

Universidade Federal de Uberlândia
Faculdade de Engenharia Elétrica
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica



Tese de Doutorado

**Inclusão de Proteção contra Colapso de Tensão de
Sistemas de Potência em Relês de Subtensão**

Luiz Augusto Pereira Fernandes

Maio/2011

Universidade Federal de Uberlândia
Faculdade de Engenharia Elétrica
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**Inclusão de Proteção contra Colapso de Tensão de
Sistemas de Potência em Relês de Subtensão**

Luiz Augusto Pereira Fernandes

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, perante a banca de examinadores abaixo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia.

Banca examinadora:

Geraldo Caixeta Guimarães, PhD (UFU) - ORIENTADOR

Adélio José de Moraes, Dr (UFU)

Marcelo Lynce Ribeiro Chaves, Dr. (UFU)

Pedro José Abrão, Dr (IFG)

José Roberto Cardoso, Dr (Poli/USP)

Uberlândia

2011

Luiz Augusto Pereira Fernandes

Inclusão de Proteção contra Colapso de Tensão de Sistemas de Potência em Relês de Subtensão

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia
Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia
para obtenção do título de Doutor em
Engenharia.

Área de concentração:

Sistemas de Energia Elétrica

Prof. Dr. Geraldo Caixeta Guimarães

Orientador:

Uberlândia

2011

Sumário

Capítulo I – Introdução.....	01
1.1 – Considerações gerais.....	01
1.2 – Objetivos gerais.....	03
1.3 – Relevâncias do tema.....	04
1.4 – Seqüência da tese.....	05
1.5 – Contribuições da tese.....	06
 Capítulo II – Desligamento de Carga Baseada em Subtensão.....	 08
2.1 – Considerações iniciais.....	08
2.2 – Curvas de carregamento.....	09
2.3 – Esquema tradicional de UVLS.....	14
2.3.1 – Considerações iniciais sobre a técnica UVLS.....	14
2.3.2 – Rele de subtensão.....	15
2.3.3 – Alguns esquemas de desligamento de carga por subtensão.....	15
2.3.4 – Inadequação do esquema UVLS	15
2.4 – Tipos de carga e sua modelagem para a análise de estabilidade de tensão...	16
2.5 – Evolução dos relês de proteção.....	17
2.6 – Considerações finais	18
 Capítulo III – Indicadores de proximidade do colapso de tensão.....	 19
3.1 – Considerações iniciais.....	19
3.2 – Classificação dos Indicadores de Proximidade do Colapso de Tensão.....	20
3.3 – Alguns indicadores por coeficiente de sensibilidade (Tipo A)	22
3.3.1 – Indicador CS1.....	22
3.3.2 – Indicador CS2.....	22
3.3.3 – Indicador CS3.....	23
3.3.4 – Indicador CS4.....	23
3.3.5 – Indicador CS5.....	23

3.4 – Verificação do comportamento de alguns indicadores.....	23
3.4.1 – Indicadores tipo A num sistema com três barras.....	23
3.4.2 – Comparação dos indicadores do tipo A no sistema de três barras.....	24
3.4.3 – Aplicação de indicadores do tipo E no sistema de três barras.....	29
3.5 – Considerações finais.....	35

Capítulo IV – Falha da proteção por subtensão do SEP com emprego de relês digitais tradicionais 36

4.1 – Considerações iniciais	36
4.2 – Dispositivos capacitivos de suporte de potência reativa.....	36
4.3 – Exemplo da compensação capacitiva causando falha na proteção.....	37
4.4 – Modelo ilustrando a influência da compensação capacitiva na proteção.....	38
4.5 – Resultados da simulação.....	42
4.6 – Arquitetura de um relê digital.....	46
4.7 – Tratamento dos sinais analógicos de entrada, vista de topo.....	47
4.8 – Blindagem e proteção contra surtos.....	47
4.9 – Acondicionamento do sinal.....	48
4.10 – Filtragem analógica “anti-aliasing” e amostragem do sinal.....	48
4.11 – Digitalização do sinal.....	50
4.12 – Filtragem digital dos sinais de entrada do relê.....	51
4.12.1 – Conceitos de filtro digital com transformada de Fourier de 1 ciclo.....	53
4.12.2 – Conceitos de filtro digital com transformada de Fourier de ½ ciclo.....	57
4.13 – Lógica do relê	57
4.14 – Considerações finais	57

Capítulo V – Relê digital proposto para proteção por subtensão e exemplos de sua aplicação 59

5.1 – Considerações iniciais	59
5.2 – Exemplo de implementação de relê com a lógica proposta.....	59
5.2.1 – Configurações e valores adotados.....	59
5.2.2 – Modelo de simulação.....	60
5.3 – Aplicação do relê com VILS num SEP.....	63
5.4 – Aplicação do relê com VILS no IEEE de 14 barras.....	66
5.5 – Sensibilidade ao carregamento no IEEE de 14 barras	68

5.6 – Contingências no IEEE de 14 barras.....	70
5.7 – Considerações finais	74
Capítulo VI – Conclusões.....	75
Referências bibliográficas.....	77
Apêndice A – Divulgação da pesquisa.....	84
Apêndice B – Detalhamento dos conversores D/A e A/D.....	85
Apêndice C – Exemplo de quantização de sinal e resolução do conversor A/D..	89
Apêndice D – Informações do gerador utilizado.....	92

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 –	Diagrama unifilar de um sistema radial de 2 barras.....	09
Figura 2.2 –	Curvas de carregamento PV.....	10
Figura 2.3 –	Curvas PV para vários fatores de potência da carga.....	11
Figura 2.4 –	Diagrama unifilar do exemplo.....	12
Figura 2.5 –	Diagrama unifilar do exemplo, após desligar a linha entre as barras 8 e 10.....	13
Figura 2.6 –	Diagrama unifilar do exemplo, após desligar a linha entre as barras 8 e 10.....	13
Figura 3.1 –	Sistema simplificado com três barras.....	24
Figura 3.2 –	Evolução do indicador CS1.....	25
Figura 3.3 –	Evolução do indicador CS2.....	26
Figura 3.4 –	Evolução do indicador CS3.....	26
Figura 3.5 –	Evolução do indicador CS4.....	27
Figura 3.6 –	Evolução do indicador CS5.....	28
Figura 3.7 –	Comparação dos indicadores CS1, CS3, CS4 e CS5.....	28
Figura 3.8 –	Exemplo simulado, com agregação de capacitores na carga.....	30
Figura 3.9 –	Curva PV com sucessivas inclusões de bancos de capacitores	31
Figura 3.10 –	Curvas PV para cada total de MVar agregado.....	32
Figura 3.11 –	Detalhe da faixa de tensão de 0.9 a 1.0 pu.....	33
Figura 3.12 –	Margem de carregamento versus potência ativa.....	31
Figura 3.13 –	Curva PV, indicador CS4 e Margem de carregamento, com sucessivas inclusões de capacitores.....	31
Figura 4.1 –	Diagrama unifilar do sistema elétrico, sem suporte de potência reativa	38
Figura 4.2 –	Diagrama unifilar do sistema elétrico, com suporte de potência reativa	39
Figura 4.3 –	Detalhes do blocos de regulação do gerador 2.....	40
Figura 4.4 –	Tensão na barra de carga pelo tempo, sem suporte de reativos.....	42
Figura 4.5 –	Tensão na barra de carga pelo tempo, com a compensação capacitiva de 25MVar e a tensão regulada pelo gerador.....	43
Figura 4.6 –	Tensão na barra de carga pelo tempo com compensação fixa de 60 MVar acrescida da regulação de tensão pelo gerador.....	44
Figura 4.7 –	Diagrama de blocos básico do relê digital.....	46

Figura 4.8 –	Diagrama de blocos detalhado do relê digital.....	47
Figura 4.9 –	Exemplo de banda espectral de sinal contínuo sem ruído.....	50
Figura 4.10 –	Densidade espectral do sinal amostrado com frequência f_a	50
Figura 4.11 –	Ganho do filtro digital em função da frequência.....	52
Figura 4.12 –	Ganho do filtro analógico e digital, em função da frequência.....	52
Figura 4.13 –	Ganho do filtro analógico e digital somados, em função da frequência..	53
Figura 5.1 –	Subsistema do relê para o MatLab/Simulink.....	60
Figura 5.2 –	Diagrama de blocos do relê para o MatLab/Simulink.....	60
Figura 5.3 –	Diagrama de blocos do subsistema relê UVLS para o MatLab /Simulink.....	61
Figura 5.4 –	Diagrama de simulação do SEP, com a inclusão do relê com VILS.....	62
Figura 5.5 –	Tensão na barra de carga em função do tempo, com relê proposto.....	63
Figura 5.6 –	Potência ativa e comando em função do tempo, com relê proposto.....	64
Figura 5.7 –	Margem de carregamento em função do tempo.....	64
Figura 5.8 –	Diagrama unifilar do sistema IEEE 14 barras.....	66
Figura 5.9 –	Variação da tensão em função do tempo na barra 14.....	72
Figura 5.10 –	Tensão na barra 14 em função do tempo após a inclusão do relê proposto.....	73
Figura A.1 –	Conversor D/A usando R-2R.....	85
Figura A.2 –	Conversor D/A tipo rampa.....	86
Figura A.3 –	Conversor A/D por aproximações sucessivas.....	87
Figura D.1 –	Dados do gerador.....	92

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 –	Incremento ΔQ_c de MVar, total Q_c de MVar agregado, P_{\max} e $V_{\max P}$..	32
Tabela 5.1 –	Dados dos transformadores.....	66
Tabela 5.2 –	Dados de impedância sistema de 14 barras do IEEE.....	67
Tabela 5.3 –	Dados do sistema de 14 barras do IEEE.....	68
Tabela 5.4 –	Tensões iniciais nas barras em Volts.....	69
Tabela 5.5 –	Tensões nas barras em Volts após inclusão da carga.....	70
Tabela 5.6 –	Variação das tensões nas barras em porcentagem após inclusão da carga.....	70
Tabela 5.7 –	Comparação da tensões nas barras em Volts.....	72
Tabela A.1 –	Relação entre valor binário e Volts.....	89
Tabela A.2 –	Relação entre valor binário e Volts.....	90

LISTA DE SIGLAS E SÍMBOLOS

ΔP_{ct}	Variação de potência ativa consumida total
ΔP_{gt}	Variação de potência ativa gerada total
ΔQ_{ci}	Variação de potência reativa de carga a barra i
ΔQ_{gt}	Variação de potência reativa gerada total
ΔV_i	Variação de tensão na barra i
ΔY	Configuração Triângulo estrela do transformador
[Y]	Matriz de admitâncias
[H]	Matriz H
A/D	Analógico/Digital
AC	Corrente alternada
AESO	“Alberta Electricity System Operator”
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	“American National Standards Institute”
BCD	Binário Codificado em Decimal
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CS	Coefficiente de sensibilidade indicador de proximidade de colapso
CV	Valor corrente
D/A	Digital/Analógico
EPRI	“Electric Power Research Institute”
f_a	frequência de amostragem
FACTS	“Flexible AC Transmission Systems”
$f_{m\acute{a}x}$	frequência máxima
f_p	fator de potência
G1	Gerador G1
Hz	Hertz
IEEE	“Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.”
I	Termo integrativo
I_T	Corrente Terminal
K_{CR}	Ganho crítico
K_I	Ganho integrativo

K_P	Ganho proporcional
KV	quilo Volt
MCP	Margem de Carregamento de Potência Ativa
MCP_j	Margem de Carregamento de Potência Ativa na barra j
MCS_j	Margem de Carregamento de Potência Aparente na barra j
MVA	Mega Volt Ampere
MVA _r	Mega Volt Ampere reativo
MW	Mega Watt
N	Número de amostragem
P	Potência ativa
P_{ATUAL}	Potência Ativa Atual
P_{CR}	Período Crítico
P_C	Potência ativa na carga
P_g	Potência ativa no gerador
PI	Proporcional e integral
$P_{m\acute{a}x}$	Potência ativa máxima de transmissão
PV	Potência ativa por tensão
pu	por unidade
Q	Potência reativa
Q_c	Potência reativa de banco de capacitores
Q_g	Potência reativa no gerador
R_c	Resistência da carga
RMS	Valor eficaz
$S_{\acute{a}t\acute{u}al}$	Potência aparente existente em uma situação de operação
$S_{\acute{a}t\acute{u}alj}$	Potência aparente existente na barra j, em uma situação de operação
SEP	Sistema Elétrico de potência
$S_{m\acute{a}x}$	Potência aparente máxima
$S_{m\acute{a}xj}$	Potência aparente máxima na barra j
STATCOM	“Static compensator”
SVC	“Static VAR Compensator”
T	Período de amostragem
T_0	Período da 1 ^a harmônica
T_a	Período de amostragem
TC	Transformador de Corrente

TP	Transformador de Potencial
UFLS	“Under Frequency Load Sheeding”
USA	“United States of America”
UVLS	“Under Voltage Load Shedding
V	tensão
V_c	tensão na carga
V_{cr}	tensão crítica
V_T	tensão nos terminais do gerador
VAr	Volt-Ampere reativo
VCPI	“Voltage Collapse Proximity Indicator”
VILS	“Voltage Instability Load Shedding”
V_{max}	Tensão eficaz máxima
X_c	reatância da carga
WSCC	“Western Systems Coordinating Council”
Z	Impedância
Z_{linha}	Impedância de linha
ZIP	Impedância, corrente e potência ativa

Inclusão de Proteção contra Colapso de Tensão de Sistemas de Potência em Relês de Subtensão

RESUMO

Nas últimas décadas tem sido observada a ocorrência do fenômeno de colapso de tensão em vários sistemas elétricos de potência ao redor do mundo. Isto pode ser explicado pelo aumento da geração para atender ao crescente consumo sem o concomitante investimento em linhas de transmissão.

É usual aumentar a capacidade de transmissão de potência ativa por meio da inclusão de dispositivos de suporte de reativos. Devido ao uso excessivo deste recurso as barras de carga podem tornar-se muito capacitivas. Isto implica em majorar o risco de colapso de tensão nestas barras, mesmo sem transgressão do limite de subtensão.

Neste cenário o colapso de tensão pode ocorrer sem atuação do esquema de desligamento de carga por subtensão. Neste caso é necessário melhorar o relê de subtensão o que pode ser conseguido pela inclusão de uma lógica de desligamento de carga, baseada em um indicador de proximidade do colapso de tensão.

Este trabalho propõe um algoritmo de desligamento de carga baseado na margens de carregamento das barra de carga. No contexto da proteção do sistema elétrico de potência tal metodologia deve ser incluída em relês digitais de subtensão que operam em barras de carga com fator de potência capacitivo.

A operação do algoritmo proposto é ilustrada através de simulações de situações propícias ao colapso utilizando um sistema elétrico de potência, reduzido representado pelo circuito equivalente de Thevenin acoplado a uma barra de carga, assim como o sistema de 14 barras do IEEE.

Palavras chave: Desligamento de Carga, Proteção do Sistema Elétrico, Colapso de Tensão, Relê Digital, Suporte de Potência Reativa.

Inclusion of Protection against Power System Voltage Collapse in Under-Voltage Relays

ABSTRACT

In recent decades it has been observed the occurrence of voltage collapse phenomenon in several electric power systems around the world. This can be explained by the increase of generation to meet growing consumption without concomitant investment in transmission lines.

It is usual to increment the active power transmission capability through the inclusion of reactive support devices. Due to excessive use of this resource, the load busses can become too capacitive. This implies in increase the risk of voltage collapse in these busses, even without transgressing the undervoltage limits.

In this scenario the voltage collapse may occur without the actuation of a undervoltage load shedding scheme. In this case it is necessary to improve the undervoltage relay which can be achieved by the inclusion of a load shedding logic based on a voltage collapse proximity indicator.

This work proposes a load shedding algorithm based on bus loading margins. In the context of electric power system protection, such methodology should be included in undervoltage digital relays that operate in load busses with capacitive power factor.

The operation of the proposed algorithm is illustrated through simulations of situations favorable to voltage collapse using a reduced electric power system, represented by the Thevenin equivalent circuit coupled to a load bus, as well as the IEEE 14-bus power system.

Keywords: Load Shedding, Power System Protection, Voltage Collapse, Digital Relay, Reactive Power Support.

Capítulo I

Introdução

1.1 – Considerações Gerais

Atualmente, em muitos países, a operação do SEP (Sistemas Elétricos de Potência) tem ocorrido quase atingindo o seu limite de capacidade de transmissão, principalmente durante os horários de pico de demanda. Isto é explicado facilmente pelo acelerado crescimento da demanda, conjugado muitas vezes com investimentos insuficientes.

No Brasil, como também em muitos outros países, houve uma grande mudança de modelo de gerenciamento operacional dos sistemas elétricos. As operações de geração, transmissão, distribuição e venda de energia elétrica ficaram a cargo de diversos agentes e não mais integradas em um único. Atualmente ocorrem casos em que um agente gera energia, outro transmite, e outro distribui. O gerenciamento das operações do sistema elétrico interligado é exercido por um operador, distinto dos agentes citados.

A situação com cada agente isoladamente visando maximizar sua receita pode ocasionar menor investimento na segurança do SEP. O aspecto de segurança abordado nesta tese refere-se ao perigo de colapso de tensão.

Outra ameaça para a operação do SEP refere-se à alteração progressiva do tipo de carga utilizada pelos consumidores. Até a década de 70 ocorriam cargas predominantemente resistivas e o desligamento de parte da carga por sub-tensão, conhecido pela sigla UVLS (“Under Voltage Load Shedding”), bastava para evitar o colapso de tensão. Naquela época, o problema que conduzia ao apagão era mais predominantemente pela falta de potência ativa do que de potência reativa, o que culminava em queda da frequência da rede.

Posteriormente os consumidores passaram a utilizar em larga escala cargas que consomem potência reativa, e começaram a aparecer os problemas relacionados à queda de tensão em certas barras do sistema. Com isto o SEP também ficava

mais vulnerável ao colapso de tensão, devido a deficiência de fontes supridoras de potência reativa localizadas próximas aos centros de consumo, e com adequado tempo de resposta.

Além disso, o crescente aumento do carregamento do sistema elétrico de potência tem implicado em acréscimo nas perdas reativas nas linhas de transmissão, agravando ainda mais o risco de colapso de tensão.

Todos esses fatos têm levado o SEP a trabalhar próximo a sua capacidade máxima de operação, ocasionando riscos de apagão de grandes proporções.

Na iminência de risco de colapso, uma das providências possíveis consiste em desligar voluntariamente uma ou mais áreas de carga, para evitar o colapso involuntário de áreas maiores ou até mesmo de todo o sistema elétrico de potência.

Há dois tipos de situação que ao serem detectadas podem requerer o desligamento de carga:

- Desligamento de Carga por Subtensão, em inglês “Under Voltage Load Shedding” (UVLS), já citado;
- Desligamento de Carga por Subfrequência, em inglês “Under Frequency Load Shedding” (UFLS).

O desligamento de carga por subfrequência deve ser planejado de maneira que quando a frequência do sistema elétrico de potência começa a cair, uma área seja desligada de modo que a potência ativa gerada fique maior que a potência ativa consumida. Esta queda de frequência ocorre sempre que a potência consumida é maior que a potência gerada. A derivada deste decaimento de frequência depende do déficit de potência gerada e da energia armazenada na inércia dos geradores. Até a década de 70 houve prioridade da instalação de sistemas de desligamento de cargas quando ocorresse queda de frequência, abaixo de certo valor ajustável, para evitar o colapso.

Posteriormente a prioridade passou a ser a instalação de esquemas de desligamento de cargas por subtensão, além de fontes de potência reativa, no sentido de prevenir o colapso de tensão.

Para a operação satisfatória de um sistema elétrico é necessário prover um suporte adequado de potência reativa garantindo assim a denominada “estabilidade de tensão”. Esta ocorre quando o sistema consegue manter a tensão de todas as barras, dentro de uma faixa de tolerância, inclusive após distúrbios [7]. A perda desta estabilidade ou a instabilidade de tensão acontece quando ocorre uma diminuição progressiva e incontrolável

da tensão em pelo menos um barramento do sistema elétrico, conduzindo ao fenômeno referido como colapso de tensão.

Em sistemas elétricos de potência, ao redor do mundo, existem em operação muitas barras com esquemas de desligamento de carga por subtensão, tendo em vista que esta é uma técnica de proteção de baixo custo.

Entretanto, observa-se que a operação destes esquemas instalados pode, em certas situações, não mais conseguir proteger os sistemas elétricos de potência contra colapsos de tensão. Este cenário se estabelece, geralmente, após sucessivos crescimentos de carga em determinadas áreas do sistema e excesso de injeções de potência reativa associadas.

Este suporte de reativos é feito no sentido de manter as barras em um nível de tensão adequado. Assim, conforme a demanda de carga instalada cresce são instalados os dispositivos necessários para este fim.

A injeção de potência reativa pode ser provida por banco de capacitores em paralelo, que é o método tradicional ou por SVC (“Static VAr Compensator”) ou por STATCOM (“static compensator”) ou por outros recursos que integram os denominados Sistemas Flexíveis de Transmissão CA ou FACTS (do inglês “Flexible AC Transmission Systems”).

Entretanto, essa injeção de potência reativa pode tornar inadequados ou deixar inoperantes os equipamentos preexistentes na rede elétrica que desligam parte da carga, devido a subtensão, para proteger contra o colapso de tensão. Nestes casos, a proteção falha e há necessidade de implementar novos critérios e novos dispositivos para a proteção contra esse fenômeno, por desligamento de carga, sendo este o foco principal deste trabalho.

1.2 – Objetivos Gerais

Os objetivos gerais deste trabalho são:

- Efetuar uma revisão do esquema de desligamento parcial de carga por subtensão (UVLS) tradicional;
- Destacar situações em que o esquema desligar cargas para evitar colapso de tensão por subtensão UVLS, de modo tradicional, não evita o colapso de tensão;

- Propor sistemas de desligamento de carga, com base em indicadores de proximidade do colapso de tensão e em suas derivadas no tempo, após a detecção de fator de potência capacitivo e informação sobre considerável porcentagem de carga do tipo de potência constante;
- Estabelecer elementos para implementação de relês digitais capazes de acionar o desligamento de carga, com base nas informações do item anterior.

1.3 – Relevâncias do Tema

Nas últimas décadas, em decorrência das mudanças ocorridas na configuração de muitos sistemas elétricos de potência, observam-se dois aspectos:

- Quanto à localização das usinas geradoras: estas que eram localizadas próximas aos centros de carga, passaram a ser instaladas em locais distantes dos centros de carga, requerendo longas linhas de transmissão;
- Quanto ao tipo de carga das cidades: esta era predominantemente resistiva, constituída por lâmpadas incandescentes, ferros de passar roupa, aquecedores resistivos, chuveiros elétricos etc., constituindo uma carga do tipo de impedância constante. Ao longo dos últimos anos foram instalados muitos aparelhos de ar condicionado, os quais se comportam como carga do tipo de potência constante, devido ao emprego de motores de indução.

Tudo isto contribuiu para se estabelecer a pré-condição para a ocorrência de colapso de tensão: linhas longas e carga com alta porcentagem do tipo de potência constante, especialmente nos dias de calor.

Confirmando as considerações sobre as causas da maior vulnerabilidade ao colapso de tensão, podem-se citar vários distúrbios de grande porte ocorridos em várias partes do mundo.

No Brasil, em 11 de março de 1999, ocorreu um colapso de tensão [2], devido ao esgotamento de recursos sistêmicos de potência reativa no horário de pico de demanda, levando a um apagão de grandes proporções.

Muitos outros casos similares de colapso de tensão estão mencionados na literatura técnica [7,9,10], dos quais se citam: Sistema Sul-Sudeste-Brasil em 24/04/1997; WSCC-USA em 10/08/1996; WSCC-USA em 02/07/1996; Sri Lanka em

02/05/1995; WSCC-USA em 14/12/1994; WSCC-USA em 17/01/1994; Japão em 23/07/1987; França em 12/01/1987; Suécia em 27/12/1983; Florida - USA em 28/12/1982; Bélgica em 04/08/1982; França em 19/12/1978.

Para aumentar a capacidade de transmissão de potência ativa, é usual aumentar o fornecimento de potência reativa junto à carga, conforme já citado nas considerações iniciais. Em certos casos, o exagero do uso deste recurso pode deixar o sistema elétrico de potência vulnerável em relação a uma queda de tensão muito rápida, de modo que o tradicional desligamento de carga por subtensão não seja capaz de evitar o colapso de tensão.

Assim fica fundamentada a relevância do foco deste trabalho, que consiste em elaborar técnicas mais refinadas para evitar o perigo de ocorrência do fenômeno de colapso de tensão a serem agregadas ao preexistente desligamento de carga baseado em subtensão.

A existência de inúmeras publicações nas décadas de 80 e 90 [5,9,10,13,18,19,20,22,25,26,28,29], bem como, nesta década [4,8,14,24,25,27,32] sobre o tema do colapso de tensão e de recursos para sua prevenção, vem a reforçar a relevância do tema e sua atualidade.

1.4 – Contribuições da Tese

A principal contribuição desta tese consiste em apresentar um algoritmo capaz de prever o colapso de tensão, por subtensão, mesmo quando ainda existe potência ativa disponível nos geradores do sistema elétrico. Esse tipo de proteção é fundamental atualmente, principalmente com o uso cada vez mais freqüente da compensação capacitiva das linhas de transmissão para aumentar a capacidade de atender a demanda por energia elétrica.

Assim o algoritmo proposto, a ser incluído como complemento num relê de subtensão temporizado, é capaz de desligar parte da carga de uma região, previamente estipulada.

Outra contribuição está na demonstração de que estes recursos quando incorporados aos relês digitais existentes se tornam muito importantes quando uma área ou uma barra opera próxima ao seu limite, ou quando uma linha opera próxima a sua capacidade máxima de transmissão.

Como ainda não existem normas estabelecidas para a padronização deste tipo de relê de proteção proposto, foram adotadas neste trabalho opções particulares de métodos matemáticos de processamento dos sinais, indicador de proximidade de colapso de tensão e lógica do relê, a título de exemplo.

Assim, além de provar que, em alguns casos, o uso dessa lógica nos relê é essencial para a proteção do sistema elétrico, também se pode usar os elementos aqui estabelecidos para colaborar com a futura normatização de padrões de relês de proteção contra o colapso de tensão.

1.5 - Sequência de Trabalho

Para um melhor acompanhamento desse trabalho, é apresentado nesse item um resumo dos assuntos abordados em cada capítulo.

No capítulo II, diversos tópicos relativos a assuntos pertinentes à estabilidade de tensão, visando estabelecer os fundamentos da proteção contra este distúrbio do SEP, onde podem ser destacados:

- Curvas de carregamento: São apresentadas diversas curvas de potência ativa em função do tempo para vários fatores de potência, além de um exemplo com uma sequência de fatos que mostram como uma barra pode se tornar próxima do colapso de tensão ou quando uma linha de transmissão se torna muito carregada;
- Esquema tradicional de desligamento de carga por subtensão;
- Relê de subtensão;
- Alguns exemplos de desligamento de carga por subtensão;
- Casos excepcionais de onde o desligamento de carga por subtensão podem não funcionar;
- Tipos de carga e sua modelagem para análise de estabilidade de tensão;
- Evolução dos relês de proteção.

O capítulo III discute diversos indicadores de proximidade do colapso de tensão, apresentando seus métodos de obtenção. Além disso, existe um estudo sobre a aplicação de alguns indicadores e seus resultados. Nas considerações finais desse capítulo é apresentado qual o indicador escolhido para ser utilizado no relê proposto nesse trabalho.

O capítulo IV apresenta conceitos relacionados aos relês digitais para proteção do SEP. Inicialmente, é mostrado como podem ocorrer falhas na proteção por subtensão convencional, dispositivos capacitivos de suporte de potência reativa, exemplos de

compensação capacitiva causando falha na proteção, um modelo ilustrando a influência da compensação capacitiva na proteção. Além disso, também são apresentados conceitos relacionados aos relês digitais, bem como sua configuração e construção além de seu processamento básico. Também são ilustradas algumas opções da lógica do relê para a lógica de desligamento de carga.

Já o capítulo V é destinado ao teste do relê proposto nesse trabalho em dois sistemas elétricos. Inicialmente é discutida a lógica desse relê, com todas suas partes e blocos para simulação no aplicativo Simulink do programa MatLab, que foram incluídos num relê de subtensão temporizado. Assim, como uma proposta de relê com esquema de desligamento de carga baseado num indicador de proximidade do colapso de tensão de proteção contra colapso pronta. O sistema do IEEE de 14 barras também foi analisado para avaliar a modificação no perfil de tensão das diversas barras com respeito à variação da potência consumida nestas. Com isso, a barra mais propensa a ocorrência de um colapso de tensão pôde então ser escolhida para instalar o relê proposto e avaliar sua operação com a ocorrência de algumas contingências.

Finalmente, no capítulo VI, são apresentadas as conclusões gerais, relacionando os vários aspectos anteriormente abordados.

Capítulo II

Elementos Relacionados ao Colapso de Tensão e à sua Prevenção

2.1 - Considerações Iniciais

Quando uma ou mais barras de um sistema elétrico de potência sofrem uma progressiva e irreversível queda de tensão, diz-se que ocorreu um colapso de tensão. Esse termo foi objeto de definição por vários autores, como Kundur [7], Taylor [40] e grupo de trabalho do IEEE [41]. O risco deste fenômeno costuma ser analisado pelas curvas de carregamento PV. Estas curvas representam a variação da tensão de uma barra de carga, em função da potência ativa consumida pela mesma. Assim uma revisão da análise destas curvas e de sua relação com o colapso de tensão, constitui um dos tópicos deste capítulo.

A queda de tensão na linha de transmissão pode ocasionar o colapso de tensão, especialmente se a impedância da linha for alta em relação à carga. Será explicado como pode ocorrer esta relação desfavorável.

O esquema tradicional de proteção contra o colapso de tensão, após o esgotamento dos recursos de potência reativa, é o desligamento de carga baseado na queda de tensão abaixo de um nível pré estabelecido. Por esse motivo o segundo tópico deste capítulo é uma revisão de conceitos sobre este assunto.

O sistema tradicional de desligamento de parte da carga por subtensão pode falhar em áreas do sistema elétrico que estão relacionadas às cargas cujas características operativas podem ser aproximadas pela representação por potência constante. Por este motivo, a revisão dos tipos teóricos de modelamento de carga mais utilizados, constitui o terceiro tópico deste capítulo.

Enquanto o esquema tradicional de desligamento de carga pode ser acionado por um relê de subtensão temporizado, o esquema com base em um indicador de proximidade do colapso pode fazê-lo empregando um relê digital que avalie esta possibilidade. Por este motivo, o quarto tópico revisto neste capítulo refere-se aos fundamentos dos relês digitais.

A carga a ser desligada, para garantir o perfil de tensão e a segurança do sistema elétrico, deve ser escolhida em um rol de prioridades, estabelecido pelo operador nacional ou regional do sistema.

A partir destes elementos revistos, este trabalho desenvolveu uma opção para implementação de relês digitais de subtensão para proteção contra o colapso de tensão, que considera também a análise, em tempo real, de um indicador de proximidade do colapso de tensão.

2.2 – Curvas de carregamento

As curvas de carregamento estão relacionadas a capacidade do sistema elétrico transmitir potência ativa para uma barra de carga.

O diagrama unifilar da figura 2.1 tanto pode corresponder a um sistema simples de apenas duas barras, como também ao circuito de Thevenin equivalente a um sistema complexo à esquerda da barra 2, composto pelo gerador G1, a barra 1 e a impedância Z_{linha} .

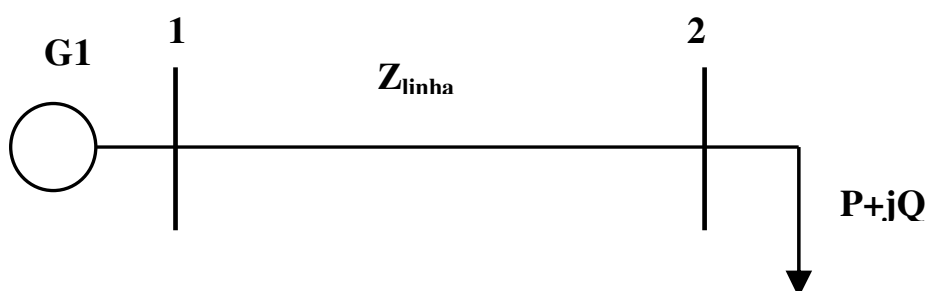


Figura 2.1 - Diagrama unifilar de um sistema radial de 2 barras

A tensão (V) da barra 2, de carga, depende da potência ativa (P) fornecida à carga, bem como do fator de potência da carga. A relação matemática entre V e P estabelece a curva PV com o trecho superior estável ($V > V_{cr}$) e o trecho inferior instável ($V < V_{cr}$), conforme mostrado na figura 2.2. A potência máxima ($P_{máx}$) que pode ser transmitida é igual a potência crítica (P_{cr}). O ponto crítico da curva PV, dadas pelo par carteziano (V_{cr} , P_{cr}) é denominado na literatura de sistemas de potência, como ponto de bifurcação da curva PV.

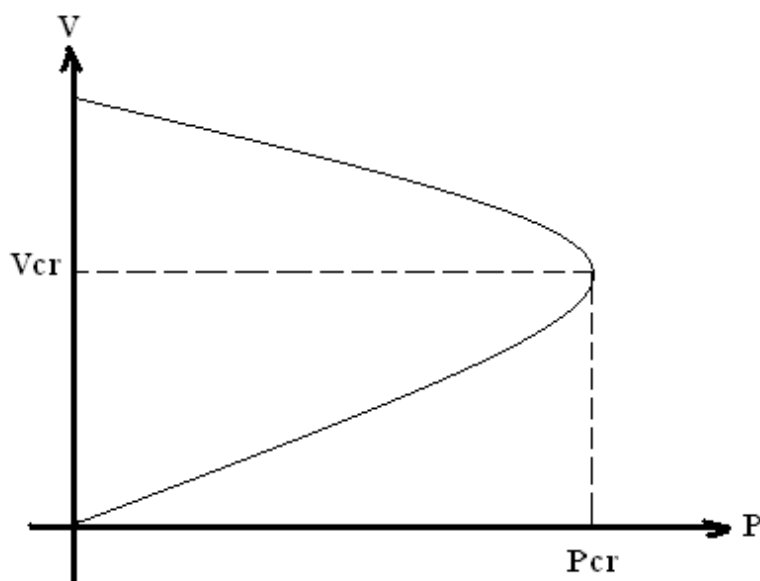


Figura 2.2 - Curva de carregamento PV

Considerando-se um sistema de duas barras, correspondente ao diagrama unifilar da figura 2.1, com a carga do tipo de potência constante, crescendo em rampa (potência proporcional ao tempo), com fator de potência constante, pode-se obter a curva PV, por simulação.

Para valores particulares de tensão do gerador G1, impedância Z_{linha} e potência complexa inicial da carga da barra 2, com vários fatores de potência da carga, iniciando com tensão de 1 pu na barra 2, podem-se obter por simulação as curvas PV da figura 2.3.

A figura 2.3, obtida por simulação dinâmica apresenta apenas a parte estável das curvas PV. Pois ao atingir o ponto crítico, de máxima transmissão de potência ativa, ocorre o colapso de tensão.

O aprimoramento do método de Newton-Raphson de análise do fluxo de potência, para determinação do ponto de bifurcação, foi proposto por Ajjarapu & Christy em 1992 [13].

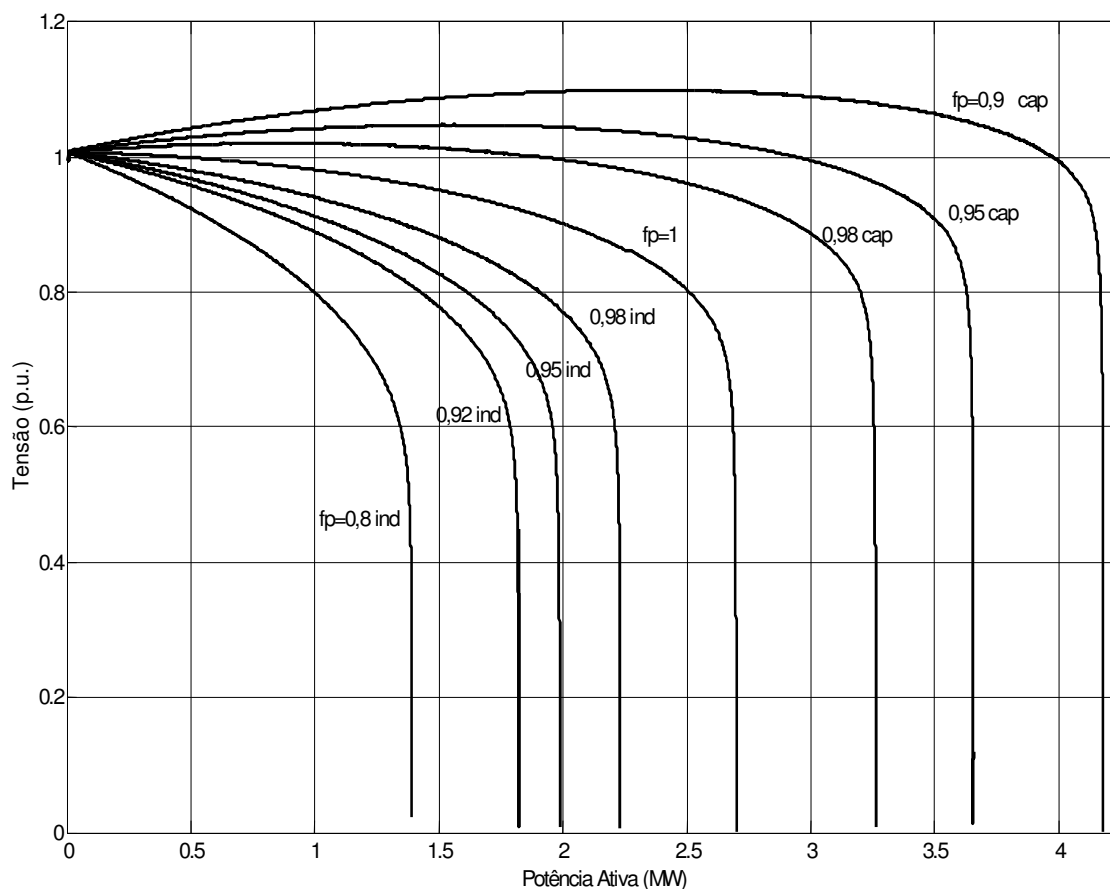


Figura 2.3 - Curvas PV para vários fatores de potência da carga

No capítulo 14 do livro de Prabha Kundur [7], são mostradas curvas PV similares, que com obtenção analítica, apresentam tanto a parte estável, da figura 2.3, quanto a parte instável, não obtida na simulação dinâmica, devido ao colapso.

Observa-se que à proporção que se varia o fator de potência de indutivo para capacitivo resulta um valor de tensão V_{cr} cada vez maior.

Não ocorrerá a proteção por desligamento de carga, se a tensão V_{cr} for superior ao nível que inicia o processo no esquema tradicional baseado em subtensão [1].

O ponto crítico da curva PV será atingido se a potência ativa, solicitada pela carga, superar $P_{m\acute{a}x}$. Isto ocorrerá se:

- Ao longo do tempo forem sendo acrescentadas cargas em excesso;
- Se, por contingência, a impedância da linha tornar-se mais alta do que o valor projetado para atender à carga existente.

Um exemplo de como pode tornar-se alta a impedância de Thevenin do sistema que alimenta a barra de carga, é apresentado a seguir, com o auxílio das figuras 2.4, 2.5 e 2.6.

A figura 2.4 representa o diagrama unifilar de um trecho de um sistema elétrico, com linhas de transmissão dimensionadas de maneira que a carga instalada fique inferior a potência crítica.

O barramento infinito representa um conjunto de geradores, linhas de transmissão etc., que estabelecem uma tensão constante na barra 1, independentemente do ciclo diário de demanda das barras de 2 até 10.

Em condições normais o perfil de tensão, das barras referidas, é adequado ao longo do ciclo diário.

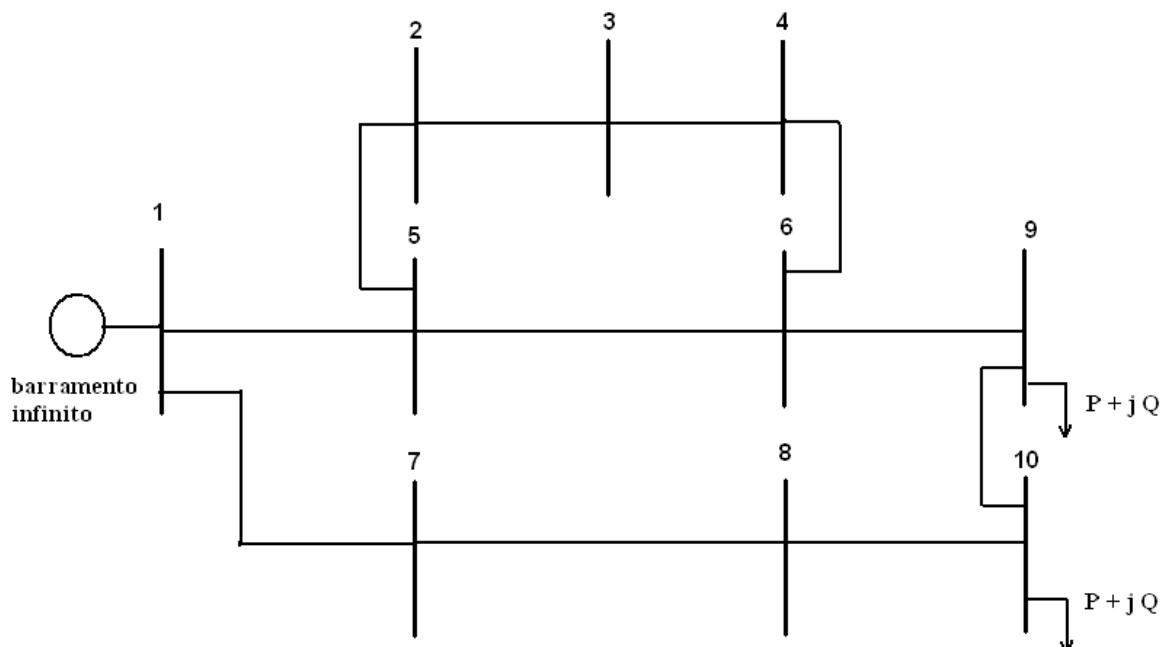


Figura 2.4 - Diagrama unifilar do exemplo

Supondo que a linha da barra 8 para a barra 10 seja desligada para manutenção, resulta o diagrama unifilar da figura 2.5. Admitindo que nesta nova condição seja necessário acoplar um banco de capacitores à barra 10 para evitar subtensão na mesma. A impedância equivalente do circuito de Thevenin do sistema que alimenta a barra 10, após essa alteração, estará com valor ôhmico maior que no caso da figura 2.4.

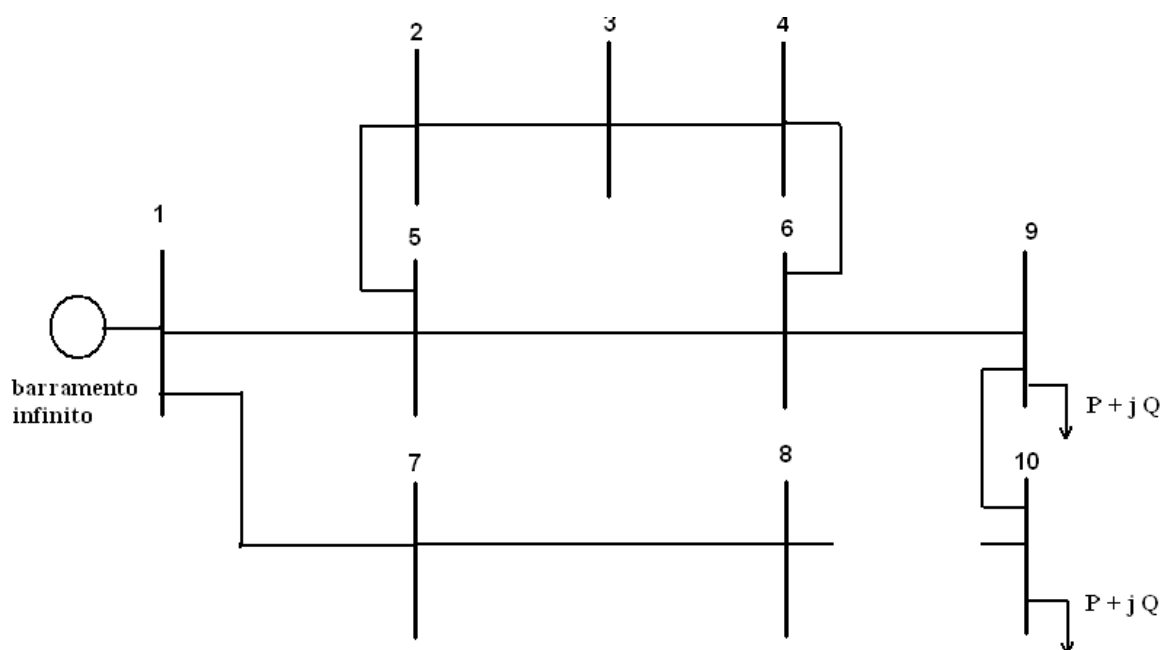


Figura 2.5 - Diagrama unifilar do exemplo, após deligar a linha entre as barras 8 e 10

Suponha-se que durante a manutenção referida ocorra uma contingência de queda da linha de transmissão entre as barras 5 e 6, em um momento de pouca demanda, ciclo diário, resultando o diagrama unifilar apresentado na figura 2.6. Nesta situação, supõe-se também que foi aumentada a injeção de potência reativa capacitiva na barra 10, para ajustar novamente o perfil de tensão.

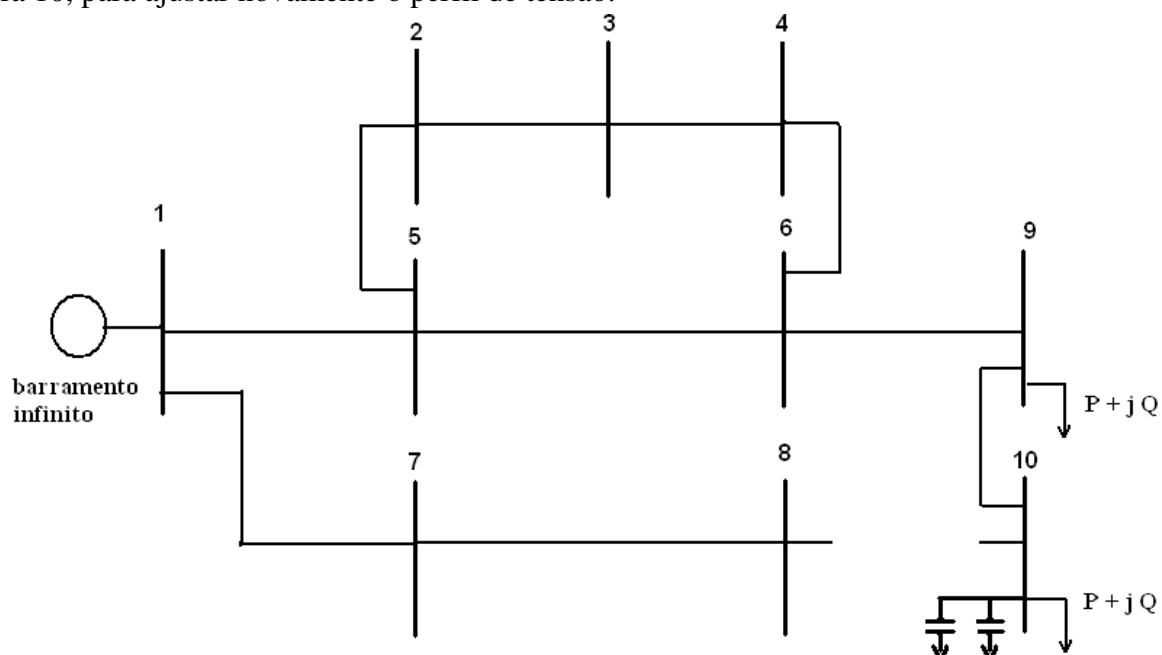


Figura 2.6 - Diagrama unifilar do exemplo, após deligar a linha entre as barras 8 e 10

Se, com isto, resultar uma impedância de Thevenin equivalente alta, alimentando uma barra de carga com excesso de compensação capacitiva, estará estabelecido algumas das condições críticas analisadas neste trabalho.

A mesma condição crítica pode se estabelecer em uma barra de carga, na qual progressivamente se agreguem novas cargas conjugadas com compensações capacitivas, para manter tensão adequada.

2.3 – Esquema tradicional de desligamento de carga por subtensão

2.3.1 – Objetivos e procedimentos do esquema

A técnica de desligamento de carga por subtensão visa manter o perfil de tensão adequado. Além disto supõe-se que proteja uma barra ou uma área contra o colapso de tensão. Esta proteção desliga parte da carga alguns segundos após a tensão da barra protegida cair abaixo de um limite estabelecido, 0,92 pu por exemplo. Isto acontece depois que os recursos de potência reativa são esgotados.

A referida técnica é o modo mais barato e simples de proteção contra o colapso de tensão e contra um perfil inadequado de tensão. Esta operação é adequada para os casos em que o decréscimo da tensão da barra de carga é lento. O comando desta operação baseia-se usualmente em um relê de subtensão, com tempo de atraso ajustável. O tempo referido é ajustado usualmente entre 3 e 10 segundos [3,4]. Não são usados tempos menores para evitar desligamento desnecessário.

O estudo da instabilidade de tensão foi classificado [5] em dois tipos de fenômeno:

- Estabilidade de tensão de curto prazo (“Short Term Voltage Stability”);
- Estabilidade de tensão de longo prazo (“Long Term Voltage Stability”).

O esquema de proteção contra o colapso de tensão, por desligamento de carga, acima descrito, é adequado ao segundo caso, mas pode ser inadequado para o primeiro, conforme detalhado neste trabalho.

2.3.2 – Relê de subtensão

Existe um relê padronizado de proteção contra subtensão, que foi classificado pela ANSI como relê 27. Este relê pode acionar o desligamento de disjuntor, com lógica instantânea ou temporizada. Atualmente existem relês digitais que podem ser programados para executar a função de relê de subtensão, entre muitas outras funções de proteção, diferentemente dos relês da primeira metade do século XX, que eram construídos para operar exclusivamente com a função de relê de subtensão. Além disto, a proteção contra subtensão pode ser feita via sistema supervisorio.

2.3.3 – Alguns exemplos de desligamento de carga por subtensão

Para manter a tensão das áreas ou das barras do sistema elétrico acima de seus valores mínimos permitidos e para evitar o colapso de tensão, após o esgotamento dos recursos de potência reativa, é adotado o esquema de desligamento de carga por subtensão, em muitos casos ao redor do mundo. A condição para deflagrar o desligamento de carga é a permanência abaixo de certo limite de tensão, por um tempo ajustado. Esses limites de tensão e de tempo são estabelecidos para cada aplicação. Seguem-se alguns exemplos:

- Na área Puget Sound, no estado norte americano de Washington, onde o sistema elétrico é subordinado ao WSCC (“Western Systems Coordinating Council”), é adotado o limite de tensão entre 0,90 e 0,92 pu, com o tempo ajustado no intervalo de 3,5 a 8 segundos [4];
- Na área de Calgary, província canadense de Alberta, em que o sistema elétrico é subordinado ao operador AESO (“Alberta Electricity System Operator”), foi estabelecido, em um primeiro estágio, o desligamento de carga quando duas ou mais de três estações monitoras permaneçam abaixo de 131 kV (0,95 pu) por no mínimo 4 segundos, com desligamento de carga de aproximadamente 90 MW [12].

2.3.4 – Casos excepcionais de inadequação deste esquema descrito

Nos casos com estabilidade de tensão de curto prazo, em que o esquema de desligamento de carga por subtensão não consegue proteger o sistema elétrico contra o colapso de tensão, devem ser desenvolvidos dispositivos especiais para esta

proteção. O EPRI [8] informa que desenvolveu um algoritmo para este fim, que designou pela sigla VILS, do inglês “Voltage Instability Load Shedding”. Entretanto não informa detalhes de seu funcionamento.

Uma das contribuições desta tese é apresentar a análise de condições e métodos para a implementação de proteção para estes casos excepcionais.

Dentro deste contexto é mostrado processamento de uma versão de relê digital a ser associado aos relês de subtensão, quando necessário.

2.4 – Tipos de carga e sua modelagem para análise de estabilidade de tensão

Diversos estudos [14,15,16,33] mostram que os resultados das simulações relacionadas à estabilidade do sistema elétrico são afetados pelos modelos de carga utilizados.

Alguns modelos utilizados para a carga [17] são:

- Carga do tipo impedância constante.;
- Carga do tipo de corrente constante;
- Carga do tipo de potência constante;
- Carga representada pelo modelo exponencial convencional;
- Carga representada pelo modelo exponencial estendido;
- Carga representada pelo modelo polinomial estendido;
- Carga dinâmica (usando equações diferenciais), etc.

Os três primeiros são conhecidos como modelos convencionais ZIP, significando constante respectivamente Z a impedância, I a corrente e P a potência.

Relacionando esses modelos a equipamentos, tem-se:

- Cargas modeladas como de impedância constante: caldeiras elétricas, sistemas de retificação CA/CC, fornos a arco, lâmpadas incandescentes, lâmpadas de descarga, equipamentos de eletrólise, motor de indução em vazio (parte do ciclo de trabalho), etc..
- Cargas modeladas como de corrente constante: motores de indução a meia carga, máquinas de solda a arco elétrico etc..
- Cargas modeladas como do tipo de potência constante: motores síncronos, com tensão entre 0,80 e 1,10 pu, são razoavelmente bem representados pelo modelo de carga de

potência constante. Os motores de indução, com tensão entre 0,80 e 1,10 pu, são razoavelmente bem representados pelo modelo de carga de potência constante quando operam na faixa de 90% a 100% de seu torque nominal.

As cargas do tipo de potência constante são as que oferecem maiores riscos de instabilidade de tensão de curto prazo, o que não ocorre quando há predominância de cargas do tipo de impedância constante.

Um barramento ou uma área do sistema elétrico pode conter uma combinação de cargas adequadas a diferentes tipos de modelagem.

Quando existe uma porcentagem considerável de carga do tipo de potência constante em uma barra de carga ou em uma área do sistema elétrico, existe maior vulnerabilidade a um brusco colapso de tensão.

Neste trabalho serão analisados exemplos com carga mista dos tipos de impedância constante (Z minoritária) e de potência constante (P majoritária).

2.5 – Evolução dos relês de proteção

Os elementos básicos de proteção do sistema elétrico de potência surgiram na forma de relês eletromecânicos nas primeiras décadas do século XX, conforme segue:

- Relê de sobrecorrente (1901);
- Relê diferencial (1908);
- Relê direcional (1910);
- Relê de distância tipo impedância (1921);
- Relê de distância tipo mho (1937).

Posteriormente, a função destes mesmos relês foi desenvolvida por circuitos eletrônicos, constituindo os “relês” estáticos analógicos.

- Relês com válvulas eletrônicas (1925 – 1948);
- Relês com transistores (1949 – 1960);
- Relês com circuitos integrados analógicos (1960 – 1970).

Estes relês estáticos recebem tensões provenientes de transformadores de potencial e correntes provenientes de transformadores de corrente. Estes

sinais, contínuos no tempo, são processados pelo circuito analógico, resultando eventualmente comandos para desligamento do circuito de potência.

A proteção digital de vários componentes do sistema elétrico concentrada em um único computador digital foi abordada em 1969 [47]. Em 1971 e 1972 foram propostos algoritmos digitais para o relê de impedância, usando tensão e corrente [48,49]. Em 1972 e 1975 foi apresentada proposta do uso da transformada discreta de Fourier, com janela de dados de um ciclo, para identificar a primeira harmônica de sinais de tensão e corrente [50,51].

Ainda na mesma década, diversas publicações, abordando a redução da janela de dados para meio ciclo [52], outros métodos para identificação da primeira harmônica da tensão e da corrente [53,54] ou da identificação da impedância da linha [55,56].

Em 1988, Phadke et al [57] propuseram o conceito de proteção adaptativa, segundo o qual a coordenação da proteção é modificada conforme as condições operacionais, posteriormente desenvolvido e apresentado por David et al [58].

Desde então tem sido estudadas aplicações usando algoritmos de inteligência artificial (redes neurais artificiais, lógica fuzzy etc.) e outros baseados em wavelet. Novo enfoque na forma de coletar as informações por meio de barramentos de dados e o meio físico desses barramentos tem sido recentemente objeto de estudos e normatizações.

2.6 – Considerações finais

Para a implementação de relês de proteção contra o colapso de tensão foram relacionados os conceitos teóricos, abordados neste capítulo, referentes a:

- Curvas de carregamento, para diversos fatores de potência;
- Uso de relê de subtensão para prevenção de colapso de tensão.
- Tipos de carga.

Salienta-se que todos estes assuntos serão levados em consideração nas análises e simulações deste trabalho.

Também no apêndice B – “Detalhamento dos conversores A/D e D/A”, bem no apêndice C – “Exemplo de quantização de sinal e resolução do conversor A/D” são mostrados detalhes de lógicas internas aos relês para obtenção de sinais analógicos e digitais.

Capítulo III

Indicadores de Proximidade do Colapso de Tensão

3.1 – Considerações Iniciais

Com o objetivo de escolher um indicador para ser utilizado no relê de proteção contra o colapso de tensão, proposto por este trabalho, este capítulo apresenta uma visão geral de indicadores de proximidade de colapso de tensão, com maior detalhamento daqueles que foram selecionados para uso nos capítulos seguintes.

Uma revisão bibliográfica dos indicadores foi elaborada procurando dividi-los em grupos quanto ao tipo de abordagem.

Esses indicadores são apresentados a seguir, para uma análise comparativa, conforme sua citação na revisão bibliográfica. Após estas análises foi escolhido um indicador para uso no relê de proteção.

Pela alteração do valor de um indicador, consequente da injeção de potência reativa de uma unidade geradora, pode-se avaliar a sua contribuição para a margem de segurança do sistema elétrico. Neste sentido a localização das unidades geradoras a serem contratadas, bem como a dinâmica de seu sistema de excitação tem um papel relevante. Ao estabelecer regras para a contratação de reserva operacional de potência reativa de geradores, um dos aspectos a considerar é a efetividade da contribuição de cada unidade geradora, no sentido de aumentar a segurança, em relação ao perigo de um colapso de tensão.

A contribuição de um incremento de potência reativa de cada gerador para a melhoria da margem de segurança do sistema depende da distribuição de carga e de geração no sistema. Assim, o cálculo da contribuição deve ser feito considerando os perfis de carregamento e geração do SEP mais críticos, que a experiência indica como prováveis.

Para permitir detectar a influência da dinâmica do sistema de excitação é necessário utilizar um indicador dinâmico.

A variação estatística do carregamento do SEP também pode ser considerada.

A complexidade do cálculo de um tipo de indicador pode torná-lo inadequado para uso durante a operação do SEP, devido ao excessivo tempo de computação. Um indicador pode ser bom para o planejamento do suporte de reativos e não ser adequado para decisões de operação, em tempo real.

3.2 – Classificação dos Indicadores de Proximidade do Colapso de Tensão

Para permitir uma vista de topo dos indicadores, podem-se agrupar os mesmos por tipos, conforme seu fundamento. Para facilitar citações posteriores será atribuída uma letra a cada tipo. Foram considerados os seguintes tipos de indicadores:

Tipo A

Este tipo abrange vários índices de sensibilidade ou indicadores incrementais, os quais são definidos pela relação entre incrementos de duas das grandezas seguintes:

- Potência ativa ou reativa consumidas na barra em foco, ou na área em foco, ou em todo o sistema;
- Potência ativa ou reativa geradas na área em foco, ou em todo o sistema;
- Tensão elétrica da barra em foco.

Tipo B

Assim será denominado o indicador que varia de 0 a 1, obtido a partir de uma matriz $[H]$, que por sua vez é obtida a partir da matriz admitância $[Y]$ do SEP, em cada ponto de operação, denominado por Kessel [19] como indicador L.

Tipo C

O mínimo autovalor da matriz Jacobiana do SEP em cada ponto de operação é utilizado como indicador de proximidade do colapso de tensão [20,22].

Posteriormente foram apresentadas matrizes Jacobianas reduzidas do SEP, relacionadas a áreas do sistema sensíveis ao colapso de tensão. Para cada área o indicador é o

mínimo auto valor da matriz Jacobiana correspondente, em cada ponto de operação [23]. O cálculo fica menos demorado que o do indicador baseado no SEP completo.

Tipo D

Foram agrupados neste tipo os indicadores relacionados a cada ramo. Estes indicadores informam o máximo incremento possível da potência transmitida por aquele ramo, no ponto de operação em que o SEP se encontra. Podem ser formulados com as opções de analisar incremento de potência ativa, reativa ou aparente [26,27].

Tipo E

Foram agrupados neste tipo os indicadores relacionados a cada barra, que informam o máximo incremento possível da potência consumida pela carga daquela barra, no ponto de operação em que o SEP se encontra. Pode ser formulado com as opções de analisar incremento de potência ativa ou de potência aparente. Neste sentido podem ser definidos:

- Margem de carregamento de potência ativa [13,24]:

Pode-se definir margem de carregamento de potência ativa, para cada barra j , pela fórmula (1), onde P_{MAXj} é a máxima potência ativa que pode ser consumida na barra j e P_{ATUALj} é a potência ativa consumida pela barra no instante considerado.

$$MCP_j = (P_{MAX} - P_{ATUAL}) / P_{MAX} \quad (1)$$

- Margem de carregamento de potência aparente [25]:

Pode-se definir margem de carregamento de potência aparente, para cada barra j , pela fórmula (2), onde S_{MAXj} é a máxima potência aparente que pode ser consumida na barra j e S_{ATUALj} é a potência aparente consumida pela barra no instante considerado.

$$MCS_j = (S_{MAX} - S_{ATUAL}) / S_{MAX} \quad (2)$$

Tipo F

Serão denominados os indicadores estatísticos, correspondentes a uma análise com variação da carga do SEP, prevista estatisticamente. Podem-se utilizar quaisquer dos tipos anteriores, porém associados com a variação estatística da carga do SEP [28,29].

Tipo G

Assim serão denominados os indicadores baseados nas perdas de potência na rede [30].

3.3 – Alguns Indicadores por Coeficiente de Sensibilidade (Tipo A)

Estes indicadores analisam como o incremento de uma grandeza interfere no aumento de outra grandeza. São chamados indicadores por coeficiente de sensibilidade ou indicadores incrementais.

3.3.1 – Indicador CS1

É o nome adotado, neste trabalho, para o coeficiente de sensibilidade proposto por Carpentier et al [18], que é o quociente do decremento de tensão ΔV_i , na i -ésima barra, pelo incremento de potência reativa consumida pela mesma barra ΔQ_{ci} . Assim para a i -ésima barra teremos o indicador $CS1_i$:

$$CS1_i = \Delta V_i / \Delta Q_{ci} \quad (3)$$

3.3.2 – Indicador CS2

É o nome adotado, neste trabalho, para o coeficiente de sensibilidade [19,20], que é o quociente do incremento de potência reativa gerada total ΔQ_{gt} , pelo decremento de tensão ΔV_i , na i -ésima barra. Para a i -ésima barra teremos o indicador $CS2_i$:

$$CS2_i = \Delta Q_{gt} / \Delta V_i \quad (4)$$

3.3.3 – Indicador CS3

É o nome adotado, neste trabalho, para o coeficiente de sensibilidade [18,21], que é o quociente entre o incremento da potência reativa gerada total ΔQ_{gt} pelo incremento de potência reativa consumida pela i-ésima barra ΔQ_{ci} . Assim para a i-ésima barra teremos o indicador $CS3_i$:

$$CS3_i = \Delta Q_{gt} / \Delta Q_{ci} \quad (5)$$

3.3.4 – Indicador CS4

É o nome adotado, neste trabalho, para o coeficiente de sensibilidade [19], que é o quociente entre o decremento da tensão ΔV_i , na i-ésima barra, pelo incremento de potência ativa consumida total do sistema ΔP_{ct} . Assim para a i-ésima barra teremos o indicador $CS4_i$:

$$CS4_i = \Delta V_i / \Delta P_{ct} \quad (6)$$

3.3.5 – Indicador CS5

É o nome adotado, neste trabalho, para o coeficiente de sensibilidade definido como o quociente do decremento de tensão ΔV_i , na i-ésima barra pelo incremento de potência ativa gerada total ΔP_{gt} . Assim para a i-ésima barra teremos o indicador $CS5_i$:

$$CS5_i = \Delta V_i / \Delta P_{gt} \quad (7)$$

3.4 – Verificação do Comportamento de Alguns Indicadores

3.4.1 – Indicadores tipo A num sistema com três barras

O sistema simulado a seguir corresponde a uma alimentação radial de um centro de carga, em que uma unidade geradora remota, tem disponibilidade de potência para atender o incremento de demanda do centro de carga. Entretanto os geradores mais

próximos do centro de carga estão com sua potência totalmente comprometida no suprimento de cargas locais. Esses geradores e suas cargas foram omitidos no modelo simplificado.

A impedância de linha entre uma barra e outra, usualmente não é maior que 0,15 pu. No modelo a seguir supõe-se que a potência do gerador remoto será transmitida através de várias linhas. A soma das impedâncias destas várias linhas, foi considerada de $(0,031 + j0,80)$ pu, entre as barras 1 e 2. Na verdade, em um modelo completo, entre as barras 1 e 2, há várias outras barras. A figura 3.1 representa o sistema simplificado.

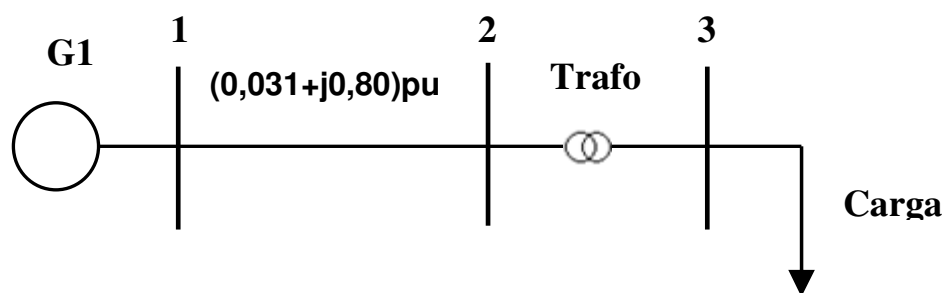


Figura 3.1 – Sistema simplificado com três barras

Os parâmetros considerados para o sistema de 3 barras, são:

- Gerador de 100 MVA na barra 1, com AVR tipo I do IEEE e regulador de velocidade;
- Linha de Transmissão da barra1 para a barra2 com impedância $(0,031 + j0,80)$ pu;
- Transformador da barra2 para a barra3, com impedância equivalente $(0,001 + j0,050)$ pu;
- Carga na barra3, iniciando com 2,158MW e 1,068MVar, com incrementos sucessivos de potência complexa consumida $P_c + j Q_c$, com a relação $P_c / Q_c = 2/5$. Os incrementos foram reduzidos a proporção que o ponto de colapso se aproximou. A carga foi considerada 90% como de potência constante e 10% de impedância constante;
- A potência de base foi considerada de 100MVA;

3.4.2 – Comparação dos indicadores do tipo A no sistema de três barras

Foram calculados os indicadores CS1, CS2, CS3, CS4 e CS5, cujos valores devem aumentar, à proporção que o sistema se aproxima do colapso de tensão. Nas referências bibliográficas sobre este assunto, são citados também como indicadores, os inversos daqueles aqui utilizados, os quais devem então diminuir à proporção que o sistema se aproxima do colapso de tensão.

Assim obtivemos os sucessivos valores dos índices, que foram representados na ordenada vertical dos gráficos a seguir, em função da potência ativa consumida total, representada no eixo horizontal.

A figura 3.2 mostra o comportamento do índice CS1. A variação de uma leitura em relação à anterior é maior quanto mais próximo o sistema estiver do colapso.

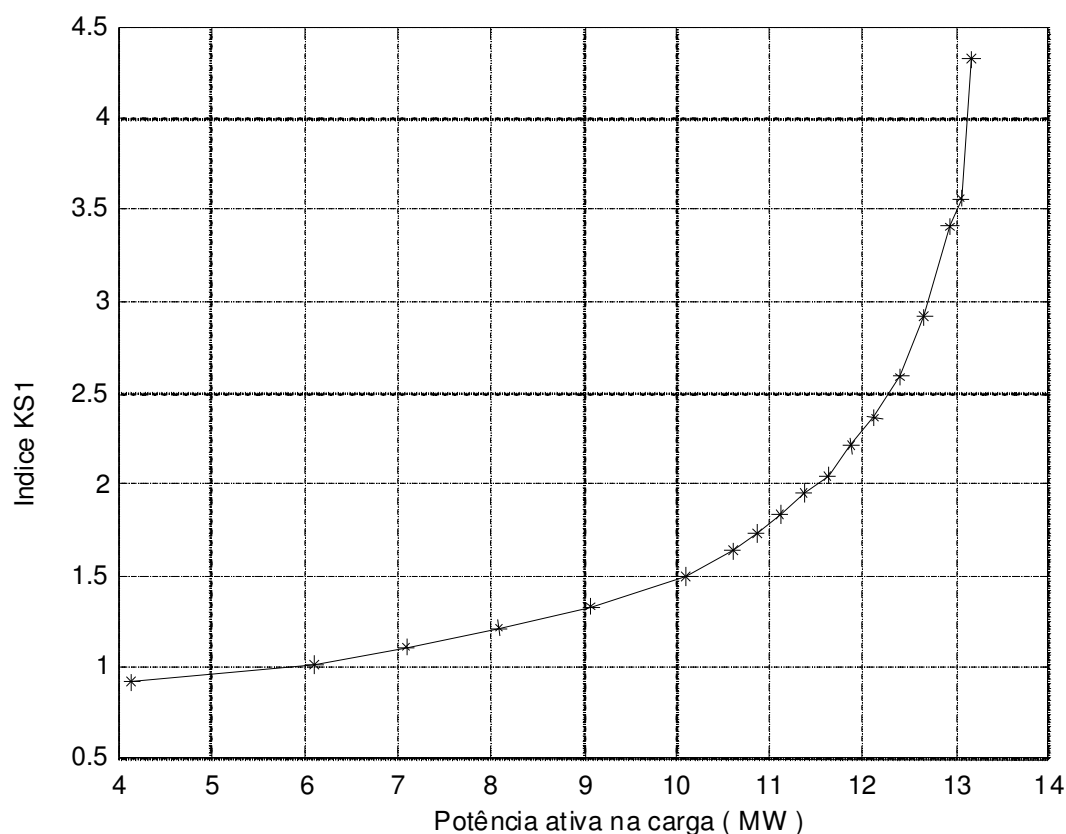


Figura 3.2 – Evolução do indicador CS1

A figura 3.3 mostra o comportamento do índice CS2, sendo que nos testes realizados neste trabalho esse indicador não apresentou resultados práticos. Assim esse indicador foi descartado para as avaliações feitas na sequência deste capítulo. Talvez, em outra configuração, este indicador tenha um funcionamento adequado.

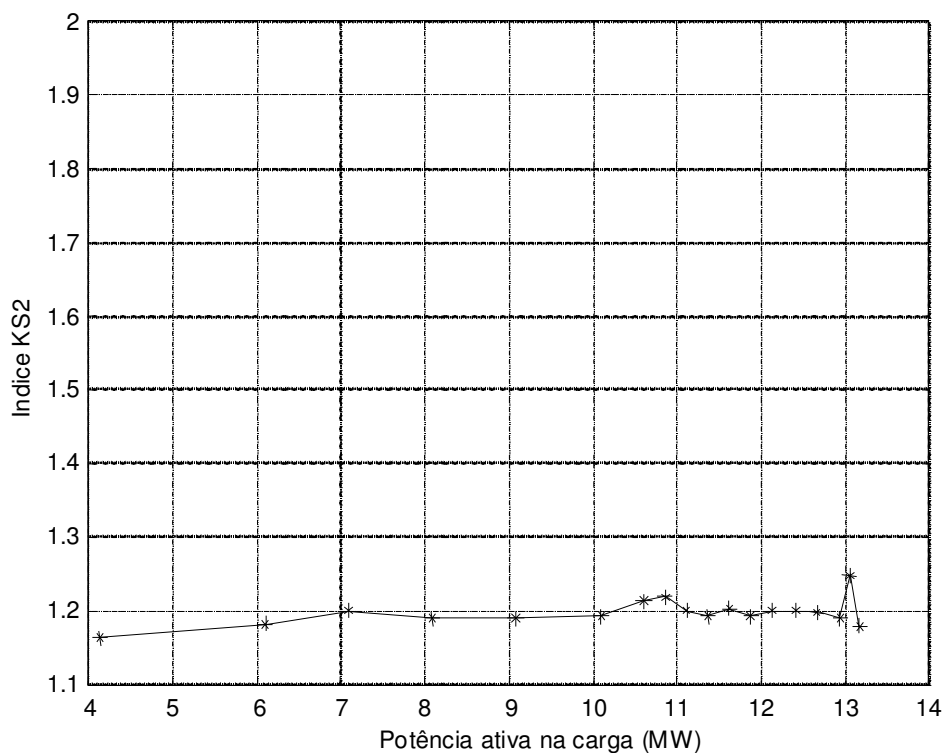


Figura 3.3 – Evolução do indicador CS2

A figura 3.4, abaixo, mostra o comportamento do índice CS3. A variação das leituras deste indicador segue a mesma variação do CS1.

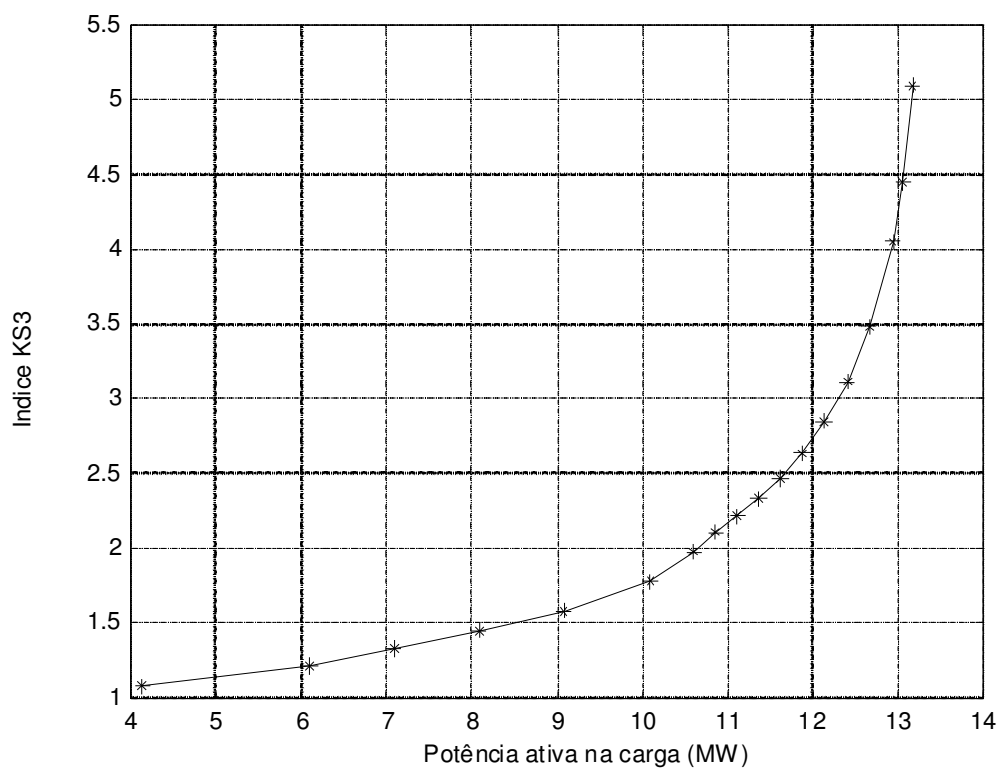


Figura 3.4 – Evolução do indicador CS3

A figura 3.5, abaixo, mostra o comportamento do índice CS4. A variação das leituras deste indicador segue as mesmas variações do CS1 e CS3.

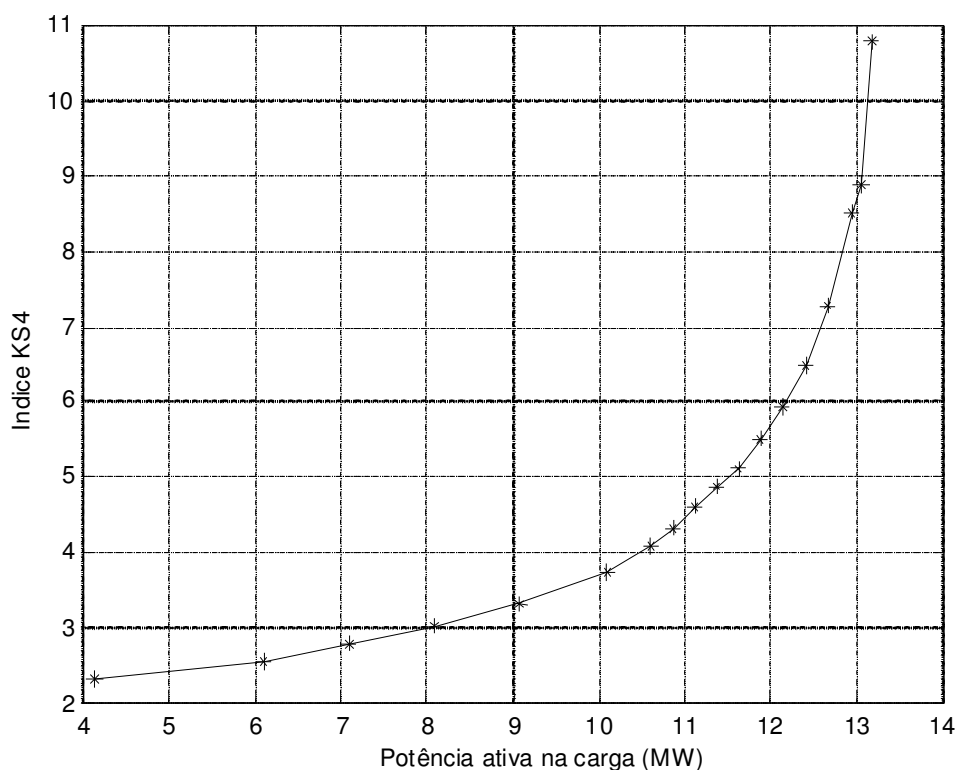


Figura 3.5 – Evolução do indicador CS4

A figura 3.6 mostra o comportamento do índice CS5. Pode-se observar que a variação das leituras do indicador CS5 segue as mesmas variações do CS1, CS3 e CS4.

Após essa comparação dos indicadores de proximidade do colapso de tensão, num sistema de 3 barras, mostra que o desempenho de CS1, CS3, CS4 e CS5 é muito próximo. Nesse caso, a escolha de um desses indicadores para ser comparado com outro tipo de indicador, torna a comparação com todos. Isso pode ser observado na figura 3.7.

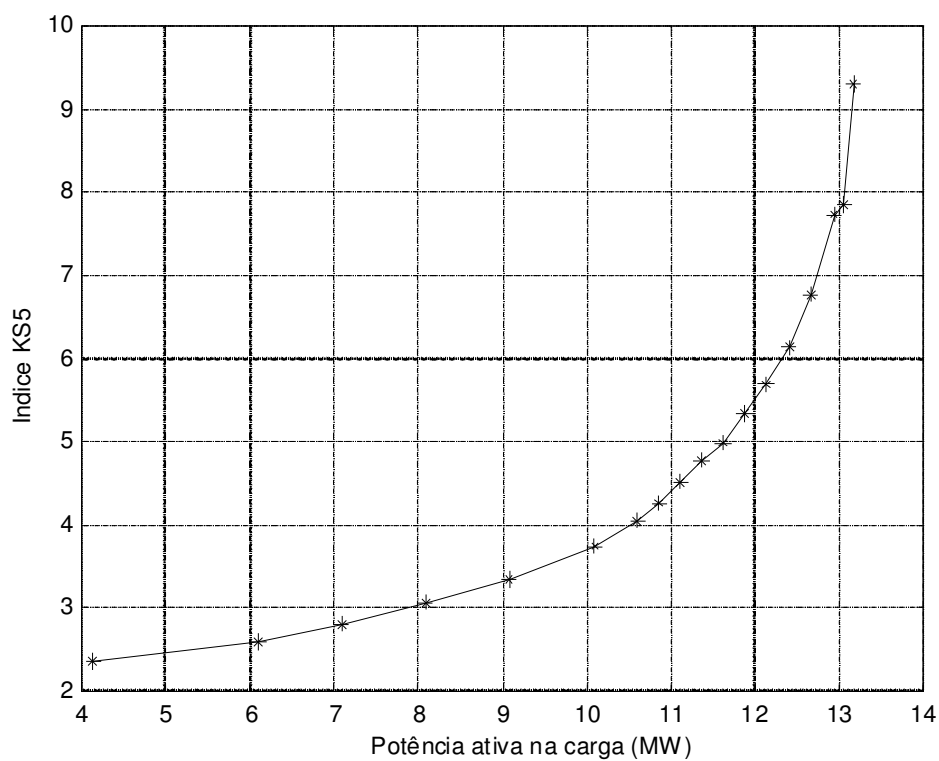


Figura 3.6 – Evolução do indicador CS5

Na figura 3.7 são apresentados os índices CS1, CS3, CS4 e CS5 em um mesmo gráfico para sua comparação.

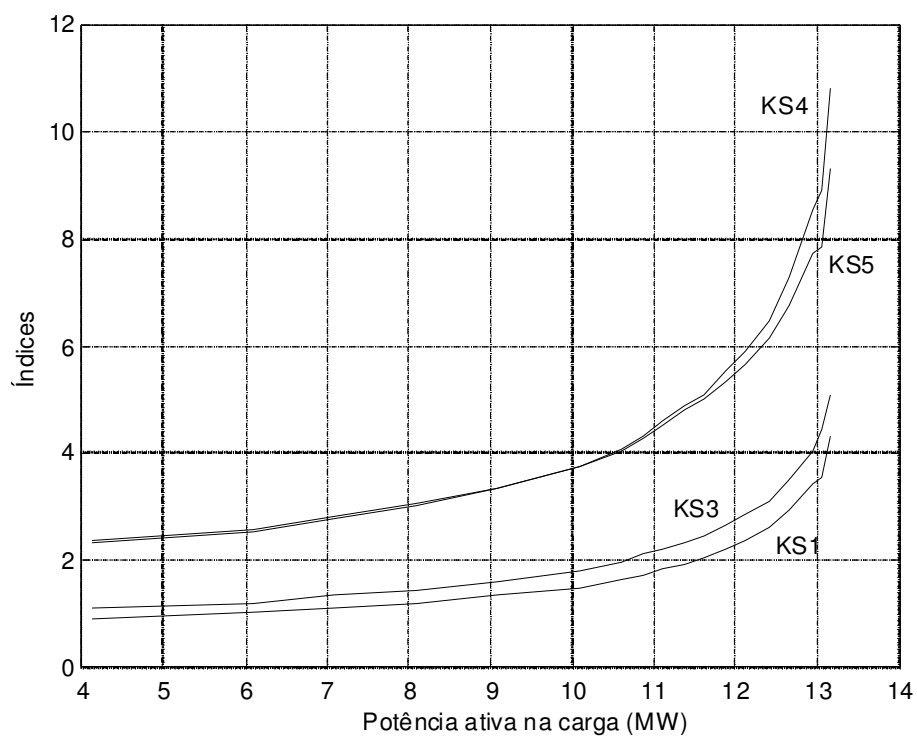


Figura 3.7 – Comparação dos indicadores CS1, CS3, CS4 e CS5

3.4.3 – Aplicação de indicadores do tipo E no sistema de três barras

Aplicando o um sistema de 3 barras num indicador de proximidade do colapso de tensão do tipo E pode-se verificar seu funcionamento. Como as curvas PV para carga crescente, com fator de potência constante, são apresentadas na figura 14.2 da referência [7]. No contexto destas curvas a inclusão de um capacitor “shunt”, durante o crescimento da carga, corresponde a um salto de uma curva PV para outra similar, com a alteração dos parâmetros da fonte de Thevenin (impedância Z_{th} e fonte de tensão E_{th}) que alimenta a barra.

Nestas condições a máxima potência ativa que a barra de carga pode receber (P_{max}) e a tensão correspondente (V_{maxP}) podem ser calculadas analiticamente [6].

Na operação do SEP é usual manter sob observação a tensão das barras consideradas críticas. Uma ação corretiva é tomada quando uma destas tensões se aproxima de um valor mínimo, por exemplo, 0,9 pu. [45.46]. Esta ação costuma ser a injeção de potência reativa na barra com sub-tensão ou em sua área e pode ser repetida, se tornar a ocorrer sub-tensão. Uma opção alternativa, economicamente pior, é o desligamento de carga da barra com sub-tensão ou em sua área. Porém, se o procedimento citado para a recuperação do nível de tensão for repetido sucessivamente, para compensar o efeito de crescimento de carga, a barra pode ficar muito capacitiva. Se, além disto, houver uma porcentagem considerável de carga do tipo de potência constante, pode ocorrer colapso de tensão, mesmo sem violação do limite de sub-tensão [44]. Para evitar o colapso é necessário desligar parte da carga quando um indicador VCPI mostrar perigo de colapso.

Quando a transmissão de potência ativa é sucessivamente melhorada por meio da injeção de potência reativa, o SEP pode operar muito próximo ao seu limite. Para esta situação é demonstrado estatisticamente que aumenta a probabilidade de um apagão de maiores proporções [47].

Um VCPI muito utilizado é a margem de carregamento de potência ativa MCP_j . Este indicador é utilizado em muitos programas para operação em tempo real, que calculam $MCP_j = [(P_{MAXj} - P_{ATUALj}) / P_{MAXj}] \times 100\%$ onde P_{MAXj} é a máxima potência ativa que pode ser consumida na barra j . O valor de P_{MAXj} , pode ser calculado pelo método da continuação [13] mas será calculado analiticamente [6] nas análises seguintes.

A figura 3.8 mostra o diagrama unifilar do modelo que consiste na Fonte de Thevenin equivalente da parte do SEP que alimenta uma barra de carga. Foi considerada carga do tipo potência constante crescendo em rampa, mantendo fator de

potência constante. Resulta assim um sistema de duas barras que é equivalente a um sistema de “n” barras, em uma particular condição de operação.

Com a tensão do gerador ideal de 1,05 pu, a impedância da linha de $0,03+j0,60$ pu e carga $P+jQ$, ou seja de potência constante, foi simulado o comportamento do sistema abaixo, para valores de base 100MVA e 138kV

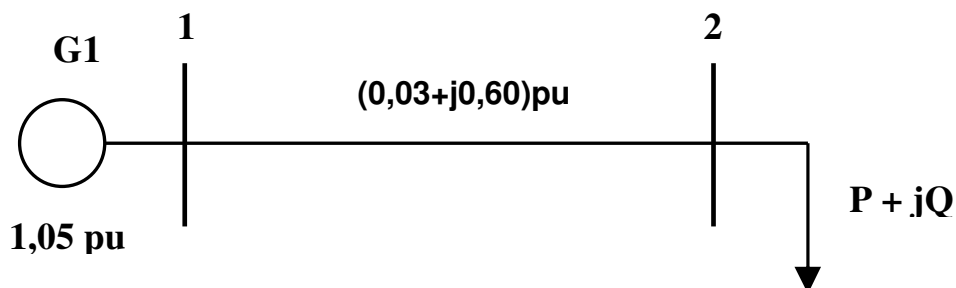


Fig. 3.8 – Exemplo simulado, com agregação de capacitores na carga

Esta configuração é similar àquela com circuito de Thevenin equivalente, do modelo IEEE de 30 barras apresentado na referência [6], sem a compensação capacitiva, e desprezando o efeito da capacitância “shunt”

Todas as simplificações do modelo simulado visam analisar a capacidade de transmissão de potência para a carga, desprezando detalhes pouco relevantes.

Nas simulações seguintes foi acrescentado um banco de capacitores de impedância constante, em paralelo com a carga toda vez que a tensão na carga caiu a 0,9 pu (limite de tensão mínima considerada). A queda de tensão foi causada pelo crescimento da carga $P+jQ$ em rampa. Os valores dos bancos de capacitores automaticamente introduzidos sequencialmente no tempo corresponderam a: 14,5 MVar, 11 MVar, 8,5 MVar, 6 MVar, 5 MVar, 3,8 MVar, 3 MVar. e 2,5 MVar. Estes valores de potência reativa foram calculados para recuperar a tensão da barra de carga de 0,9 pu para 1 pu aproximadamente.

Note-se que o uso de bancos de capacitores tem a intenção de caracterizar os saltos de uma curva PV típica para outra, desconsiderando a perturbação transitória que causam no SEP. O uso de um equipamento com ajuste contínuo de injeção de potência reativa seria melhor na prática, mas é pior para entender a relação da transição de uma curva PV para outra com a mudança dos parâmetros da fonte de Thevenin [6]. Os saltos das figuras de 3.8 e 3.12 caracterizam a referida relação.

O gráfico da margem de carregamento $(P_{MAX}-P)/P_{MAX}$, em função da potência ativa na carga P , é uma reta que decresce de 1 para 0 conforme P cresce de 0 até P_{MAX} , se não for acrescentado banco de capacitores ou outro suporte de reativos.

O gráfico da figura 3.9 é obtido com as sucessivas inclusões de bancos de capacitores já citadas. Os saltos de uma curva PV tradicional para outra ilustram a consequência das inclusões de bancos de capacitores [6].

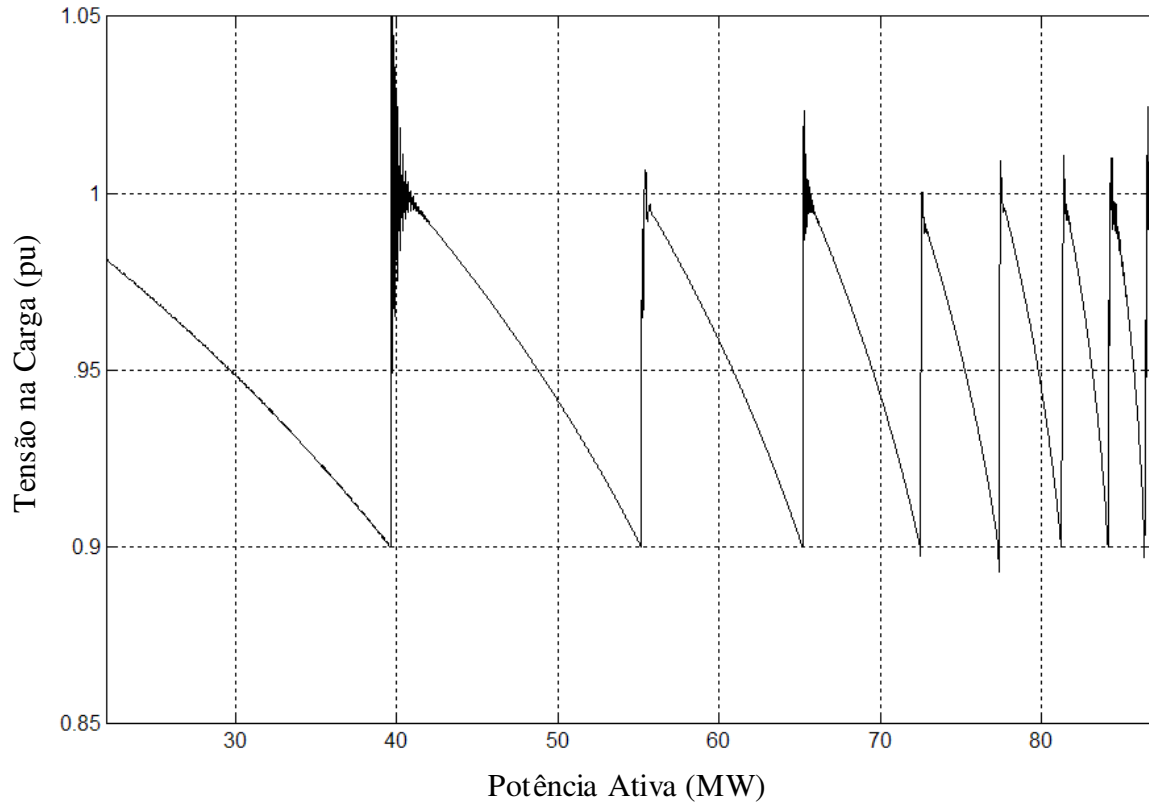


Figura 3.9 – Curva PV com sucessivas inclusões de bancos de capacitores

A máxima potência ativa transferível à carga P_{\max} e a tensão correspondente na barra de carga $V_{\max P}$, relacionadas à potência reativa do banco de capacitores agregado Q_c . P_{\max} e $V_{\max P}$ podem ser calculados usando as equações baseadas na referência [6], que são:

$$P_{\max} = \frac{E^2 \cos \varphi}{2X(1 - B_c X)(1 + \sin \varphi)} \quad (8)$$

$$V_{\max P} = \frac{E}{(1 - B_c X)\sqrt{2(1 + \sin \varphi)}} \quad (9)$$

Com a aplicação destas equações, para o caso simulado, resultaram os dados da tabela 3.1, conforme segue.

Tabela 3.1: Incremento ΔQ_c de MVAr, total Q_c de MVAr agregado, P_{\max} e $V_{\max P}$

ΔQ_c (MVAr)	Total Q_c (MVAr)	P_{\max} (MW)	ΔP_{\max} (MW)	$V_{\max P}$ (pu)
0.0	0.0	62.20	0.00	0.6340
14.5	14.5	67.53	5.33	0.6883
11.0	25.5	72.23	4.69	0.7362
8.5	34.0	76.33	4.10	0.7780
6.0	40.0	79.51	3.19	0.8104
5.0	45.0	82.38	2.87	0.8396
3.8	48.8	84.70	2.32	0.8633
3.0	51.8	86.62	1.93	0.8829
2.5	54.3	88.29	1.67	0.9000
2.0	56.3	89.68	1.39	0.9141
1.5	57.8	90.75	1.07	0.9250

A figura 3.10 mostra a parte estável das curvas PV correspondentes a cada linha da tabela 3.1, com crescimento da carga com fator de potência constante. Na simulação dinâmica cada curva cai para tensão nula quando ocorre o colapso. Cada curva corresponde a uma impedância capacitiva agregada constante. A curva inferior é sem compensação capacitiva, a próxima acima é com banco de capacitores de 14,5 MVAr, e assim por diante até a curva superior que corresponde ao total dos bancos de capacitores, ou seja 57,8 MVAr.

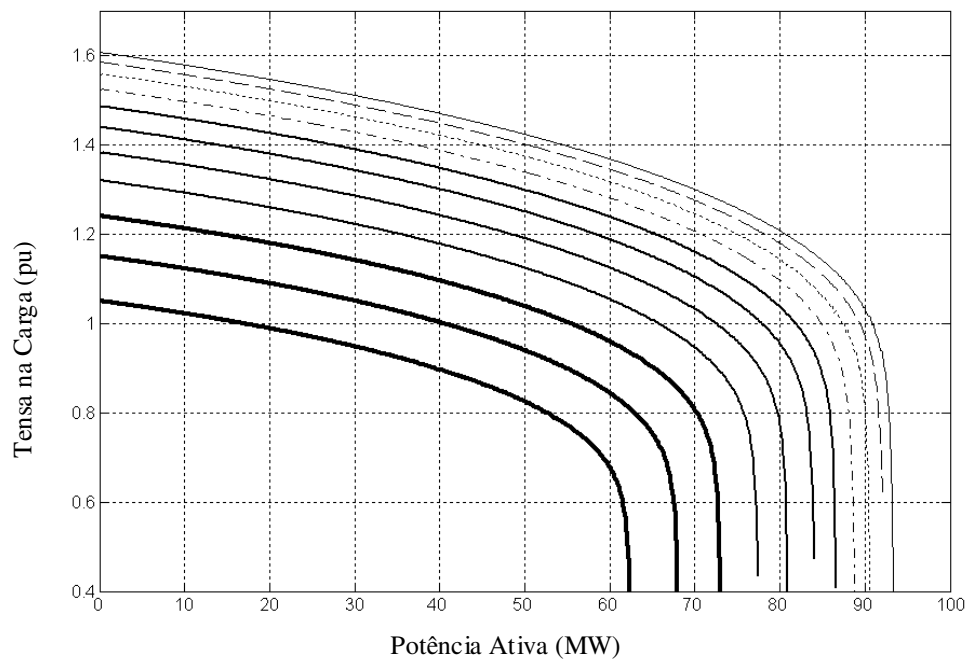


Figura 3.10 – Curvas PV para cada total de MVAr agregado

A figura 3.11 mostra a ampliação do intervalo de tensão de 0,9 a 1,0 pu, referente à figura 3.10, com a finalidade de esclarecer os saltos da figura 3.9, sem as perturbações dinâmicas.

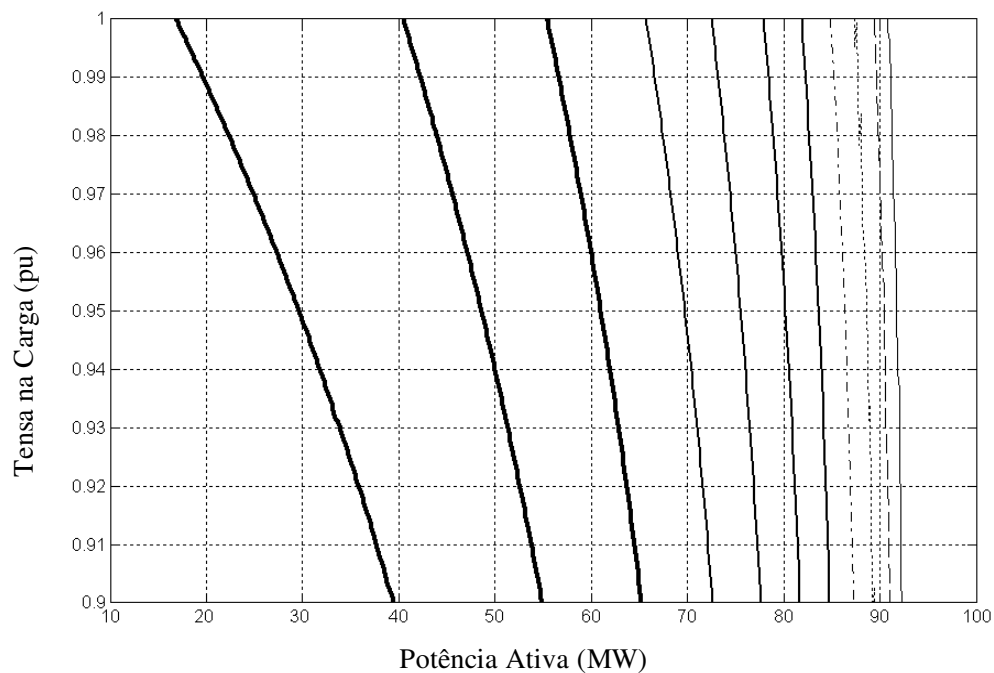


Figura 3.11 – Detalhe da faixa de tensão de 0.9 a 1.0 pu

A figura 3.12 mostra as retas correspondentes à margem de carregamento de potência ativa relacionadas a cada valor de P_{\max} da tabela 3.1. Em cada reta a correspondente impedância capacitiva agregada é constante.

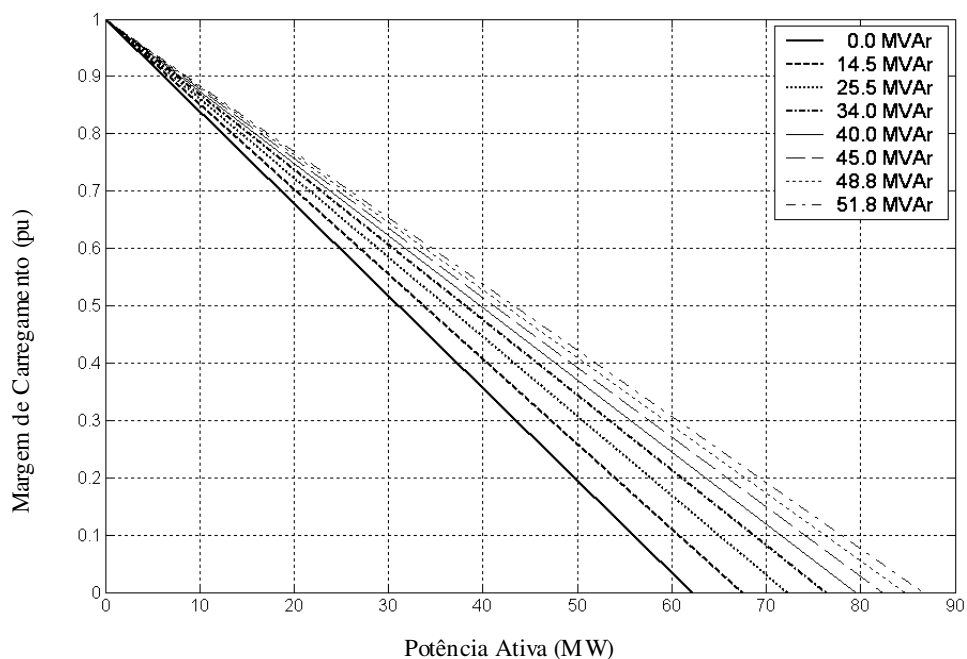


Figura 3.12 – Margem de carregamento versus potência ativa

Conforme um banco de capacitores é incluído resulta um salto de uma curva PV tradicional para outra acima dela. Do mesmo modo resultam saltos de uma reta de margem de carregamento para a reta acima, conforme mostrado na figura 3.13.

Pela análise da tabela 3.1 e das figuras 3.8 a 3.12 percebe-se que cada vez que o processo de recuperação de tensão foi repetido resultou um incremento menor em P_{\max} . Em consequência, a margem de carregamento não é adequadamente recuperada, nas últimas inclusões de capacitores, o que leva a um alto risco de colapso de tensão.

A figura 3.13 apresenta o indicador CS4 e a margem de carregamento $(P_{\max} - P_{\text{atual}})/P_{\max}$ correlacionadas com a curva PV da figura 3.8, com sucessivas inclusões de capacitores.

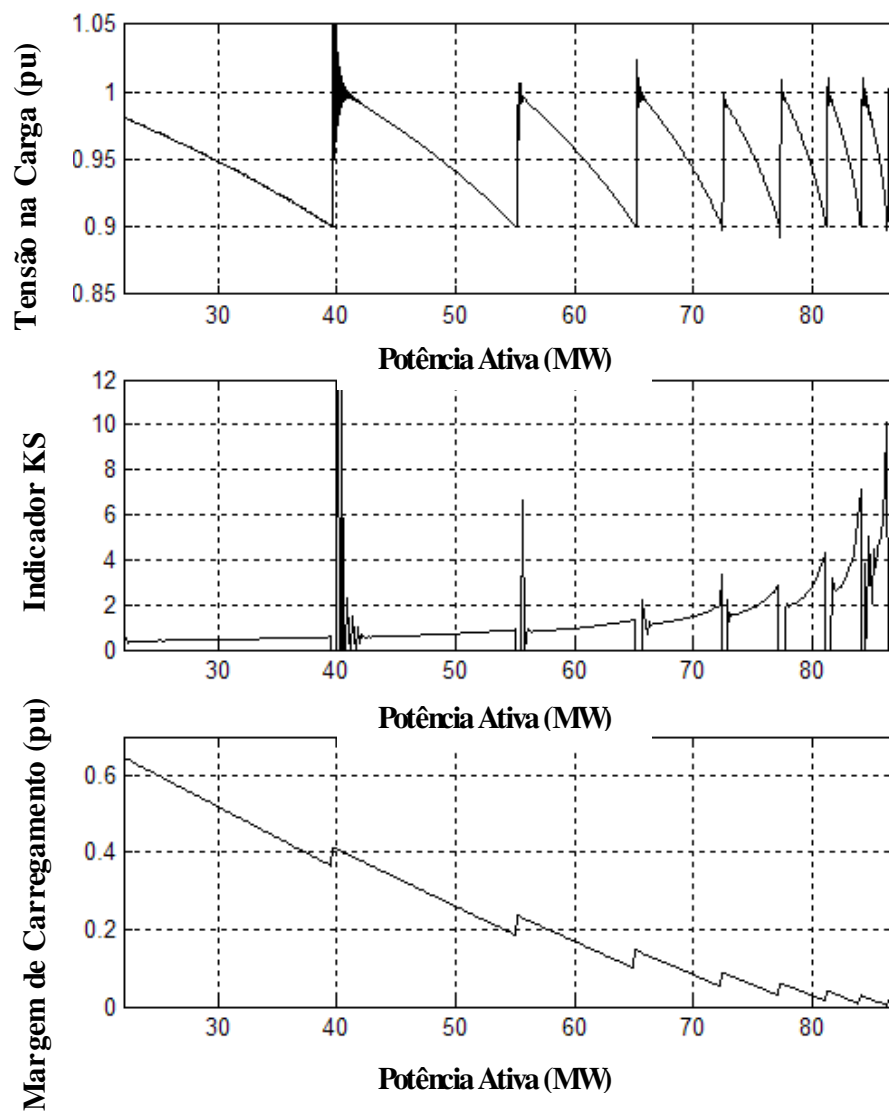


Figura 3.13 – Curva PV, indicador CS4 e Margem de carregamento, com sucessivas inclusões de capacitores

3.5 – Considerações Finais

Neste capítulo foi comparado o desempenho de alguns indicadores de proximidade de colapso de tensão. Na comparação dos indicadores do tipo A, excluindo o indicador CS2, ocorre equivalência entre todos os indicadores analisados, para o caso radial, com demanda crescendo com fator de potência constante.

No caso de conexão de alguma carga ou de um banco de capacitores esse tipo de indicador pode apresentar grande variação entre leituras, tornando-o pouco confiável. Outro problema é que para cada caso, dependendo do tempo de amostragem e das grandezas envolvidas, seus valores são de difícil padronização.

No estudo dos indicadores do tipo E, a margem de carregamento se mostrou bem estável, ou seja, não apresentam oscilação de resultados. Outra vantagem é que seu resultado está sempre entre 0 e 1, isto torna bastante simples sua aplicação e seus resultados bastantes confiáveis.

Assim para o desenvolvimento da lógica do relê de proteção contra o colapso de tensão, proposta neste trabalho, será adotada o indicador baseado na margem de carregamento por causa de sua simplicidade e confiabilidade.

Capítulo IV

Falha da proteção por subtensão do SEP com emprego de relês digitais tradicionais

4.1 – Considerações iniciais

A injeção de potência reativa capacitiva, nos sistemas elétricos de potência, é utilizada para elevar a tensão de barras ou de áreas do sistema, bem como para aumentar a capacidade de transmissão de potência ativa [1,5,6].

Quando uma barra de carga recebe excessiva injeção de potência reativa capacitiva, se estabelece um ponto de bifurcação com uma tensão alta. Esta situação, associada a alta porcentagem de carga do tipo de potência constante, pode ocasionar falha da proteção tradicional de desligamento de carga por subtensão, sendo objeto de investigação nas próximas seções deste capítulo.

Os relês digitais de desligamento de carga devem executar várias etapas de processamento das informações de entrada, para eventualmente comandar o desligamento. Existem muitas opções para a lógica do relê, algumas das quais são apresentadas ao longo deste capítulo. O processamento básico dos relês digitais, juntamente com algumas opções para a lógica interna do relê de desligamento de carga, são também temas a serem considerados.

4.2 – Dispositivos capacitivos de suporte de potência reativa

Seguem-se esclarecimentos sobre dispositivos que, com seu suporte capacitivo, podem estabelecer a citada situação de risco.

A instalação de bancos de capacitores na barra de carga, para melhorar o perfil de tensão, pode acarretar a falha do esquema tradicional de proteção por desligamento de carga devido a subtensão [1].

Os dispositivos do tipo SVC, quando estão sendo solicitados acima de sua capacidade máxima normalmente podem ser representados por um banco fixo

de capacitores [32]. O mesmo é válido para a soma de vários dispositivos SVC quando solicitados além de sua capacidade máxima (saturados). O mesmo pode ocorrer para outros dispositivos FACTS.

Em tal situação pode ocorrer um colapso de tensão de curto prazo. O decremento de tensão pode ser tão rápido que o esquema instalado de desligamento de carga por subtensão não tenha tempo para operar. Isto poderia ser uma armadilha para o operador se o mesmo estivesse contando com a proteção proporcionada pelo esquema. A situação muito capacitiva da barra pode tornar esta proteção inadequada.

O acréscimo de capacitância “shunt” em uma barra de carga aumenta sua capacidade de carregamento e eleva a tensão da barra. O aspecto indesejado do efeito capacitivo, na barra de carga, consiste em que a recuperação de tensão obtida após excessiva injeção de potência reativa, na barra de carga, não garante margem de carregamento suficiente. Neste caso, pode ocorrer então colapso de tensão associado a instabilidade de curto prazo [1,5].

A faixa de ajuste de tempo de 3 a 10 segundos [3,4], do relê de proteção, pode ser inadequada para evitar um colapso de tensão em um evento de instabilidade de tensão de curto prazo. O evento com instabilidade de tensão de curto prazo está associado ao tipo de carga e as características particulares da curva PV, conforme destacado nos itens seguintes.

4.3 – Exemplo da compensação capacitiva causando falha na proteção

Para ilustrar as situações de adequação ou não da proteção contra o colapso de tensão, por meio do desligamento de carga por subtensão, foi considerado, inicialmente, um sistema simples sem injeção de potência reativa capacitiva junto a carga. Nestas condições, considerando uma carga predominantemente do tipo de potência constante, com potência consumida crescendo em rampa, com fator de potência constante, verifica-se que a queda de tensão, na barra de carga, decorrente do aumento de consumo, ocorre lentamente. Neste caso o desligamento de parte da carga deflagrado pelo relê de subtensão garante proteção contra o colapso de tensão.

Considerando-se o mesmo sistema, porém agora com inclusão moderada de potência reativa capacitiva, junto a carga, para aumentar a capacidade de transmissão de potência ativa. Neste caso, verifica-se que esgotada a capacidade de potência reativa capacitiva, a queda de tensão ocorre de maneira mais rápida que no caso inicial,

porém de modo lento o suficiente para que o esquema baseado em subtensão proteja o sistema contra o colapso de tensão.

Com a inclusão em excesso, de potência reativa capacitiva, consegue-se maior transmissão de potência ativa, mas quando esgotada a potência reativa disponível, a queda de tensão ocorre de modo tão rápido que o esquema tradicional de desligamento de carga por subtensão, não opera a tempo de evitar o colapso de tensão. Em alguns casos pode operar mas não evitar o colapso de tensão se o sistema estiver muito perto de seu limite.

As três possibilidades citadas foram exemplificadas por meio de simulações de um sistema elétrico simples (item seguinte), onde as inclusões de potência reativa são representadas por um capacitor “shunt”, na barra de carga. O capacitor representou a soma dos dispositivos saturados, de suporte de reativos. Além deste capacitor, foi considerado um gerador regulando a tensão da barra de carga, após a mencionada saturação dos outros dispositivos. Foi suposto limite de 1,05 pu para a tensão terminal deste gerador. Quando o gerador atinge este limite e a carga continua a crescer, ocorre, na barra de carga, um decréscimo de tensão. Com o uso de potência reativa capacitiva, em excesso, o decréscimo de tensão é tão rápido que o esquema tradicional de alívio de carga, com base na subtensão, não tem tempo para operar.

Quando a barra de carga tem sua tensão regulada por um gerador síncrono, ou um dispositivo similar, a injeção de potência reativa é automaticamente provida de acordo com a demanda. Entretanto, se este dispositivo atingir o seu limite de potência reativa e o tempo de desligamento de carga por subtensão for demorado para a dinâmica do sistema, então não evitará o colapso de tensão.

Além dos casos exemplificados, existe outra situação, não simulada neste trabalho, em que o colapso de tensão ocorre, mesmo com suporte de potência reativa ainda disponível e mesmo sem subtensão. Nestes casos, o ponto de bifurcação da curva PV corresponde a uma tensão superior à aquela que inicia a contagem de tempo para alívio de carga, por subtensão [1,3].

4.4 – Modelo ilustrando a influência da compensação capacitiva na proteção

A figura 4.1 mostra o exemplo de sistema elétrico, que consiste de um barramento infinito que alimenta uma barra de carga através de uma linha de alta impedância [1,2].

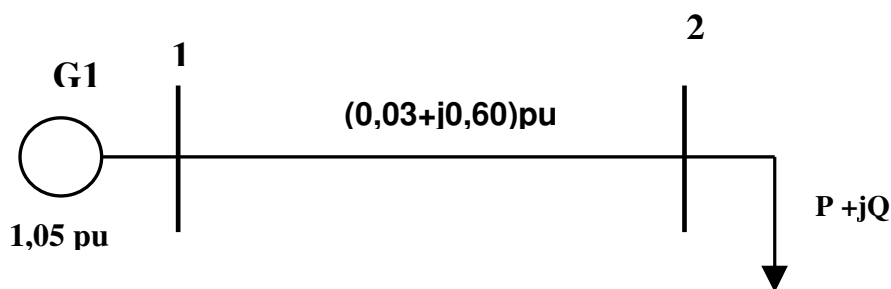


Figura 4.1 - Diagrama unifilar do sistema elétrico sem suporte de potência reativa

Na figura 4.2 pode-se observar o modelo da figura 4.1 após inclusão de suporte de potência reativa. A capacidade de transmissão de potência ativa foi aumentada pela inclusão de um banco de capacitores na barra de carga, representando capacitores e/ou dispositivos SVC e similares saturados. Além disto, foi incluída a regulação da tensão da barra de carga por meio de um gerador síncrono, conectado a barra de carga através de um transformador.

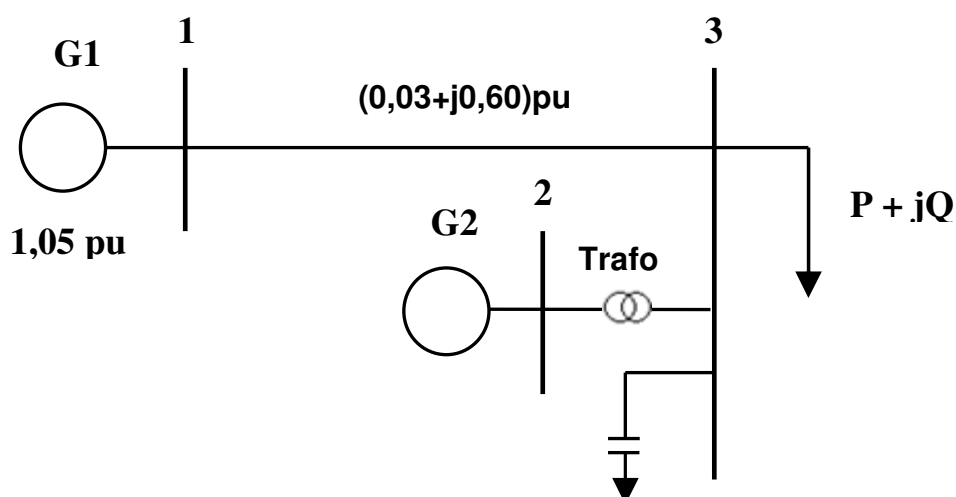


Figura 4.2 - Diagrama unifilar do sistema elétrico com suporte de potência reativa

Com a finalidade de analisar os efeitos da injeção de reativos num sistema elétrico, foram simulados e comparados três casos:

Caso 1: Sem suporte de potência reativa, como mostrado na figura 4.1;

Caso 2: Com injeção de potência reativa de 25 MVar, equivalente a um banco fixo de capacitores e um gerador síncrono acoplado na barra de carga por um transformador, com regulação automática da tensão da barra de carga, como mostrado na figura 4.2;

Caso 3: Com a mesma configuração do segundo caso, mas aumentando a potência reativa do banco de capacitores para 60 MVar.

Foi considerada carga predominantemente do tipo de potência constante, em todos os casos. Uma parte da carga foi supostamente disponível para ser desligada quando necessário para evitar colapso de tensão. Foi simulado o crescimento da potência da carga em rampa, com fator de potência constante.

Os parâmetros numéricos das figuras 4.1 e 4.2 foram adotados em pu com valores de base 138kV e 100 MVA, conforme segue:

- Barra 1, de geração, conectada a um gerador ideal de 138 kV (barramento infinito), ajustada inicialmente com tensão de 1,05 pu;
- Barra 2, de geração, apenas para a figura 4.2, conectada a um gerador de 13,8 kV, 200 MVA, detalhado no apêndice D; com os demais parâmetros padrões do MatLab, regulando a tensão da barra 3 em 0,95 pu, seus blocos de regulação foram detalhados na figura 4.3;
- Impedância de linha longa de $(0,03+j0,60)$ pu, entre as barras 1 e 3;
- Transformador ΔY 13,8kV/138kV, 200MVA, entre as barras 2 e 3 com impedância equivalente de $(0,0054+j0,016)$ pu.
- Barra 3, de carga, do tipo potência constante, crescendo em rampa, na razão de 1,28 MW/minuto com fator de potência 0,928 indutivo e um banco de capacitores.

Na figura 4.3 foram mantidos os nomes em inglês dos blocos, que são padrão do programa MatLab/Simulink. Com isto, facilita-se a reprodução das simulações apresentadas.

Foi descrito um sistema simplificado, no sentido de mostrar um exemplo de fácil compreensão, onde após excessiva compensação capacitiva, o colapso de tensão não é mais evitado por meio do esquema tradicional de desligamento de carga por subtensão. Todos os detalhes não necessários para ilustração dos conceitos foram desprezados.

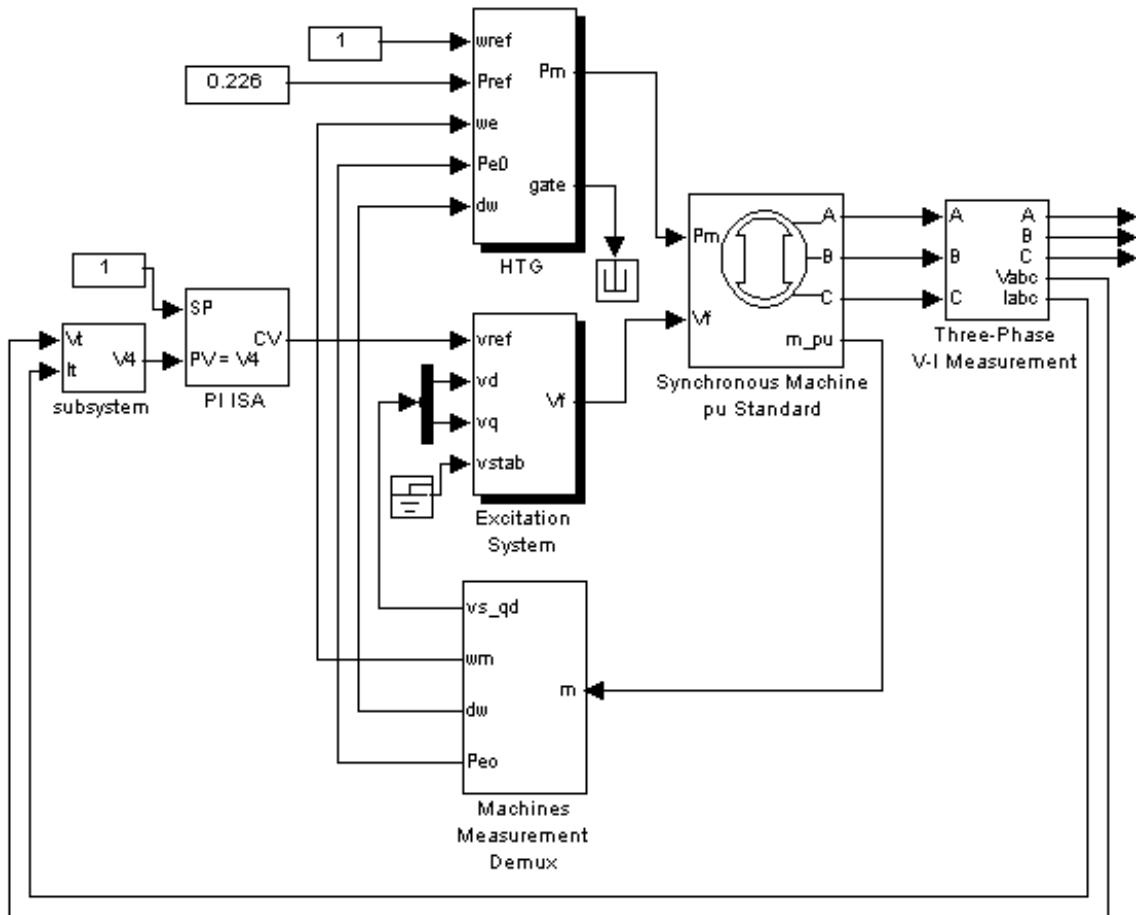


Figura 4.3 - Detalhes dos blocos de regulação do gerador 2

Para a regulação de tensão foi adotado um controlador proporcional e integral (PI) da tensão da barra, cujos parâmetros foram ajustados pelo segundo método de Ziegler-Nichols [11]. O ganho crítico de 30 e o correspondente período crítico de 0,04 segundos, necessários para o cálculo dos parâmetros, que foram obtidos por simulação, resultando nos ganhos proporcional e integral, respectivamente, $K_p = 13,5$ e $K_i = 36$.

A variável de saída do controlador (CV da figura 4.3) foi limitada ao valor máximo de 1,05 pu, que corresponde ao limite usual de tensão nos terminais do gerador. Limite esse relacionado a presença de uma barra de carga próxima ao gerador. O limite de tensão dos terminais do gerador estabelece sua potência reativa máxima.

O sinal de realimentação do controlador foi a tensão V_c da barra 3, a qual foi calculada a partir de V_T e de I_T , que são a tensão e a corrente nos terminais do gerador 2. Para isto, a queda de tensão na impedância equivalente do transformador $R_C + jX_C$ foi considerada, conforme a fórmula (8), com todos os valores em pu.

$$V_C = |\vec{V}_T - (R_C + jX_C)\vec{I}_T| \quad (10)$$

Usando o programa MatLab foram simulados os três casos citados. Em cada caso foi analisado o intervalo de tempo disponível desde que a tensão na barra de carga cai abaixo de 0,92 pu (limite adotado) até atingir 0,90 pu, ou até a ocorrência do colapso de tensão. A adequação da proteção por desligamento de carga por subtensão, depende do intervalo de tempo analisado não ser menor que 3 segundos [3,4], pois ficará abaixo da faixa de valores de tempo usuais.

4.5 – Resultados da simulação

Considerando a taxa de crescimento da rampa de carga mencionada na barra 3, foram obtidas as curvas mostradas nas figuras 4.4 a 4.6.

A dinâmica do caso 1 (sem suporte de reativos) corresponde à figura 4.4, que apresenta parte da curva da tensão na barra de carga pelo tempo, tendo como foco de interesse o intervalo desde 0,92 pu até 0,90 pu e o correspondente intervalo de tempo.

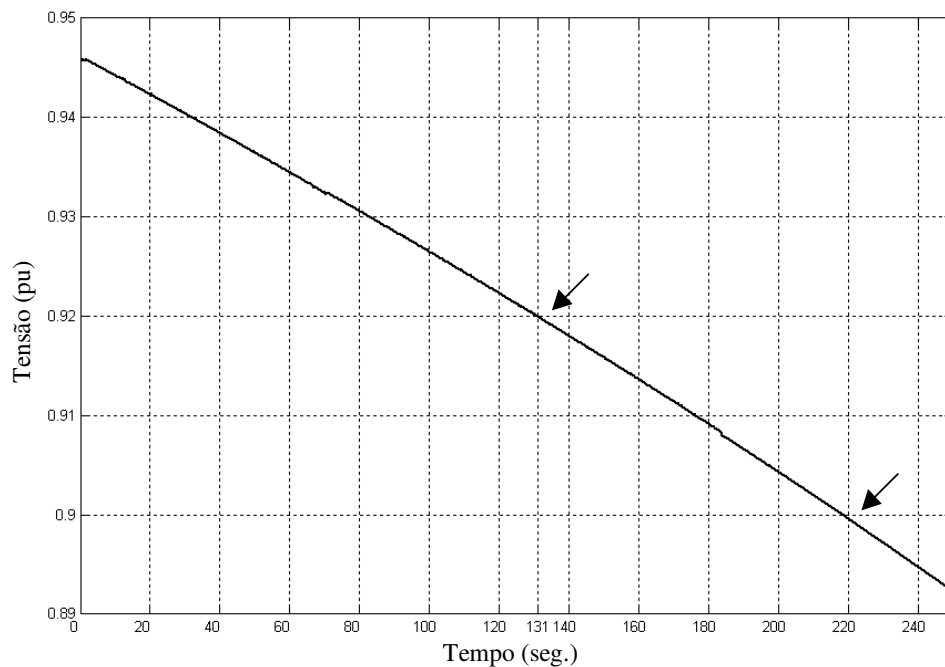


Figura 4.4 - Tensão na barra de carga pelo tempo, sem suporte de reativos

A figura 4.5 apresenta a curva da tensão na barra de carga pelo tempo, desde 0,95 pu até o colapso de tensão, considerando a situação após a saturação da compensação capacitiva em 25 MVar, mas mantendo a regulação de tensão do gerador em operação.

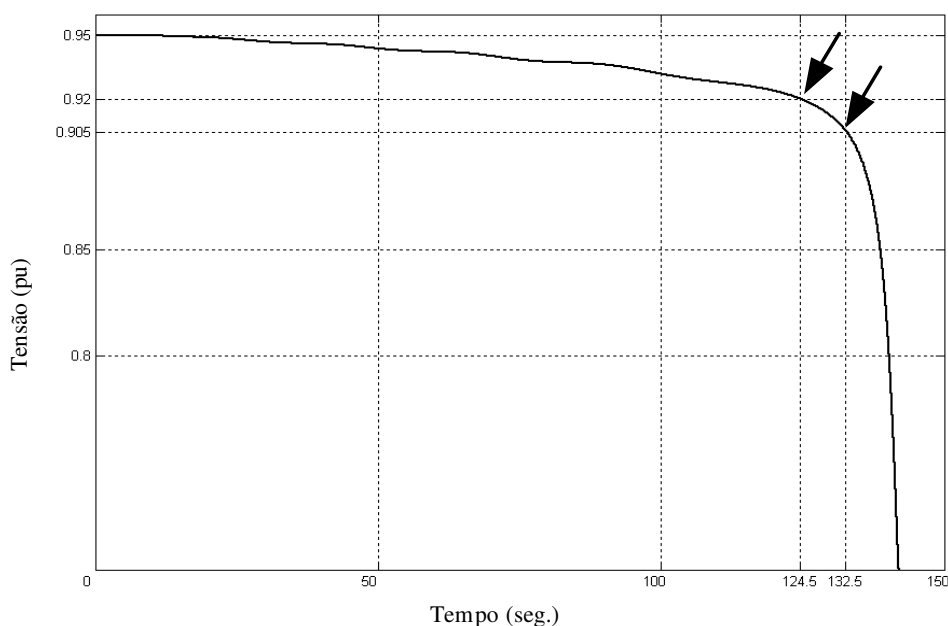


Figura 4.5 - Tensão na barra de carga pelo tempo, com a compensação capacitiva de 25MVar e a tensão regulada pelo gerador

A figura 4.6 apresenta a curva da tensão na barra de carga em função do tempo, com a tensão partindo de 0,95 pu até o colapso de tensão, depois da saturação da compensação capacitiva em 60 MVar, também mantendo a regulação de tensão do gerador em operação.

Nas figuras 4.4, 4.5 e 4.6 foram destacados os intervalos de tempo desde que a tensão da barra de carga cruzou o limite de 0,92 pu (adotado como referência) até chegar no limite de 0,90 pu, no sentido de avaliar se tal intervalo de tempo é suficiente para a proteção contra o colapso de tensão, por um esquema de desligamento de carga por subtensão, convencional [2].

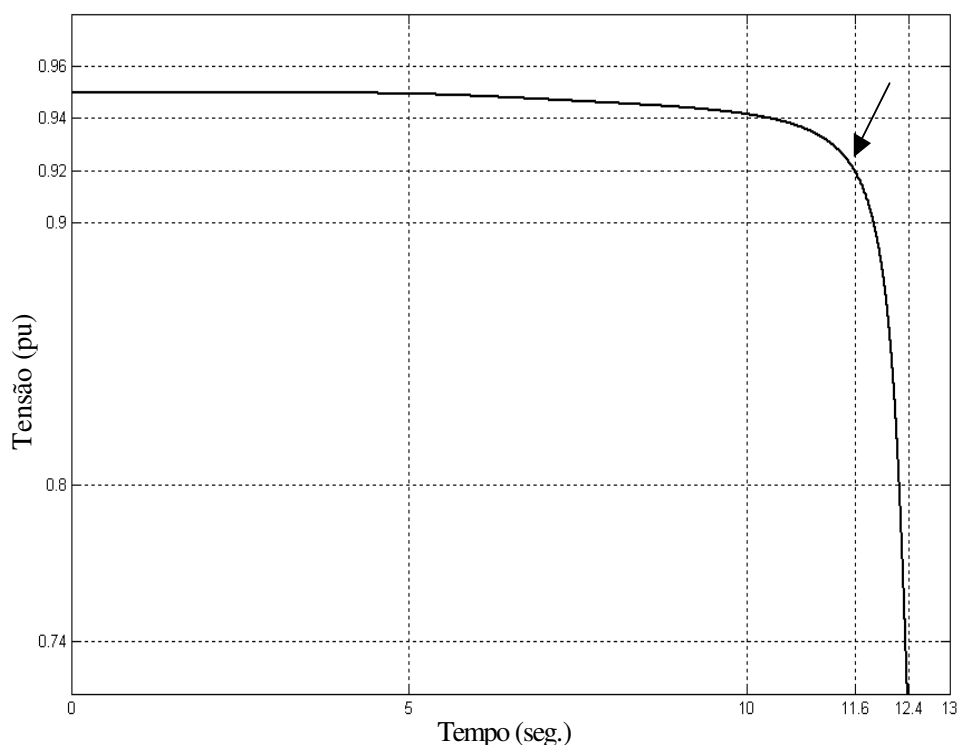


Figura 4.6 - Tensão na barra de carga pelo tempo com compensação fixa de 60 MVar acrescida da regulação de tensão pelo gerador

No caso 1 (sistema elétrico de potência, sem a compensação de tensão), cujo diagrama unifilar foi mostrado na figura 4.1, o esquema baseado em subtensão teria sucesso. Isso pode ser visto na figura 4.4, onde há um intervalo de tempo grande, desde a tensão cruzar 0,92 pu até atingir 0,90 pu. Este tempo de atraso grande (cerca de 89 segundos) supera a faixa de ajuste usual (já citada) de 3 a 8 segundos para operação da proteção. Portanto, neste caso, a proteção tradicional teria tempo para evitar o colapso de tensão.

No caso 2 cuja configuração foi representada na figura 4.2, pelo seu diagrama unifilar, o esquema de proteção por subtensão, também teria sucesso, porque conforme mostrado na figura 4.5, ocorre um tempo de atraso de 8 segundos desde que a magnitude de tensão passe por 0,92 pu até atingir 0,90 pu. Este intervalo de tempo não é tão grande como no primeiro caso, mas é suficiente para o desligamento de carga, no sentido de evitar o colapso de tensão.

Para o caso 3, foi pressuposto que, após alguns anos, o progresso econômico da mesma área da barra de carga tornaria necessária a instalação de novos equipamentos de suporte de potência reativa, para acompanhar uma maior demanda de carga. Então, foi analisada uma situação em que os equipamentos novos e antigos de suporte de potência reativa estivessem em pleno uso, fornecendo sua máxima potência reativa, equivalente a uma impedância capacitiva fixa de 60 MVar.

Partindo desta situação, com 0,95 pu de tensão na barra de carga, sob regulação de tensão por meio do gerador, a curva da figura 4.6 mostra que o crescimento de carga causa uma queda de tensão tão abrupta que a proteção tradicional, por subtensão, não teria tempo de operar. Na figura 4.6 foi observado um intervalo de tempo de menos de 1 segundo desde que a tensão atinge 0,92 pu até o colapso de tensão. Não haveria tempo suficiente para deflagrar o desligamento de carga, portanto ocorreria o colapso.

Percebe-se assim, que devido a um aumento da demanda de carga e correspondente aumento dos recursos de compensação capacitiva pode acontecer que o esquema de proteção tradicional, baseado em subtensão, não mais opere em tempo adequado. Isto pode ocorrer nos exemplos já citados, bem como na maioria dos casos. As simulações analisadas neste item foram feitas com a intenção de elucidar este problema.

O operador que presenciou no passado experiências bem sucedidas de proteção por meio do desligamento de carga por subtensão, como aquelas descritas nos casos simulados 1 e 2 poderia estar confiante nesta proteção contra o colapso de tensão. Mas se tanto as fontes de potências reativa, como a demanda instalada de potência são atualmente maiores que no passado, então o operador pode estar em uma armadilha, porque os novos parâmetros da rede elétrica de potência podem impossibilitar uma operação adequada do esquema de proteção tradicional, levando o sistema elétrico ao colapso de tensão. Isto foi ilustrado com a simulação do caso 3.

Conclui-se que os operadores e planejadores do sistema elétrico devem verificar periodicamente as condições de operação dos esquemas de proteção tradicionais existentes, especialmente aqueles relacionados a áreas que tiveram crescimento tanto da demanda instalada quanto dos recursos de potência reativa. Muitos destes esquemas de proteção podem não estar mais capazes de proteger o sistema adequadamente. O colapso de tensão pode ocorrer agora tão rapidamente que não haja tempo para acionar o desligamento de carga, necessário para a proteção.

Nos casos em que os esquemas tradicionais de proteção, por desligamento de carga, tornaram-se inadequados, devem ser substituídos por um esquema similar àquele denominado “Voltage Instability Load Shedding” (VILS) pelo EPRI [8] que aciona o desligamento de carga com base no valor de um indicador de proximidade do colapso de tensão.

Os barramentos com considerável porcentagem de carga do tipo de potência constante tornam-se inadequados para o esquema tradicional de proteção, por subtensão, quando o fator de potência fica muito capacitivo. Para estes barramentos é proposta, neste trabalho, uma lógica complementar de desligamento de carga. Assim fica sanada a vulnerabilidade do sistema tradicional de proteção.

4.6 – Arquitetura de um relê digital

De um modo bem sintético, a coleta de informações provenientes dos transformadores de potencial e dos transformadores de corrente e seu processamento, produzindo sinais de saída para desligamento ou comunicação pode ser representada pelo diagrama de blocos da figura 4.7.

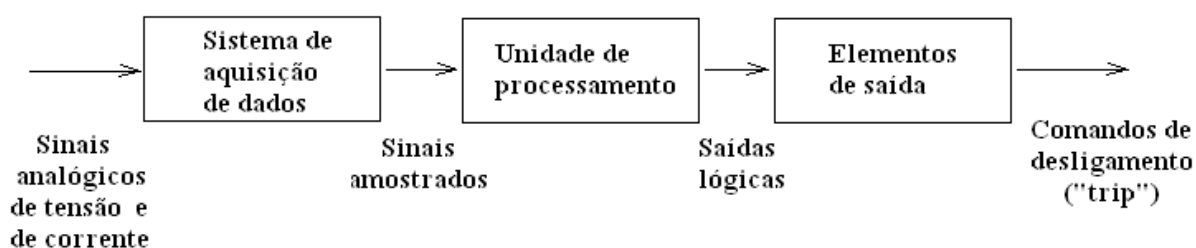


Figura 4.7 - Diagrama de blocos básico do relê digital

Detalhando um pouco mais as funções de um relê digital temos o diagrama de blocos funcional da figura 4.8.

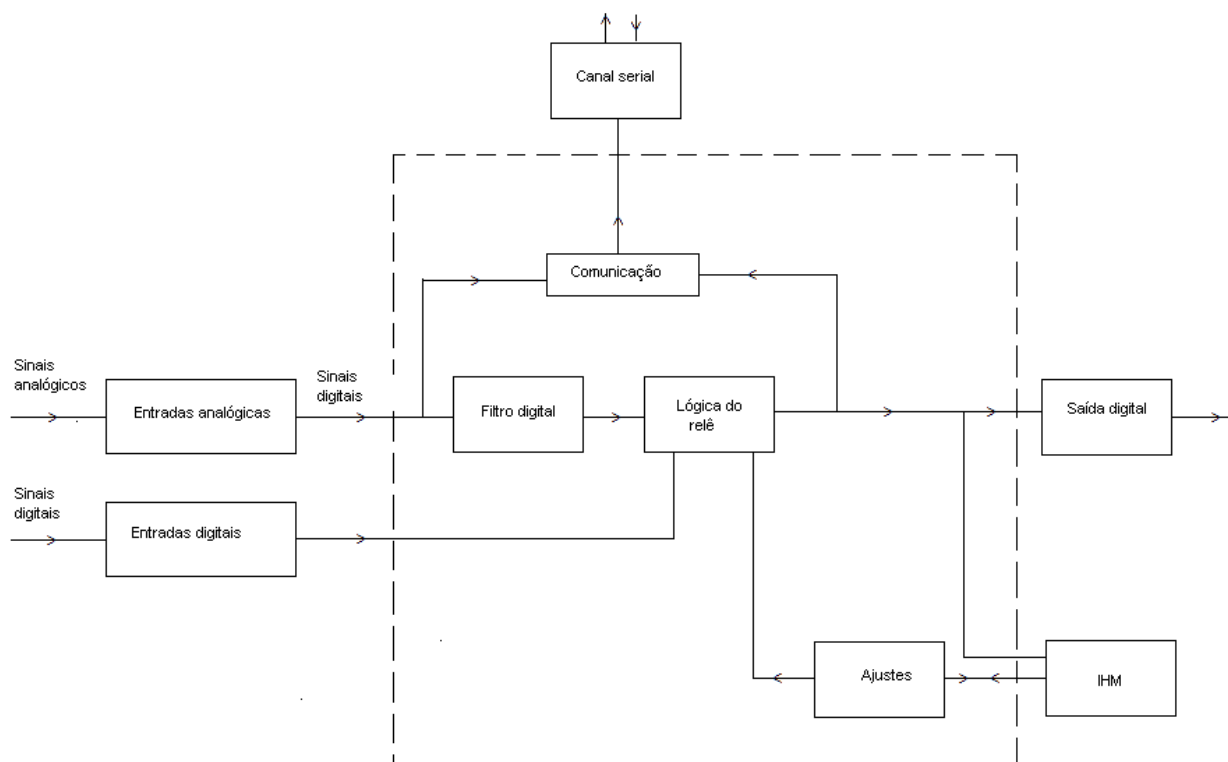


Figura 4.8 - Diagrama de blocos detalhado do relê digital

4.7 - Tratamento dos sinais analógicos de entrada, vista de topo

As entradas analógicas do relê de proteção digital são provenientes de transformadores de potencial (TP) e/ou de transformadores de corrente (TC). Estes sinais devem ser tratados de quatro modos:

- Blindagem e proteção contra surtos;
- Acondicionamento do sinal;
- Filtragem analógica anti-aliasing;
- Digitalização do sinal.

4.8 - Blindagem e proteção contra surtos

Para proteger o relê digital contra interferências eletromagnéticas utilizam-se os seguintes modos de proteção:

- Isolação por meio de TP e TC auxiliares;
- Malha de blindagem nos cabos de conexão;

- Filtragem de ruído;
- Limitação de amplitude dos sinais por meio de varistores (eliminação de picos de ruído).

4.9 - Acondicionamento do sinal

Os condicionadores de sinal são também denominados módulos de interface [31].

Os conversores A/D (analógico/digital) devem receber sinal analógico de tensão na entrada, limitado a determinada faixa de valores de tensão, cujos valores mais comuns são:

- monopolar: 0 a 10V ou 0 a 20V;
- bipolar: -5 a +5V ou -10 a +10V.

Frequentemente os sinais fornecidos pelos TPs primários correspondem a tensões mais altas que as permitidas pelos conversores A/D. Para reduzir sua informação à faixa de entrada do conversor A/D são utilizados:

- Transformador auxiliar abaixador de tensão;
- Divisor resistivo de tensão;
- Amplificador de ganho programável.

Os sinais de corrente fornecidos pelos TCs devem ser convertidos em sinais de tensão, pela injeção da corrente de saída do TC em um resistor ou em um divisor de tensão resistivo. Quando a corrente de saída do TC primário é muito alta, pode-se utilizar um TC auxiliar para adequá-la.

4.10 - Filtragem analógica “anti-aliasing” e amostragem de sinal

A tensão analógica, já condicionada, deve ser filtrada por um filtro passa-baixa, de modo a eliminar sinais de ruído, acima de certa frequência, chamada de frequência máxima ($f_{\text{máx}}$).

A amostragem consiste em converter um sinal analógico contínuo no tempo em uma sequência de valores relacionados aos instantes de coleta do valor do sinal analógico, os quais são chamados de instantes de amostragem. Existem dois tipos básicos de amostragem:

- Amostragem síncrona: o intervalo de tempo entre dois instantes de amostragem sucessivos é constante, e denominado de período de amostragem (T_a);
- Amostragem assíncrona: o intervalo de tempo entre dois instantes de amostragem sucessivos não é constante.

A amostragem síncrona é a mais utilizada. A frequência de amostragem (f_a) é dada pelo inverso do período de amostragem T_a em segundos.

$$f_a \text{ (Hertz)} = 1/T_a \quad (11)$$

A frequência de amostragem do sinal analógico tem um limite mínimo dado pelo teorema da amostragem. Se a frequência de amostragem for muito alta corresponderá a muitos valores amostrados para um pequeno intervalo de tempo (por exemplo, em cada ciclo de um sinal senoidal), isto leva a necessidade de arquivos de dados maiores (ocupando mais memória) e maior tempo de processamento.

O gráfico de análise espectral do sinal amostrado, representando densidade de potência versus frequência, apresenta repetidas bandas de sinal, em torno da frequência de amostragem e de suas harmônicas. Estas bandas de sinal não devem se superpor, o filtro anti-superposição é chamado em inglês de “anti-aliasing filter”.

Conforme o teorema de Nyquist, um sinal que possui uma banda de densidade espectral limitada entre 0 Hz e uma frequência máxima f_{\max} deve ser amostrado com frequência de amostragem f_a , no mínimo duas vezes maior que f_{\max} , ou seja, $f_a \geq 2 f_{\max}$.

Este teorema fundamenta-se no fato de que o sinal amostrado possui uma densidade espectral de potência com bandas laterais, em torno de f_a , de $2 f_a$, de $3 f_a$ etc.. Essas bandas laterais são proporcionais em amplitude à banda do sinal contínuo original.

O sinal original poderá ser recuperado, a partir do sinal amostrado se as bandas laterais não tiverem superposição parcial com as bandas laterais existentes em torno de $2f_a$.

Embora o conteúdo significativo de uma informação possua um limite previsto f_{\max} , serão agregados ao sinal, ruídos com conteúdo espectral acima da frequência f_{\max} . Este conteúdo de frequência maior que f_{\max} deve ser eliminado, ou melhor, atenuado pelo filtro analógico “anti-aliasing”, antes da amostragem. Este deve ser um filtro

passa-baixa, com frequência de corte pouco acima de f_{\max} . É frequente o uso de filtros Butterworth, passa-baixas, para este fim.

A figura 4.9 representa um exemplo de banda de densidade espectral $S(f)$ do sinal contínuo original. A seguir a figura 5.4 representa parte da densidade espectral do sinal amostrado com frequência de amostragem f_a . Em ambas figuras o eixo horizontal representa a frequência em Hz.

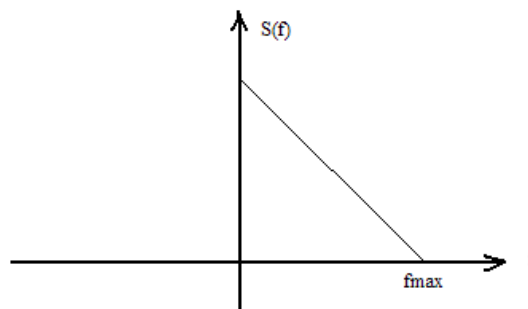


Figura 4.9 - Exemplo de banda espectral de sinal contínuo, sem ruído

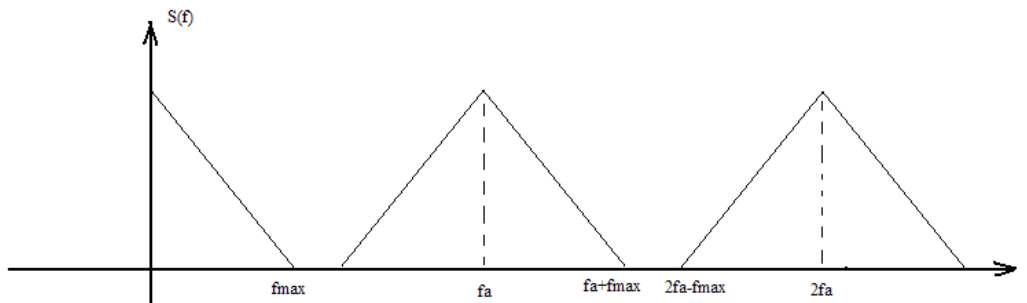


Figura 4.10 - Densidade espectral do sinal amostrado com frequência f_a

Para eliminar o conteúdo de ruído incorporado ao sinal original, com frequência acima de f_{\max} , o sinal deve ser filtrado por meio de um filtro passa-baixa analógico, que é o filtro “anti-aliasing”.

4.11 – Digitalização do sinal

A digitalização do sinal envolve aspectos das conversões A/D e D/A, relacionadas com amostragem, quantização e codificação.

Os conversores A/D e D/A podem apresentar diversas possibilidades de configuração, número de bits, modo de operação, etc., conforme detalhado no apêndice A.

O valor de um incremento do bit menos significativo de um sinal binário em formato inteiro corresponderá à menor variação possível de se informar a respeito do sinal analógico após a conversão para binário. O conceito de quantização e os erros que podem surgir em consequência são detalhados no apêndice B.

O sinal binário em formato inteiro pode conter ou não bit de sinal e bit de paridade (ou outra forma de detecção de erro de transmissão de dados). Além das variações citadas, a conversão pode ser feita para código Gray, BCD, etc..

Dentre as várias possibilidades existentes, os relês digitais normalmente utilizam conversores A/D de 12 bits, com modo de operação por aproximações sucessivas.

Dois aspectos importantes dos conversores A/D são o tempo de conversão e o nível de quantização.

Resumindo as principais especificações de parâmetros do conversor A/D, são:

- Resolução ou número de bits;
- Tempo de conversão;
- Faixa de tensão analógica (“range”);
- Erro de linearidade.

Para exemplificar pode se citar o circuito integrado, conversor A/D, de código AD574 com as referidas especificações:

- Resolução ou número de bits: 12 bits
- Tempo de conversão: 12 μ Seg.
- Faixa de tensão analógica (“range”): ± 5 Volts
- Erro de linearidade: 1 LSB (“Low Significant Bit”)

4.12 – Filtragem digital dos sinais de entrada do relê

O filtro digital de Fourier com janela de dados de 1 ciclo, elimina desde a 2^a harmônica até aquela de ordem N-2, onde N é o número de amostras por ciclo do sinal, conforme mostrado na figura 4.11, onde também se observa que a harmônica

de ordem $N-1$ não é atenuada. Foi considerado um exemplo com janela de dados com 8 amostras por ciclo.

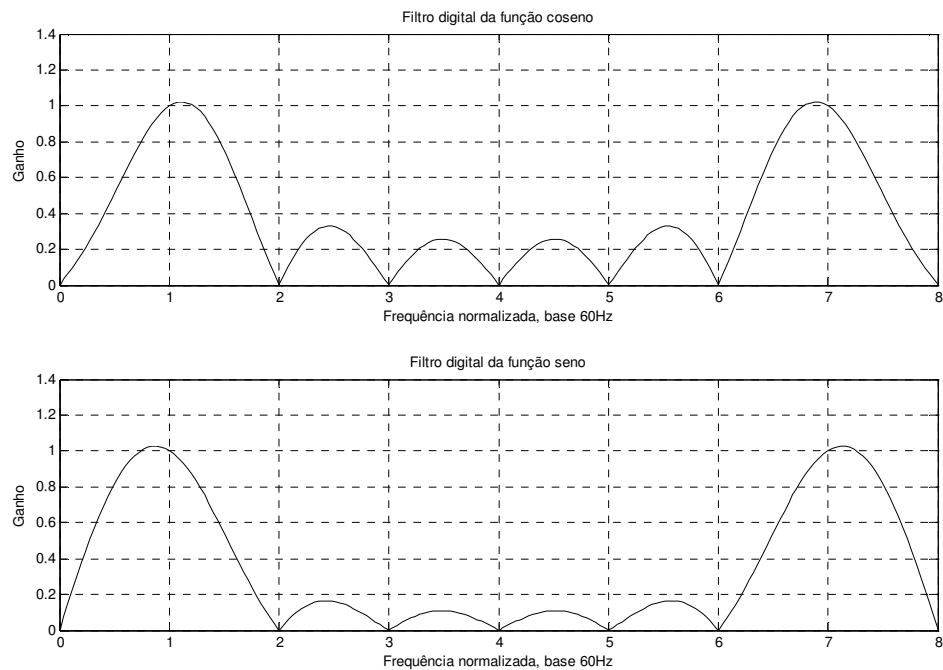


Figura 4.11 - Ganho do filtro digital em função da frequência

Caberá ao filtro analógico “anti-aliasing” atenuar a harmônica de ordem $N-1$, que no exemplo é a 7^a harmônica, conforme ilustrado nas figuras 4.12 e 4.13.

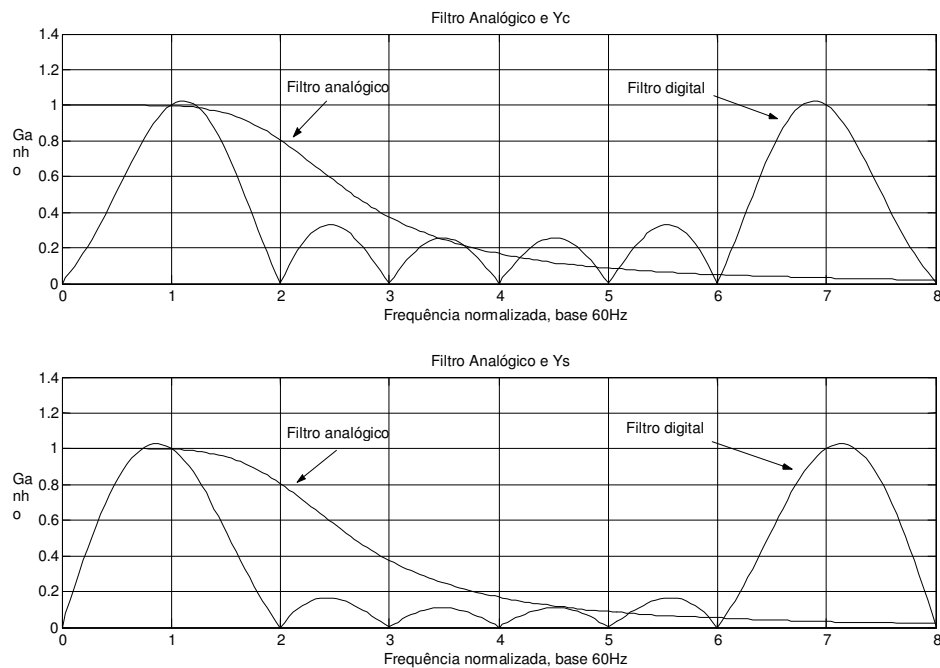


Figura 4.12 - Ganho dos filtros analógico e digital, em função da frequência

A figura 4.13 apresenta o ganho produto das filtrações analógica e digital.

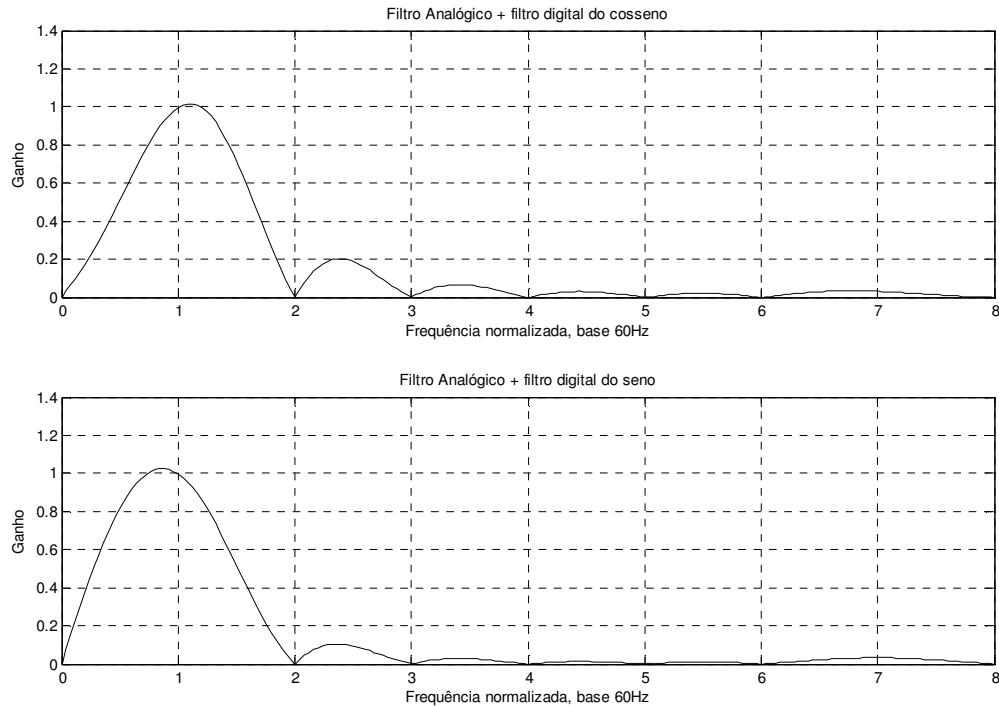


Figura 4.13 - Ganho dos filtros analógico e digital, em função da frequência

Filtragem similar pode ser feita com filtro digital de Fourier, com janela de dados de $\frac{1}{2}$ ciclo, o que favorece a rapidez da filtragem, mas não elimina as harmônicas de ordem par.

4.12.1 – Conceitos de filtro digital com transformada de Fourier de 1 ciclo

Os fundamentos teóricos abordados neste tópico podem ser vistos com mais detalhes no livro de Hayes, M. H. [39].

O cálculo da primeira harmônica na forma trigonométrica ou real é dada por:

Coefficiente do co-seno:

$$a_1 = \frac{2}{T_0} \int_{T_0} f(t) \cos \omega_0 t dt = \frac{2}{T_0} \int_{T_0} f(t) \cos \frac{2\pi}{T_0} t dt \quad (12)$$

que na forma discreta, lembrando que $T/T_0 = 1/N$, resulta:

$$a_1 = \frac{2}{T_0} \sum_{n=0}^{N-1} \left[f(nT) \cos \frac{2\pi}{T_0} nT \right] T = \frac{2T}{T_0} \sum_{n=0}^{N-1} f(nT) \cos \frac{2\pi}{N} n = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} f(nT) \cos \frac{2\pi}{N} n \quad (13)$$

Considerando $N=8$ amostras por ciclo, e expandindo a somatória, resulta:

$$a_1 = \frac{2}{8} \left[f(0T) \cos \frac{2\pi}{8} * 0 + f(1T) \cos \frac{2\pi}{8} * 1 + f(2T) \cos \frac{2\pi}{8} * 2 + \dots + f(7T) \cos \frac{2\pi}{8} * 7 \right] \quad (14)$$

Com demonstração análoga, o coeficiente do seno é:

$$b_1 = \frac{2}{8} \left[f(0T) \sin \frac{2\pi}{8} * 0 + f(1T) \sin \frac{2\pi}{8} * 1 + f(2T) \sin \frac{2\pi}{8} * 2 + \dots + f(7T) \sin \frac{2\pi}{8} * 7 \right] \quad (15)$$

No MatLab esta operação pode ser representada por um produto elemento a elemento de dois vetores, colocando um ponto antes do sinal de multiplicação:

- Vetor da função:

$$f = [f(0T) \ f(1T) \ f(2T) \ f(3T) \ f(4T) \ f(5T) \ f(6T) \ f(7T)] \quad (16)$$

- Vetor do co-seno:

$$Yc = [\cos(0*2\pi/8) \ \cos(1*2\pi/8) \ \cos(2*2\pi/8) \ \cos(3*2\pi/8) \ \cos(4*2\pi/8) \ \cos(5*2\pi/8) \ \cos(6*2\pi/8) \ \cos(7*2\pi/8)] \quad (17)$$

Que corresponde a:

$$Yc = [1 \ 0.707 \ 0 \ -0.707 \ -1 \ -0.707 \ 0 \ 0.707] \quad (18)$$

O coeficiente a_1 é dado, no MatLab, por:

$$a_1 = (2/8) * \text{sum}(f.*Yc) \quad (19)$$

Para representar a operação de obtenção de a_1 e b_1 com o uso de função de transferência, devemos lembrar que $Y(s) = F(s) G(s)$ corresponde à integral de convolução:

$$y(t) = \int_0^t f(\tau) g(t - \tau) d\tau \quad (20)$$

Relacionando a fórmula discreta de cálculo de a_1 , com a convolução na forma discreta, com integral de um ciclo, t corresponderá a $N-1$ e τ corresponderá a nT , assim obtém-se:

$$a_1 = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} f(nT) g[(N-1)T - nT] \quad (21)$$

Para $N=8$, expandindo a somatória, obtém-se:

$$a_1 = \frac{2}{8} \{f(0T)g(7T-0T) + f(1T)g(7T-1T) + f(2T)g(7T-2T) + \dots + f(7T)g(7T-7T)\} \quad (22)$$

Que corresponde a:

$$a_1 = \frac{2}{8} \{f(0T)g(7T) + f(1T)g(6T) + f(2T)g(5T) + \dots + f(7T)g(0T)\} \quad (23)$$

Considerando a função $G(t)$ como sendo o co-seno da primeira harmônica, obtém-se:

$$a_1 = \frac{2}{8} \left[f(0T) \cos \frac{2\pi}{8} * 0 + f(1T) \cos \frac{2\pi}{8} * 1 + f(2T) \cos \frac{2\pi}{8} * 2 + \dots + f(7T) \cos \frac{2\pi}{8} * 7 \right] \quad (24)$$

Em relação a cada instante de amostragem, resultam:

$$g(0T) = \cos(7*2\pi/8) = 0,707 \quad (25)$$

$$g(1T) = \cos(6*2\pi/8) = 0 \quad (26)$$

$$g(2T) = \cos(5*2\pi/8) = -0,707 \quad (27)$$

$$g(3T) = \cos(4*2\pi/8) = -1 \quad (28)$$

$$g(4T) = \cos(3*2\pi/8) = -0,707 \quad (29)$$

$$g(5T) = \cos(2*2\pi/8) = 0 \quad (30)$$

$$g(6T) = \cos(1*2\pi/8) = 0,707 \quad (31)$$

$$g(7T) = \cos(0*2\pi/8) = 1 \quad (32)$$

Das equações de (23) a (30), conclui-se que os coeficientes da matriz $[g]$ são os valores de amostragem do co-seno, em ordem invertida.

Considerando a transformada z , a função de transferência genérica da filtragem do coseno será:

$$G_{\cos}(z) = [g(0T)+g(1T)z^{-1}+g(2T)z^{-2}+g(3T)z^{-3}+g(4T)z^{-4}+g(5T)z^{-5}+g(6T)z^{-6}+g(7T)z^{-7}]/1 \quad (33)$$

Cujos numerador e denominador são expressos no MatLab por:

$$\text{numcos} = [g(0T) \ g(1T) \ g(2T) \ g(3T) \ g(4T) \ g(5T) \ g(6T) \ g(7T)] \quad (34)$$

$$\text{dencos} = [1] \quad (35)$$

Substituindo os valores das equações (23) a (30), resulta a função de transferência:

$$G_{\cos}(z) = [0.707+0z^{-1}-0.707z^{-2}-1z^{-3}-0.707z^{-4}+0z^{-5}+0.707z^{-6}+1z^{-7}]/1 \quad (36)$$

Caracterizada no MatLab por:

$$\text{Numerador: numcos}=[0.707 \ 0 \ -0.707 \ -1 \ -0.707 \ 0 \ 0.707 \ 1] \quad (37)$$

$$\text{Denominador: dencos}=[1] \quad (38)$$

Analogamente se obtém a função de transferência para a parte em seno do filtro de Fourier com janela de 1 ciclo, e 8 amostras por ciclo, resultando:

$$G_{\text{sen}}(z) = [-0.707-1z^{-1}-0.707z^{-2}+0z^{-3}+0.707z^{-4}+1z^{-5}+0.707z^{-6}+0z^{-7}]/1 \quad (39)$$

Caracterizada no MatLab por:

$$\text{Numerador: numsen} = [-0.707 \ -1 \ -0.707 \ 0 \ 0.707 \ 1 \ 0.707 \ 0] \quad (40)$$

$$\text{Denominador: densen} = [1] \quad (41)$$

4.12.2 – Conceitos de filtro digital com transformada de Fourier de ½ ciclo

A transformada de Fourier de meio ciclo é obtida, utilizando-se apenas os valores das amostragens de meio ciclo, no numerador da função de transferência do filtro do co-seno, e do seno, respectivamente.

Para 8 amostras por ciclo, resultam os coeficientes do numerador, respectivamente para o filtro do co-seno e o filtro do seno da frequência fundamental:

$$\text{numcosmeio} = [0,707 \ 0 \ -0,707 \ -1] \quad (42)$$

que são os valores de trás para frente das 4 amostras finais do ciclo do co-seno, e:

$$\text{numsenmeio} = [-0,707 \ -1 \ -0,707 \ 0] \quad (43)$$

que são os valores de trás para frente das 4 amostras finais do ciclo do seno.

O denominador continua sendo 1 para ambos os casos.

4.13 – Lógica do relê

A lógica tradicional de desligamento de carga, com vistas à proteção contra o colapso de tensão e à manutenção de um perfil de tensão adequado, é comandada por um relê de sub-tensão. Este relê usualmente é temporizado, causando o desligamento de parte da carga, após a tensão da barra permanecer com sub-tensão, por um tempo ajustável entre 3 e 8 segundos.

Como contribuição desta tese, a seguir, será apresentada um relê de subtensão, que vai agregar uma rotina de desligamento pela proximidade do colapso de tensão ao relê tradicional de sub-tensão.

4.14 – Considerações finais

Deve ser elaborada uma coordenação entre o condicionamento dos sinais analógicos e parâmetros do conversor A/D, de modo a respeitar a faixa de tensão de entrada do conversor A/D. Devem ser planejados os parâmetros do filtro “anti-aliasing” e do filtro digital, conforme foi ilustrado nas figuras 4.11, 4.12 e 4.13.

Os tempos de atraso das operações referidas, bem como da lógica específica do relê, devem permitir uma conciliação entre velocidade de operação e imunidade de harmônicas, de sinais de ruído e de erros de processamento.

No caso do relê, a ser utilizado neste trabalho, os valores de tensão devem ser apenas da frequência fundamental, ou seja, apenas de 60 Hz. As demais frequências devem ser eliminadas para garantia da operação do relê.

Capítulo V

Relê digital proposto para proteção por subtensão e exemplos de sua aplicação

5.1 – Considerações iniciais

Aplicando os fundamentos analisados no capítulo anterior, pode ser desenvolvido um processamento digital de desligamento de carga baseada na proximidade do colapso de tensão. Esta lógica pode ser agregada a um relê digital de sub-tensão, conforme proposto neste trabalho. Isto somaria as vantagens da lógica aqui proposta com as do esquema tradicional de desligamento de carga por sub-tensão.

Neste capítulo é também apresentada a simulação do funcionamento do relê proposto, com a técnica de desligamento parcial de carga por proximidade do colapso de tensão (VILS), para evitar o colapso.

Para ilustrar os resultados da operação do relê com VILS, será utilizado primeiramente o sistema elétrico simples mostrado no capítulo 4, onde o desligamento de carga baseado na subtensão não funcionou.

Numa segunda etapa, o funcionamento do relê proposto neste trabalho será testado empregando o sistema do IEEE 14 barras [43]. A escolha desta rede teve como meta verificar o desempenho do relê num sistema malhado onde são mais complexas as interligações entre as barras existentes, tendo em vista o sucesso já constatado com operação deste equipamento num sistema simples de duas barras. Para que ocorra a necessidade de desligamento de carga pela proximidade do colapso de tensão, e não por subtensão, é necessário que ocorra algum tipo de contingência durante a operação de um sistema elétrico.

5.2 – Exemplo de implementação de relê com a lógica proposta

5.2.1 – Configurações e valores adotados

Nesse exemplo de implementação, será considerado como indicador de proximidade do colapso de tensão a margem de carregamento [42]. Quando a

margem de carregamento cair a um valor especificado o relê comandará o desligamento de parte da carga.

Neste exemplo foi adotado o ajuste 0,35% de margem de carregamento de desligamento, que uma vez atingido deflagra o alívio de carga.

Foram adotados os seguintes valores e configurações do relê:

- Filtro “anti-aliasing” Butterworth de 2ª ordem, com frequência de corte $f_c = 360$ Hz;
- Conversor A/D, por aproximações, sucessivas de 16 bits;
- Filtro digital de Fourier com janela de dados de 1 ciclo e 12 amostras por ciclo.

5.2.2 – Modelo de simulação

O relê deverá receber os sinais das 3 tensões de linha e das 3 correntes de linha, bem como a informação sobre a potência máxima ($P_{\text{máx}}$) permitida para operação estável da barra monitorada pelo relê. Esta potência máxima é aquela referente ao ponto de bifurcação da curva PV da barra monitorada, no ponto de operação do sistema. O valor de $P_{\text{máx}}$, bem como a margem de carregamento de cada barra, podem ser obtidas a cada instante, por meio de um programa de fluxo de potência comercializados [34,35,36,37] ou desenvolvidos em meio acadêmico [38]. O relê tem uma única saída digital, cuja mudança de estado lógico aciona o desligamento de carga.

Para maior simplicidade na apresentação do relê proposto, foi considerado que o sistema elétrico monitorado pelo relê é simétrico e equilibrado, de modo que a tensão de fase possa ser obtida a partir da tensão de linha, pela simples divisão por raiz de três. Além disto, a potência ativa total poderá ser calculada a partir de uma tensão de linha e uma corrente de linha quaisquer, fórmula (42).

$$P = \sqrt{3} \times V_{\text{Linha}} \times I_{\text{Linha}} \times \cos \varphi \quad (44)$$

Outra vantagem dessa simplificação é permitir o cálculo algébrico da potência máxima ($P_{\text{máx}}$) [1,6], pela fórmula (43). Isto se aplica após estarem saturados os dispositivos de fornecimento de potência reativa da barra, comportando-se como um banco de capacitores em paralelo com a carga.

$$P_{\text{max}} = \frac{E^2 \cos \varphi}{2 X (1 - \frac{B_c X}{1 + \sin \varphi})} \quad (45)$$

Onde:

$P_{\text{máx}}$: Potência ativa máxima que pode ser transmitida à carga ($P_{\text{crítica}}$);

E : Tensão de Thevenin do circuito equivalente visto pela carga, com a capacitância de compensação agregada;

φ : Ângulo da carga, excluída a compensação capacitiva;

X : Reatância da linha de transmissão;

B_c : Suceptância da compensação capacitiva, somada com a suceptância da linha.

A figura 5.1 ilustra as entradas de dados e a única saída do relê.

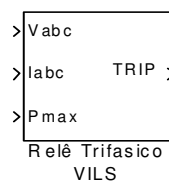


Figura 5.1 - Subsistema do relê para o MatLab/Simulink

Os subsistemas internos ao relê trifásico são apresentados na figura 5.2. Contém um relê para cada fase, detalhado posteriormente.

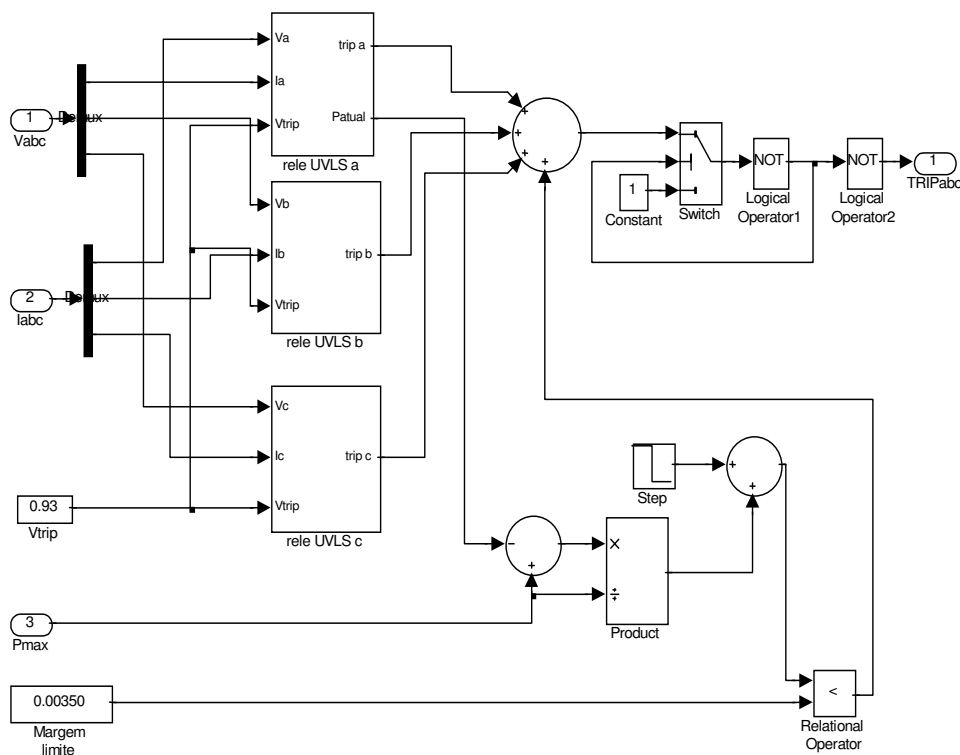


Figura 5.2 - Diagrama de blocos do relê para o MatLab/Simulink

Os sinais de desligamento do esquema tradicional de desligamento de carga por sub-tensão, referentes às 3 fases são somados ao sinal de desligamento da lógica de desligamento por proximidade do colapso de tensão. A saída do somador é a entrada de um subsistema com uma lógica particular que sela o desligamento de carga, ou seja, impede que a carga desligada volte a ser ligada com a recuperação da segurança do sistema. Isto acarreta na necessidade de uma desativação do desligamento, a ser feita pelo operador, de modo manual, que será omitido no estudo a seguir.

A entrada $P_{\text{máx}}$ é comparada com a potência ativa consumida pela barra, a cada instante, determinando a margem de carregamento atual. A margem de carregamento atual é comparada com a margem limite, que uma vez atingida deflagra o sinal de desligamento da lógica proposta.

Os subsistemas de desligamento por sub-tensão, e cálculo da potência ativa consumida a cada instante são descritos com o auxílio da figura 5.3.

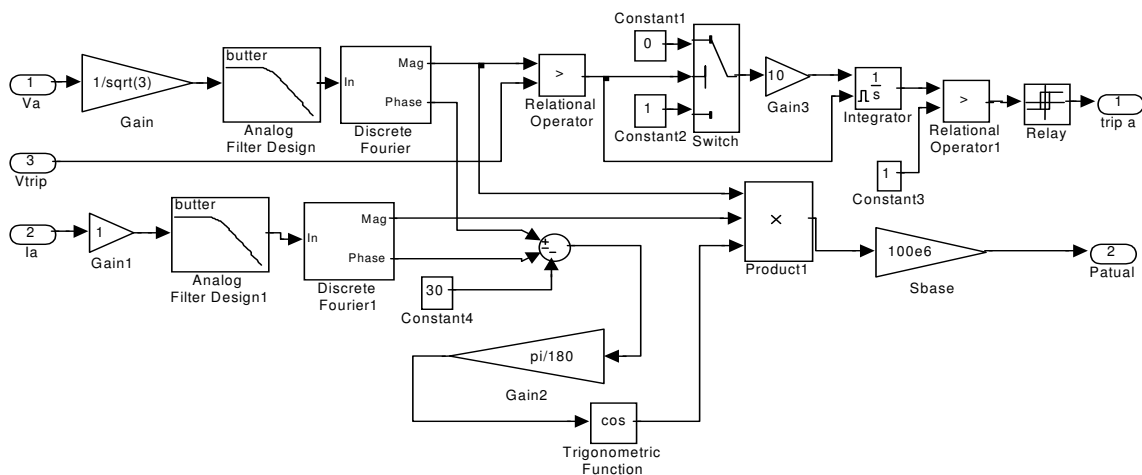


Figura 5.3 - Diagrama de blocos do subsistema relê de sub-tensão para o MatLab/Simulink

Foram consideradas a corrente e a tensão de linha referente à fase "a", bem como, o ângulo de potência da fase "a" para o cálculo da potência total consumida pela carga, conforme a fórmula (10).

O sinal contínuo da tensão de linha V_{ab} entra no filtro analógico Butterworth "anti-aliasing", cuja saída constitui a entrada do filtro digital, cujas saídas são o valor de pico e a fase da primeira harmônica. Analogamente ocorre com o sinal contínuo da corrente de linha da fase "a".

Para o cálculo da fórmula (10) são requeridos os valores eficazes da corrente e da tensão de linha, pelo que foi inserido o fator 0,707 multiplicando os

valores de pico. Esses fatores, bem como, o fator “sqrt(3)” poderiam ser incluídos em um único bloco de ganho. Foram destacados para melhor compreensão do diagrama de blocos.

Subtraindo a fase da corrente de linha e também 30° da fase da tensão de linha se obtém o ângulo de potência em graus. Foi calculado o fator de potência, conforme o coseno deste ângulo, convertido para radianos.

Assim se obtém a potência ativa a cada instante (P_{atual}).

A operação do relê proposto foi ilustrada, por simulação, de sua utilização no caso 3.

5.3 – Aplicação do Relê com VILS num SEP

A figura 5.4 mostra diagrama de simulação do Simulink, do MatLab, referente ao sistema elétrico do caso 3, já citado, com a inclusão do relê com VILS.

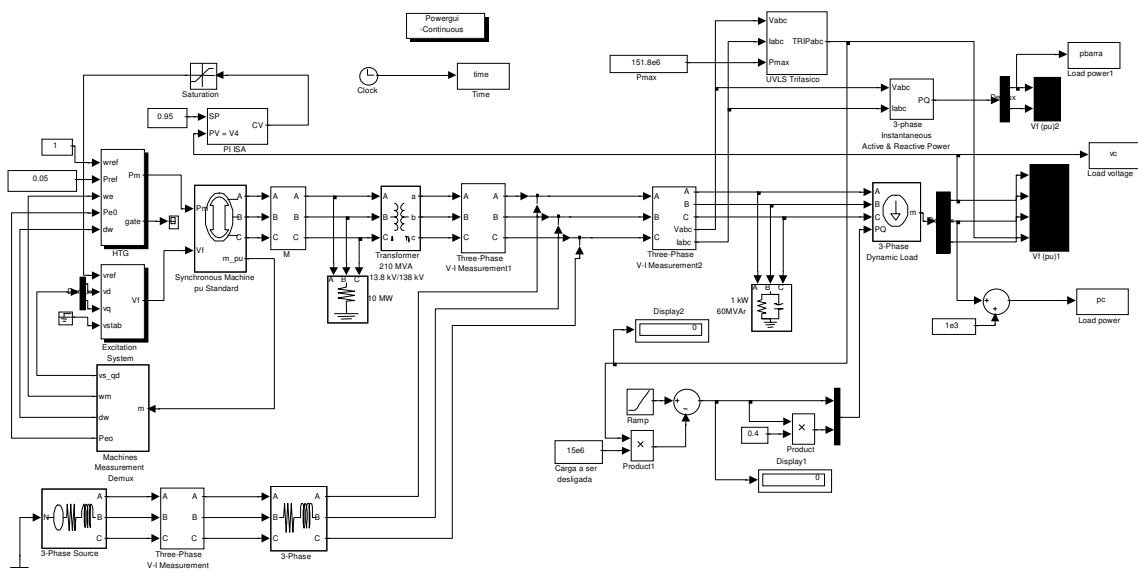


Figura 5.4 - Diagrama de simulação do SEP, com a inclusão do relê com VILS

Neste exemplo a carga cresce com uma rampa de 1,28MW por minuto. Foi escolhida uma margem de carregamento, na barra de carga monitorada, de 0,35% para indicar o desligamento de uma carga de 15 MW.

A potência ativa máxima, correspondente ao ponto de bifurcação, após o esgotamento dos recursos de potência reativa, pode ser calculada por programas computacionais. Estes programas geralmente utilizam a técnica de Newton-Raphson, melhorada pelo método da continuação [13]. Alguns exemplos de programas

computacionais que calculam a potência ativa $P_{\text{máx}}$ do ponto de bifurcação e a margem de carregamento, são relacionados nas referências bibliográficas [34,35,36,37,38].

Calculando a potência máxima $P_{\text{máx}}$ pela fórmula (43), obtém-se 151,8 MW, assim a margem de carregamento para desligamento parcial de carga usará este valor como referência.

Feita a simulação, e observando as curvas do bloco Vf(pu), verifica-se que o relê VILS instantâneo evita o colapso de tensão observado na figura 3.6.

A figura 5.5 mostra o comportamento da tensão na barra de carga usando o relê de subtensão agregando desligamento de carga baseado também na margem de carregamento.

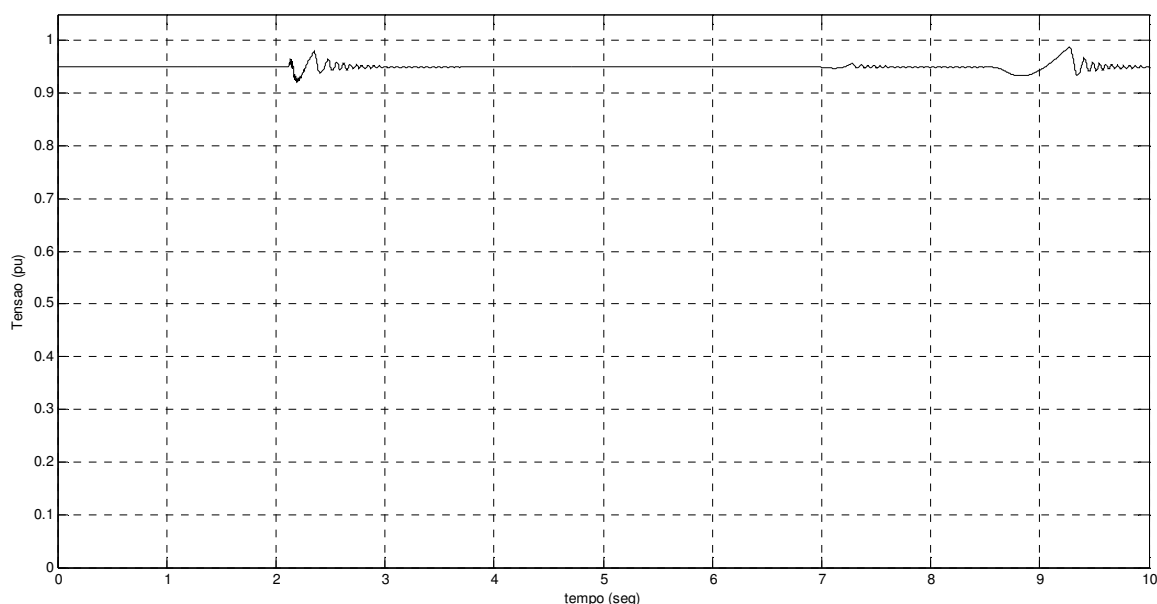


Figura 5.5 - Tensão na barra de carga em função do tempo, com relê proposto

A figura 5.6 apresenta o comando para desligamento parcial, mesmo sem subtensão. Este comando foi enviado pelo processamento baseado na margem de carregamento. Quando a margem atinge o valor do comando o relê informa em sua saída que é necessário o desligamento parcial de carga para evitar o colapso de tensão.

Com o desligamento de carga acionado pelo relê mostrado na figura 5.6, o sistema passa a trabalhar com uma potência mais baixa. Isso possibilita continuar com o sistema operando, evitando-se assim o colapso de tensão, porém, a custa de ter alguns consumidores não atendidos. No entanto, esse corte de carga garante a estabilidade do sistema como um todo.

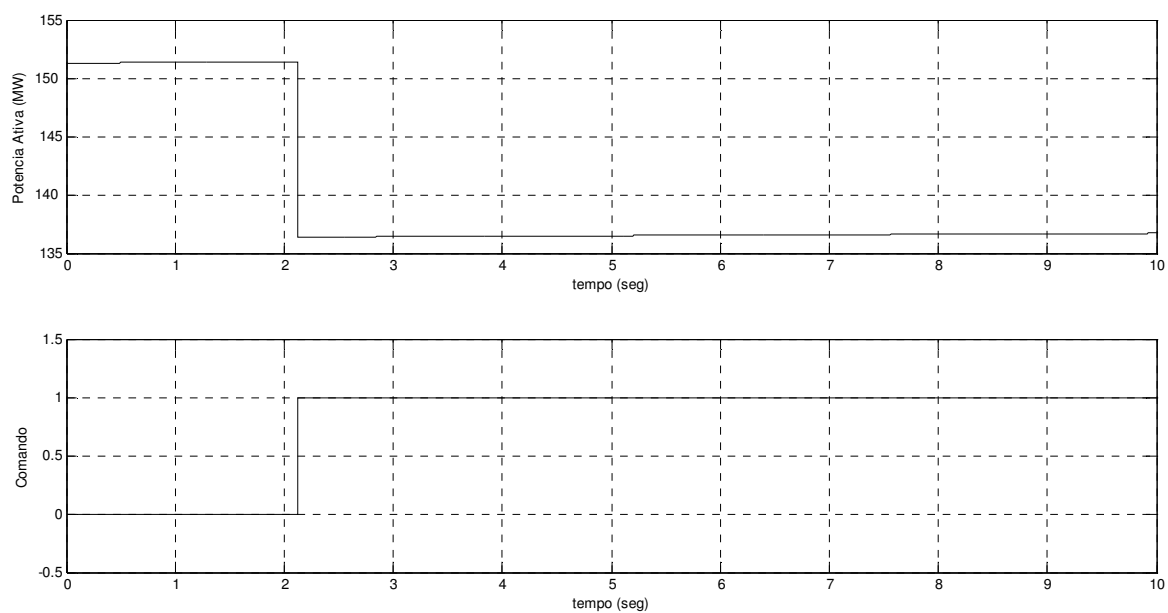


Figura 5.6 - Potência ativa e comando em função do tempo, com relê proposto

A figura 5.7 apresenta o valor de margem de carregamento calculado pelo relê em função do tempo. Este valor é comparado com o limite estipulado para o desligamento de carga.

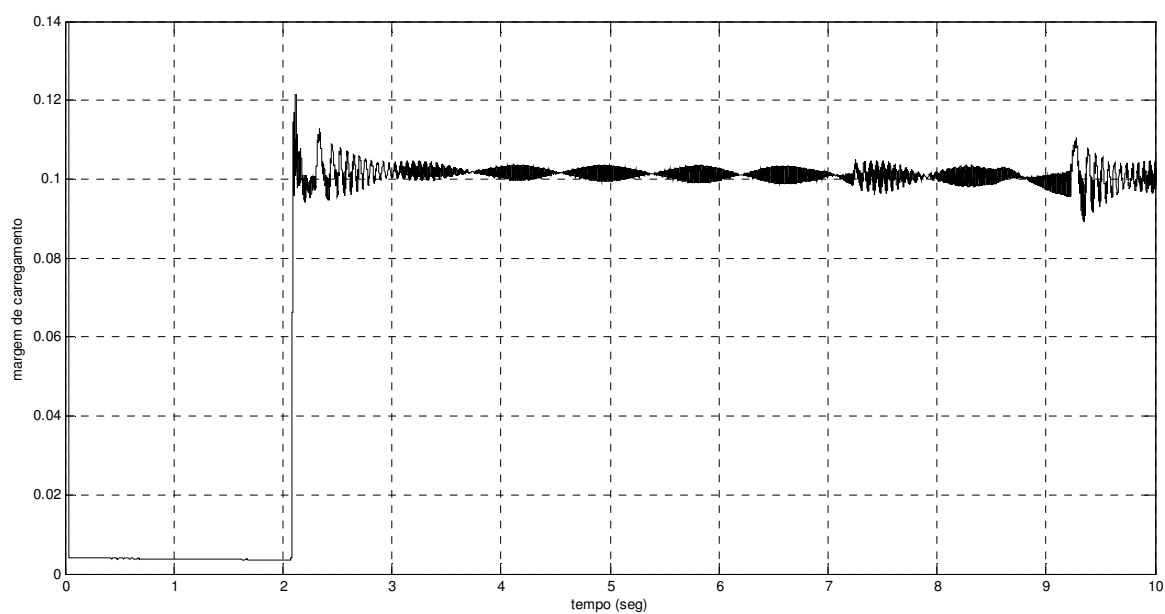


Figura 5.7 - Margem de carregamento em função do tempo

5.4 – Aplicação do Relê com VILS no IEEE de 14 barras

Na figura 5.8 é apresentado o diagrama unifilar do sistema de 14 barras do IEEE [43], sem nenhuma alteração ou contingência. Na sequência são apresentadas maiores informações sobre o sistema. A barra 7 representa um dos secundários do transformador, assim as tensões e correntes desta barra não foram analisadas. Com base neste diagrama, foi gerado o modelo de simulação a ser utilizado no MatLab.

Foi adotada para as simulações deste sistema a potência de base de 100MVA e tensão de base 138 kV.

No modelo foram incluídos medidores de tensão e de corrente em todas as barras do sistema. Assim, os dados apresentados neste capítulo foram todos obtidos pelas leituras dos instrumentos nas suas respectivas barras.

Para a determinação das potências, foi utilizado o bloco do MatLab que calcula a potência ativa e a reativa a partir das tensões e correntes, sendo que para se obter os valores eficazes destas grandezas foi utilizado o bloco RMS.

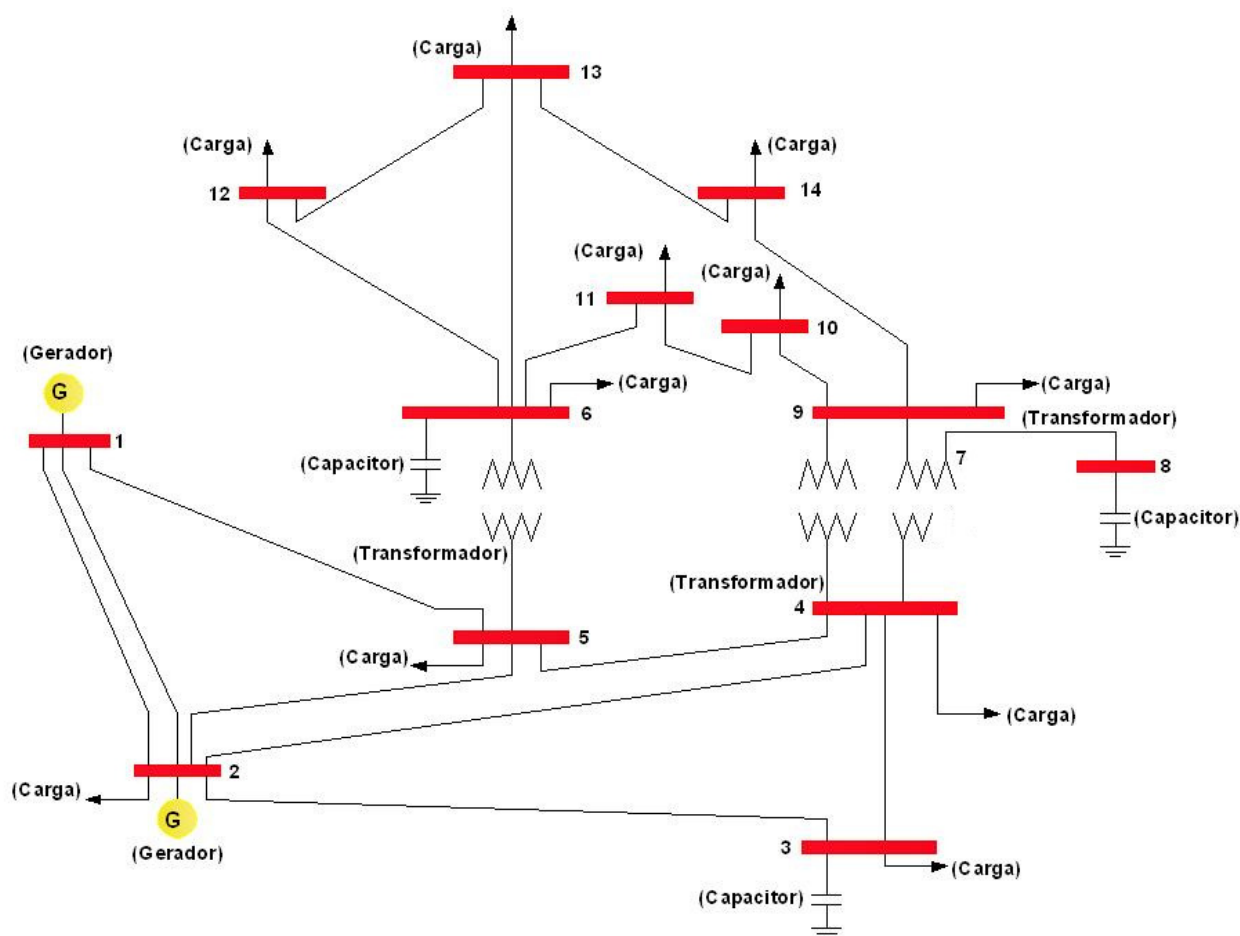


Figura 5.8 - Diagrama unifilar do sistema IEEE 14 barras

A tabela 5.1 apresenta as posições dos tapes dos transformadores da figura 5.8.

Tabela 5.1: Dados dos transformadores

Denominação	Tape
6 \rightarrow 5	1
9 \rightarrow 4	1
4 \rightarrow 7	1
9 \rightarrow 7	1

A tabela 5.2 apresenta as **impedâncias** das linhas de transmissão em pu originais.

Tabela 5.2: Dados de impedância do sistema de 14 barras do IEEE

Barra inicial	Barra final	Resistência (pu)	Restância (pu)	Capacitância (pu)
1	2	0,01938	0,05917	0,0528
1	5	0,05403	0,22304	0,0492
2	3	0,04699	0,19797	0,0438
2	4	0,05811	0,17632	0,0374
2	5	0,05895	0,17388	0,034
3	4	0,06701	0,17103	0,0346
4	5	0,01335	0,04211	0,0128
4	7	0,0	0,20912	0,0
4	9	0,0	0,55618	0,0
5	6	0,0	0,25202	0,0
6	11	0,09498	0,4989	0,0
6	12	0,12291	0,25581	0,0
6	13	0,06615	0,13027	0,0
7	8	0,0	0,17615	0,0
7	9	0,0	0,11001	0,0
9	10	0,03181	0,08450	0,0
9	14	0,12711	0,27038	0,0
10	11	0,08205	0,19207	0,0
12	13	0,22092	0,19988	0,0
13	14	0,17093	0,34802	0,0

A tabela 5.3 apresenta as tensões e potências ativas e reativas, geradas e consumidas em cada uma das barras, na condição inicial.

Tabela 5.3: Dados do sistema de 14 barras do IEEE

Barra	V (pu)	Φ (graus)	Pc (MW)	Qc (MVAr)	Pg (MW)	Qg (MVAr)
1	1,060	0,00	0,00	0,00	232,40	-16,90
2	1,045	-4,98	21,70	12,70	40,00	42,40
3	1,010	-12,72	94,20	19,00	0,00	23,40
4	1,019	-10,33	47,80	-3,90	0,00	0,00
5	1,020	-8,78	7,60	1,60	0,00	0,00
6	1,070	-14,22	11,20	7,50	0,00	12,20
7	1,062	-13,37	0,00	0,00	0,00	0,00
8	1,090	-13,36	0,00	0,00	0,00	17,40
9	1,056	-14,94	29,50	16,60	0,00	0,00
10	1,051	-15,10	9,00	5,80	0,00	0,00
11	1,057	-14,79	3,50	1,80	0,00	0,00
12	1,055	-15,07	6,10	1,60	0,00	0,00
13	1,050	-15,16	13,50	5,80	0,00	0,00
14	1,036	-16,04	14,90	5,00	0,00	0,00

Com os valores adotados como base e com as informações das impedâncias em pu, foram calculadas as impedâncias a serem incluídas no modelo de simulação do IEEE de 14 barras no MatLab.

5.5 – Sensibilidade ao carregamento no IEEE de 14 barras

Para verificar a sensibilidade de cada uma das barras, ao aumento de carga, bem como de todo sistema, foi adicionada na barra 1 uma carga do tipo potência constante de $(10+j4)$ MVA. Em seguida, através do programa de fluxo de carga, foram determinadas as tensões em todas as barras. Na sequência a carga foi transferida para barra 2 e a simulação repetida. Isso ocorreu em todas as barras, exceto na barra 7, interna ao transformador.

No modelo a ser simulado foi considerado apenas o gerador ideal da barra 1, garantindo que não haverá falta de potência ativa. Assim toda potência ativa

parte do gerador 1. Esta simplificação visa verificar a queda de tensão nas barras com aumento da carga. Se houvessem mais geradores o sistema se tornaria mais robusto.

A tabela 5.4 apresenta as tensões de todas as barras antes da inclusão da referida carga nas barras, considerando apenas um gerador ideal na barra 1 e as injeções de reativos representados por banco de capacitores. Foi considerado o gerador da barra 2 fora de operação para estas simulações.

Tabela 5.4: Tensões iniciais nas barras em Volts

Barra	Tensão inicial (Volts) Sem adição de cargas
1	146296
2	143675
3	136505
4	136476
5	139500
6	133497
7	-
8	138817
9	130836
10	129839
11	130645
12	131380
13	131161
14	129957

A tabela 5.5 apresenta as tensões de todas as barras, após a inclusão da referida carga de $(10+j4)$ MVA nas mesmas, considerando apenas um gerador ideal na barra 1 e as injeções de reativos representados por banco de capacitores. Foi também considerado o gerador da barra 2 fora de operação para estas simulações. A coluna indica a barra na qual foi adicionada a carga, e as linhas as tensões com a carga na referida barra.

Para facilitar a leitura das variações de tensão, a tabela 5.6 apresenta os valores de queda de tensão em relação à condição inicial da tabela 5.3. Neste caso é possível perceber que as barras mais afetadas pela inclusão de carga são:

- Barra 8 quando a carga é adicionada na própria barra;
- Barras 10 e 11 quando a carga é incluída na barra 10;
- Barra 11 quando a carga é adicionada na própria barra;
- Barra 14 quando a carga está na barra 13 ou 14.

Em todos esses casos a variação porcentual passou de 2%, nos demais casos, onde a queda de tensão foi inferior a este valor, não foi considerado como barra crítica.

Tabela 5.5: Tensões nas barras em Volts após inclusão da carga

Barra	1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14
1	146310	146286	146283	146280	146278	146287	146289	146283	146280	146279	146279	146279	146279
2	143791	143357	143212	143222	143311	143304	143232	143227	143240	143245	143258	143230	143230
3	136630	136315	135327	135582	136055	135894	135568	135628	135709	135749	135817	135661	135661
4	136593	136269	135523	135465	135984	135780	135401	135475	135567	135615	135695	135511	135511
5	139590	139283	138948	138915	139146	138641	138845	138748	138672	138651	138613	138708	138708
6	133617	133357	132872	132823	132809	131479	132592	132189	131855	131718	131501	132014	132014
8	138745	138661	137901	137797	138288	137937	135771	137385	137516	137623	137790	137444	137444
9	130944	130702	130046	129974	130298	129674	129544	128878	128959	129185	129501	128849	128849
10	129947	129709	129119	129057	129264	128397	128668	128094	126793	127546	128286	128030	128030
11	130758	130515	129955	129897	130042	129045	129553	128987	127991	128006	128970	128934	128934
12	131494	131250	130737	130686	130730	129529	130417	129955	129728	129649	129408	129666	129666
13	131275	131034	130510	130458	130520	129360	130185	129706	129495	129437	128961	129373	129373
14	130060	129828	129200	129135	129400	128659	128738	128093	128143	128300	128426	127275	127275

Tabela 5.6: Variações de tensão nas barras em porcentagem após inclusão da carga

Barra	1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14
1	-0,0096	0,0068	0,0089	0,0109	0,0123	0,0062	0,0048	0,0089	0,0109	0,0116	0,0116	0,0116	0,0116
2	-0,0807	0,2213	0,3223	0,3153	0,2533	0,2582	0,3083	0,3118	0,3028	0,2993	0,2902	0,3097	0,3097
3	-0,0916	0,1392	0,8630	0,6762	0,3297	0,4476	0,6864	0,6425	0,5831	0,5538	0,5040	0,6183	0,6183
4	-0,0857	0,1517	0,6983	0,7408	0,3605	0,5100	0,7877	0,7335	0,6661	0,6309	0,5723	0,7071	0,7071
5	-0,0645	0,1556	0,3957	0,4194	0,2538	0,6158	0,4695	0,5391	0,5935	0,6086	0,6358	0,5677	0,5677
6	-0,0899	0,1049	0,4682	0,5049	0,5154	1,5116	0,6779	0,9798	1,2300	1,3326	1,4952	1,1109	1,1109
8	0,0519	0,1124	0,6599	0,7348	0,3811	0,6339	2,1943	1,0316	0,9372	0,8601	0,7398	0,9891	0,9891
9	-0,0825	0,1024	0,6038	0,6588	0,4112	0,8881	0,9875	1,4965	1,4346	1,2619	1,0204	1,5187	1,5187
10	-0,0832	0,1001	0,5545	0,6023	0,4429	1,1106	0,9019	1,3440	2,3460	1,7660	1,1961	1,3933	1,3933
11	-0,0865	0,0995	0,5281	0,5725	0,4616	1,2247	0,8359	1,2691	2,0315	2,0200	1,2821	1,3097	1,3097
12	-0,0868	0,0989	0,4894	0,5282	0,4947	1,4089	0,7330	1,0846	1,2574	1,3176	1,5010	1,3046	1,3046
13	-0,0869	0,0968	0,4963	0,5360	0,4887	1,3731	0,7441	1,1093	1,2702	1,3144	1,6773	1,3632	1,3632
14	-0,0793	0,0993	0,5825	0,6325	0,4286	0,9988	0,9380	1,4343	1,3958	1,2750	1,1781	2,0638	2,0638

5.6 – Contingências no IEEE de 14 barras

Para criar uma condição propícia para que aconteça um colapso de tensão, sem subtensão, normalmente é necessário que ocorram antes algumas

contingências. Um sistema, em funcionamento normal, deve estar preparado para evitar que ocorra este colapso sem subtensão.

Como visto no item anterior, a barra 14 é a mais sensível a variação de carga. Por isso, esta foi escolhida para a realização dos testes. Se acontecer alguma contingência que complique ainda mais a sensibilidade desta barra, pode ser que ocorra um colapso de tensão sem que o relê de subtensão tenha tempo de desligar carga. É neste tipo de situação que o relê proposto neste trabalho mostra sua eficiência para evitar o colapso.

Imaginando que por algum motivo a linha de transmissão que interliga barra 9 com a barra 14 necessite ser desligada, então, para manter o perfil de tensão na barra 14 seria interessante conectar um banco de capacitores. Esta ação seria ainda mais imperativa, se na barra 14 estivesse ocorrendo um aumento de demanda. Com esta operação a tendência é que esta barra passe a ter um fator de potência capacitivo. Supondo agora que durante a operação ocorra a perda da linha que conecta a barra 6 com a barra 13, seria necessário nova injeção de reativos na barra 14 para atender a demanda crescente. Neste caso, pode ser que a potência máxima que pode ser transferida para a barra 14 ocorra num ponto acima do 0,90 pu de tensão, o que levaria ao não funcionamento dos relês de subtensão para evitar colapso.

Considerando essas condições, a impedância entre a barra 14, com carga crescente, e barra 6 seria a soma das impedâncias de transmissão com segue:

- da barra 6 para a barra 12 de $(0,12291+j0,25581)$ pu;
- da barra 12 para a barra 13 de $(0,22092+j0,19988)$ pu;
- da barra 13 para a barra 14 de $(0,17093+j0,34802)$ pu.

Com isso, a impedância da barra 6 até a barra 14 passa a ser a soma das impedâncias acima, resultando em $0,51476+j0,80371$.

Com essas alterações, sem inclusão de capacitores, a tensão na barra 14 passar a ser de 0,7745pu, ou seja, de 106881 Volts. Para aproximar a tensão desta barra para o valor de 1 pu, foi incluído um banco de capacitores de 40MVar. Com esta inclusão a tensão da barra 14 passou para 1,004pu.

A tabela 5.7 apresenta as tensões nas barras com as alterações citadas, onde é possível verificar a deterioração no perfil de tensão da barra 14.

Tabela 5.7: Comparação das tensões nas barras em Volts

Barra	Tensão inicial (Volts) Sem adição de cargas	Tensão (Volts) Após alterações
1	146296	146300
2	143675	143550
3	136505	136920
4	136476	136970
5	139500	139870
6	133497	135135
7	0	0
8	138817	140270
9	130836	132972
10	129839	132315
11	130645	132890
12	131380	130800
13	131161	134216
14	129957	138400

A figura 5.9 mostra o que ocorreria nestas condições se a carga continuasse crescendo na mesma proporção. Na figura, a seta indica o instante onde a tensão na barra 14 passa pelo 0,90 pu. Como a carga continuou crescendo, o colapso de tensão ocorreu em cerca de 4 segundos. Assim, um relê de subtensão temporizado, nessas condições não funcionaria na proteção do sistema.

Nesse caso, com o uso do relê proposto, que utiliza a margem de carregamento junto com o método de proteção por subtensão, o colapso não ocorreria.

Como mostrado no capítulo anterior, toda vez que a barra se torna capacitiva, em função da necessidade de aumentar a transferência de potência, em virtude de alguma contingência é necessário o uso um método de desligamento de carga baseado em um indicador de proximidade do colapso de tensão.

Assim, estipulando a margem de carregamento de 0,35%, para o sistema do IEEE de 14 barras, no relê proposto é possível o desligamento parcial de carga da barra 14.

Desta forma, o relê sugerido neste trabalho, funciona mesmo quando é usado um relê convencional de subtensão para evitar o colapso de tensão.

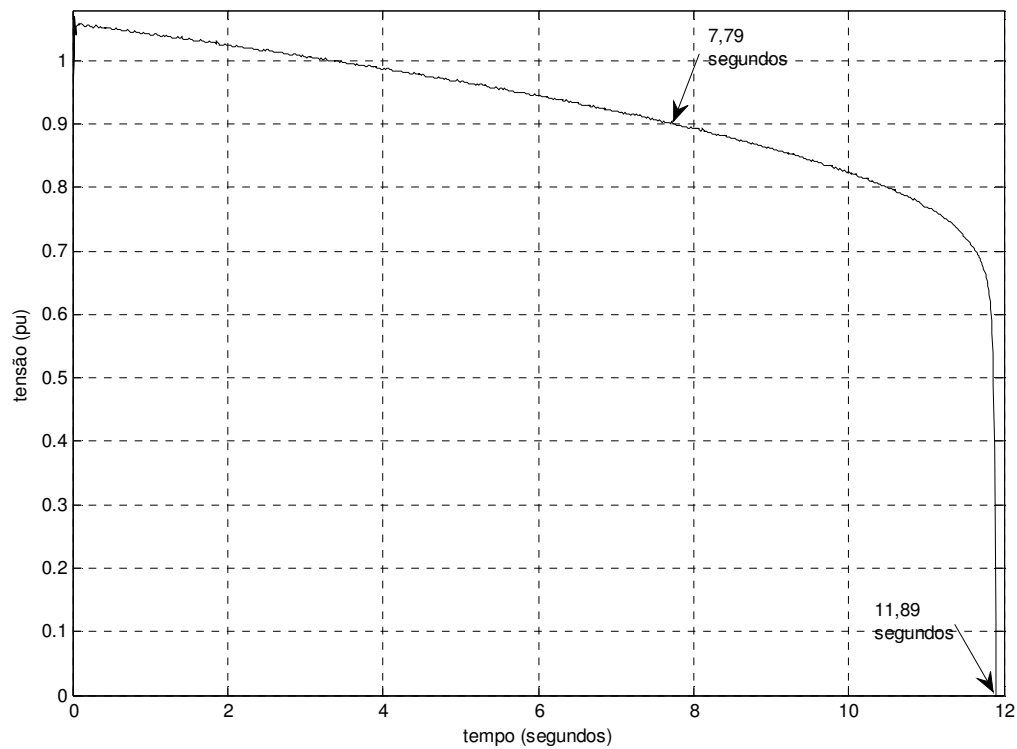


Figura 5.9 - Variação da tensão em função do tempo na barra 14

A figura 5.10 mostra o comportamento da tensão na barra 14 após a inclusão do relê proposto.

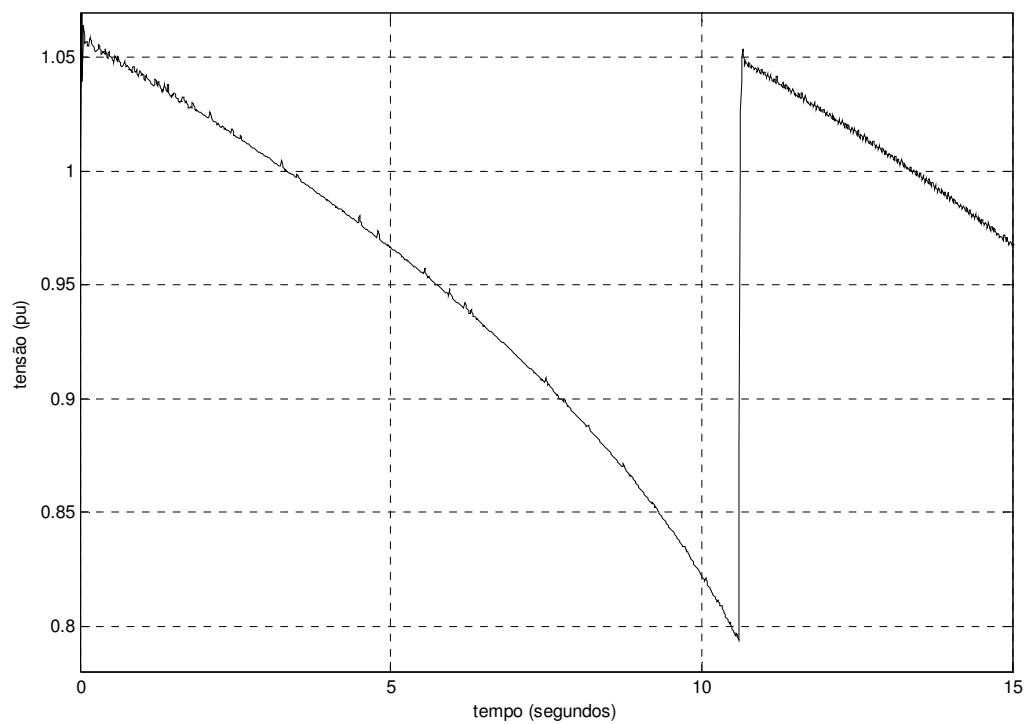


Figura 5.10 - Tensão na barra 14 em função do tempo após a inclusão do relê proposto

Na figura 5.10, observa-se que no instante 7,79 segundos a tensão na barra 14, passa abaixo de 0,90 pu. Neste momento o relê temporizado começa a contagem para desligamento de carga. Mas no instante 10,6 segundos, a margem de carregamento atingiu o ponto limite. Neste instante, o relê proposto desligou parte da carga. Assim, passados apenas 2,81 segundos, o relê de subtensão convencional não teria tempo para desligar a carga.

O procedimento de desligamento de carga, baseado na margem de carregamento, mostrou-se também eficiente neste caso.

5.7 – Considerações finais

Este capítulo buscou inicialmente confirmar a viabilidade operacional do relê de sub-tensão proposto, o qual incorporou uma lógica de detecção de perigo de colapso de tensão, para deflagrar o alívio de carga.

Conforme preconizado, o relê com a inclusão da técnica desligamento de carga por indicador de proximidade do colapso de tensão pode evitar o colapso de tensão nos casos onde o esquema tradicional de desligamento parcial de carga por subtensão não consegue proteger adequadamente o SEP.

Existem diversas maneiras de se programar uma técnica de desligamento de carga por indicador de proximidade do colapso de num relê de proteção. A implementação ora utilizada serve para mostrar a importância de se adequar os locais onde exista injeção de potência reativa que torne inoperante o desligamento parcial de carga por subtensão tradicional.

No caso de um sistema com muitas linhas de transmissão interligando as barras, como a configuração de 14 barras do IEEE, o sistema de desligamento de carga com o uso do relê de subtensão é suficiente para evitar o colapso de tensão. Assim é possível proteger adequadamente o SEP só com o uso do relê de subtensão.

Entretanto, ocorrendo algumas contingências combinadas neste mesmo sistema, pode ser necessário um novo tipo de proteção. Pois em algumas situações o relê de subtensão pode não proteger contra colapso de tensão. Nestes casos o relê de subtensão, agregado a um processo baseado na margem de carregamento para desligamento de carga se mostra mais eficiente.

Capítulo VI

Conclusões

A proposta inicial deste trabalho era mostrar que em alguns casos, o desligamento parcial de carga por subtensão baseado num relê de subtensão convencional, pode não proteger o sistema elétrico de um colapso de tensão. Partindo deste pressuposto, observasse a necessidade de melhorias no uso do relê de subtensão para prevenção do colapso de tensão.

Salientando ainda, que isso pode se agravar quando ocorrerem algumas contingências que limitam a capacidade de transmissão de potência.

Nesses casos, a decisão de uma compensação capacitiva para manter o perfil de tensão nas barras de carga tende a piorar ainda mais a situação do sistema elétrico.

Esse problema é agravado ainda mais em função do grande crescimento da demanda e da dificuldade de novos investimentos em geração e transmissão.

Por outro lado, existe a facilidade do aumento da capacidade de transmissão de potência ativa através do uso de dispositivos que torne a barra com fator de potência capacitivo. Este recurso tem sido largamente utilizado, em diversos lugares, para manter a estabilidade do sistema elétrico e consequentemente o perfil de tensão dentro de padrões aceitáveis.

Esse trabalho mostrou o perfeito funcionamento do relê proposto em dois casos:

- Sistema radial (com poucas barras);
- Sistema malhado (14 barras do IEEE).

Para garantir a operação do sistema elétrico mesmo nas condições mais severas é necessário implementar novas tecnologias que permitam manter o sistema elétrico menos vulnerável aos apagões.

Nesse sentido, esse trabalho propõe uma tecnologia capaz de auxiliar o sistema elétrico a trabalhar com segurança mesmo próximo ao seu limite de capacidade de transmissão. Atualmente, esse limite tem se tornado cada vez mais próximo do ponto de operação.

Além disto, o método proposto tem a opção da escolha do ajuste da distância mínima entre o ponto de operação e o limite para ocorrência de um colapso de tensão.

A utilização desses procedimentos vão se tornar cada vez mais importantes em função também das dificuldades ambientais que ora restringem, ora atrasam a instalação de novas linhas de transmissão.

A escolha, neste trabalho, da margem de carregamento para determinar o desligamento parcial de carga é apenas para ilustrar o funcionamento do relê proposto. É possível utilizar esta mesma tecnologia usando outro método de detecção da proximidade do colapso de tensão.

Como sugestão, fica a possibilidade de implementar algum método que permita o cálculo local do indicador de proximidade do colapso, evitando assim a necessidade de receber esta informação de um sistema central.

Assim, fica como proposta para sequência deste trabalho o uso de outros indicadores, bem como, a possibilidade de encontrar seu valor localmente.

Enfim, como resultado prático deste trabalho pode-se resumi-lo em:

- Alerta da possibilidade de falha da proteção UVLS tradicional e indicado um modo de eliminar este problema;
- Problemas com UVLS tradicional se agravam na presença de contingências;
- Agregando à lógica VILS ao relê de subtensão, conforme implementação proposta, haverá sempre proteção contra colapso de tensão, sem perda da ação de controle do perfil de tensão.

Referências Bibliográficas

- [1] Barbuy, H. S., Rocco, A., Fernandes, L.A.P., Guimarães, G. C., “Voltage Collapse Risk Associated to Under-Voltage Capacitive Compensation in Electric Power System Operation”, American Journal of Applied Sciences, vol. 6, issue 4, pp 646-651, www.scipub.org/fulltext/ajas/ajas64646-651.pdf, 2009.

- [2] Barbuy, H. S., Rocco, A., Fernandes, L. A. P., Goldemberg, C., “Rectifier Choices for Synchronous Generator Excitation”, Anais do Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência - COBEP 2003, pp 160-165, Fortaleza , Brasil.

- [3] Fernandes, L.A.P., Rocco, A., Barbuy, H. S., Guimarães, G. C., “Electric Power System UVLS Protection Can Become a Trap”, American Journal of Applied Sciences, vol. 6, issue 8, pp 1526-1530, 2009, www.scipub.org/fulltext/ajas/ajas681526-1530.pdf.

- [4] Undervoltage Load Shedding Task Force - Technical Studies Subcommittee, WSCC, 1999, Undervoltage Load Shedding Guidelines, www.wecc.biz/documents/library/procedures/operating/Undervoltage_Load_Shedding_Guidelines.pdf

- [5] Kundur, P., Paserba, J. Ajarapu, V., Anderson, G., Bose, A., Canizares, C. Hatziargyriou, N, Hill, D., Stankovic, A., Taylor, C., Van Cutsem, T., Vittal, V., 2004, Definition and Classification of Power System Stability, IEEE Transactions on Power Systems, 19:1387-1401, USA, ISSN 0885-8950, DOI 10.1109/TPWRS.2004.825981.

- [6] Arunagiri, A. & Venkatesh, B., “Simulation of Voltage Stability and Alleviation Through Knowledge Based System”, American Journal of Applied Sciences, 2004, vol. 1, issue 4, pp 354-357, ISSN 1546-9239

- [7] Kundur, P. 1994, Power System Stability and Control, pp 959-1021, EPRI Editors, McGraw-Hill, USA, ISBN 0-07-035958-X

- [8] EPRI - Electric Power Research Institute, 2007, Field Demonstration of Voltage Instability Load Shedding, USA, <http://mydocs.epri.com/docs/public/000000000001015178.pdf>
- [9] Knight, U. G., “Voltage Collapse-Experience and Modelling”, IEE Colloquium on Voltage Collapse, Digest No. 1997/101, pp 8/1- 8/7, London, UK, 1997
- [10] Mithulanathan, N. & Srivastava, S. C. , “Investigation of a Voltage Collapse Incident in Sri Lankan Power System Network”, proceedings of International Conference on Energy Management and Power Delivery; vol. 1 issue 3-5 mar, pp 47-53, DOI 10.1109/EMPD.1998.705415, 1998.
- [11] Ogata, K., 2008, Modern Control Engineering, Prentice Hall, USA, ISBN-10: 0136156738
- [12] AESO, 504 Calgary Area Under Voltage Load Shedding (UVLS) Scheme, 2003, www.aeso.ca/downloads/OPP_504.pdf
- [13] Ajjarapu, V. & Christy, C., “The Continuation Power Flow: A Tool for Steady State Voltage Stability Analysis”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 7, pp 416-423, 1992.
- [14] Lerm, A. A. P., Cañizares, C. A., Silva, A. S., “Multiparameter Bifurcation Analysis of the South Brazilian Power System”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, issue 2, pp 737-746, may, 2003.
- [15] Borghetti, A., Caldon, R., Mari, A., Nucci, C. A. “On Dynamic Load Models for Voltage Stability Studies”, IEEE Transactions on Power Systems, , vol. 12, issue 1, pp 293-303, feb, 1997.
- [16] Price, W. W., Wirgau, K. A., Murdoch, A., Mitschi, J. V., Vaahedi, E., El-Kady, M. A., “Load Modeling for Power Flow and Transient Stability computer studies”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 03, issue 1, pp 180-187, feb, 1988.

- [17] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, "Load Representation for Dynamic Performance Analysis", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 8 No2 , may, 1992.
- [18] Carpentier, J., Girardi, R., Scano, E., "Voltage Collapse Proximity Indicators Computed from an Optimal Power Flow", PSCC, Helsinki, Finland, 1984.
- [19] Kessel, P. & Glavitsch, H., "Estimating the Voltage Stability of a Power System", IEEE Transactions on Power Systems Delivery, PWRD-1 vol.1 n.3, pp346-352 ,1986
- [20] Tiranuchit, A. & Thomas, R. J. , "A Posturing Strategy Against Voltage Instabilities in Electric Power Systems" , IEEE Transactions on Power Systems vol.3 n.1, 1988
- [21] Lemaître, C., Paul, J. P., Tesseron J. M., Harmand, Y., Zhao, Y. S., "An Indicator of the Risk of Voltage Profile Instability for Real-Time Control Applications", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 5, pp 154-161, 1990.
- [22] Löf, P. A., Smed, T., Andersson, G., Hill, D. J., "Fast Calculation of a Voltage Stability Index", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 7, pp 54-64, 1992.
- [23] Gil, J.B. & Gomes, T., "Determination of Voltage Collapse Areas Through Generalized Singular Value Analysis", III Bulk Power System Voltage Phenomena Seminar, 1994
- [24] Radman, G. & Parma, A., "Static Voltage Stability Analysis of Power Systems Considering Induction Motor Components of Load", Proceeding (582) European Power and Energy Systems – 2007.
- [25] Prada, R. B., Palomino, E. G. C., Santos, J. O. R., Bianco, A. and Pilotto, L. A. S., 2002. Voltage Stability Assessment for Real Time Operation. Proceedings of IEEE Generation, Transmission and Distribution, 149 (2): pp 175-180.
- [26] Mohamed, A., Jasmon, G.B., "Determinating the Weak Segment of a Power System with Voltage Stability Considerations", Electric Machines and Power Systems, 24, pp 555-568, 1996

- [27] Quintela, A. S., Castro, C. A., "Contingency Rankinng for Voltage Stability Using Improved Branch-based Voltage Collapse Proximity Indices", 34th Annual North American Power Symposium (NAPS 2002), Arizona State University, Tempe, Arizona, U.S.A., 2002
- [28] Nwankpa, C.O. & Hassan, R. M. , "A stochastic based voltage collapse indicator", IEEE Transactions on Power Systems, vol.8, n.3, 1993.
- [29] Melo, A. C. G. et al, "Avaliação Probabilística de Margens de Carregamento do Sistema", Anais do XV SNPTEE, Foz do Iguaçu, Brasil, 1999.
- [30] Jung, T.H., Lee, D.H., Kim, K.J., "An Aproach for Estimating Voltage Collapse Proximity Using a New Index Based on the System Loss Information, CIGRE Session, 1992.
- [31] Coury, D. V., Oleskovicz, M., Giovanini, R., Proteção Digital de Sistemas Elétricos de Potência: dos relés eletromecânicos aos microprocessados inteligentes, São Carlos: EESC-USP, 2007, ISBN 978-85-85205-78-2.
- [32] Kamarposhti, M. A. & Alinezhad, N., "Comparison of SVC and STATCOM in Static Voltage Stability Margin Enhancement", International Journal of Electrical Power and Energy Systems Engineering", vol. 3 num. 1, pp 13-18, França, 2010. ISSN 2070-3767
- [33] Kagan, N., Oliveira, C. C. B., Robba, E. J., Introdução ao Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, São Paulo, Brasil – Editora da Edgard Blücher Ltda. , 2005 – ISBN 85-212-0355-1.
- [34] QuickStab Software, ECI Energy Consulting International, Inc., <http://www.eciqs.com>
- [35] Voltage Secutity Assesment Tool, http://www.dsatools.com/html/prod_vsat.php
- [36] V&R EnergySystems Research, Inc., <http://www.vrenergy.com/>
- [37] Bigwood Systems, Inc, <http://www.bigwood-systems.com/>

- [38] Feijó, W.L., Lemos, F.A.B., Zampieri A.V.Z and Franceschi, A.L., 2003. Real Time Voltage Control Actions Simulation and Monitoring System, Proc. II CITENEL, Brazil, pp:1043-1046,
http://citenel.aneel.gov.br/historico/IIcitenel/Anais%20do%20II%20Citenel%20-%20VOLUME%20II/Supervisao_Contrôle_e_Automacao_de_Sistemas.pdf
- [39] Hayes, M. H., Teoria e Problemas de Processamento Digital de Sinais, Porto Alegre, Brasil – Editora Bookman, 2006 – ISBN 85-60031-06-5.
- [40] Taylor, C. W., “Power System Voltage Stability”, McGraw-Hill, Ohio, USA, ISBN 0-0706-3184-0, 1993.
- [41] IEEE Working Group on Voltage Stability, “Voltage Stability of Power Systems: Concepts, Analytical Tools, and Industry Experience”, publication 90th, 0358-2 PWR, IEEE/PES Special Publications, Piscataway, NY, 1990.
- [42] Alvarado, F. L., Greene, S., Dobson, I., “Sensibility of the loading margin to voltage collapse with respect to arbitrary parameters”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, no. 1, fevereiro, 1997.
- [43] IEEE Committee Report, Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-92, pp. 1904-15, 1973.
- [44] Huang, G. & Zhang, H., ”Dynamic Voltage Stability Reserve Studies For Deregulated Environment”, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting Vol. 1, pp 301-306, Vancouver, BC, Canada, 2001.
- [45] ANEEL, Resolução n. 505 de 26/11/2001. www.aneel.gov.br
- [46] GRIDCO, Evaluation of GRIDCO’s RFP for Generation in the Grand Prairie Region, Final Report, USA, 1998.

- [47] Rockefeller, G. D.; "Fault protection with a digital computer". IEEE Transactions on Power Apparatus, 88(4):438-461, April 1969.
- [48] Mann, B. J. and Morrison, I. F.; "Digital calculation of impedance for transmission line protection". IEEE Transactions on Power Apparatus, 90(1):270-279, January/February 1971.
- [49] Poncelet, R., "The use of digital computers for network protection". CIGRÉ, (32-08), August 1972.
- [50] Rammamooty, M.. "Application of digital computers to power protection". J. Inst. Eng. (Índia), (52):235-238. 1972.
- [51] McLaren, P. G. and Redfern, M. A., "Fourier series techniques applied to distance protection", IEE, (122):1295-1300, 1975.
- [52] John, A. T. and Martin, M. A., "Fundamental digital approach to the distance protection of EHV". IEE, (125):377-384, 1978.
- [53] Horton, J. W., "The use of Wash functions for high-speed digital relaying". IEEE PES Summer Meeting, San Francisco, July 20-25, 1975. Paper A 75 582 7.
- [54] Girgis, A. A. and Brown, R. G., "Application of Kalman filtering in computer relaying". IEEE Transction on Power Apparatus and Systems, (PAS-100(7)):3387-3395, July 1981

- [55] McInnes, A. D. and Morrison, I. F., "Real time calculation of resistance and reactance for transmission line protection by digital computer". Elec. Eng. Trans. Inst. Eng. Australia, (EE7):16-23, 1970.
- [56] Ranjbar, A. M. and Cory, B. J., "An improved method for the digital protection of high voltage transmission lines". IEEE trans (PAS-94):544-550, 1975.
- [57] Phadke, A. G., Horowitz, S. H. and Thorp, J. S., "Adaptive transmission system relaying", IEEE Transaction on Power Delivery, 3(4), October 1988.
- [58] David, A. K., Xia, Y. Q. and Li, K. K., "High-resistance faults on a multi-terminal line: Analysis, simulated studies and an adaptive distance relaying scheme". IEEE Transaction on Power Delivery, 9(1), January 1994.

Apêndice A

Divulgação da Pesquisa

Durante a realização desta pesquisa foram publicados, como autor e como co-autor, respectivamente, os seguintes artigos:

- Fernandes, L.A.P., Rocco, A., Barbuy, H. S., Guimarães, G. C., “Electric Power System UVLS Protection Can Become a Trap”, American Journal of Applied Sciences, vol. 6, issue 8, pp 1526-1530, 2009, www.scipub.org/fulltext/ajas/ajas681526-1530.pdf
- Barbuy, H. S., Rocco, A., Fernandes, L.A.P., Guimarães, G. C., “Voltage Collapse Risk Associated to Under-Voltage Capacitive Compensation in Electric Power System Operation”, American Journal of Applied Sciences, vol. 6, issue 4, pp 646-651, 2009, www.scipub.org/fulltext/ajas/ajas64646-651.pdf

Outras publicações do autor:

- Barbuy, H. S. Rocco, A., Fernandes, L.A.P., Guimarães, G. C., “Remuneração dos Serviços de Potência Reativa no Brasil: Questionamento e Comparações”, Anais do “Congreso Internacional de Distribución Electrica”, CIDEL 2006, Buenos Aires, Argentina.
- Barbuy, H. S., Rocco, A., Fernandes, L. A. P., Goldemberg, C. , “Rectifier Choices for Synchronous Generator Excitation”, Anais do Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência - COBEP 2003, pp 160-165, Fortaleza , Brasil.
- Fernandes, L. A. P., Goldemberg, C., Técnicas “Anti-Windup”, Boletim Técnico da EPUSP, ISSN 1413-2214, São Paulo, 2001

Apêndice B

Detalhamento dos Conversores D/A e A/D

B.1 – Conversor Digital/Analógico (D/A)

Existem diversos circuitos para conversão do sinal digital para analógico. Geralmente tais circuitos são funções internas de circuitos integrados especializados na conversão D/A.

Muitos circuitos para conversão D/A utilizam a rede R-2R. Na figura A.1 é representado um circuito de conversor D/A de 4 bits, utilizando rede R-2R e amplificador operacional, a título de exemplo.

Significado das variáveis:

V é a tensão que corresponde ao nível lógico 1, por exemplo 5 Volts;

V_s é a tensão de saída do conversor D/A;

A_1 é o valor 0 ou 1 do bit mais significativo ou “More Significant Bit” (MSB)

A_4 é o valor 0 ou 1 do bit menos significativo ou “Less Significant Bit” (LSB)

$R_0 / 2R$ é o fator de ganho do conversor D/A

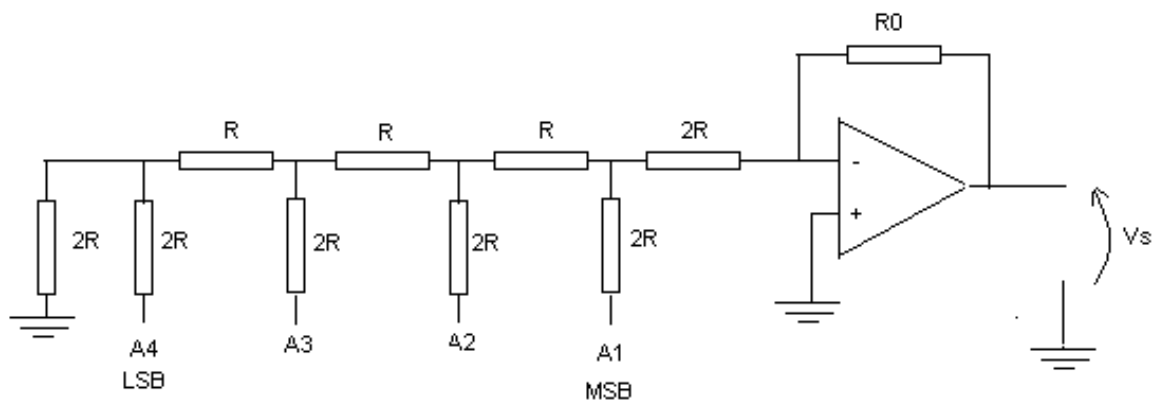


Figura A.1 - Conversor D/A usando rede R-2R

O sinal de saída é obtido por:

$$V_s = - (R_0/2R) * V * [(A_1/3) + (A_2/6) + (A_3/12) + (A_4/24)]$$

Assim para o caso em que o byte 1111 deve corresponder a $V_s = 15$ Volts, sendo $V = 5$ Volts, podem-se adotar os valores $R = 1k\Omega$ e $R_0 = 9,6k\Omega$ e $V_{cc} = 18$ Volts. O byte 0001 corresponde ao nível de quantização $V_s = 1$ Volt.

B.2 – Conversor Analógico/Digital (A/D)

Existem diversos tipos básicos de conversores A/D, dentre os quais serão descritos dois:

- Conversor A/D tipo rampa;
- Conversor A/D por aproximações sucessivas.

Na figura A.2 é apresentado um circuito que implementa o conversor A/D tipo rampa.

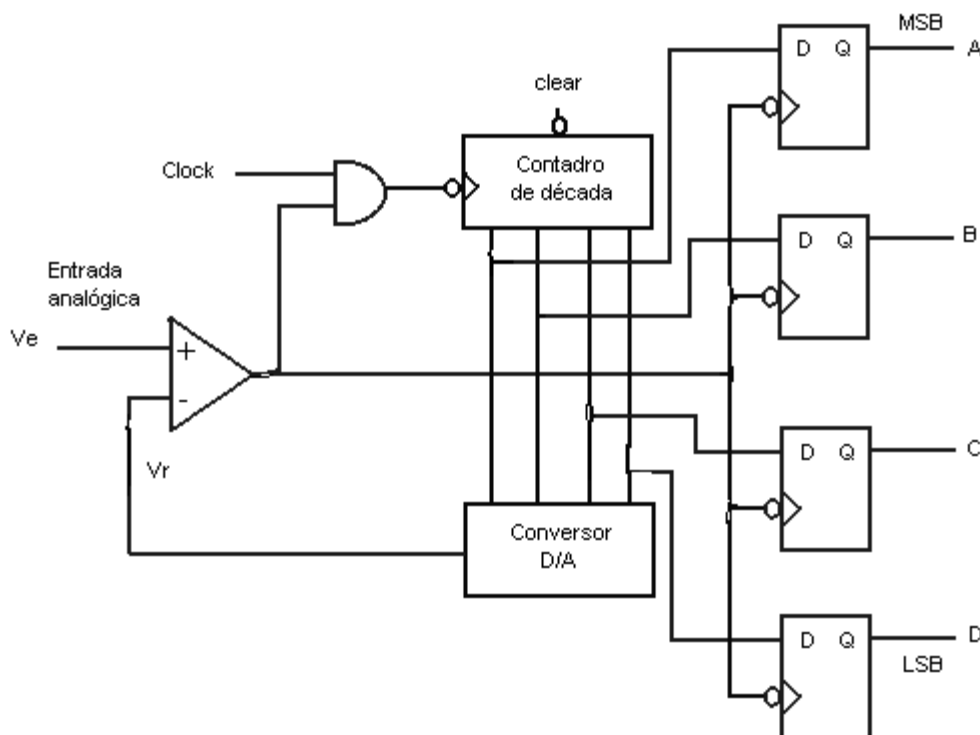


Figura A.2 - Conversor A/D tipo rampa

No circuito da figura A.2 é acionado o bit “clear”, logo antes da codificação da entrada analógica V_e , levando a saída do contador para $A'B'C'D' = 0000$. A seguir a cada pulso de “clock” o contador incrementa 0001, em binário. Assim $A'B'C'D'$ assume sucessivamente os valores 0001, 0010, 0011, etc.. O valor $A'B'C'D'$ é convertido

para sinal analógico, produzindo a tensão em rampa (ou escada) representada por V_r . Quando V_r ultrapassa V_e a saída do amplificador operacional passa do nível lógico 1 para o nível lógico 0, o qual inibe o incremento do contador através da porta lógica “E”, e habilita os flip-flop tipo D para armazenar a saída do contador $A'B'C'D'$ em ABCD na saída dos flip-flop. Decorrido o período de amostragem é dado novo pulso em CLR e recomeça o processo de conversão A/D, referente a amostragem seguinte.

Na figura A.3 é apresentado um circuito que implementa o conversor A/D por aproximações sucessivas.

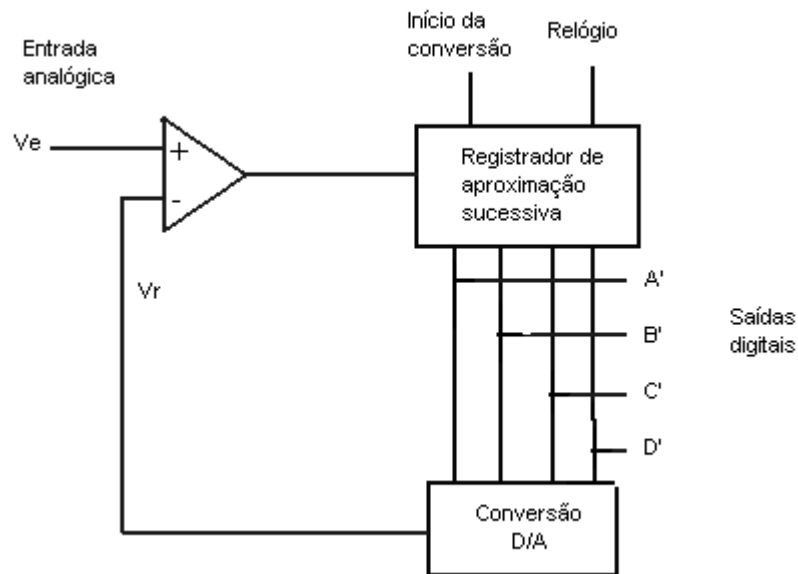


Figura A.3 - Conversor A/D por aproximações sucessivas

No conversor A/D da figura A.3, a tensão analógica de entrada V_e é comparada com a metade da tensão de fundo de escala do conversor D/A, que no exemplo de 4 bits corresponde a $A'B'C'D' = 1000$. O conversor D/A converte o valor de $A'B'C'D'$ para o valor analógico V_r . Ocorrem então duas possibilidades:

- Se $V_e > V_r$ então o dígito mais significativo é mantido com $A' = 1$;
- Se $V_e < V_r$ então o dígito mais significativo é alterado para $A' = 0$.

A seguir o bit seguinte (B') é alterado para 1. Novo valor analógico V_r é produzido e retorna-se a comparação de V_r com V_e , tornando a ter duas possibilidades:

- Se $V_e > V_r$ então o dígito B' é mantido com $B' = 1$;
- Se $V_e < V_r$ então o dígito B' é alterado para $B' = 0$.

E assim sucessivamente são verificados os bits C' e D' . O conteúdo $A'B'C'D'$ é transferido para a saída de um flip-flop tipo D (“buffer”) após a verificação do bit menos significativo (que no exemplo de 4 bits é D'), produzindo a saída digital ABCD.

Estatisticamente este conversor por aproximações sucessivas é mais rápido que o anterior, por contador em rampa.

Apêndice C

Exemplo de quantização de sinal e resolução do conversor A/D

A amplitude do sinal amostrado, em cada instante de amostragem, pode ser expressa por um número real (por exemplo 6,6666666.....volts, com infinitas casas decimais). Para ser expresso de modo digital, será estabelecido o valor correspondente a um bit 1 menos significativo do byte (por exemplo ..001 corresponde a 0,5 volts). O valor correspondente ao bit menos significativo é chamado de nível de quantização (no exemplo o nível de quantização é 0,5 volts).

No caso do exemplo, temos os valores na tabela A.1.

Tabela A.1: Relação entre valor binário e Volts

Valor binário	Interpretação em volts
...0000	0
...0001	0,5
...0010	1
...	...
...1100	6
...1101	6,5
...1110	7

Pelo modo mais usual de codificar o valor real 6,66666... volts, corresponderá em binário ...1101, interpretado como 6,5 volts, introduzindo um erro em relação ao valor real, que é chamado de erro de quantização.

O critério mais usual para codificação no caso do exemplo corresponde a tabela A.2.

Tabela A.2: Relação entre valor binário e Volts

Faixa do valor real X	Codificação binária	Valor interpretado (Volts)
$-0,25 < X < 0,25$...0000	0
$0,25 < X < 0,75$...0001	0,5
$0,75 < X < 1,25$...0010	1
...
$5,75 < X < 6,25$...1100	6
$6,25 < X < 6,75$...1101	6,5
$6,75 < X < 7,25$...1110	7

Ou seja, o nível de quantização é repartido ao meio, sendo o valor interpretado correspondente a faixa de valor real em um intervalo entre o valor interpretado subtraído de meio nível de quantização e o valor interpretado acrescido de meio nível de quantização.

O nível de quantização é escolhido com base na faixa de medição (“range” de leitura) dividida pelo número de intervalos correspondente ao maior valor binário que pode ser representado com o número de bits do número binário em formato inteiro (byte). Assim por exemplo, se o “range” de leitura for de 0 a 15 volts e o byte tiver 4 bits, então como o número binário 1111 corresponde a 15, então o nível de quantização será $15 \text{ Volts}/15 = 1 \text{ Volt}$. Mantendo o mesmo “range” de leitura, com byte de 8 bits, como o número binário 11111111 corresponde a 255, então o nível de quantização será $15 \text{ Volts}/255 = 0,0588235... \text{ Volt}$. Neste caso para que o nível de quantização não seja “tão quebrado” podemos dividir o “range” de leitura em um número de intervalos adequado, um pouco inferior a 255, como por exemplo: 250 intervalos. Neste caso o nível de quantização será $15 \text{ Volts}/250 = 0,06 \text{ Volt}$ e o fundo de escala de 15 Volts corresponderá ao número binário 11111010 que corresponde a 250 na base 10.

De um modo geral um conversor A/D de n bits permite representar 2^n níveis de quantização e $(2^n - 1)$ passos entre níveis de quantização. Considerando a conversão de uma tensão analógica positiva, entre 0 e $V_{\text{máximo}}$ define-se a resolução do conversor pela fórmula:

$$\text{resolução} = \frac{V_{\text{máximo}}}{2^n - 1}$$

E o erro porcentual do conversor A/D, em relação ao fundo de escala será:

$$Erro \% = \frac{100 \%}{2^n - 1}$$

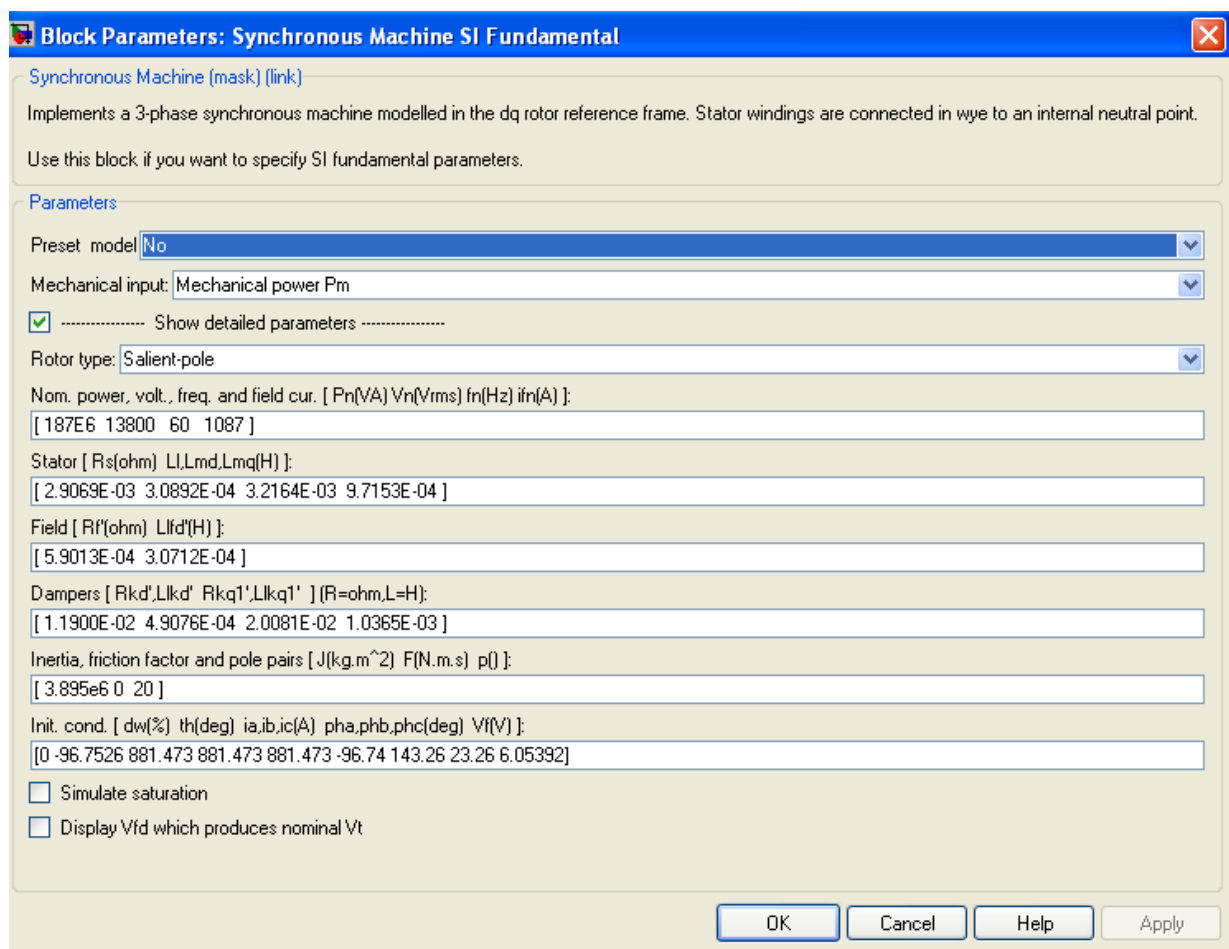
No caso do erro ser distribuído metade acima de um valor binário e metade abaixo, obtém-se:

$$Erro \% = \pm \frac{100 \%}{2^n - 1} * 0,5$$

Apêndice D

Informações do gerador utilizado

Para facilitar o entendimento das simulações deste trabalho, na figura D.1 é apresentada a lista com as características do gerador utilizado nas simulações.



Block Parameters: Synchronous Machine SI Fundamental

Synchronous Machine (mask) (link)

Implements a 3-phase synchronous machine modelled in the dq rotor reference frame. Stator windings are connected in wye to an internal neutral point.

Use this block if you want to specify SI fundamental parameters.

Parameters

Preset model: **No**

Mechanical input: **Mechanical power Pm**

☒ Show detailed parameters

Rotor type: **Salient-pole**

Nom. power, volt., freq. and field cur. [Pn(VA) Vn(Vrms) fn(Hz) ifn(A)]:
[187E6 13800 60 1087]

Stator [Rs(ohm) Ll,Lmd,Lmq(H)]:
[2.9069E-03 3.0892E-04 3.2164E-03 9.7153E-04]

Field [Rf(ohm) Lfld(H)]:
[5.9013E-04 3.0712E-04]

Dampers [Rkd',Llkd' Rkq1',Llkq1'] (R=ohm,L=H):
[1.1900E-02 4.9076E-04 2.0081E-02 1.0365E-03]

Inertia, friction factor and pole pairs [J(kg.m^2) F(N.m.s) p()]:
[3.895e6 0 20]

Init. cond. [dw(%) th(deg) ia,ib,ic(A) pha,phb,phc(deg) Vf(V)]:
[0 -96.7526 881.473 881.473 881.473 -96.74 143.26 23.26 6.05392]

☐ Simulate saturation

☐ Display Vfd which produces nominal Vt

OK Cancel Help Apply

Figura D.1 - Dados do gerador