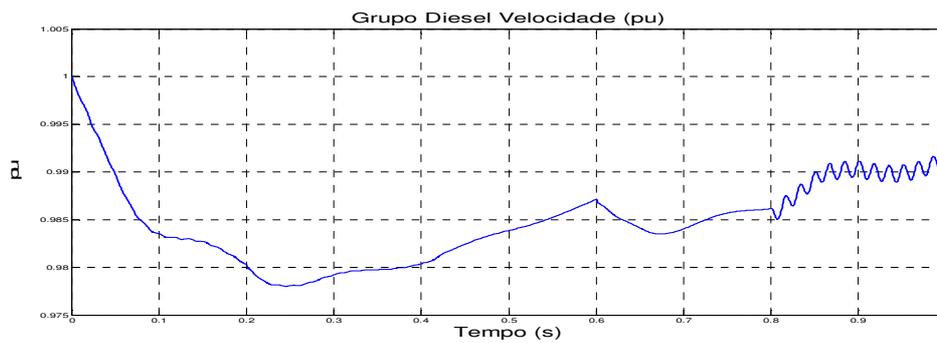


Fig. IV.43 - Perfil da velocidade do motor diesel.

As Fig. IV.44 e 45 permitem visualizar o comportamento das correntes durante as variações de carga.

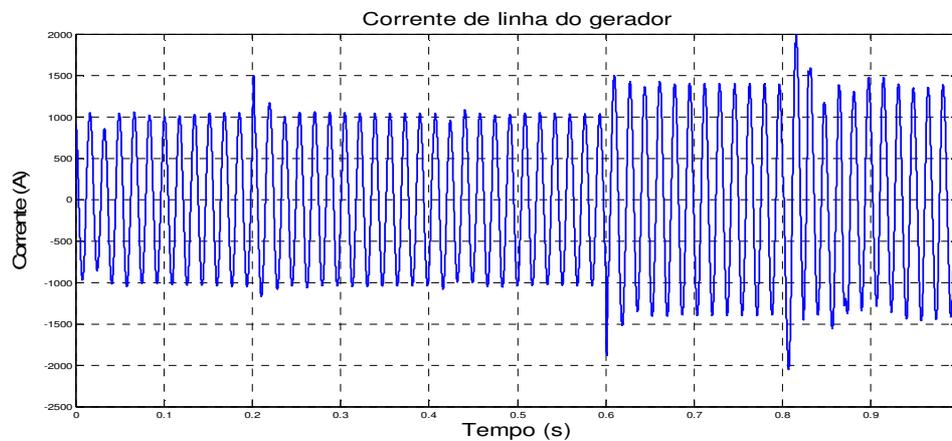


Fig. IV.44 - Corrente de linha do Gerador.

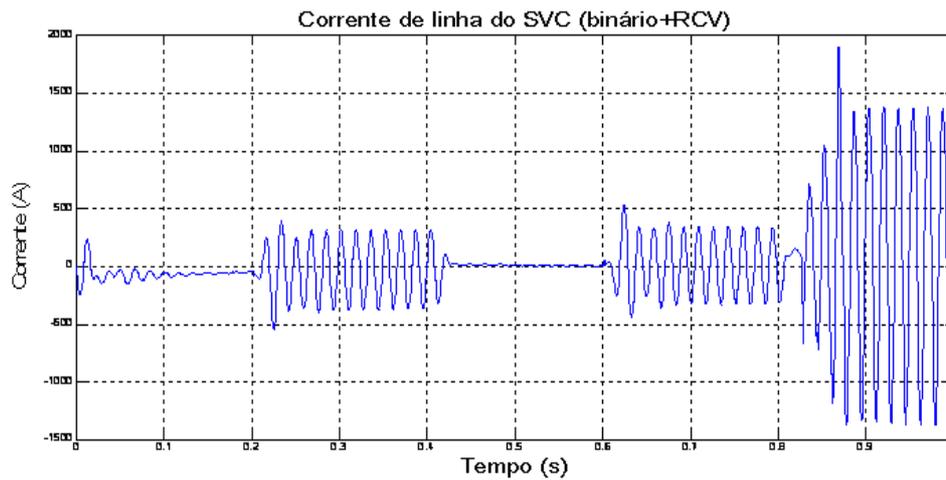


Fig. IV.45 - Corrente de linha do SVC (Binário+RCV).

A Fig. IV.46 até a Fig. IV.53 mostram os resultados, respectivamente, em valores reais e em pu.

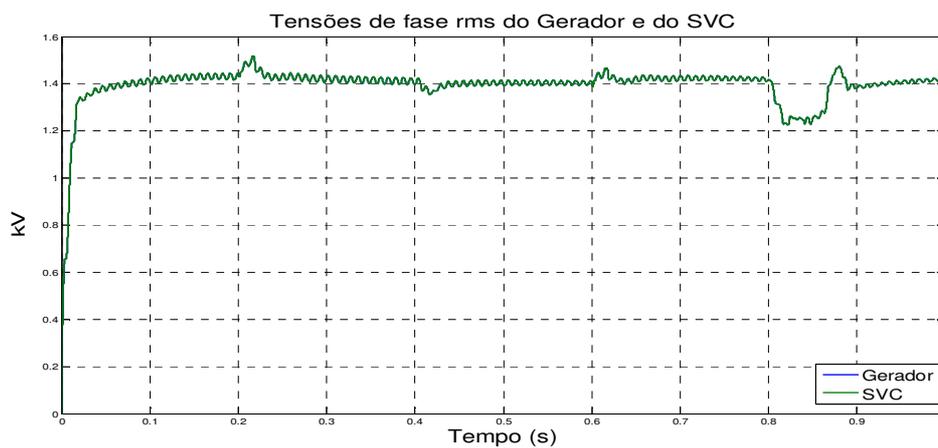


Fig. IV.46 - Tensões de fase (rms) do Gerador e do SVC.

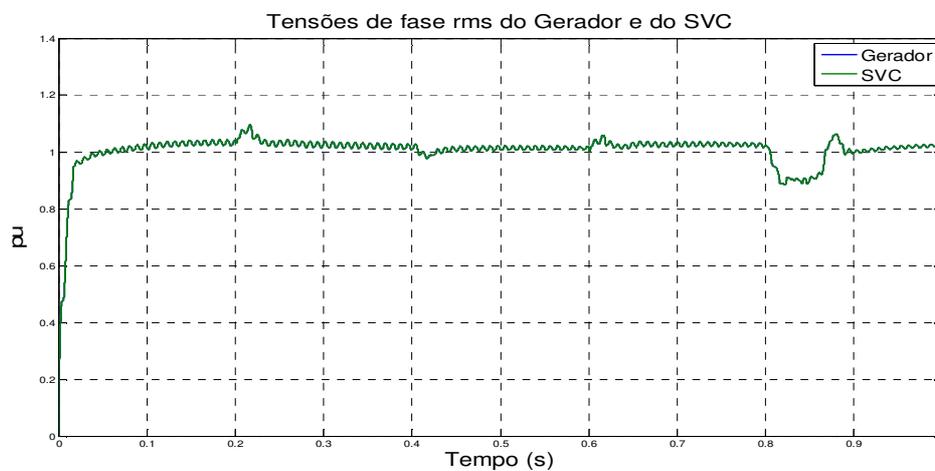


Fig. IV.47 - Tensões de fase (rms) do Gerador e do SVC. (pu)

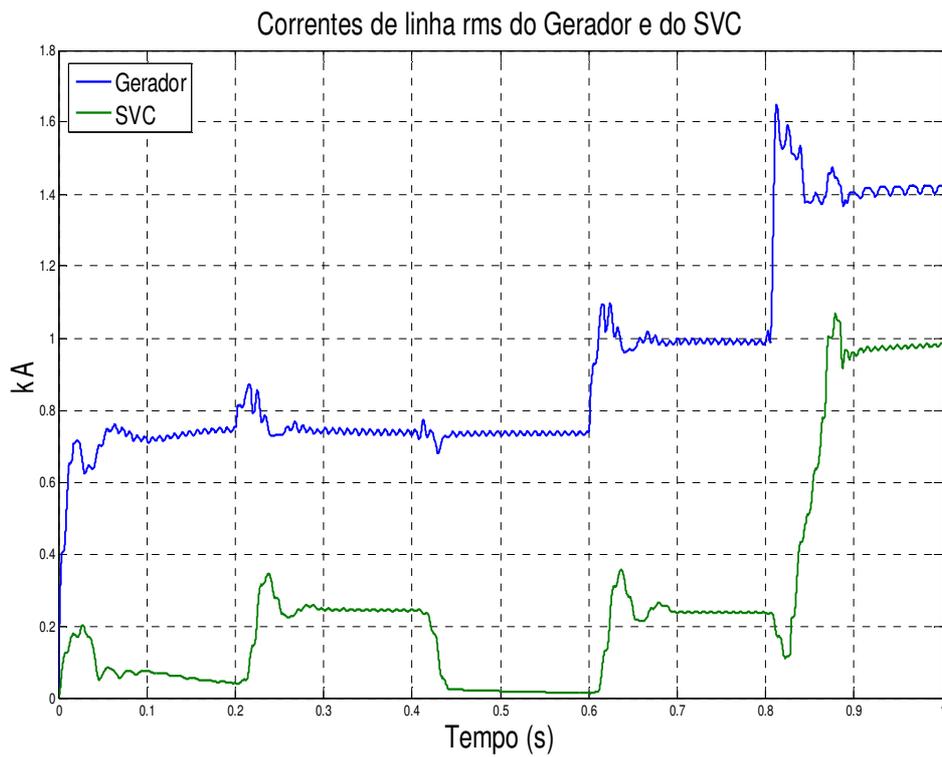


Fig. IV.48 - Correntes de linha (rms) do Gerador e do SVC.

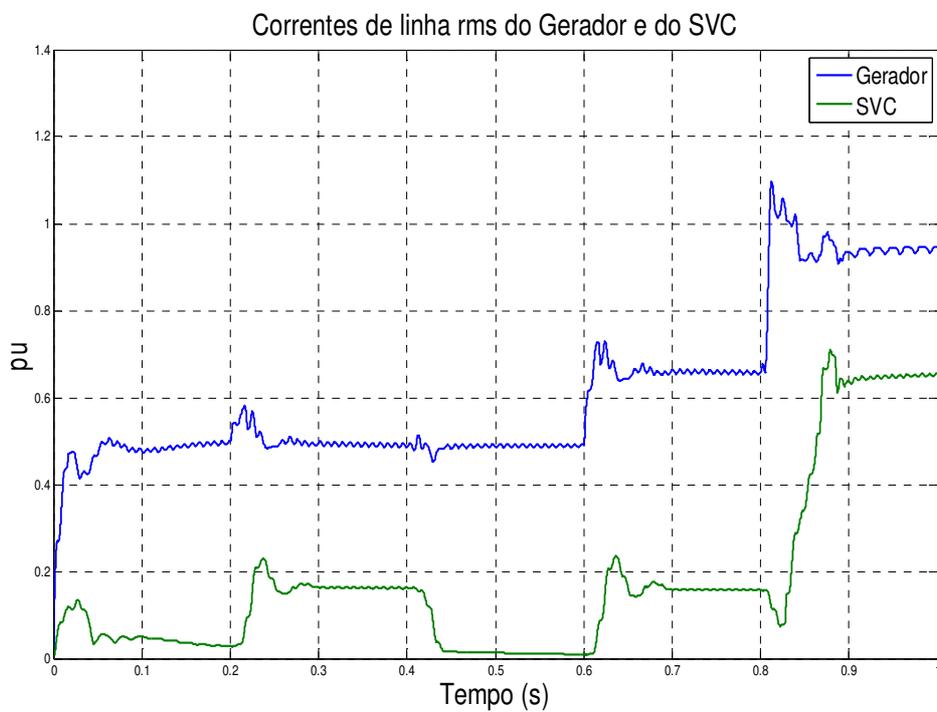


Fig. IV.49 - Correntes de linha (rms) do Gerador e do SVC.(pu).

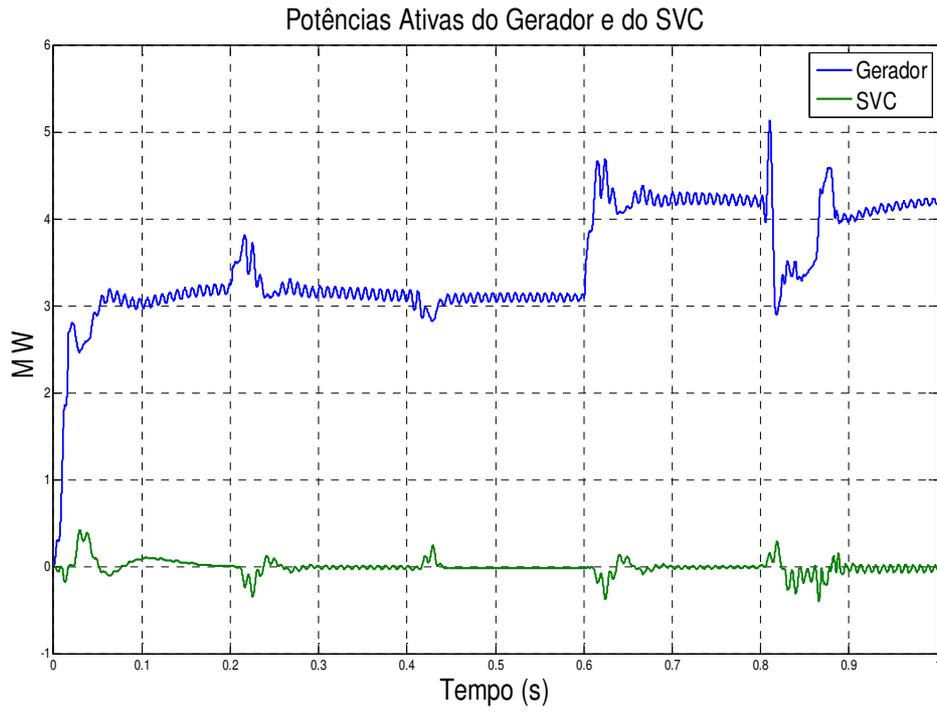


Fig. IV.50 - Potências Ativas do Gerador e do SVC.

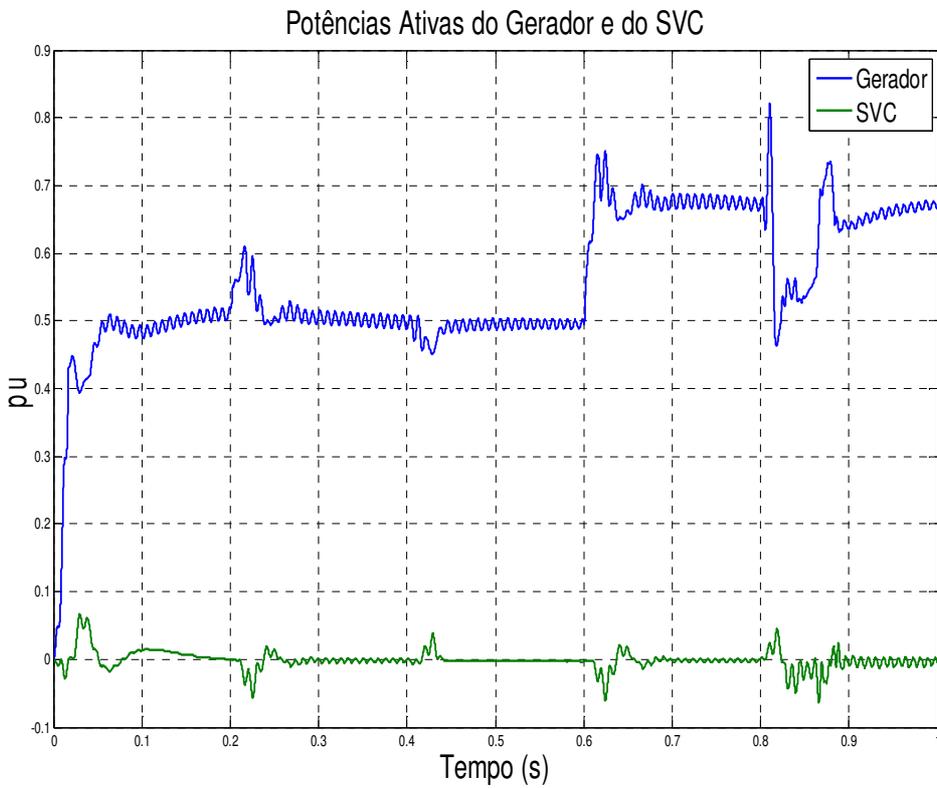


Fig. IV.51 - Potências Ativas do Gerador e do SVC.(pu).

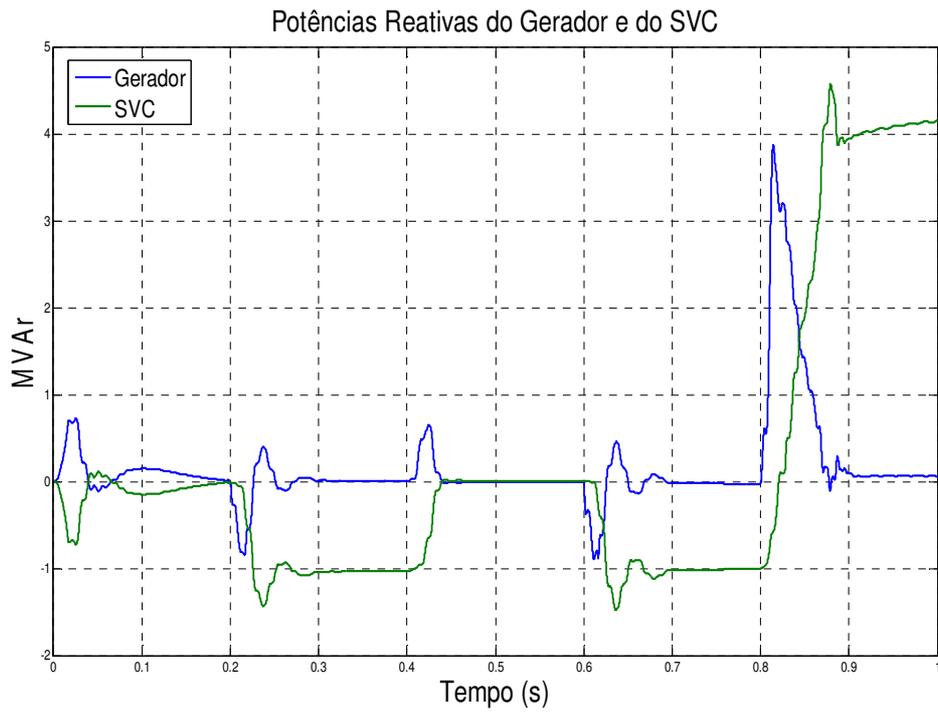


Fig. IV.52 - Potência Reativas do Gerador e do SVC.

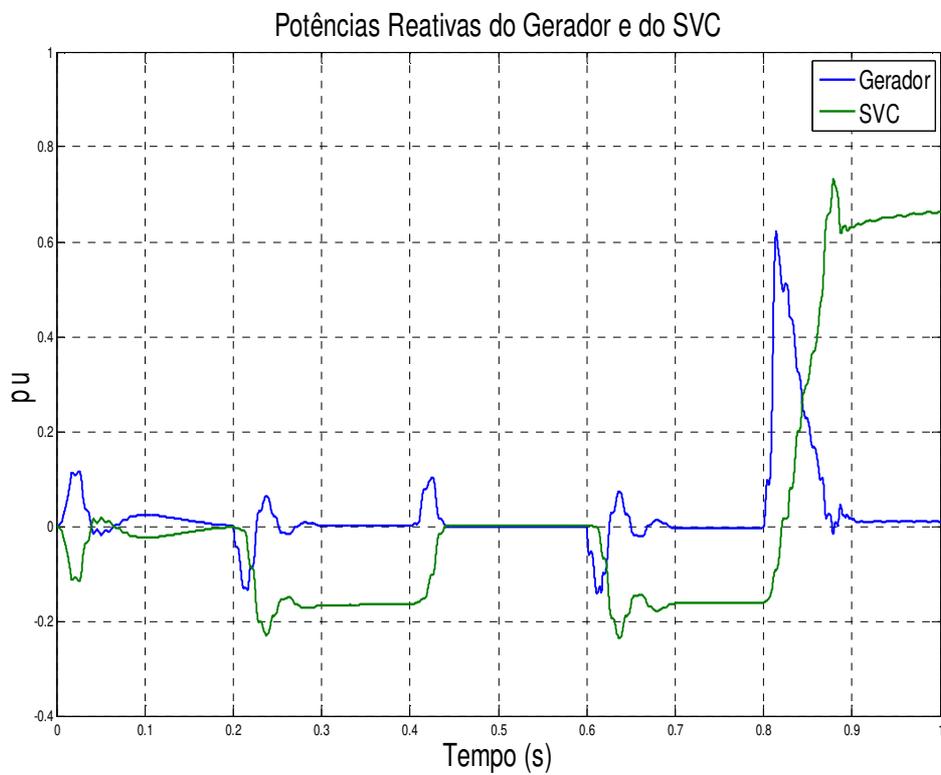


Fig. IV.53 - Potência Reativas do Gerador e do SVC (pu).

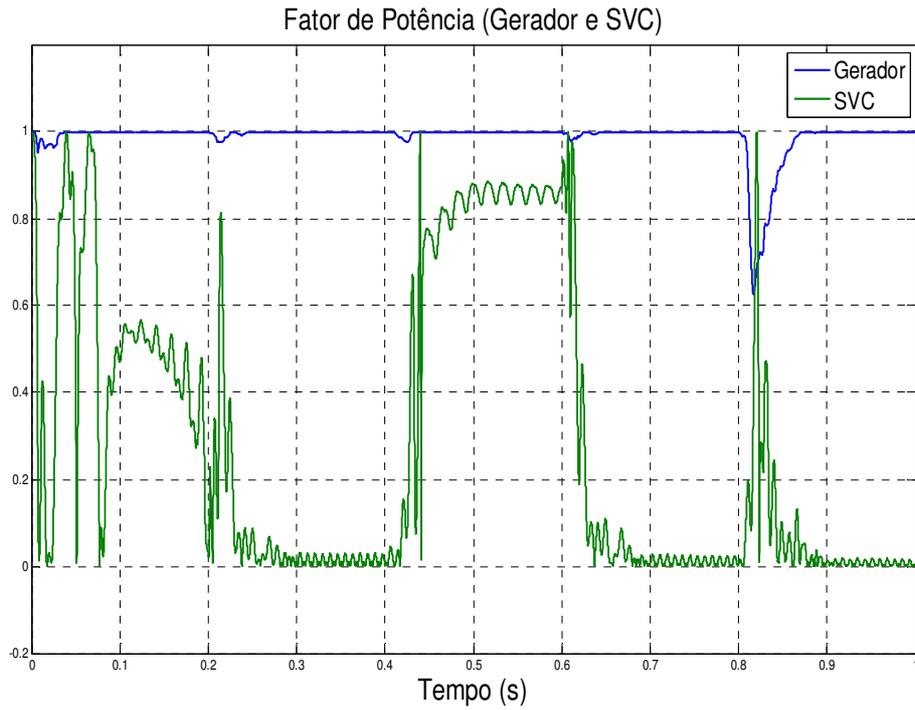


Fig. IV.54 - Fator de Potência (Gerador e SVC).

A Fig. IV.54 mostra como a compensação tenta manter o fator de potência do Grupo-Gerador unitário, neste caso simulado a potência do SVC permite esta condição, em situações reais o valor da referência deve levar em conta os fatores econômicos da operação, de estabilidade e de disponibilidade da aplicação dos equipamentos para definir o melhor ponto de operação.

Capítulo V

V.1 Conclusões

Este trabalho mostra a integração entre os dados disponíveis via sistema supervisorio do ponto real de operação dos geradores e a sua utilização como referência para os Controladores FACTs, permitindo a integração destes sistemas que geralmente operam de forma isolada. Esta integração possibilita ampliar os parâmetros a serem utilizados para otimização das condições de operação em relação a critérios como estabilidade de tensão, minimização de custos da produção de energia e gerenciamento das contingências.

O Controlador utilizando a configuração SVC Binário permite uma rápida regulação de tensão conforme demonstra a aplicação onde foi realizada a regulação de tensão durante a partida direta de um motor de indução trifásico, tal aplicação possui grande relevância uma vez que este tipo de acionamento é um típico exemplo de causa de afundamentos de tensão nos sistemas de potência. A aplicação realizada obteve uma compensação capaz de minimizar uma queda de tensão de 20,9% para 1,8%. Entretanto, tal configuração não permite a compensação do excedente de potência reativa no sistema, condição que leva ao aparecimento de sobre-tensões. Para contornar esta limitação apresentou-se a solução utilizando o SVC Binário e o RCV, sendo este último responsável controle da potência reativa do elemento indutivo sem a introdução de harmônicos de baixa frequência como os que são encontrados na topologia usual de SVC (TSC + TCR).

A aplicação desta topologia (SVC Binário e o RCV) pode ser realizada de forma flexível com relação à disposição destes equipamentos no sistema.

Os resultados do capítulo IV mostram que a topologia proposta atende ao objetivo proposto e sua aplicação, em conjunto com o aplicativo de curva de capacidade, permite um melhor aproveitamento dos recursos de geração em sua área alvo. O sistema desenvolvido propicia uma ampliação da capacidade do sistema minimizando os problemas de estabilidade de tensão, devido a sua rápida resposta, quando solicitado. Além disto, permite aos operadores do sistema uma maior flexibilidade em relação ao despacho de energia, possibilitando um maior aproveitamento da potência ativa.

Os estudos desenvolvidos nesta tese geraram as publicações [57-58] e os seguintes artigos aceitos em congresso:

Real Time Capability Curve Based On Data Provided By The Power System State Estimator. Accepted for presentation at IEEE ISIE 2011 - IEEE International Symposium on Industrial Electronics.

Teaching Voltage Regulation Using A Tsc Type Svc. Accepted for presentation at IEEE ISIE 2011 - IEEE International Symposium on Industrial Electronics.

V.2 Sugestões para trabalhos futuros

- Novas técnicas de controle do SVC mostrado, como por exemplo, lógica fuzzy ou redes neurais;
- Implementação de um controle preditivo baseado em uma estimativa de índice de colapso de tensão através do estimador de estados;
- Integração do sistema proposto a um software para a análise do fluxo de potência;
- Aplicação do sistema em ambientes industriais;
- Utilização de filtros híbridos para o controle do reativo em conjunto com o sistema de monitoração apresentado, com a presença de elevadas cargas não-lineares no sistema;
- Estudo do comportamento do sistema em ambientes com elevada taxa de desequilíbrio e durante faltas severas;
- Aplicação de técnicas de otimização, por exemplo, algoritmos genéticos ou *Particle Swarm*, para determinização do melhor ponto de operação e parâmetros de controle, considerando o custo da geração, margem de estabilidade do sistema, localização e potência dos geradores e Controladores.

Referências

- [1] Agência Brasil, <http://agenciabrasil.ebc.com.br>. Acessado em 08/09/2010.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica, <http://www.aneel.gov.br>. Acessado em 08/09/2010.
- [3] Curso de Geração de Energia, <http://antonioguilherme.web.br.com/index.php>. Acessado em 08/09/2010.
- [4] G. Pepermans, J. Driesenb, D. Haeseldonckxc, R. Belmansc and W. D’haeseleerc, "Distributed generation: definition, benefits and issues" - Energy Policy Volume 33, Issue 6, April 2005, Pages 787-798.
- [5] Tiago T. dos Santos, Flávio A. B. Lemos, Erico B. Spier, "SISTEMA DE AQUISIÇÃO E TRATAMENTO DE DADOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA CONECTADA EM UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO" – 5th Latin-American Congress: Electricity Generation and Transmission.
- [6] Portal PCH, <http://www.portalpch.com.br>, Acessado em 17/09/2010
- [7] Pires, R. C.; “Notas de Aula de ECM126”. UNIFEI, 2007.
- [8] Costa, A. J. A. S.; “Power System State Estimation: Orthogonal Methods for Estimation and Bad Data Processing, and Techniques for Topological Observability.” – PhD thesis, Univesity of Waterloo – Canada, 1981.
- [9] Guimarães, C. H. C.; Rangel, R. D.; “Diagramas Operacionais de Unidades Geradoras” - X SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING, 2006.
- [10] Almeida, A. T. L.; “Apostila de Geradores Síncronos”, UNIFEI, 2000.
- [11] Stojkovic, B.; Vujosevic, I.; “A compact SCADA system for a smaller size electric power system control-a fast, object-oriented and cost-effective approach”, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2002.
- [12] Companhia de Eletricidade de Macau - CEM, S.A; “<http://www.cem-macau.com>”, Acessado 13/09/2010.
- [13] Microsoft Corporation; “<http://www.microsoft.com>”, Acessado 14/09/2010.
- [14] "Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies,"IEEE Standard 421.5-1992, August, 1992
- [15] Yeager, K.E.; Willis, J.R.; "Modeling of Emergency Diesel Generators in an 800 Megawatt Nuclear Power Plant," IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 8, No. 3, September, 1993.
- [16] Huber, P. J.; “Robust Estimation of a Location Parameter”. Anuals of Mathematical Statistics, 1964.
- [17] Handschin, E.; Schweppe, F. C.; Kohlas, J.; Fiechter, A.; “Bad Data Analysis for Power Systems State Estimation”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 94, no 2: 329-337, 1975.
- [18] Mili, L.; Phaniraj, V.; Rousseeuw, P. J.; “Robust Estimation Theory for Bad Data Diagnostics in Electrical Power Systems”, Advances in Control and Dynamic Systems. C.T. Leondes, 1991.
- [19] Mili, L.; Cheniae, M. G.; Rousseeuw, P. J.; “Robust State Estimation of Electric Power Systems”, IEEE Transactions on Circuits and Systems, vol. 41, no 5: 349-358, 1994.
- [20] Monticelli, A.; Garcia, A.; “Reliable Bad Data Processing for Real-Time State Estimation”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 102, no 5: 1126-1139, 1983.

- [21] Mili, L.; Van Cutsem, T. H.; Ribbens-Pavella, M.; “Hypothesis Testing Identification: A New Method for Bad Data Analysis in Power System State Estimation”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 103, no 11: 3259-3252, 1984.
- [22] Simões-Costa, A.; Quintana, V. H.; “A Robust Numerical Technique for Power System State Estimation”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 100, no 2: 691-698, 1981.
- [23] Dallochio N.; “Modelagem Orientada a Objetos de Estimadores de Estados Aplicados à Supervisão da Segurança Operativa de Redes Elétricas”, Dissertação de Mestrado, UNIFEI – 2007.
- [24] Xu Cheng; Huff, F.C.; Francino, P.; “Optimal load dispatch based on generator reactive capability curve”, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006.
- [25] Hingorani, N. G.; Gyugyi, L.; “Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems”, Jon Wiley & Sons, 2000.
- [26] Cárdenas, S. L. E.; “Aspectos técnicos e econômicos da utilização dos Controladores FACTS na operação dos sistemas de energia elétrica”, Dissertação de Mestrado - Universidade Federal do Maranhão, São Luís – MA, Brasil, 2005.
- [27] Kamarposhti, M.A.; Alinezhad, M.; Lesani, H.; Talebi, N.; “Comparison of SVC, STATCOM, TCSC, and UPFC controllers for Static Voltage Stability evaluated by continuation power flow method”, IEEE Electric Power Conference, 2008.
- [28] Deckmann, S. M.; "Compensação Estática de Reativos uma Solução nos Problemas de Operação de Sistemas Elétricos", Revista SBA: CONTROLE & AUTOMAÇÃO - volume I, 1987.
- [29] Santos, C. H. R. R.; “Influência do STATCOM na Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência”, Dissertação de Mestrado – UNFEI, Itajubá – MG, Brasil, 2003.
- [30] da Silva Jr., G. S.; “Análise da Influência de um Compensador Estático de Reativos na Operação de Sistema Elétrico Industrial com Cogeração”, Dissertação de Mestrado - Universidade Federal do Maranhão, São Luiz - MA, Brasil, 2008.
- [31] Wu J.; Jou H.; Wu K.; Shen N.; “Hybrid switch to suppress the inrush current of AC power capacitor”, IEEE Transactions on Power Delivery, 2005.
- [32] Maffrand, C.; Dixon, J.; Moran, L “Binary controlled static VAR compensator, based on electronically switched capacitors” - Power Electronics Specialists Conference, 1998. PESC 98 Record. 29th Annual IEEE Volume 2, 17-22 May 1998.
- [33] Deckmann, S.M.; Ferreira, A.A.; “About voltage sags and swells analysis”, 10th International Conference on Harmonics and Quality of Power, 2002.
- [34] Dixon, J.; Moran, L.; Rodriguez, J.; Domke, R.; “Reactive Power Compensation Technologies: State-of-the-Art Review”, Proceedings of the IEEE Volume: 93, Issue: 12, 2005.
- [35] da Silva, C. H.; “Filtros Ativos Híbridos Ressonantes” – Tese de Doutorado – UNFEI, Itajubá – MG, Brasil, 2009.
- [36] Marouchos, C.; “A new switched inductor VAR compensator”, Power Electronics and Applications, 2009.
- [37] van Zyl, A.; Enslin, J.H.R.; Steyn, W.H.; Spee, R.;, “A new Unified Approach to Power Quality Management” IEEE Trans. Power Electronics, Vol. 11, N° 5, pp. 691-697, 1996.
- [38] D.G.Walters, “The repair of low tension induction motors — Best practices to maintain energy efficiency” - IEE Half-Day Colloquium on Refurbishment of Machines, May 1998.
- [39] Stout, John H. “Capacitor Starting of Large Motors” - Industry Applications, IEEE Transactions on Volume IA-14, Issue 3, May 1978

- [40] Farr, L.B.; Farr, T.A. “Considerations in Medium Voltage Reduced Voltage Motor Starting the Good, the Bad and the Ugly - Petroleum and Chemical Industry Technical Conference, 2007. PCIC '07. IEEE 17-19 Sept. 2007.
- [41] Williams, A. Jack; Griffith, M. Shan “Evaluating the Effects of Motor Starting on Industrial and Commercial Power Systems” - Industry Applications, IEEE Transactions on Volume IA-14, Issue 4, July 1978.
- [42] Lewis, Hillis W.; Woodbury, Frank A. “Large Motors on Limited Capacity Transmission Lines” - Industry Applications, IEEE Transactions on Volume IA-14, Issue 3, May 1978.
- [43] Larabee, J.; Pellegrino, B.; Flick, B. “Induction motor starting methods and issues” - Petroleum and Chemical Industry Conference, 2005. Industry Applications Society 52nd Annual 12-14 Sept. 2005.
- [44] Nevelsteen, J.; Aragon, H. “Starting of large motors-methods and economics” - Industry Applications, IEEE Transactions on Volume 25, Issue 6, Nov.-Dec. 1989.
- [45] Osborn, D.; Richins, R. “Voltage regulation system during large motor starting and operation” - Cement Industry Technical Conference, 1999. Conference Record. 1999 IEEE-IAS/PCA 11-15 April 1999.
- [46] Maffrand, C.; Dixon, J.; Moran, L. “Binary controlled static VAR compensator, based on electronically switched capacitors” - Power Electronics Specialists Conference, 1998. PESC 98 Record. 29th Annual IEEE Volume 2, 17-22 May 1998.
- [47] Hu Ai-jun; Shen Fei; Cui Wen-jin “Zero-Cross Triggering Technology of Series SCRs with Optical Fiber at Medium Voltage: Application for Thyristor Switched Capacitor” - Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005 IEEE/PES 2005.
- [48] “6-PIN DIP Zero-cross Optoisolators Triac Driver Output” - Motorola Semiconductor Technical Data.
- [49] “RC snubber circuit design for TRIACs” – Application note AN437 STMicroelectronics.
- [50] Klempner, G.; Kerszenbaum, I. “Operation and Maintenance of Large Turbo Generators” - IEEE Press Series on Power Engineering, 2004.
- [51] Abur, A.; Expósito, A. G.; “Power System State Estimation: Theory and Implementation.” New York: Marcel & Dekker Publishers. 2004.
- [52] Cortizo, Porfirio Cabaleiro; “Aplicações de Eletrônica de Potência em SEP” – Notas de aula. Grupo de Eletrônica de Potência - GEP - Depto. Engenharia Eletrônica - DELT-UFMG.
- [53] Grünbaum, R.; Halonen, M.; Rudin, S.; “Power factor, ABB static var compensator stabilizes Namibian grid voltage,” ABB Rev., pp. 43–48, Feb. 2003.
- [54] IEEE Power Systems Relaying Committee, Working Group K12, “Voltage Collapse Mitigation”, 1996. [http://www.pes-psrc.org/Reports/Voltage Collapse Mitigation.pdf](http://www.pes-psrc.org/Reports/Voltage%20Collapse%20Mitigation.pdf) , Acessado em 23/03/2011.
- [55] E. H. Watanabe; P. G. Barbosa; K. C. Almeida; “Tecnologia FACTS – Tutorial”, SBA Controle & Automação, Vol. 9, No. 1, Jan., Fev., Mar. e Abril de 1998.
- [56] Costa, A. Simões; “Dinâmica e Controle de Sistemas de Potência” - Notas de Aula - UFSC - Brasil.
- [57] Silveira, E. P.; Pires, R. C.; Almeida, A. T. L; Rezek, A. J. J; “Direct on line starting induction motor with Thyristor Switched Capacitor based voltage regulation”. Power Electronics Conference, 2009. COBEP '09. Brazilian. Page(s): 1124 – 1129.

- [58] Silveira, E. P.; Pires, R. C.; Almeida, A. T. L; Rezek, A. J. J; “Direct on line starting induction motor with Thyristor Switched Capacitor based voltage regulation”. Journal of Energy and Power Engineering. Volume 4, Number 9, September 2010. Pages(s) 49-55.