

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

MAURILIO FARIA MORAIS

**AVALIAÇÃO DA PROTEÇÃO DE INTERCONEXÃO
ENTRE CONCESSIONÁRIA E SISTEMA DE
COGERAÇÃO UTILIZANDO O RTDS**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

ORIENTAÇÃO: Dr. JOSÉ MARIA DE CARVALHO FILHO

Agosto de 2014
Itajubá - MG

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

MAURILIO FARIA MORAIS

**AVALIAÇÃO DA PROTEÇÃO DE INTERCONEXÃO
ENTRE CONCESSIONÁRIA E SISTEMA DE
COGERAÇÃO UTILIZANDO O RTDS**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 29 de agosto de 2014, conferindo ao autor o título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. José Maria de Carvalho Filho (Orientador)

Prof. Dr. Ronaldo Rossi

Prof. Dr. Cláudio Ferreira

Agosto de 2014
Itajubá - MG

DEDICATÓRIA

A Deus, pela graça de me
permitir concluir este trabalho.

Ao pequeno João, a pequena
Marina e a minha esposa Luciane pelo
tempo que deixei de dedicar a todos
para realizar este trabalho

AGRADECIMENTOS

A minha mãe pelo grande apoio e incentivo em todos os momentos;

Ao professor Dr. José Maria de Carvalho Filho pela orientação e confiança para a realização deste trabalho;

Ao professor Dr. Pedro Paulo de Carvalho Mendes pela grande contribuição na modelagem do sistema;

Ao professor Dr. Paulo Márcio pelo apoio e ensinamentos proporcionados;

Ao colega e professor Frederico Oliveira Passos pelos primeiros passos no RTDS;

Ao colega Msc. Carlos Villegas pelo grande apoio na UNIFEI sem o qual seria muito difícil a conclusão deste trabalho;

Aos demais colegas do GQEE em especial ao colega Msc Aurélio pelo apoio proporcionado;

A PETROBRAS pelo incentivo e oportunidade.

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA.....	I
AGRADECIMENTOS.....	II
RESUMO.....	IX
ABSTRACT.....	X
1.INTRODUÇÃO.....	1
1.1.RELEVÂNCIA DO TEMA.....	1
1.2.ESTADO DA ARTE.....	3
1.3.OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO.....	5
1.4.ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	6
2.REQUISITOS PARA OPERAÇÃO EM PARALELO.....	8
2.1.CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	8
2.2.REQUISITOS GERAIS PARA OPERAÇÃO EM PARALELO.....	8
2.3.PERTURBAÇÕES E EFEITOS DO AUTOPRODUTOR NO SISTEMA DA CONCESSIONÁRIA.....	9
2.3.1.Curto-circuito	9
2.3.2.Segurança	10
2.3.3.Qualidade da Energia	10
2.3.4.Ilhamento do Autoprodutor.....	11
2.3.5.Efeito das Fontes Intermediárias de Corrente.....	13
2.4.PERTURBAÇÕES E EFEITOS DO SISTEMA DA CONCESSIONÁRIA NO AUTOPRODUTOR.....	14
2.4.1.Rejeição de Cargas.....	14
2.4.2.Afundamentos de Tensão.....	14
2.4.3.Curto-circuito na Concessionária.....	15
2.5.INFLUÊNCIA DA CONEXÃO DO TRANSFORMADOR DE INTERLIGAÇÃO.....	16
2.6.RELIGAMENTO AUTOMÁTICO.....	18
2.7.CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	20
3.PROTEÇÃO DE INTERCONEXÃO.....	21
3.1.CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	21
3.2.LOCALIZAÇÃO DA PROTEÇÃO DE INTERCONEXÃO.....	21
3.3.FUNÇÕES DE PROTEÇÃO MAIS UTILIZADAS NA INTERFACE INDÚSTRIA – CONCESSIONÁRIA.....	24
3.3.1.Sobrecorrente (50/51).....	24
3.3.2.Subtensão (27).....	26
3.3.3.Sobretensão (59).....	26
3.3.4.Subfrequência e Sobrefrequência (81U e 81O).....	27
3.3.4.1.Proteção de Subfrequência de Turbinas.....	29
3.3.5.Relé de Sincronismo (25).....	31
3.3.6.Perda de Sincronismo (78).....	32
3.3.7.Corrente de Sequência Negativa (46).....	32
3.3.8.Sobrecorrente Direcional (67).....	33
3.3.9.Sobrecorrente com Restrição de Tensão (51V).....	35
3.3.10.Direcional de Potência (32).....	36
3.3.11.Proteção de Distância (21).....	36
3.3.12.Sobretensão de Sequência Zero (59G).....	39
3.4.PROTEÇÃO DE LINHAS.....	41
3.4.1.Religamento.....	42
3.4.2.Fontes Fracas.....	42
3.4.3.Comprimento da Linha.....	43

3.4.4. <i>Teleproteção</i>	43
3.4.5. <i>Linhas Multiterminais</i>	45
3.5. EXIGÊNCIAS DAS PRINCIPAIS CONCESSIONÁRIAS.....	46
3.6. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	47
4. REJEIÇÃO DE CARGAS E ESTUDOS PARA INTERCONEXÃO.....	48
4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	48
4.2. SISTEMAS DE ALÍVIO DE CARGA.....	49
4.2.1. <i>Sistema de Alívio de Carga por Intertravamento com o Disjuntor de Paralelismo com a Concessionária</i>	50
4.2.2. <i>Sistema de Alívio de Carga por Relés de Frequência</i>	51
4.2.3. <i>Esquema de Alívio de Cargas Baseado em Controladores Lógicos Programáveis (CLPs)</i>	53
4.2.4. <i>Esquema de Alívio de Cargas Inteligentes</i>	53
4.3. CONCEITOS BÁSICOS SOBRE ESTABILIDADE.....	56
4.4. ESTUDOS UTILIZADOS PARA DEFINIÇÃO DOS AJUSTES DA PROTEÇÃO DE INTERCONEXÃO.....	59
4.4.1. <i>Estudo de Curto-Circuito</i>	60
4.4.2. <i>Estudo de Fluxo de Potência</i>	60
4.4.3. <i>Estudo de Estabilidade e Rejeição de Cargas</i>	61
4.4.4. <i>Estudo de Seletividade</i>	61
4.4.5. <i>Estudo de Sobretensão e Coordenação de Isolamento</i>	62
4.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	62
5. ESTUDO DE CASO.....	64
5.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	64
5.2. A SIMULAÇÃO DIGITAL EM TEMPO REAL.....	65
5.2.1. <i>Hardware in The Loop</i>	66
5.3. DESCRIÇÃO DO SISTEMA SIMULADO.....	67
5.4. MODELAGEM DO SISTEMA SIMULADO.....	69
5.4.1. <i>Modelagem da Carga</i>	69
5.4.2. <i>Modelagem das Máquinas Síncronas e Reguladores</i>	70
5.4.3. <i>Modelagem dos Transformadores</i>	74
5.4.4. <i>Proteção de Interconexão e Sistema de Rejeição de Cargas</i>	76
5.4.5. <i>Validação do Modelo</i>	77
5.5. SIMULAÇÕES E ANÁLISE DE RESULTADOS.....	80
5.5.1. <i>Ajustes Originais</i>	80
5.5.2. <i>Resultados por Função de Proteção</i>	81
5.6. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	103
6. CONCLUSÕES.....	104
6.1. CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES.....	104
6.2. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	106
6.3. PUBLICAÇÕES.....	107
REFERÊNCIAS	108
REFERÊNCIAS CITADAS.....	108
REFERÊNCIAS CONSULTADAS.....	112
ANEXO	114
RELÉ SEL-421.....	114
RELÉS DISPONÍVEIS NO MERCADO.....	115

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Abertura do DJ-C - Ilhamento do Autoprodutor com as Cargas da Concessionária.....	12
Figura 2.2 - Efeito do Infeed.....	13
Figura 2.3 - Sistema Utilizado na Análise da Ligação do Transformador de Interligação....	16
Figura 2.4 - Rede de Sequência para o Transformador de Interligação em Delta/Estrela Aterrada.....	17
Figura 2.5 - Rede de Sequência zero para o Transformador de Interligação em Estrela Aterrada no Primário.....	18
Figura 3.1 - Relés de Proteção na BT.....	22
Figura 3.2 - Relés de Proteção na AT.....	22
Figura 3.3 - Proteção de Interconexão.....	23
Figura 3.4 - Curva do Relé 50/51.....	25
Figura 3.5 - Diagrama de Blocos de um relé de sub/sobrefrequência.....	28
Figura 3.6 - Diagrama esquemático de um relé de taxa de variação de frequência.....	29
Figura 3.7 - Curva Típica de Ressonância de Turbinas.....	30
Figura 3.8 - Esquema de Proteção de Subfrequência Acumulativo de Seis Níveis.....	31
Figura 3.9 - Filosofia de Aplicação dos Relés Direcionais.....	34
Figura 3.10 - Característica de Operação do Relé 51V.....	35
Figura 3.11 - Ligação do Relé de Distância.....	37
Figura 3.12 - Características de Operação dos Relés de Distância.....	38
Figura 3.13 - Alcance Típico das Zonas.....	39
Figura 3.14 - Ligação em Delta Aberto.....	40
Figura 3.15 - Diagrama Fasorial Durante Falta à Terra.....	41
Figura 3.16 - Arranjo Tradicional de Teleproteção.....	44
Figura 3.17 - Exemplo de Linha com Três Terminais.....	45
Figura 4.1 - Esquema de Alívio de Cargas por Intertravamento.....	50
Figura 4.2 - Efeito do Número de Degraus de Rejeição de Cargas Com a Característica Ideal de Rejeição.....	52
Figura 4.3 - Filosofia do Sistema de Alívio de Carga Inteligente.....	54
Figura 4.4 - Diagrama Simplificado do Hardware de um Sistema de Alívio de Cargas Inteligente.....	55
Figura 4.5 - Diagrama de Blocos de um Sistema de Alívio de Cargas Inteligente.....	56
Figura 4.6 - Sistema Elétrico - Máquina x Barra Infinita.....	58
Figura 4.7 - Curva da Potência em Função do Ângulo.....	59
Figura 5.1 - Ligação do RTDS com o Sistema de Proteção.....	67
Figura 5.2 - Diagrama Unifilar Simplificado.....	68
Figura 5.3 - Modelo Utilizado para as Cargas não Prioritárias.....	70
Figura 5.4 - Parâmetros Elétricos dos Geradores.....	71
Figura 5.5 - Janela para a Inserção dos Dados dos Geradores.....	71
Figura 5.6 - Modelo do Regulador de Tensão - ST2A.....	72
Figura 5.7 - Modelo Utilizado para o Regulador de Velocidade – Turbinas à Vapor.....	73
Figura 5.8 - Modelo Utilizado para o Regulador de Tensão – AC8B.....	73
Figura 5.9 - Modelo Utilizado para o Regulador de Velocidade – Turbinas à Gás.....	74
Figura 5.10 - Comandos dos Geradores e Comutadores Automáticos dos Transformadores	75
Figura 5.11 - Tela Runtime do RTDS com os Valores Instantâneos.....	76
Figura 5.12 - Conexão do Relé de Proteção com as Entradas Digitais do RTDS.....	77
Figura 5.13 - Comparação Anatem x RTDS – Frequência nas Barras 9 e 10 para Abertura de D5.....	78

Figura 5.14 - Comparação Anatem x RTDS – Frequência nas Barras 9 e 10 para Curto-circuito Trifásico na Barra 11.....	78
Figura 5.15 - Comparação Anatem x RTDS – Tensão nas Barras 9 e 10 para Curto-circuito Trifásico na Barra 11.....	79
Figura 5.16 - Comparação Anatem x RTDS – Frequência nas Barras 9 e 10 para Curto-circuito Trifásico na Derivação.....	79
Figura 5.17 - Falta Trifásica na Barra 11-Partida da Função 51.....	82
Figura 5.18 - Falta Trifásica na Barra 9-Trip pela Função 50.....	83
Figura 5.19 - Falta Trifásica na na Barra 7 – Pick-up da Função 51.....	83
Figura 5.20 - Curto-circuito Fase-Terra na Barra 10.....	84
Figura 5.21 - Curto-circuito Fase-Terra na Derivação.....	85
Figura 5.22 - Curto-circuito na Barra 7.....	86
Figura 5.23 - Falta Monofásica na Derivação - Trip pela Função 59.....	87
Figura 5.24 - Curto-circuito na Derivação - Tensão de Sequência Zero Medida pelo Relé de Proteção.....	89
Figura 5.25 - Curto-Circuito na Derivação - Registro de Eventos.....	89
Figura 5.26 - Taxa de Decaimento da Frequência: Cenário A - Abertura de D5, Cenário B - Ilhamento com a Concessionária – Abertura de D1 e D2 e Cenário C - Abertura de D5 com o Maior Gerador Desligado.....	90
Figura 5.27 - Frequência Durante Ilhamento.....	91
Figura 5.28 - Instante da Abertura do Disjuntor de Interligação por Subfrequência.....	91
Figura 5.29 - Frequência para Curto 1F e 3F na Barra 11 - Retardo da Operação do Relé devido ao Afundamento de Tensão.....	92
Figura 5.30 - Operação dos Níveis 1 e 2 da Rejeição de Cargas.....	92
Figura 5.31 - Registro de Eventos para Curto-circuito Trifásico na Barra 11.....	93
Figura 5.32 - Oscilografia após Curto-circuito Trifásico na Derivação com Perda da Direcionalidade do Relé – Funções de Distância e Sobrecorrente Direcional – Trip pela Zona 4 devido à inversão da direção vista pelo relé.....	94
Figura 5.33 - Frequência da Planta após Curto-circuito Trifásico no ponto de Derivação da Linha de 138 kV.....	95
Figura 5.34 - Variação da frequência da corrente de curto-circuito em relação à Tensão de Memória.....	96
Figura 5.35 - Fasores no instante da falta e no instante do “trip” das Correntes de Fase e Tensão de Memória - Azul – Fase A, Preto - Fase B, Verde – Fase C, Vermelho – Tensão de Memória.....	97
Figura 5.36 - Curto-circuito Bifásico na Barra 11.....	99
Figura 5.37 - Curto-circuito Trifásico no Trecho entre D5 e a Derivação - Atuação da Zona 1.....	100
Figura 5.38 - Potência Medida pelo Relé Durante Curto-circuito Trifásico na Barra 11.....	101
Figura 5.39 - Trip da Interconexão pela Atuação da Zona 1 com os Ajustes Novos.....	103

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Funções de Proteção e Conexão do Transformador Exigidas pelas principais Concessionárias.....	46
Tabela 5.1 - Potência Aproximada por Barra.....	70
Tabela 5.2 - Despacho de Geração.....	74
Tabela 5.3 - Ajuste de Frequência para Rejeição de Cargas.....	77
Tabela 5.4 - Funções de Proteção Habilitadas.....	81
Tabela 5.5 - Tensão de Sequência Zero na Barra 10.....	88
Tabela 5.6 - Tempos de Desligamento dos Cenários Simulados pela Inversão da Direcionalidade Vista pelo Relé.....	95
Tabela 5.7 - Ajustes da Proteção antes e Após as Simulações.....	102

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ANATEM	Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos
AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
ELECTROTEK	Electrotek Concepts, Inc.
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
LTC	<i>Load Tap Change</i>
PLC	<i>Programmable Logic Controller</i>
RTDS	<i>Real Time Digital Simulator</i>
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
GQEE	Grupo de Estudos em Qualidade de Energia Elétrica
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PSS	<i>Power System Stabilizer</i>
UPS	<i>Uninterruptible Power Supply</i>
ZIP	Modelo que caracteriza o comportamento da carga como uma composição de três parcelas: Impedância, corrente e potência constantes.

RESUMO

Este trabalho de dissertação teve como objetivo avaliar o desempenho da proteção de interconexão entre a concessionária e um sistema industrial de grande porte com cogeração, através da realização de testes em malha fechada (hardware-in-the-loop), utilizando o RTDS (Simulador Digital em Tempo Real).

O sistema utilizado como caso teste corresponde a um sistema real, com demanda de 68 MW, alimentado através da concessionária local em 138 kV, que opera em paralelo com cinco turbogeradores, três acionados por turbina a vapor e dois por turbinas a gás, totalizando 53,74 MW de geração própria.

Foram avaliados se os ajustes implantados no sistema real, para cada função de proteção habilitada, estão adequados ou não, através da simulação de faltas internas e externas as instalações do autoprodutor.

Constatou-se que diversas funções de proteção ou tinham ajustes inadequados ou que poderiam ser otimizados, destacando as funções 27, 59, 59N, 67, 21, 32 e 81. Os ajustes de tempo das funções de sobretensão (59) e direcional de potência (32) foram alterados para 1 segundo e da função 27 para 2 segundos. A utilização de dois estágios para a função 59N permitiu grandes melhorias no tempo de eliminação de faltas fase terra nas linhas de 138 kV e redução das temporizações das funções 67 para 300 ms e da função 21, 2ª e 3ª zona, para 300 e 600 ms, respectivamente, resolveu o problema associada a tensão de memória utilizado para polarização dos relés 67 e 21 e em curto-circuitos trifásicos sólidos, evitando desta forma a perda de direcionalidade destas proteções

As melhorias obtidas foram constatadas tanto no ambiente de simulação, como no mundo real, onde verificou-se que a atuação da proteção de interconexão foi efetiva, após a implantação dos novos ajustes, por ocasião do registro de 4 ocorrências recentes no sistema elétrico.

ABSTRACT

This dissertation work aim to evaluate the protection performance of interconnection between the utility and one large industrial system with cogeneration, by conducting closed-loop tests (hardware-in-the-loop) using the RTDS (Real Time Digital Simulator).

The system used as a test case corresponds to a real system, which has a demand of 68 MW, supplied by the local utility at 138 kV, which operates in parallel with five turbo generators, three steam turbine driven and two gas turbines, totaling 53,74 MW of own generation.

Were evaluated whether adjustments implemented in the real system, for each protection function enabled, are appropriate or not, by simulating internal and external faults to the facilities of self-producer.

It was found that several protection functions or had improper adjustments or that could be optimized, highlighting the functions 27, 59, 59N, 67, 21 and 32. The time settings of the overvoltage (59) and directional power (32) functions were changed to 1 second, and the 27 function to 2 seconds. The use of two stages for the 59N function allowed major improvements in fault clearance time in phase to ground faults on 138 kV transmission lines and reduced time setting of functions 67 to 300 ms and 21 function, 2nd and 3rd zone to 300 and 600 ms respectively, solved the problem associated with voltage memory used for polarization of the relays 67 and 21 and in solid-phase short circuits, thus avoiding the loss of directionality of these protections.

The improvements were noted in both the simulation environment, as in the real world, it was verified that the performance of the interconnection protection was effective, after the implementation of the new settings, upon registration of four recent occurrences in the electrical system.

1. INTRODUÇÃO

1.1. RELEVÂNCIA DO TEMA

Atualmente as grandes indústrias estão cada vez mais investindo em geração local, na maioria das vezes através da cogeração¹, onde há necessidade da produção de vapor para o processo. Esta medida, além de diminuir o custo da produção de vapor utilizado no processo industrial, aumenta a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica para a planta, além do aumento da receita destas empresas com a comercialização dos excedentes de energia injetados na rede da concessionária. Estes geradores possuem potências variáveis, dependendo da importância da geração local para indústria e da quantidade de insumos que a empresa possui para a produção de energia, o que torna necessário esquemas de proteção mais eficazes visando preservar tanto a planta como a concessionária.

A conexão da indústria com a concessionária visa obter o déficit de energia que não é suprido pelos geradores da planta e funcionar como retaguarda quando da parada de máquinas para manutenção e perdas súbitas de geração devido a falhas, seja de origem elétrica ou não. Estas falhas podem ocorrer na concessionária ou na indústria, exigindo a rápida abertura do paralelo evitando que a perturbação se propague de um sistema para o outro. As perturbações a que o sistema está submetido podem influenciar no esquema de proteção a ser utilizado, porém, o ajuste ideal é de difícil implementação devido à impossibilidade de testar e reproduzir todas as condições reais de operação do sistema.

A complexidade do sistema de proteção dependerá primeiramente das exigências da concessionária, e depois da necessidade da planta de preservar suas máquinas e instalações. Há também a necessidade da utilização de esquemas especiais de proteção, como esquemas rejeição de cargas, visando preservar as cargas prioritárias da indústria, evitando assim um colapso total da planta industrial. Outros aspectos que devem ser considerados na proteção da indústria são: sobretensões, componentes de sequência negativa nos seus geradores provenientes de desbalanços no sistema, religamento automático, etc. Estas falhas possuem elevado potencial de danos nas máquinas e

¹ Processo de produção e utilização combinada de calor e eletricidade.

equipamentos do acessante.

Geradores conectados ao sistema da concessionária elevam os níveis de curto-circuito e também alteram o alcance das proteções das linhas sujeitas às ações destes geradores, devido às correntes de *infeed*. Por outro lado, é importante que os geradores do acessante garantam os níveis de corrente necessários à operação da proteção da interligação, ou seja, deve haver garantia que a proteção do acessante abra a interligação quando da ocorrência de curto-circuito no sistema da concessionária. Em síntese, é necessário que a proteção de interligação isole o autoprodutor devido a faltas na concessionária e vice-versa.

Outras perturbações que necessitam da supervisão do sistema de proteção são sobrecargas, tensões anormais, perda de sincronismo, perda de estabilidade e surtos de manobra. Quando há a redução da tensão de fornecimento, há excesso de reativos circulando da indústria para a concessionária, e redução de torque nos motores de indução. Estes fenômenos normalmente são detectados em estudos elétricos, porém não são integralmente reproduzidos nos relés de proteção quando da realização do comissionamento. Desta forma, a simulação em tempo real é uma importante ferramenta na validação dos ajustes da proteção de interconexão.

O Simulador Digital em Tempo Real (RTDS) é uma ferramenta rara no Brasil, sendo a sua aplicação focada principalmente em sistemas de geração e transmissão de energia elétrica, havendo poucas aplicações em sistemas elétricos industriais. Este resolve as equações dos circuitos continuamente e em tempo real, simulando toda a dinâmica do sistema, o que permite o teste completo do sistema de proteção, permitindo a avaliação desta diante dos diversos tipos de perturbações previstas.

Normalmente, os sistemas de proteção industriais possuem pouca redundância, sendo difíceis os desligamentos dos mesmos para manutenção e testes, o que torna o RTDS uma ferramenta poderosa para a validação dos ajustes, pois condições extremas e de alto potencial de perdas produtivas podem ser estudadas com o mínimo custo e risco.

Grande parte da energia consumida atualmente é oriunda da geração da indústria, seja cogeração ou autoprodução. Este tipo de consumidor vem crescendo consideravelmente, aumentando o número de geradores ligados na rede das concessionárias com interligações desde o sistema de distribuição,

subtransmissão, até a rede básica. Este crescimento aliado à dificuldade ou até impossibilidade da realização de ensaios e validação de ajustes nos sistemas de proteção, torna o RTDS uma poderosa ferramenta para garantir a confiabilidade e a integridade de sistemas elétricos industriais.

1.2. ESTADO DA ARTE

Ao longo dos últimos anos, diversos estudos relacionados à simulação digital em tempo real na área de proteção e dinâmica de sistemas elétricos de potência têm sido realizados utilizando o RTDS em malha aberta ou fechada.

Na área de proteção, além de estudos de desenvolvimento de algoritmos, podem ser feitos estudos visando verificar o comportamento dos relés de proteção através de ensaios em malha fechada, verificando o comportamento destes dispositivos nos regimes transitório e dinâmico. Outros estudos de suma importância são aqueles para a validação de ajustes e lógicas de proteção, os quais podem detectar falhas em projetos, os quais são de difícil detecção com as ferramentas tradicionais de simulação.

Diversas áreas de sistemas elétricos de potência tem utilizado o RTDS para efetuar estudos em malha fechada com relés de proteção, destacando-se também estudos na área de dinâmica. Porém, notou-se que há poucos estudos com foco na área industrial, em especial na simulação em malha fechada da proteção de interconexão com a concessionária, conforme será descrito nos parágrafos subsequentes.

Em 2004 B. S. Rigby publicou um artigo intitulado “**Closed-Loop Testing of an Overcurrent Relay Using a Real-Time Digital Simulator**” (Rigby, 2004) o qual apresenta os resultados dos testes de desempenho em malha fechada do relé SEL-311C configurado para aplicações de sobrecorrente. Foi modelado um sistema de distribuição com 4 relés de proteção e simuladas faltas em posições diferentes do sistema, variando o instante de aplicação da mesma de forma a alterar a assimetria da corrente de falta. A modelagem dos TCs foi feita considerando a saturação. Foi implementado também em um dos relés um esquema de religamento automático com duas tentativas e o bloqueio subsequente em caso de não eliminação da falta.

Em 2008, Y. Lei, R.M. Tumilty, G. M.Burt and J.R.McDonald escreveram um artigo com o título “**Performance of Induction Generator Protection During**

Distribution Network Disturbances”, (Lei, 2008) onde foi estudado o comportamento da proteção de geradores de indução distribuídos utilizando o RTDS. Foi feita a otimização da proteção de interconexão bem como um estudo do tempo crítico de eliminação da falta para a manutenção da estabilidade dos geradores. Foi investigada ainda o comportamento da proteção da partida destes geradores, pois a proteção de outros geradores podem operar devido às correntes de *inrush*. Foram avaliadas também as proteções de frequência, tensão e as proteções de back-up para faltas de fase na rede.

O artigo intitulado “**A Study on Stability Enhancement of Distributed Generators**” foi publicado por Lei, Y., Burt G. M., Anaya-Lara O. e McDonald J. R. (Lei, 2008) onde foi estudado no RTDS o comportamento dinâmico de geradores distribuídos. O artigo analisa também o desempenho da resposta transitória da proteção bem como a capacidade dos geradores de suportar curto-circuitos trifásicos externos. Foram apresentadas três propostas para melhorar a estabilidade dos geradores distribuídos, visando melhorar o tempo crítico de abertura do disjuntor: otimização do ajuste das proteções, uso de capacitores controláveis e o uso de DSTATCOM, que consiste em um banco de capacitores conectados à rede através de um transformador de acoplamento e a injeção de reativos controlada por eletrônica de potência.

Em 2009 Saran, A., Srivastava A. K., e Schulz N. N., publicaram um artigo com o título “**Modeling and Simulation of Shipboard Power System Protection Schemes Using Coordination of Overcurrent Relay**” (Saran, 2009), o qual apresenta um ensaio de coordenação de relés de sobrecorrente utilizando o RTDS. Neste ensaio foi utilizado como sistema de testes um “sistema de bordo”, composto por 4 geradores e dois cabos paralelos principais de interligação onde foram simuladas as faltas. Estas consistiam na aplicação de faltas fase-terra e simulação de lógicas de abertura dos disjuntores de forma seletiva baseado na localização da falta no cabo.

Em 2010 Al-Mulla, A., Garg, K., Manson S., e El-Hamaky, A. escreveram um artigo com o título “**System Islanding Using a Modern Decoupling System**” (Al-Mulla, 2010), o qual descreve um sistema de desacoplamento automático do sistema elétrico de uma planta petroquímica com a concessionária quando da ocorrência de distúrbios externos. A planta é conectada ao sistema elétrico através de dois transformadores (66 para 11 kV), tendo ainda um gerador acionado por

turbina a gás. Qualquer um dos transformadores ou o gerador é capaz de suprir toda a carga da planta. O sistema de desacoplamento possui as seguintes funções de proteção: sobrecorrente direcional, sub e sobretensão, df/dt e frequência, reversão de potência e deflexão do ângulo de fase. O sistema elétrico da planta foi modelado no RTDS onde foi efetuado o *hardware-in-the-loop* com o sistema de proteção de desacoplamento. Foram simulados vários cenários de forma a validar os ajustes propostos.

Lee, S. R., Yoon, J., Kim J., Yang B. e Lee B escreveram em 2011 um artigo intitulado “**Protective Relay Tests of Hybrid SFCLs in a Korean Distribution Power System Using RTDS**”, (Lee, 2011) onde foi utilizado o RTDS a fim de estudar a influência de um SFCL (Superconducting Fault Current Limiters) no sistema de proteção. O SFCL foi modelado no RTDS com o objetivo de estudar o comportamento do relé de proteção durante transitórios em um sistema de distribuição de 22,9 kV.

Em 2012 Kotsampopoulos, P., Kapetanaki, A., Messinis, G., Kleftakis, V., Hatziargyriou, N., elaboraram um artigo intitulado “**A Power-Hardware-in-The-Loop Facility For Microgrids**”, (Kotsampopoulos, 2012). Neste artigo foi feito o *hardware-in-the-loop* em uma microrrede, ou seja, uma rede de distribuição de baixa tensão contendo uma pequena turbina eólica, baterias com seus inversores e as cargas. Foi modelada uma rede de distribuição rural no RTDS e conectada a microrrede via interface aplicando eletrônica de potência. Esta rede é formada por transformadores, linhas de baixa tensão, cargas e células fotovoltaicas. Foram feitas simulações em regime permanente e transitório, obtendo um resultado satisfatório da operação da rede e dos painéis fotovoltaicos.

1.3. OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO

O objetivo desta dissertação é avaliar o comportamento da proteção de interconexão entre a concessionária e um sistema industrial de grande porte, através de testes em malha fechada (*Hardware-in-the-loop*), determinando os ajustes adequados para cada função de proteção através da aplicação de faltas internas e externas ao sistema elétrico industrial. Foi simulado também um sistema de rejeição de cargas através de funções de subfrequência de modo a equalizar a demanda com a geração interna.

O sistema foi modelado utilizando dados reais de um sistema industrial de

forma a reproduzir toda a dinâmica do sistema, verificando a resposta da proteção e descarte de cargas por subfrequência.

É importante destacar a lacuna, hoje existente na literatura na simulação em tempo real na área industrial, especialmente, referente a análise da proteção de interconexão de um sistema industrial de grande porte, com a concessionária.

1.4. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O primeiro capítulo faz uma introdução da proteção de interconexão, da relevância da mesma e da importância da simulação digital em tempo real em malha fechada para validar ajustes em relés de proteção instalados na interconexão entre a concessionária e sistemas elétricos industriais. São descritos os objetivos e contribuições desta dissertação, do estado da arte, onde foi feito de forma resumida, a descrição de algumas publicações relacionada a modelagem e ensaios no RTDS de sistemas de proteção e finalmente da estrutura deste documento.

O segundo capítulo trata dos requisitos técnicos exigidos para operação em paralelo com a concessionária de sistemas industriais com geração. É feita uma abordagem dos efeitos e das perturbações no sistema industrial que afetam a concessionária, como é o caso da qualidade da energia e a segurança de pessoas em trabalhos na rede da concessionária onde há possibilidade de energização da linha via sistema industrial. Da mesma forma, neste capítulo são abordadas as perturbações no sistema da concessionária que afetam diretamente o sistema do autoprodutor. Outro item explorado e de extrema importância para os dois sistemas e para a proteção de interconexão é a conexão do transformador de interface. São apresentados os tipos de conexão bem como as influências de cada uma no sistema elétrico. Finalmente é abordado o tema religamento automático, suas vantagens e riscos para os geradores do autoprodutor.

O terceiro capítulo trata da proteção de interconexão onde são descritas as principais funções utilizadas na interface entre a concessionária e a indústria. Também são abordados, de forma resumida, os principais conceitos de proteção de linhas. Para finalizar o capítulo são apresentadas as exigências para a operação em paralelo das principais concessionárias brasileiras.

O quarto capítulo trata de esquemas de rejeição de cargas, os quais devem ser utilizados quando ocorre a abertura do paralelo do sistema industrial com a

concessionária, seja através de esquemas de proteção ou através da abertura manual, de forma a equilibrar o consumo com a geração evitando o colapso total do sistema elétrico industrial. São descritos ainda os principais estudos elétricos aplicáveis para a operação em paralelo, essenciais para a definição dos ajustes da proteção.

No quinto capítulo são apresentados os resultados de um estudo de caso através da avaliação da proteção em malha fechada utilizando o RTDS, visando a avaliação dos ajustes da proteção de interconexão de um sistema elétrico industrial real de grande porte. Foram analisados dois cenários, o primeiro através da verificação dos ajustes originalmente implantados em campo, e o segundo através de uma proposta de melhoria dos mesmos obtidos por intermédio das simulações no RTDS. Para equalizar a geração com a demanda de energia elétrica, foi implementado um sistema de rejeição de cargas por subfrequência, ajustado em um segundo relé de proteção onde também foi efetuado o *hardware-in-the-loop*.

O sexto capítulo apresenta as principais conclusões deste trabalho, além das sugestões para trabalhos futuros.

No sétimo capítulo são disponibilizadas as referências bibliográficas consultadas.

No Anexo é apresentada uma descrição resumida das características do relé SEL-421, modelo que foi utilizado no *hardware-in-the-loop* da proteção de interconexão e no sistema de rejeição de cargas. Apresenta-se também um resumo dos principais relés disponíveis no mercado que podem ser utilizados na proteção de interconexão.

2. REQUISITOS PARA OPERAÇÃO EM PARALELO

2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O objetivo deste capítulo é apresentar os requisitos de proteção e operação de sistemas de geração industrial quando conectados em paralelo com a rede da concessionária, independente do nível de tensão.

São abordadas as perturbações que ocorrem na concessionária e que afetam o autoprodutor² e vice-versa, bem como a abertura do paralelismo, o que pode causar ilhamentos indesejáveis, com riscos de segurança de pessoal.

Finalmente serão abordados os tipos de ligações dos transformadores de interligação e a influência destes na proteção de falta a terra do sistema industrial e concessionária, além de discutir a operação do sistema de religamento automático, bem como as suas implicações.

2.2. REQUISITOS GERAIS PARA OPERAÇÃO EM PARALELO

A operação de geradores em paralelo com a rede pública traz várias consequências e preocupações para a concessionária de energia elétrica, dentre elas incluem a segurança pessoal, danos às máquinas do autoprodutor, danos nas instalações de terceiros, religamentos, garantia de eliminação de defeitos, e problemas operacionais.

Alguns aspectos devem ser considerados na conexão de geradores em paralelo com a concessionária, tais como:

- Deve haver um transformador isolador, mesmo que a tensão do gerador for a mesma do sistema da concessionária;
- O defasamento angular do transformador de interligação e o tipo de aterramento;
- O esquema da proteção a ser utilizada e o uso de teleproteção;

² Pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo, podendo, mediante autorização da ANEEL, comercializar seus excedentes de energia (PRODIST, 2012).

- O local de seccionamento da linha ou se a conexão for por meio de tapes;
- O nível de curto-circuito da rede da concessionária com a entrada do autoprodutor;
- Os tipos das cargas da planta (motores de grande porte, fornos a arco, etc.);
- A venda de excedentes quando a capacidade de geração permitir;
- A possibilidade de ilhamento do autoprodutor alimentando cargas da concessionária.

Outros aspectos operacionais devem ser observados, os quais dependem de cada concessionária. A demanda do sistema é importante para decidir qual será a tensão de conexão e analisar eventuais sobrecargas no sistema de transmissão. Em algumas ocasiões pode haver necessidade do controle de carga e frequência, como é o caso da conexão com a rede básica. Outro aspecto importante a ser observado é o controle do fator de potência (controle de reativo), uma vez que a violação do limite estabelecido por norma pode resultar em multas para o autoprodutor.

2.3. PERTURBAÇÕES E EFEITOS DO AUTOPRODUTOR NO SISTEMA DA CONCESSIONÁRIA

Conforme já citado, a operação de geradores em paralelo com a concessionária influencia e traz impactos neste sistema sob os aspectos de segurança, qualidade da energia, ilhamento e proteção (IEEE, 1998). Há também alteração no nível de curto-circuito da concessionária, que influencia diretamente na operação da proteção.

2.3.1. Curto-circuito

Geradores operando em paralelo com a rede aumentam os níveis de curto-circuito no sistema da concessionária. Com isto torna-se necessário reavaliar a suportabilidade dos equipamentos através de estudos de superação. Em alguns casos pode ser necessária a substituição de disjuntores ou até concluir pela inviabilidade da conexão. Algumas concessionárias limitam o valor da corrente de curto-circuito no seu sistema quando da conexão de novos geradores. A elevação do curto-circuito também implica na necessidade de reajustar os relés de proteção

da interconexão e no terminal da concessionária, sendo necessária a realização de um novo estudo de seletividade.

Geradores instalados entre o ponto de falta e o relé de interconexão podem influenciar no desempenho, devido às correntes de *infeed*, conforme será discutido no item 2.3.5.

Ressalta-se que curto-circuitos devem ser eliminados rapidamente de forma a evitar danos nos equipamentos e a contaminação dos sistemas sadios. Geradores conectados à rede podem ainda perder a estabilidade, dependendo do tempo de eliminação da falta. Outra preocupação está associada a qualidade da energia elétrica devido a afundamentos de tensão nas fases envolvidas no defeito e possíveis sobretensões nas fases sadias, que podem danificar equipamentos, saturar transformadores monofásicos e provocar a operação de pára-raios.

2.3.2. Segurança

Em circuitos de distribuição principalmente, a alimentação das cargas é feita de forma radial. Com a entrada de geração em paralelo, há o risco de o cogenerador alimentar o sistema da concessionária. Este risco existe durante a execução de manutenções na rede e durante desligamentos de circuitos, nestes casos, a abertura do paralelismo com o autoprodutor deve ser assegurada.

Para trabalhos na rede da concessionária todos os acessantes devem ser notificados, inclusive consumidores e autoprodutores. O circuito deve ser desenergizado e aterrado através de seccionadoras de aterramento das extremidades e cabos de aterramento provisório devem ser instalados no local do trabalho. Todas as fontes possíveis de energização devem ser bloqueadas e incluindo seus respectivos religamentos automáticos.

Devem haver normas para garantir a segurança do pessoal envolvido nos trabalhos de manutenção e operação estabelecendo as regras de comunicação, manobras de aterramento e distâncias de segurança.

A operação ilhada quando prevista deve ser tratada a parte, através de procedimento específico elaborado pela concessionária.

2.3.3. Qualidade da Energia

A concessionária é obrigada garantir por lei a qualidade de energia elétrica na sua rede, evitando a operação indesejada dos equipamentos fora dos limites

estabelecidos pelos fabricantes. O controle do fator de potência deve ser mantido dentro de certos limites, o que permite a concessionária dar suporte de reativos ao seu sistema, garantindo a tensão nos terminais dos consumidores. A tolerância da tensão contratada junto à distribuidora é de $\pm 5\%$ (PRODIST, 2012).

A injeção de harmônicos na rede também deve ser controlada pela concessionária, estabelecendo limites na distorção harmônica de corrente e tensão por parte dos acessantes.

A frequência do sistema interligado é estável, mantendo-se muito próxima de 60 Hz. Porém, na ocorrência de ilhamentos pode haver perda do controle da mesma ou a sua excursão excedendo os limites estabelecidos pela legislação. Sistemas de proteção anti-ilhamento visam desligar os geradores e/ou cargas e garantir a qualidade da energia elétrica.

2.3.4. Ilhamento do Autoprodutor

O ilhamento se caracteriza pela abertura do paralelo e a alimentação de parte das cargas da concessionária pelo acessante. O ilhamento pode ser intencional, devido a restrições operativas, ou não intencional devido à ocorrência de faltas. Algumas concessionárias não permitem o ilhamento devido a questões de segurança e por “perder” o controle sobre o sistema. Além disso, durante o ilhamento o sistema deve ser estável, ou seja, deve entrar em estado de equilíbrio controlando a tensão e frequência após o período de acomodação. Se necessário deve haver um esquema de alívio de cargas para compatibilizar a mesma com a quantidade de geração do sistema ilhado.

Conforme pode ser visto na Figura 2.1, a abertura do DJ-C provoca o ilhamento do autoprodutor com parte das cargas da concessionária. Se a carga total for maior que a capacidade de geração, haverá a queda da frequência do sistema e vice-versa. No caso da alimentação destas cargas pelo autoprodutor, deve haver geração suficiente com reserva girante para o controle da frequência a qual deve mudar automaticamente seu modo de operação de droop³ para isócrono⁴.

3 Regulador com queda de velocidade

4 Modo onde a frequência é fixa, ou seja, não há queda de velocidade

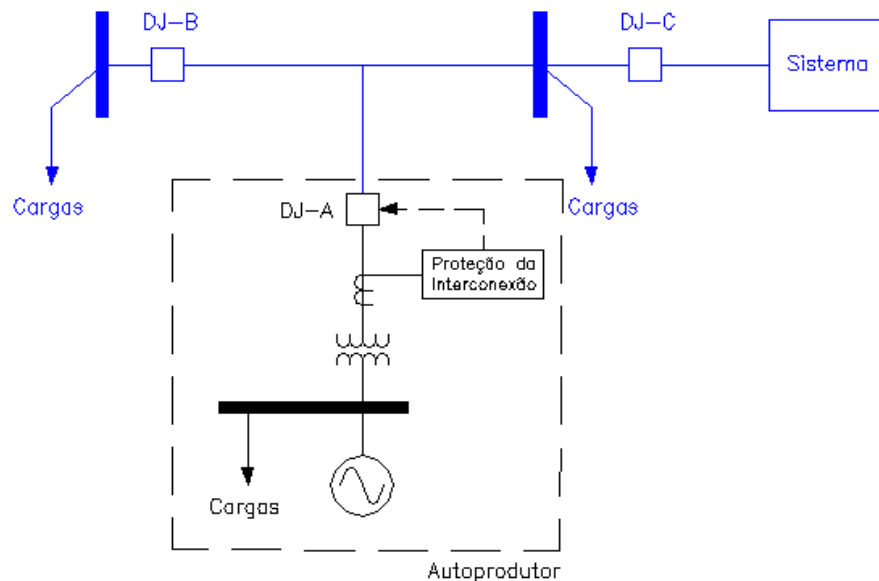


Figura 2.1 - Abertura do DJ-C - Ilhamento do Autoprodutor com as Cargas da Concessionária

Geralmente as concessionárias não desejam que suas cargas sejam alimentadas pela geração do autoprodutor, pois isso pode comprometer seus índices de qualidade, uma vez que, neste caso, a concessionária perde o controle da tensão e frequência do sistema ilhado. O retorno do paralelo deve ser feito pelo DJ-C, o qual deve possuir um sistema de sincronização.

O ilhamento, quando previsto, deve ser objeto do acordo operativo firmado entre autoprodutor e concessionária. A central geradora será responsável pelo controle da tensão e frequência, devendo ser dotada de sistema de controle automático de geração (CAG) e ter capacidade de geração compatível com a carga a ser atendida.

Os seguintes fatores devem ser observados no caso de ilhamento:

- A segurança deve ser garantida, uma vez que a energização do sistema da concessionária pode ser feita pelo autoprodutor;
- O aterramento do sistema deve ser garantido, portando o transformador de interligação do autoprodutor deve possuir conexão estrela aterrada do lado da concessionária, de forma a controlar sobretensões e viabilizar a operação da proteção de falta à terra. Neste caso a abertura de um dos terminais altera o equivalente de sequência zero do sistema, o que deve ser levado em conta no estabelecimento dos ajustes das proteções;
- O religamento automático não deve fechar o disjuntor fora de

sincronismo, o que pode causar sérios danos às máquinas;

- Deve haver garantia de que todas as faltas na linha sejam detectáveis pelo sistema de proteção da interligação e que não haverá perda de seletividade;
- Deve haver o controle de tensão e frequência da “ilha” de forma a garantir a qualidade da energia elétrica.

2.3.5. Efeito das Fontes Intermediárias de Corrente

Quando uma fonte de corrente é conectada entre o relé e a falta, o valor da impedância medida pelo relé de distância é alterado. Este efeito, típico nas linhas multiterminais, é chamado de efeito *infeed*. Ele ocorre devido às quedas de tensão provocadas pela injeção de correntes intermediárias que o relé não pode medir.

Conforme visto na Figura 2.2, a corrente I_C suprida pela fonte de geração intermediária, faz com que o relé de distância do terminal A subalcance a falta.

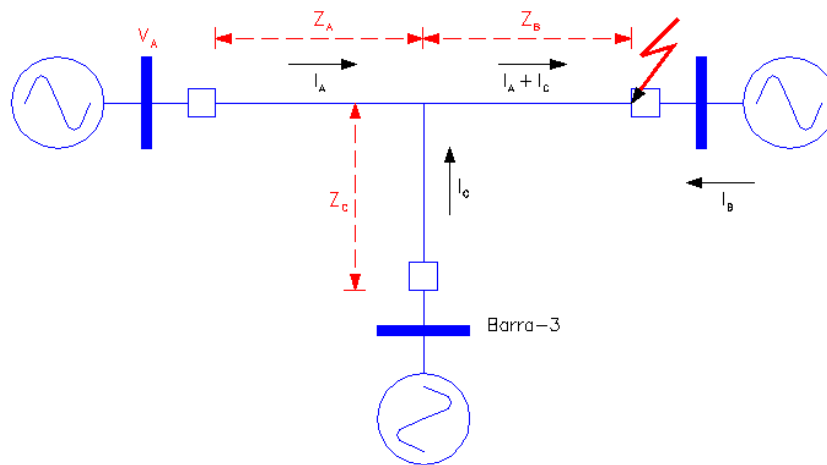


Figura 2.2 - Efeito do *Infeed*

A tensão V_A é obtida através da equação 2.1.

$$V_A = I_A \cdot Z_A + (I_A + I_C) \cdot Z_B \quad (2.1)$$

A impedância medida pelo relé é calculada pela equação 2.2.

$$Z_F = \frac{V_A}{I_A} = \frac{I_A \cdot Z_A + I_A \cdot Z_B + I_C \cdot Z_B}{I_A} = Z_A + Z_B + \frac{I_C}{I_A} \cdot Z_B \quad (2.2)$$

Conforme a equação 2.2, a impedância da falta que vale $Z_A + Z_B$ é

somada de um fator $\frac{I_C}{I_A} Z_B$, o que provoca o subalcançe do relé, ou seja, o mesmo poderá não operar para a falta devido à corrente de *infeed*.

Para evitar este problema, pode-se utilizar um esquema de teleproteção (Hulin, 2007), que acelera a operação da proteção de sobre-alcançe.

2.4. PERTURBAÇÕES E EFEITOS DO SISTEMA DA CONCESSIONÁRIA NO AUTOPRODUTOR

2.4.1. Rejeição de Cargas

Aberturas intempestivas de disjuntores da concessionária podem ocasionar ilhamentos no sistema fazendo com que o autoprodutor alimente parte das cargas desta, entrando em sobrecarga, levando o sistema ilhado a operar com subfrequência. Desta forma há necessidade de esquemas de ilhamento e rejeição de cargas, visando equilibrar a demanda com a disponibilidade de geração. Maiores detalhes sobre esquemas de rejeição de cargas podem ser vistos no Capítulo 4.

2.4.2. Afundamentos de Tensão

Afundamentos de tensão causados por faltas na concessionária podem impactar as cargas do sistema industrial. Não há meios de eliminar completamente os afundamentos gerados na rede da concessionária, porém, os mesmos podem ter suas durações minimizadas através da rápida detecção pelos relés de proteção e consequente abertura do trecho defeituoso.

O afundamento da tensão percebido pelas barras internas da indústria depende de vários fatores, como a severidade do curto-circuito, montante de geração instalada na rede, da impedância do transformador de interligação e das características dos sistemas de excitação destes geradores, como capacidade, velocidade e ajustes.

Para evitar prejuízos e perdas de produção, a indústria deve instalar mecanismos que evitem paradas não desejadas, como a dessensibilização de contadores, fontes e PLCs. Os contadores podem ser protegidos através da instalação de dispositivos “*ride through*”, que mantêm os mesmos operados por até 1 segundo durante afundamentos de tensão.

Os afundamentos de tensão e interrupções momentâneas na

concessionária, mesmo com restabelecimento rápido, podem causar a parada total do processo industrial, o que torna este um problema de grande preocupação para a indústria.

2.4.3. Curto-circuito na Concessionária

Faltas na concessionária são também alimentadas pelos geradores da indústria, cuja corrente de contribuição depende da potência, quantidade dos geradores e das impedâncias do transformador de interligação e geradores.

Na ocorrência de um curto circuito na linha de interligação, os geradores da planta começarão a acelerar, juntamente com o afundamento de tensão nas barras internas. O efeito nos motores síncronos é de desaceleração, o que provoca a separação angular entre estes motores e os geradores, levando-os a perda de sincronismo. Este efeito provoca a redução da corrente de contribuição de curto-circuito da indústria para a concessionária, diminuindo a sensibilidade da proteção. Outro agravante do afundamento de tensão é o aumento do escorregamento dos motores de indução, aumentando a corrente de armadura o que agrava ainda mais a severidade do afundamento a tensão nas barras internas da indústria.

Para evitar estes problemas, é importante que os relés isolem a falta rapidamente, ilhando o autoprodutor. Relés de distância são inerentemente instantâneos e menos dependentes da corrente, sendo indicados para a proteção de interconexão.

Tensões muito baixas durante faltas na concessionária, juntamente com a aceleração dos geradores e a consequente perda de sincronismo com os motores síncronos, podem comprometer o funcionamento de relés de frequência após a abertura da interligação com a concessionária, comprometendo a estabilidade do sistema ilhado.

Quando da ocorrência de curto-circuito fora da zona 1 do relé de distância da indústria, pode haver retardo na operação da abertura da interconexão. Esta situação é agravada devido ao decaimento da corrente após o período transitório. Logo a concessionária abrirá primeiro, ficando os geradores alimentando o curto-circuito. Neste caso, um esquema de teleproteção é eficaz para o envio de trip para o disjuntor da interconexão, conforme será visto posteriormente.

2.5. INFLUÊNCIA DA CONEXÃO DO TRANSFORMADOR DE INTERLIGAÇÃO

Há vários tipos de conexões para os transformadores, sendo que as mais comuns são: delta/estrela aterrada; delta/delta; estrela aterrada/estrela aterrada; estrela aterrada/delta e estrela não aterrada/delta. Em todas as conexões há vantagens e desvantagens, sendo que não há uma conexão melhor ou pior (Salles, 2007). Em todas elas há fortes impactos no esquema de proteção a ser utilizado na interligação. Na Figura 2.3 é mostrado um sistema para exemplificar os tipos de ligação do transformador de interligação.

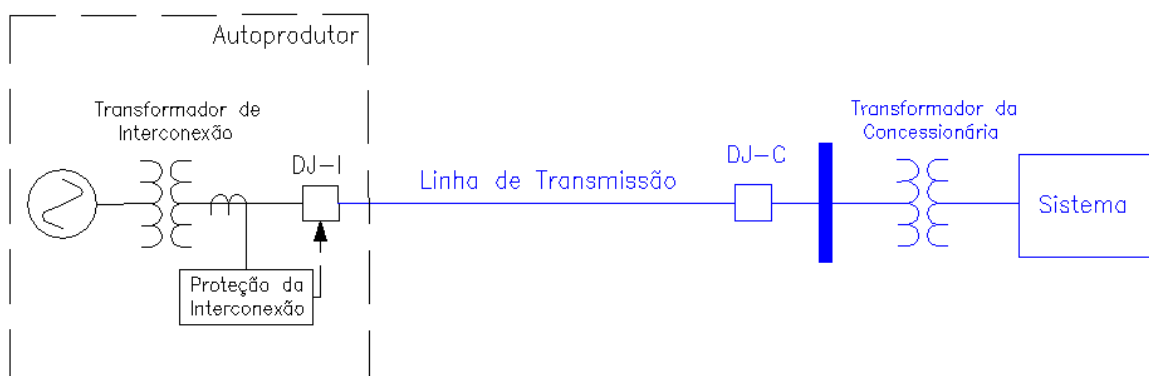


Figura 2.3 - Sistema Utilizado na Análise da Ligação do Transformador de Interligação

As ligações em delta no primário e estrela aterrada no secundário bloqueiam o fluxo de corrente de sequência zero entre o lado de alta e baixa tensão do transformador. Isto permite a concessionária manter boa sensibilidade na detecção de faltas à terra no lado delta do transformador, pois impedirá os relés de detecção de faltas à terra do lado do consumidor (IEEE, 2002). Desta forma, não há necessidade de fazer seletividade das proteções contra faltas à terra entre o primário e secundário do transformador. Na Figura 2.4 é mostrada a rede de seqüências para a conexão delta no primário, estrela aterrada no secundário para um curto-circuito fase-terra no meio da linha de transmissão da Figura 2.3.

Observa-se que a componente de sequência zero circula somente no lado da concessionária, sendo isolada do sistema do autoprodutor. Desta forma a sensibilidade da proteção de terra da concessionária é mantida, garantindo a operação e seletividade dos seus relés de proteção contra falta à terra. Porém, quando da abertura do DJ-C, o sistema industrial fica isolado, o que traz riscos de

segurança para pessoas e equipamentos. Outro agravante é a operação de para-raios, uma vez que as fases saudias são expostas as sobretensões devido ao fato do sistema perder a referência de terra. A ligação em delta no lado de alta tensão tem ainda a vantagem de confinar as correntes de terceiro harmônico, evitando que estas circulem no sistema da concessionária.

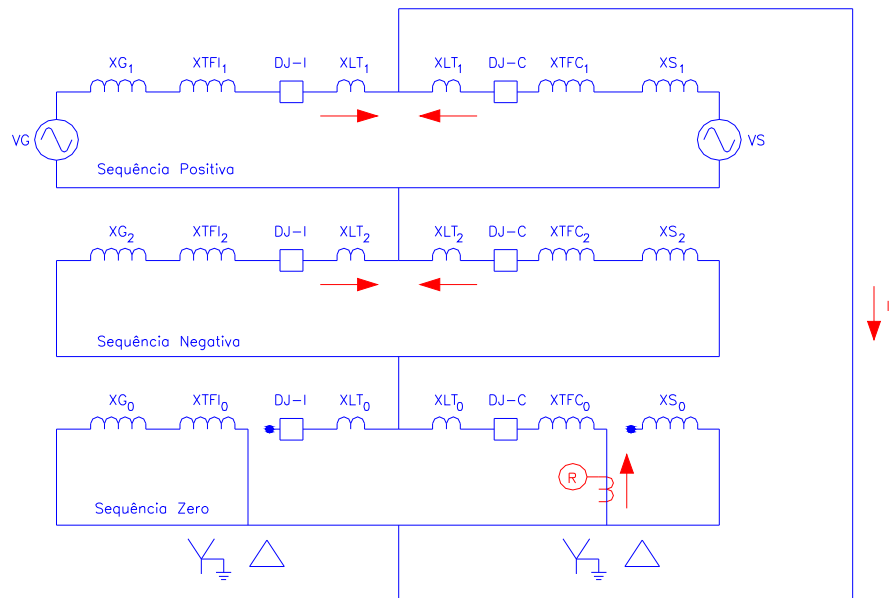


Figura 2.4 - Rede de Sequência para o Transformador de Interligação em Delta/Estrela Aterrada

Fonte: (Salles, 2007)

Ligações em estrela aterrada/delta proveem um caminho para a corrente de seqüência zero do lado de alta tensão do transformador, portanto reduzem a corrente que circulará pela fonte do lado do transformador da concessionária. Desta forma haverá a dessensibilização dos relés de proteção contra faltas à terra devido à divisão da corrente (Tholomier, 2009), (IEEE, 1998), conforme visto na Figura 2.5, considerando a corrente de uma falta no meio da linha.

Quando da abertura do disjuntor em um terminal, a corrente aumentará no outro, podendo haver perda de seletividade.

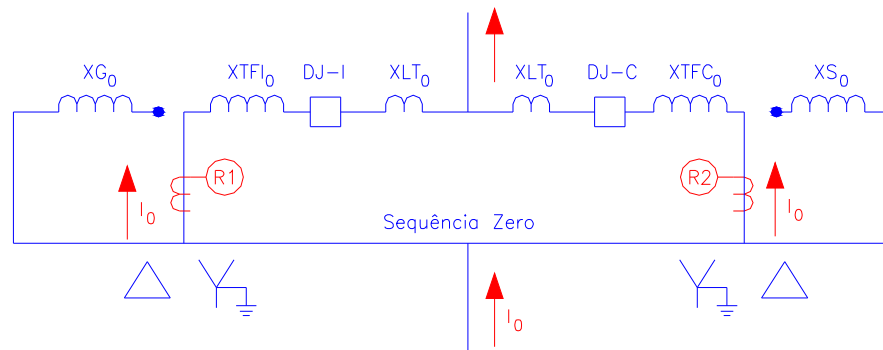


Figura 2.5 - Rede de Sequência zero para o Transformador de Interligação em Estrela Aterrada no Primário

Faltas à terra no sistema industrial também não serão vistas pela proteção da concessionária, havendo também a isolação para sequência zero entre os sistemas. A conexão em estrela aterrada do lado da concessionária reduz significativamente as sobretensões nos circuitos de alta tensão durante condições de ilhamento (IEEE, 1998), garantindo o aterramento do sistema quando da abertura do disjuntor remoto da concessionária.

A ligação estrela aterrada/estrela aterrada não isola a corrente de sequência zero entre os enrolamentos do transformador, provendo um caminho para circulação desta corrente. Isto implica na necessidade de seletividade entre os relés de proteção contra faltas à terra do lado de baixa e alta tensão, o que é de difícil implementação. Outro problema é que dependendo da localização da falta, a contribuição de sequência zero poderá variar substancialmente para cada uma das fontes, diminuindo a sensibilidade em um dos extremos (Salles, 2007). Neste caso, quando da abertura em um terminal a sensibilidade mudará novamente para a fonte que permanecer conectada.

Nos sistemas delta/delta e estrela não aterrada/delta, há a isolação das componentes de sequência zero de um enrolamento para outro. Logo, os dois lados dos enrolamentos do transformador não permitem a implementação de relés de proteção por corrente, contra faltas à terra. Da mesma forma que nas ligações anteriores, por não haver referência de terra, haverá possibilidade da ocorrência de sobretensões nas fases sadias.

As conexões exigidas pelas principais concessionárias brasileiras podem ser vistas no Item 3.5.

2.6. RELIGAMENTO AUTOMÁTICO

O religamento visa o restabelecimento rápido dos circuitos através do

fechamento automático de linhas. As concessionárias empregam o religamento para melhorar seus índices de continuidade, devido ao fato da maioria das falhas se auto-extinguir quando da desenergização e posterior reenergização da linha. Uma temporização intencional é necessária para que os gases ionizados associados à falta se expandam promovendo a recomposição da isolação, após então se dá o religamento. Um valor típico de tempo morto, tempo entre a desenergização e o religamento, é de 15 a 20 ciclos (Potochney, 1983). Em circuitos paralelos, o religamento minimiza a possibilidade de interrupções simultâneas das duas fontes e melhoram a estabilidade do sistema, devido à impedância equivalente manter-se baixa. Porém, quando há conexão de duas fontes, durante o religamento elas podem estar fora de sincronismo. Em geral, o religamento automático não é utilizado em circuitos subterrâneos (IEEE, 1998), quando se utiliza cabos isolados, pois geralmente, nestes casos, as faltas são permanentes e não temporárias como ocorrem em sistemas aéreos.

No ambiente industrial as vantagens do religamento são questionáveis, conforme dito por (Potochney, 1983): *“O rápido restabelecimento do serviço é de nenhum valor se o processo industrial não pode sobreviver à breve interrupção”*. Cargas sensíveis como conversores de frequência, PLCs, contatores, motores de grande porte, principalmente os síncronos, serão desligados durante o tempo morto, mesmo que a interrupção seja de alguns ciclos, não havendo vantagens na aplicação do religamento rápido.

Religamentos de alta velocidade podem criar torques perigosos no eixo das máquinas rotativas devido a oscilações no torque eletromagnético, sejam em motores ou geradores, resultando em fadigas e falhas prematuras no eixo. Para unidades termelétricas o fator relevante é a fadiga cíclica a que o material do eixo do turbogerador é submetido, sendo que esta resulta na perda cumulativa de vida útil do eixo turbina-gerador (ONS, 2010). Estes torques são maiores a medida que o tempo morto do religamento aumenta. Pode haver ainda, caso seja fora de fase, a danificação dos geradores da planta devido aos esforços torcionais. O religamento sempre deve ser coordenado com a abertura do disjuntor de interligação do autoprodutor. Alternativamente, pode-se utilizar proteções para abrir a interligação, como relés de frequência, tensão, transferência de disparo e proteções adequadas que isolem rapidamente a planta. Relés de frequência podem ser usados ainda para desligar os motores durante o tempo entre o desligamento da linha e o religamento, podendo este ser intertravado com relés de

tensão que supervisionam a condição de “linha morta”. O meio mais eficiente para evitar danos quando o religamento é efetuado é a utilização de transferência de disparo para o disjuntor de interligação quando o terminal remoto da linha é aberto, permitindo o religamento seguro pela concessionária.

2.7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou as principais exigências das concessionárias para a operação de geradores em paralelo com a rede.

Foram apresentados os principais distúrbios que afetam a concessionária e vice-versa, bem como aspectos de segurança relacionados a trabalhos na rede da concessionária na presença do autoprodutor.

O ilhamento do sistema do autoprodutor alimentando parte da carga da concessionária é um problema relevante, pois a mesma é responsável, perante a ANEEL, pelos índices de qualidade de energia de todos os consumidores da rede. Desta forma, mesmo que haja capacidade de geração por parte do autoprodutor, não é desejável que o ilhamento ocorra, devendo ser rapidamente detectado seguido pela abertura da interligação. Caso este seja intencional, alguns requisitos devem ser observados de forma a garantir a qualidade e segurança na alimentação das cargas envolvidas.

Foi discutido ainda a influência da conexão do transformador de interligação na proteção de interconexão, bem como as vantagens e desvantagens de cada uma.

O religamento rápido é importante para melhorar os índices de qualidade de energia, porém, deve ser utilizado com cautela se houver conexão de geradores na rede.

No próximo capítulo serão descritas as principais funções de proteção exigidas pelas concessionárias.

3. PROTEÇÃO DE INTERCONEXÃO

3.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo são abordadas as principais funções de proteção de interconexão normalmente exigidas pelas concessionárias brasileiras. É feita uma descrição das características de cada função de proteção utilizada na interface entre a indústria e a concessionária, bem como sua aplicação na detecção de faltas internas e externas.

Finalmente são abordadas de forma sucinta as proteções utilizadas em linhas de transmissão.

3.2. LOCALIZAÇÃO DA PROTEÇÃO DE INTERCONEXÃO

A operação em paralelo com a concessionária traz benefícios para a indústria, melhorando a confiabilidade do fornecimento de energia para alimentar as cargas prioritárias. A proteção utilizada na interface visa proteger tanto a indústria quanto a concessionária, sendo a escolha das funções de proteção e definição de ajustes de grande importância para garantir a integridade e continuidade do fornecimento de energia elétrica. Instalações com geração própria, associada com a venda de energia pelo cogenerador, impactam significativamente no tipo de proteção a ser utilizada. A proteção da interligação não deve ser somente contra curto-circuitos, mas também contra condições anormais de operação de ambos os sistemas, tanto do autoprodutor quanto da concessionária. Dentre as perturbações destacam-se: tensões e frequências anormais, curto-circuitos, desbalanço de tensão e corrente, perda de sincronismo, etc.

Dependendo da potência dos geradores do autoprodutor e das exigências da concessionária, os relés de proteção podem ficar do lado de baixa tensão ou alta tensão (Mozina, 2001). A Figura 3.1 juntamente com a Figura 3.2 exemplificam os dois tipos de instalação dos relés de proteção. Segundo (PRODIST, 2010), a proteção da interconexão deve ser compatível com os requisitos estabelecidos pela concessionária local.

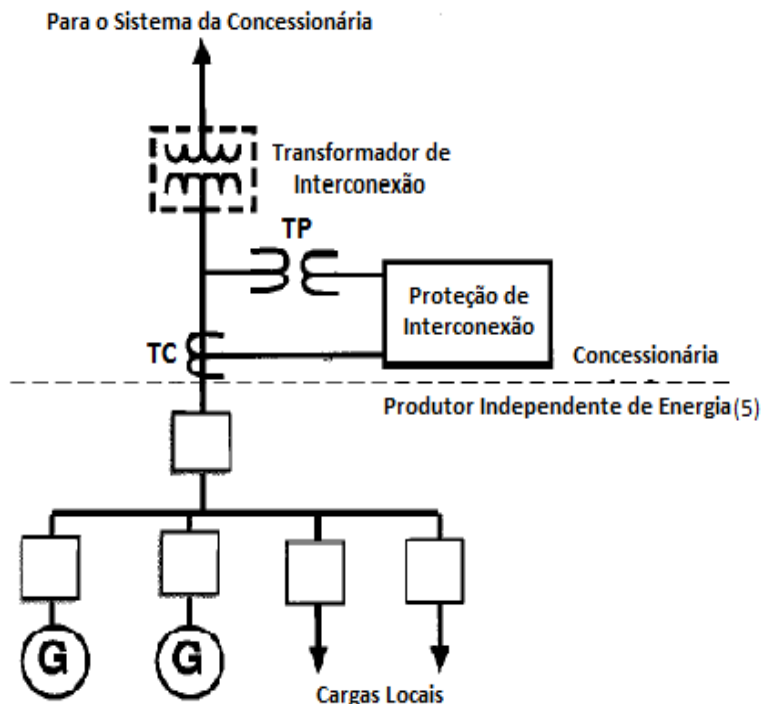


Figura 3.1 - Relés de Proteção na BT

Fonte: (Mozina, 2001)

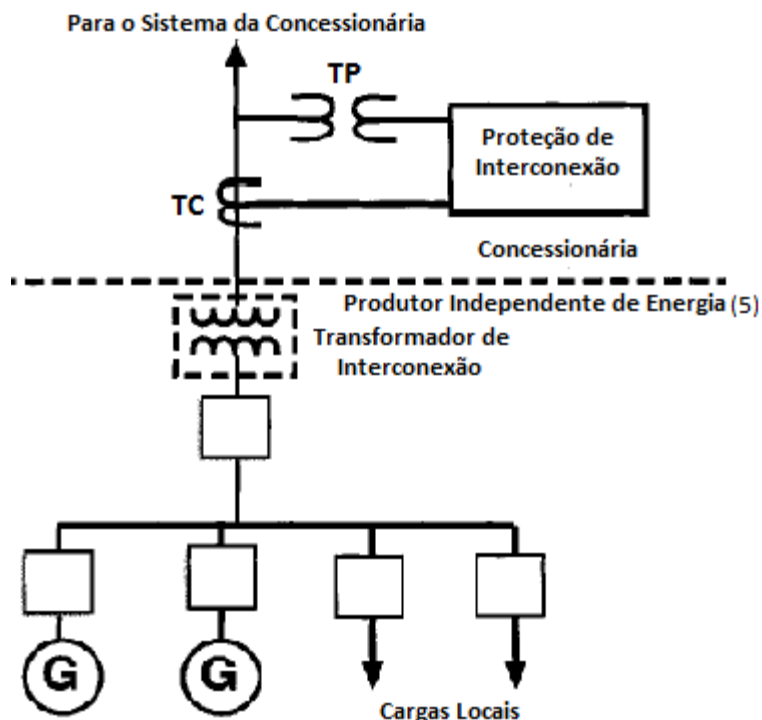


Figura 3.2 - Relés de Proteção na AT

Fonte: (Mozina, 2001)

5 Pessoa jurídica ou consórcio de empresas que recebe concessão ou autorização para explorar aproveitamento hidroelétrico ou central geradora termoelétrica e respectivo sistema de transmissão associado e para comercializar, no todo ou em parte, a energia produzida por sua conta e risco (PRODIST, 2010).

Vale destacar que quando a indústria não possui geração, a preocupação é eliminar faltas somente dentro da mesma, enquanto que com geração instalada, deve haver a discriminação por parte da proteção se a falta é dentro ou fora da indústria.

Quando a interconexão da indústria com a concessionária é feita no sistema de transmissão e subtransmissão, normalmente há necessidade da utilização de elementos direcionais e de distância, combinando também com esquemas de teleproteção. Em certas situações, relés direcionais podem não ser sensibilizados por não haver corrente suficiente, dependendo da potência da geração instalada na planta.

Na Figura 3.3 é mostrado um esquema típico de proteção de interface, cujas funções são discutidas posteriormente.

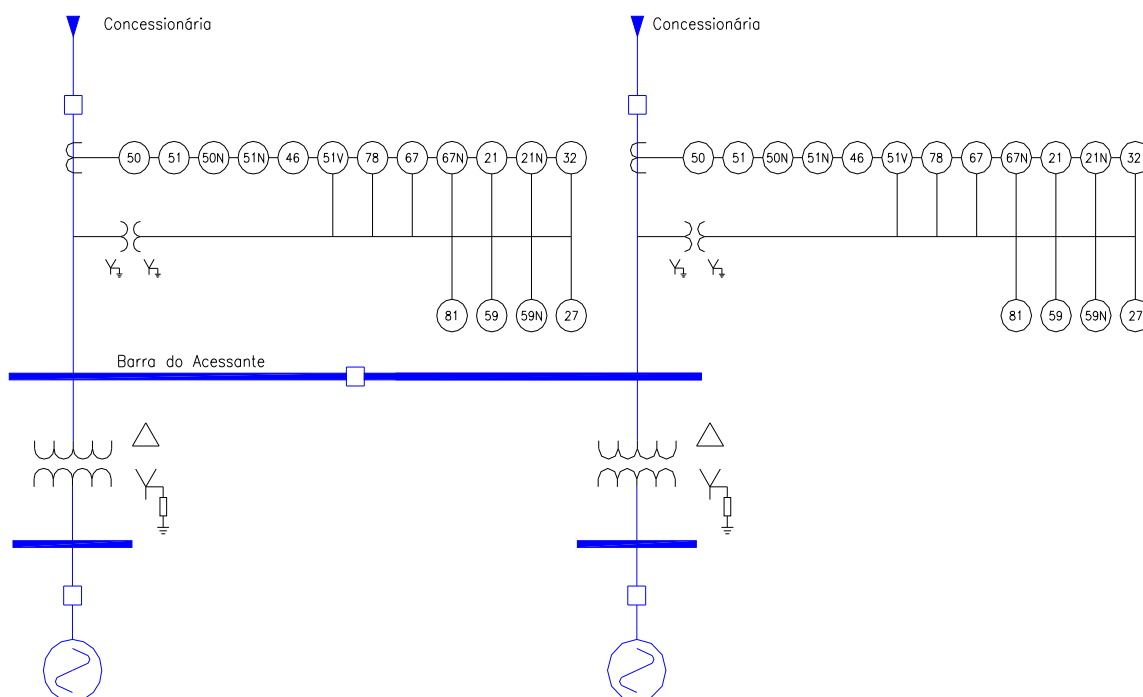


Figura 3.3 - Proteção de Interconexão

Vale ressaltar que os modernos relés de proteção incorporam diversas funções de proteção e controle em um mesmo dispositivo, permitindo individualmente a automação do sistema. Estes dispositivos podem incorporar em um só equipamento várias funções de proteção como sobrecorrente, funções direcionais, distância, subtensão, sobretensão, frequência, diferencial, etc. Os relés modernos também possuem registro de eventos e oscilografias, monitoração da qualidade da energia, funções de falha de disjuntor, funções de controle e lógicas,

monitoração de baterias, verificação de sincronismo, e outras funções, permitindo grande flexibilidade e facilidade na implementação da proteção.

Alguns fatores devem ser observados quando da conexão do autoprodutor à rede da concessionária:

- Atender aos requisitos da proteção de interconexão com aprovação da concessionária;
- O autoprodutor deve dotar seu sistema elétrico de um esquema de alívio de cargas garantindo a operação das cargas prioritárias quando da abertura do paralelo;
- Deve haver um esquema de detecção automática de faltas na rede da concessionária abrindo o paralelo;
- É vedado ao autoprodutor a energização dos circuitos da concessionária;
- Deve haver investimento por parte do autoprodutor para financiar as modificações necessárias no sistema para acomodar a conexão do autoprodutor.

O acessante deve manter os ajustes da proteção de suas instalações conforme disposições estabelecidas nos Procedimentos de Distribuição - PRODIST e, quando aplicáveis, nos Procedimentos de Rede do ONS.

3.3. FUNÇÕES DE PROTEÇÃO MAIS UTILIZADAS NA INTERFACE INDÚSTRIA – CONCESSIONÁRIA

3.3.1. Sobrecorrente (50/51)

Esta função protege o sistema da concessionária e do consumidor contra sobrecorrente. Sua aplicação é mais simples e mais barata que outros tipos de relés, devendo ser utilizados relés de proteção contra faltas entre fases e entre fase-terra. Os ajustes instantâneos devem ser feitos para correntes maiores que a máxima contribuição para faltas fora do sistema industrial, evitando desta forma desligamentos durante curtos externos.

Os ajustes das funções de sobrecorrente temporizada de fase e neutro devem estar compatíveis com todas as solicitações transitórias e permanentes necessárias à operação da planta. O ajuste de terra deve ser suficiente para evitar desligamentos acidentais durante condições de desbalanço de carga ou mesmo operações monofásicas de fusíveis (IEEE, 1998).

Conforme descrito em (IEEE, 1999), a proteção de sobrecorrente de fase também deve ser ajustada para evitar operações indevidas em condições normais a que os equipamentos podem ser submetidos, tais como corrente de inrush (energização de transformadores e partida de motores).

Normalmente, estes relés podem ser ajustados em uma ampla faixa de correntes. Na Figura 3.4 é mostrada a curva de tempo x corrente de um relé de sobrecorrente instantâneo e temporizado. As duas curvas permitem a temporização e seletividade evitando operações indesejadas devido a oscilações no sistema.

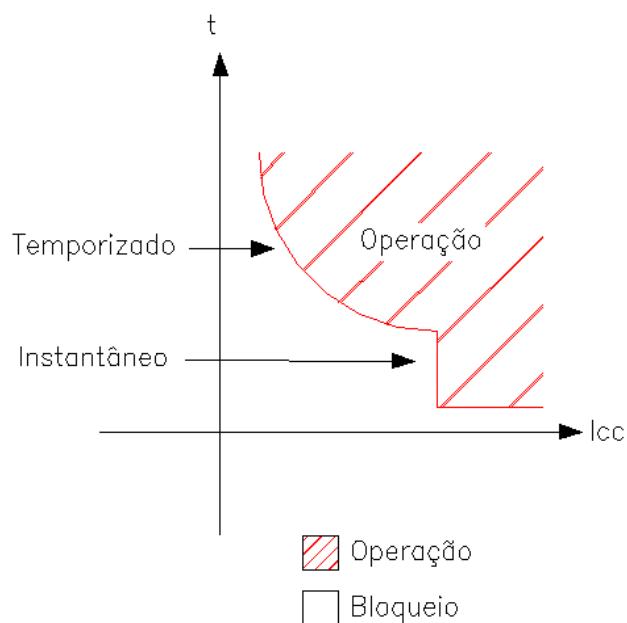


Figura 3.4 - Curva do Relé 50/51

As funções 50/51N têm o objetivo de detectar faltas à terra através da medição da componente de sequência zero da corrente, provendo uma proteção de sobrecorrente não direcional. As curvas de tempo x corrente são similares àsquelas de fase, conforme visto na Figura 3.4.

A obtenção da componente de sequência zero pode ser feita de várias formas:

- Através da ligação residual dos TCs de fase;
- Através de TC toroidal, também conhecido como ground sensor (GS);
- Através do TC instalado no neutro dos equipamentos (geradores e transformadores);

- Calculando a componente de sequência zero através da medição das correntes de fase, etc.

Ao ajustar esta proteção deve ser observada a conexão dos transformadores de interconexão, pois a mesma influencia na circulação das correntes de sequência zero do sistema, conforme descrição apresentada no Item 2.5. (Capítulo 2).

3.3.2. Subtensão (27)

Tem a função de desligar o disjuntor de conexão quando a tensão estiver abaixo do limite determinado pela distribuidora. Pode ser usado também como back-up da proteção por corrente de fase quando esta não possui sensibilidade adequada. Possuem curva de tempo inverso e unidade instantânea. Ajustes instantâneos devem ser utilizados com cuidado para evitar operações indevidas durante transientes no sistema da concessionária (IEEE, 1998) e ocorrência de afundamentos de tensão.

Onde há religamento, o relé 27 inicia esta função (ANSI 79) indicando que o circuito está desenergizado.

Conforme (IEEE, 2002), os ajustes de subtensão devem ser na faixa de 80% a 85% para a tensão fase-terra e de forma seletiva com a proteção contra faltas à terra para evitar operações indesejáveis.

Segundo a Elektro (Elektro, 2009), o ajuste recomendado é de 80% para a subtensão com temporização de 1s, sendo que esta proteção também depende dos estudos do cliente. Também se utiliza esta função para realizar o bloqueio do fechamento do disjuntor de interligação quando não houver tensão na linha, evitando a energização do sistema da concessionária pela indústria.

Em alguns casos ela também pode ser utilizada para a detecção de faltas, combinadas com relés de sobrecorrente (Roubach, 2008).

3.3.3. Sobretensão (59)

Tem a função de desligar o disjuntor de conexão quando a tensão estiver elevada, evitando a operação de para-raios, sobre-excitação de equipamentos e falhas de isolamento.

Durante a operação ilhada pode ocorrer tensões elevadas devido a falhas

de reguladores automáticos de tensão. Portanto, os relés de sobretensão devem desligar o sistema em caso de rejeições de carga seguidas de sobretensão.

Esta função pode ser utilizada com unidades instantâneas e/ou temporizadas e com curvas de tempo inverso. O ajuste típico da função temporizada é de aproximadamente 110%, enquanto que a função instantânea é ajustada de 130% a 150% (IEEE, 1998). Para (IEEE, 2002), os ajustes de sobretensão devem ser na faixa de 115% a 120% da tensão fase-terra nominal. A Elektro (Elektro, 2009) estabelece um *pick-up* de 120% para a proteção de sobretensão com temporização de 1s, sendo que o ajuste desta proteção também depende dos estudos do cliente.

3.3.4. Subfrequência e Sobrefrequência (81U e 81O)

Visa abrir a interligação quando a frequência estiver fora dos limites devido a condições indesejáveis de operação do sistema, evitando danos nas turbinas e geradores. Frequências baixas podem também sobre-excitar geradores e transformadores provocando sobreaquecimento.

Os relés de frequência podem monitorar valores absolutos e/ou de taxa de variação da frequência. Estes relés trabalham com uma janela de medição de no mínimo um ciclo (Pitombo, 2009).

Também podem ser usados para detecção de ilhamentos quando o autoprodutor ficar ilhado com parte da carga do sistema da concessionária. Neste caso, quando não há esquema de teleproteção, ocorrências de variação da frequência significa que o mesmo está ilhado, devido ao desbalanço de potência ativa entre geração e carga. A taxa de variação do decaimento da frequência dependerá do déficit de geração no instante do ilhamento (Freitas, 2005).

Ajustes muito altos com tempos muito curtos para estes relés devem ser evitados de forma a garantir que oscilações transitórias não causem operações indevidas (Potochney, 1983). É importante também efetuar estudo de estabilidade do sistema de forma a definir qual o máximo transitório de oscilação de frequência recuperável, a fim de ajustar adequadamente o relé. Porém, caso a carga do sistema seja próxima da geração, não haverá variação na frequência, prejudicando a detecção, por este motivo o religamento da linha sempre deve ser feito através do intertravamento com a função 27 ou através da verificação de sincronismo.

Vale salientar que, tensões muito baixas podem bloquear o funcionamento

dos relés de frequência, o que deve ser avaliado em condições transitórias e em situações de sobrecarga.

Conforme já citado, estes relés permitem o ajuste para valores absolutos bem como ajustes para variações de frequência (df/dt). Na Figura 3.5 é mostrado o diagrama de blocos de um relé de frequência (Pitombo, 2009). A frequência é medida através de uma janela de 1 ciclo e comparada com os ajustes de sobre e subfrequência β_1 e β_2 . Um filtro com constante de tempo T_a é utilizado para eliminar transitórios de alta frequência.

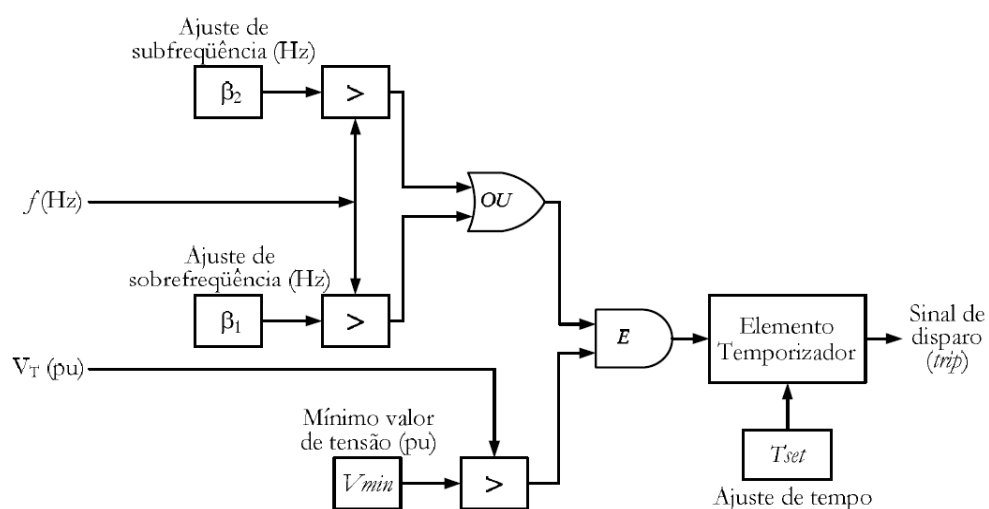


Figura 3.5 - Diagrama de Blocos de um relé de sub/sobrefrequência

Fonte: (Pitombo, 2009)

Na Figura 3.6, é mostrado o diagrama de blocos de um relé de taxa de variação de frequência (Pitombo, 2009). Este relé é útil, pois pode diagnosticar com maior precisão quando há desbalanço entre geração e carga. A frequência varia proporcionalmente a este desbalanço, ou seja, quanto maior o déficit de geração maior será a taxa de decaimento da mesma. A taxa de variação é calculada em uma janela de alguns ciclos, sendo então comparada com o ajuste do relé.

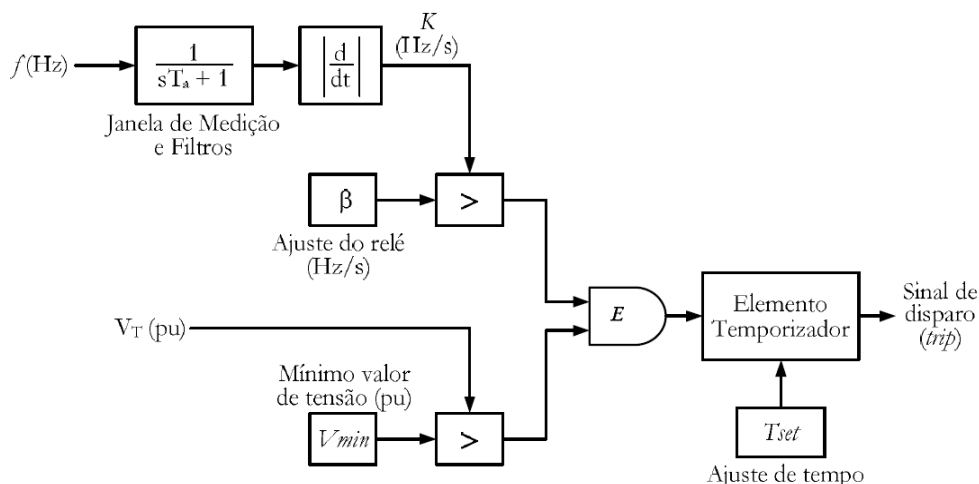


Figura 3.6 - Diagrama esquemático de um relé de taxa de variação de frequência

Fonte: (Pitombo, 2009)

Os relés de sobrefrequência visam ainda proteger os equipamentos contra aquecimento excessivo devido ao aumento das perdas no ferro. Geradores e motores, por exemplo, podem sofrer vibrações excessivas e a operação em frequências elevadas pode trazer esforços centrífugos perigosos para as máquinas, tanto para os geradores quanto para o acionador ou turbina. Baixas frequências podem surgir devido a vários fatores como, por exemplo, perda de geração ou sobrecargas. Frequências baixas ou altas podem surgir até mesmo com a operação normal na curva do regulador de velocidade com queda (*droop mode*).

O alívio de carga utilizando relés de frequência é a última medida para tentar evitar que o sistema entre em colapso.

3.3.4.1. Proteção de Subfrequência de Turbinas

A operação de turbinas em condições de frequências anormais ocorre quando há o desbalanço entre geração e carga. Variações na frequência podem causar variações na tensão terminal, cuja duração depende das constantes de tempo dos controladores. Em frequências baixas pode haver perda da ventilação da máquina, aumentando a probabilidade de sobreaquecimento, juntamente com a sobreexcitação do gerador, relação volts por hertz.

A operação da turbina em rotações diferentes da nominal pode causar sérios danos as palhetas devido à ressonâncias mecânicas. Estas harmônicas podem causar vibrações aumentando o estresse de 10 a 30 vezes o valor normal.

Conforme visualizado na Figura 3.7, a operação próxima à frequência de ressonância pode causar aumento significativo nas vibrações devido à amplificação das mesmas em turbinas à vapor. A fadiga causada pelas vibrações é acumulativa ao longo da vida útil do equipamento, em função do estresse em que as palhetas são submetidas.

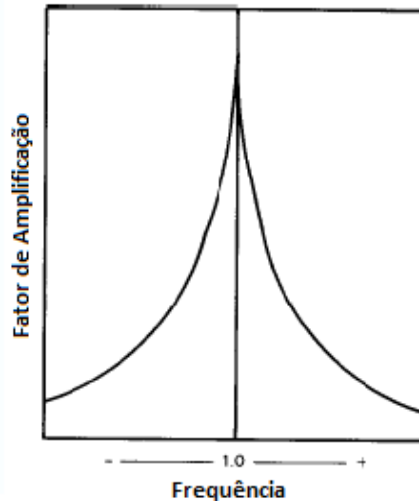


Figura 3.7 - Curva Típica de Ressonância de Turbinas

Fonte: (IEEE, 2003)

Na Figura 3.8 é mostrado um esquema de proteção de subfrequência acumulativo. Neste esquema há seis níveis de ajustes com temporizações diferentes, evitando que a turbina opere na região proibida.

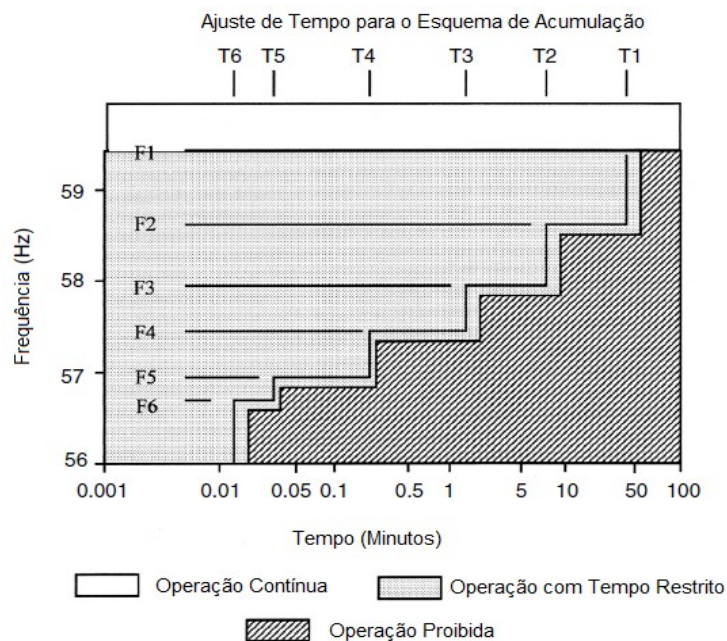


Figura 3.8 - Esquema de Proteção de Subfrequência Acumulativo de Seis Níveis

Fonte: (Reimert, 2006)

3.3.5. Relé de Sincronismo (25)

Esta função visa garantir que o sincronismo entre a geração do consumidor e a concessionária seja feito dentro dos limites de tensão, frequência e ângulo. Ele compara a diferença entre o módulo e o ângulo das tensões dos dois lados do disjuntor a sincronizar, bem como a diferença entre as duas frequências. Este ajuste permite limitar o máximo escorregamento admissível, evitando torques excessivos no eixo das máquinas quando do fechamento do paralelo. O fechamento fora de fase pode causar sérios danos às máquinas, devido aos esforços a que elas são submetidas. Estes esforços causam o desgaste prematuro do eixo dos equipamentos, além de causar oscilações no sistema e perturbações na tensão.

Portanto, esta função libera o fechamento do paralelo quando os valores de módulo, ângulo e escorregamento estão coerentes com os ajustes, caso contrário o disjuntor é bloqueado.

Vale dizer que os relés de verificação de sincronismo são diferentes dos sincronizadores. Estes comandam as grandezas do sistema, tensão e frequência de forma a efetuar o fechamento do disjuntor no momento adequado. O sincronizador compara a tensão e frequência do autoprodutor com a tensão do

sistema, e enviam sinais de controle para o regulador de tensão e velocidade de forma a diminuir esta diferença, comandando o fechamento do disjuntor no instante exato em que a tensão e frequência estão sincronizadas com a concessionária.

3.3.6. Perda de Sincronismo (78)

Esta proteção visa a abertura do paralelo entre o autoprodutor e a concessionária quando da perda de sincronismo. Na ocorrência de faltas na concessionária a geração tende a acelerar e há o risco da perda de sincronismo dependendo do tempo de eliminação da falta. Sistemas de distribuição são protegidos por relés de sobrecorrente onde os tempos de eliminação de falta são de 0,5 a 1 s (Clark, 1989), o que pode levar o sistema a perder o sincronismo.

Com a perda de sincronismo, o fluxo de potência ativa entre os dois sistemas tende a diminuir e a potência reativa a aumentar, a medida que há a excursão do ângulo das máquinas em relação ao sistema elétrico da concessionária. Este efeito causa a diminuição da tensão e o aumento da corrente entre os dois sistemas. Estas grandezas são usadas pelo relé para calcular a impedância, visando detectar a perda de sincronismo.

O relé detecta a perda de sincronismo tanto a partir da impedância aparente vista pelo relé como a taxa de variação da impedância, não sendo possível a detecção da perda do sincronismo antes de ocorrer o escorregamento do polo do gerador.

3.3.7. Corrente de Sequência Negativa (46)

A função 46, ou elemento de sequência negativa, não é sensível à corrente de carga, ou corrente de sequência positiva. Curtos-circuitos desequilibrados, por exemplo fase-fase ou fase-terra geram correntes de sequência negativa. Desta forma, o mesmo pode ser ajustado abaixo da corrente de carga, sendo uma proteção rápida e efetiva contra faltas bifásicas ou faltas bifásicas envolvendo a terra, com baixos valores de curto-circuito e alta resistência de falta. Estes elementos também podem ser ajustados como back-up das proteções de faltas entre fases e back-up da proteção dos geradores.

Estes relés também protegem contra faltas série (condutores abertos) e proveem back-up da função de distância (ANSI 21). Visam também proteger geradores e motores contra desequilíbrio, ou correntes de sequência negativa, as

quais provocam aquecimento rápido nos rotores das máquinas rotativas. Operam para faltas desequilibradas e devem possuir temporização para evitar desligamentos durante condições de desbalanço e transitórios na rede.

3.3.8. Sobrecorrente Direcional (67)

Os relés direcionais respondem à faltas em uma só direção e podem trabalhar em conjunto com elementos convencionais, permitindo o trip destes quando a falta ocorrer na direção ajustada. Os elementos instantâneos possuem ajustes similares aos relés não direcionais onde somente faltas à frente são consideradas. Temporizações adicionais são necessárias para se obter seletividade com outros relés.

As funções de sobrecorrente direcional possuem as mesmas restrições que os relés de fase e terra para a sua direção de trip, conforme (IEEE, 1999). O ajuste deve ser maior que o máximo fluxo de corrente no sentido direto, mas pode ser menor que o fluxo de corrente no sentido reverso. Os elementos instantâneos devem ter *pick-up* maior que as contribuições para faltas externas ao circuito protegido. Conforme (Elektro, 2009) esta função deverá ser ajustada de forma a atender o *pick-up* menor que 80% da corrente de curto-circuito bifásica considerando apenas o menor gerador em operação para plantas com paralelismo momentâneo. Para paralelismo permanente, o ajuste deve ser sensível a faltas entre fases e fase-terra em toda a zona religável sendo que, para linhas com derivação, deve haver sensibilidade até os extremos da mesma. Caso seja necessário, em função da sensibilidade, a função 67 deverá ser complementada por uma função sobrecorrente direcional de corrente de sequência negativa com temporização de 150 ms (Elektro, 2009).

O alcance da unidade instantânea é muito dependente das variações da topologia do sistema, como linhas paralelas fora de serviço, faltas no final da linha, etc. Em linhas multiterminais, o ajuste da unidade instantânea não deve alcançar o terminal eletricamente mais próximo, devendo ser seletivo com todos os relés adjacentes. Caso houver um terminal muito próximo, a unidade instantânea deve necessariamente ficar fora de serviço. Na Figura 3.9 é mostrada a filosofia de aplicação dos relés direcionais.

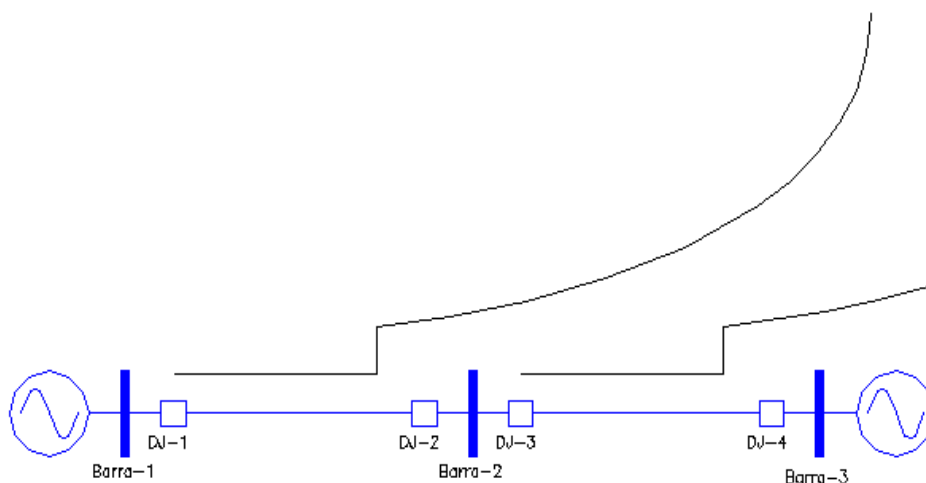


Figura 3.9 - Filosofia de Aplicação dos Relés Direcionais

A unidade de sobrecorrente temporizada deve proteger o trecho não coberto pela unidade instantânea, conforme visto na Figura 3.9, devendo esta ser seletiva com a proteção das linhas adjacentes. Esta unidade deve alcançar a linha adjacente mesmo nas condições de mínimo curto-circuito.

Os relés 67 são opcionais, podendo ser substituído ou complementado pela função 21. Eles protegem o autoprodutor contra faltas entre fases ou fase-terra na concessionária, abrindo o disjuntor de interligação.

Outra aplicação é o uso de relés direcionais ligados no secundário do transformador de interconexão, ajustados para enxergar curtos no sistema da concessionária. Este relé é utilizado para prover a proteção de back-up do transformador e também contra faltas entre fases do lado de tensão superior e na linha. Normalmente, são ajustados de 25% a 50% da corrente nominal do transformador, com tempo necessário para obter seletividade com a proteção da linha.

Para faltas à terra, a função 67N utiliza a mesma filosofia da função 67, a diferença é que a corrente de operação deve ser a corrente de sequência zero, assim como a tensão de polarização. A corrente pode ser oriunda da ligação residual dos TCs, da utilização de um TC toroidal ou ainda do TC de neutro dos equipamentos. Já a tensão pode ser proveniente de um TP com a ligação em delta aberto. Relés digitais podem utilizar os fasores de tensão e corrente de sequência zero calculados, dispensando as ligações citadas.

3.3.9. Sobrecorrente com Restrição de Tensão (51V)

Onde os esquemas de proteção com relés 67 não são eficazes por não haver corrente suficiente para operação do relé de sobrecorrente, ou onde não se pode obter ajuste adequado para esta função, utiliza-se o relé 51V. Este relé permite o ajuste do pick-up da função de sobrecorrente abaixo da corrente de carga. Neles a curva de operação tempo-corrente muda em função da magnitude da tensão, ou seja, o pick-up cai proporcionalmente com a tensão do sistema até 0,25 p.u., conforme visto na Figura 3.10.

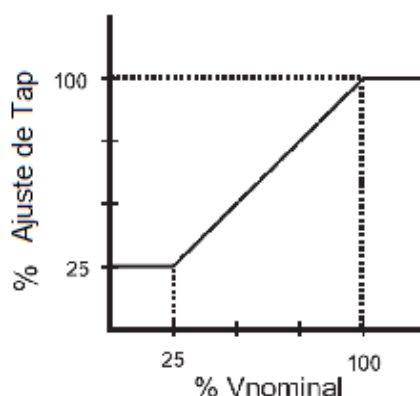


Figura 3.10 - Característica de Operação do Relé 51V

Fonte: (Johnson, 2001)

Há também o relé de tensão controlada, ou seja, quando a tensão estiver acima de um determinado valor o relé é desabilitado. O relé opera somente quando a tensão ficar abaixo do valor mínimo escolhido. O pick-up de corrente e tensão destes relés são independentes, sendo que o relé não pode operar com a tensão nominal do sistema.

Para definir o ajuste deve ser levado em conta qual é o alcance desejado. Normalmente, estes relés funcionam como back-up para faltas externas, e seu alcance deve ser aquele onde a corrente de contribuição para a concessionária seja menor que o ajuste dos demais relés.

Os relés 51V são combinados com os relés 67 quando a corrente de falta é pequena e também devido ao decaimento da corrente após o período subtransitório, de forma a aumentar a sensibilidade da detecção da falta, pois a taxa de decaimento da corrente de contribuição depende dos parâmetros das máquinas, X_d'' , X_d' , T_{do}'' e T_{do}' .

3.3.10. Direcional de Potência (32)

A função direcional de potência é ajustada para fluxo de carga na direção do autoprodutor para o sistema da concessionária, quando não há interesse em que o fluxo de potência se reverta. Pode também, quando ligado no secundário do transformador de interligação, ser ajustado para faltas no primário se ele for sensível às perdas no núcleo do transformador, (Powell, 1998).

O ajuste típico é de 5% da potência de geração com temporização de aproximadamente 1 segundo, conforme (CEMIG, 2005). Em (ELETROPAULO, 2007), o ajuste recomendado é de 30% da potência dos grupos geradores limitado em 500 kVA – 500 ms.

Para (ELEKTRO, 2009) o ajuste deve ser no sentido de exportação com pick-up de 10% da soma das potências dos geradores e temporização de 0,5 a 1s.

Caso a indústria exporte energia, esta função deverá ser desabilitada.

3.3.11. Proteção de Distância (21)

Ultimamente a proteção de distância tem sido mais utilizada na indústria, fato que não acontecia no passado. Quando o comprimento da linha permitir, esta proteção pode ser utilizada na interconexão. Há também possibilidade de ligar esta função no secundário do transformador de interconexão, devendo neste caso desconsiderar a impedância deste no alcance do relé.

Embora os relés de sobrecorrente sejam muito utilizados, há situações em que a corrente que flui do autoprodutor para a concessionária não é suficiente para sensibilizar os relés de sobrecorrente, o que justifica o emprego do relé de distância. Portanto, este é indicado em locais com baixa corrente de falta (IEEE, 2002). Para (Potochney, 1983), devido à dinâmica do sistema como o decaimento da tensão e corrente, relés direcionais não são adequados para a detecção de faltas na concessionária, sendo os de distância os mais recomendados.

A proteção de distância possui alcance definido, operando com maior sensibilidade para correntes de falta e sem sensibilidade para correntes de carga (IEEE, 1999).

Durante uma falta na linha há uma corrente de contribuição dos geradores da indústria para a concessionária, passando pelo transformador de interligação. Devido à tensão da barra interna cair, os geradores perdem carga e começam a

acelerar e os motores síncronos, ao contrário, começam a desacelerar fazendo com que os fasores dos geradores e motores comecem a se afastar, levando-os a perder o sincronismo. Motores de indução também começam a desacelerar aumentando o escorregamento. Todos estes efeitos agravam o problema devido à redução ainda maior da tensão e também da corrente de contribuição, o que deve ser evitado com a rápida atuação dos relés de proteção. Por esta razão, somente relés direcionais não são adequados para esta aplicação, sendo indicados nestes casos, utilizar relés de distância que operam a partir da impedância vista pelo relé.

A zona 1 normalmente é ajustada sem temporização, já a segunda zona 2 é ajustada em aproximadamente 400 ms.

Os relés de distância são ajustados de acordo com as impedâncias de sequência positiva e sequência zero da linha. Em linhas multiterminais ou linhas com tapes, a impedância aparente é afetada pelas configurações da rede.

A impedância da falta medida pelo relé Z_F , conforme mostrado na Figura 3.11, é dada pela equação 3.1.

$$Z_F = \frac{V_B}{I_F} \tag{3.1}$$

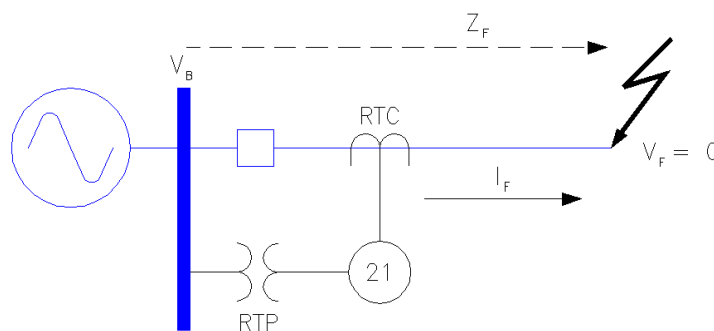


Figura 3.11 - Ligação do Relé de Distância

Logo, a impedância vista pelo relé é dada pelos valores secundários do TP e TC conforme a equação 3.2.

$$Z_F = \frac{\frac{V_B}{RTP}}{\frac{I_F}{RTC}} = \frac{V_B}{I_F} \cdot \frac{RTC}{RTP} = Z_F \cdot \frac{RTC}{RTP} \tag{3.2}$$

Onde:

z_F – impedância medida pelo relé;

I_F – corrente de falta;

V_B – tensão na barra onde se encontra o relé;

RTC – relação de transformação dos transformadores de corrente;

RTP – relação de transformação dos transformadores de potencial.

Os relés de distância são vantajosos em relação aos relés de sobrecorrente por terem alcance fixo. Porém, faltas muito resistivas são de difícil detecção pois provocam o subalcançe do relé de distância.

Na Figura 3.12 são mostradas as características típicas de operação dos relés de distância.

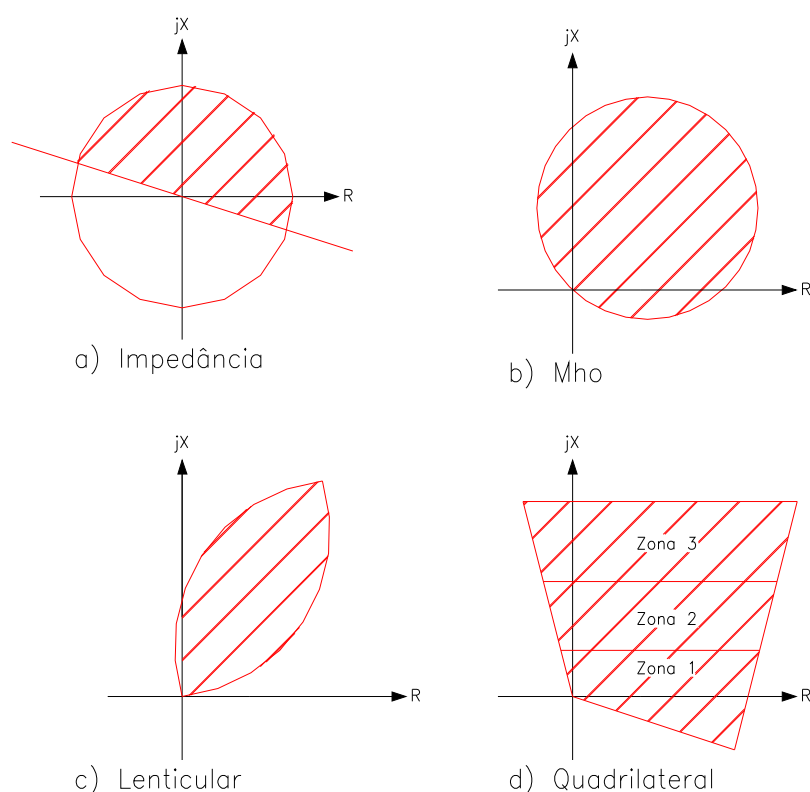


Figura 3.12 - Características de Operação dos Relés de Distância

Os ajustes típicos dos relés de distância são:

- Zona 1 - sem retardo intencional, não deve detectar faltas externas à linha protegida, ou seja, o ajuste deve ser menor que a impedância de sequência positiva da linha. Isto se deve ao fato da exatidão da impedância medida, sobre alcance transitório e exatidão dos TPs e TCs. O alcance típico deste relé é entre

80% e 90% da impedância de sequência positiva da linha protegida. Este ajuste visa evitar desligamentos indevidos em função de imprecisões nos relés e erros de TCs e TPs para faltas no início da linha adjacente, ou seja, externa à linha protegida.

- Zona 2 - o alcance desta zona deverá ser maior que a impedância de sequência positiva da linha protegida, ou seja, deve cobrir o trecho final da LT e barramento adjacente. O alcance da zona 2 deve ser calculado considerando o *infeed*. Normalmente temporizada em 120 ou 150 ms (Hulin, 2007).
- Zona 3 - Retaguarda remota para linhas adjacentes, normalmente ajustada para além destas linhas. Deve ser considerada a impedância de carga e oscilações estáveis. A zona 3 reversa é ajustada para 20% da linha na direção oposta.

A Figura 3.13 ilustra os critérios de ajustes ora apresentados.

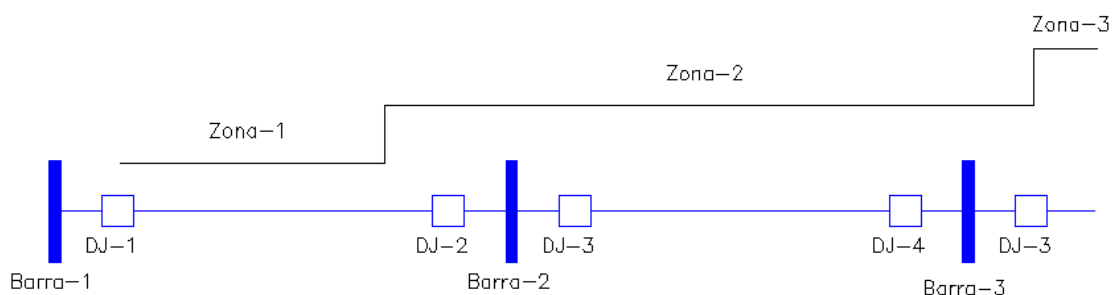


Figura 3.13 - Alcance Típico das Zonas

Os relés de distância de terra, 21N, são designados para detectar faltas de fase para a terra. Os ajustes destas funções obedecem a mesma filosofia das funções de fase, porém devem ser utilizadas as impedâncias de sequência zero para as zonas e observadas as conexões dos transformadores para verificar se há circulação de correntes de sequência zero, da mesma forma que os relés de sobrecorrente de terra. Estes relés são susceptíveis a erros em caso curto-circuito com resistência de falta (IEEE, 1999).

3.3.12. Sobretensão de Sequência Zero (59G)

A proteção de sobretensão de sequência zero é utilizada para detectar faltas fase-terra no sistema da concessionária quando o sistema é isolado, visto a partir do sistema de geração própria. No entanto, esta proteção pode ser usada para proteção de falha à terra independentemente se o sistema é aterrado ou não

(Tholomier, 2009). Neste caso, ou seja, sistema isolado, não haverá corrente de sequência zero, apenas a circulação de correntes capacitivas próprias do sistema. Na Figura 3.14 é mostrada a ligação dos TPs em delta aberto, com o objetivo de detectar este tipo de falta.

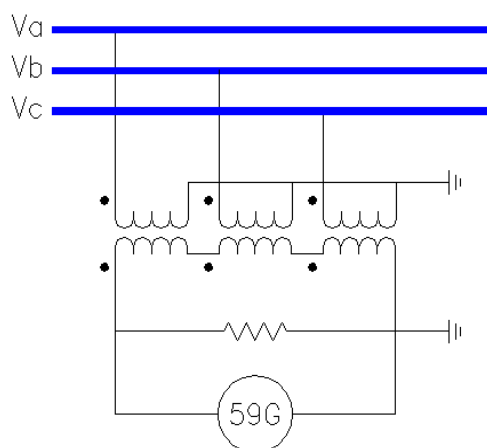


Figura 3.14 - Ligação em Delta Aberto

Esta proteção é usada também para detectar faltas à terra por parte da indústria em sistemas onde há a perda do aterramento devido à abertura da concessionária. Quando há a abertura do disjuntor remoto da linha devido a uma falta a terra e o disjuntor de interligação não é aberto, a corrente de falta cessa devido à ligação do transformador ser tipicamente em delta do lado de alta tensão (concessionária).

A tensão na fase sob falta chega em torno de zero dependendo do valor da resistência de falta, e a tensão resultante nas outras duas fases é da ordem de 173% da tensão nominal de fase. A Figura 3.15 mostra o diagrama fasorial durante faltas à terra.

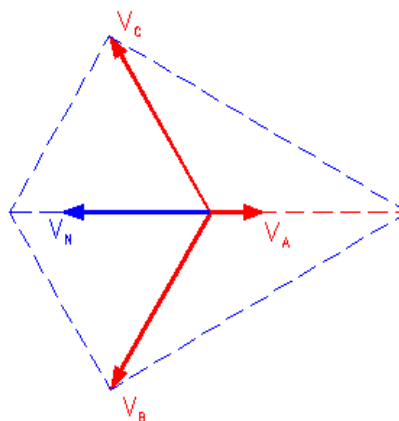


Figura 3.15 - Diagrama Fasorial Durante Falta à Terra

Salienta-se que as sobretensões verificadas nas fases não envolvidas no defeito poderão provocar a operação indevida de para-raios e a saturação de transformadores monofásicos ligados à rede. Outro agravante é que há o risco dos isoladores também não suportarem a sobretensão, podendo a falta evoluir para uma falta bifásica.

Esta função deve ter um ajuste mínimo que evite desligamentos indesejáveis estando o autoprodutor em paralelo ou mesmo com os geradores desligados, (ELEKTRO, 2009). Seu ajuste máximo deve ser limitado a 90% da tensão de sequência zero considerando apenas a geração, ou seja, 90% da tensão de curto-circuito fase terra que surge no sistema isolado. O ajuste mínimo deve ser tal que evite desligamentos indesejáveis estando a planta operando em paralelo com a concessionária ou mesmo com os geradores desligados com temporização de 150 ms.

A filosofia adotada por (Salles, 2007) é ajustar esta função em dois estágios. O primeiro temporizado, capaz de detectar faltas em toda a extensão da linha, além de ser seletivo com as proteções das linhas adjacentes. O segundo, sem temporização intencional (ou baixa), com ajuste suficientemente alto para não atuar para faltas fora da linha enquanto seus terminais estiverem fechados e suficientemente baixo para operar para faltas na linha quando o sistema estiver isolado.

3.4. PROTEÇÃO DE LINHAS

Nas linhas de interligação do autoprodutor com a concessionária, é importante que haja um esquema de proteção eficiente e seguro que isole o

autoprodutor do sistema quando da ocorrência de faltas nestas linhas. Os tipos de esquemas existentes dependem das características da linha, do autoprodutor e das exigências da concessionária local.

Alguns fatores são fundamentais na escolha da proteção, tais como:

- Tempo de eliminação da falta;
- Comprimento da linha;
- Capacidade da fonte;
- Tipo de aterramento do sistema;
- Configuração da linha;
- Carga da linha.

Elementos série ou paralelo também influenciam no esquema de proteção adotado e nos ajustes dos relés. Dentre estes estão os reatores shunt e série, os capacitores shunt e série, os transformadores defasadores e os compensadores estáticos. Da mesma forma, as características operacionais têm influência no tipo de proteção da linha de interligação, podendo variar dependendo da quantidade de consumidores alimentados e do tipo de conexão do autoprodutor (linha radial ou tap). Portanto, uma análise juntamente com a concessionária definirá o melhor tipo de esquema a ser utilizado.

3.4.1. Religamento

Conforme discutido no item 2.6., os religamentos podem ser com ou sem temporização intencional, fazendo a verificação de tensão e check de sincronismo. Faltas causadas por descargas atmosféricas, ventos ou árvores que tocam nos condutores das linhas podem desaparecer quando a mesma é desenergizada. Desta forma, os religamentos automáticos são úteis para restabelecer rapidamente circuitos críticos ou ainda melhorar a estabilidade do sistema.

3.4.2. Fontes Fracas

Na maioria dos casos as correntes de falta excedem as correntes de carga por um fator de 2 ou mais (IEEE, 2002). Quando pequenos geradores são conectados às linhas, ou quando as mesmas estão localizadas distantes eletricamente do sistema de geração, estes sistemas são caracterizados como fontes fracas, sendo mais comuns em redes de distribuição. Mesmo fontes fortes

podem se tornar fracas após contingências ou mudanças na configuração da rede e passam a contribuir com baixas correntes durante as faltas. Nestes casos, a regulação da linha é reduzida e a corrente de polarização dos relés é relativamente baixa.

Em alguns casos são necessários relés adicionais com ajustes modificados de forma a prover a proteção adequada. Trips sequenciais podem ser necessários quando a fonte de maior contribuição é desligada do sistema e o lado fraco pode não sensibilizar os relés de proteção. Esta situação pode ocorrer quando o sistema forte detecta a falta e abre seu terminal primeiro.

3.4.3. Comprimento da Linha

O comprimento da linha influencia no esquema de proteção a ser empregado. Linhas longas possuem baixa impedância de surto, ao contrário das linhas curtas, onde a impedância de surto é elevada.

3.4.4. Teleproteção

Os tipos de comunicação utilizados para os sistemas de proteção de linhas são:

- Fibras ópticas;
- Fio piloto;
- Carrier;
- Microondas;
- Rádio ponto a ponto.

O uso de canais de comunicação proporciona alta velocidade na eliminação de faltas pela proteção em qualquer trecho da linha (IEEE, 2002), (Powell, 1998). Estes canais são utilizados em conjunto com os relés de proteção com o objetivo de detectar e garantir que as faltas são de fato internas. Para isto são implementadas lógicas entre os relés terminais para a detecção e confiabilidade do esquema, garantindo desta forma somente a operação para faltas internas.

O canal de comunicação é chaveado por um contato do relé de proteção da linha, conforme mostrado na Figura 3.16. A teleproteção é utilizada também para a detecção de ilhamento, através da recepção de um sinal de transferência de disparo para separar o sistema elétrico da concessionária do autoprodutor (Powell,

1998), (IEEE, 1998).

Atualmente, com os relés microprocessados, há a possibilidade de implementar lógicas entre relés através das portas de comunicação. Esta técnica permite o envio de vários estados lógicos de um relé para outro através de mensagens digitais.

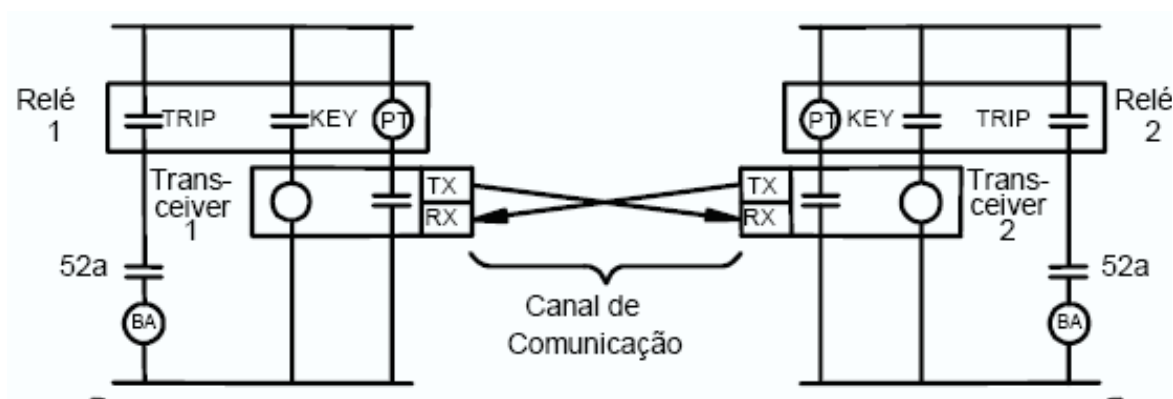


Figura 3.16 - Arranjo Tradicional de Teleproteção

Fonte: (Senne, 2005)

Os meios de comunicação entre os relés podem ser implementados com fibras ópticas, sistemas de microondas, redes digitais multiplexadas, fio piloto ou rádios digitais. Atualmente pode se alcançar até 150 km (Senne, 2005) utilizando a comunicação através de fibras ópticas, sendo este meio o mais imune a interferências.

O uso de esquemas de teleproteção na interligação concessionária-indústria traz vários benefícios para o sistema, como envio de transferência de disparo para o cogenerator realizar o religamento de maneira segura, alterar grupos de ajustes, realizar monitoramento remoto, etc (Senne, 2005). Quando a operação em ilha não é permitida pode-se utilizar técnicas de transferência de disparo (Brighenti, 2003).

Os esquemas de teleproteção mais utilizados são:

- Esquema “Step Distance”;
- Comparação de Fase;
- Esquema de Extensão da Zona 1;
- Corrente Diferencial;
- Fio Piloto;
- POTT – Permissive Overreaching Transfer Trip;
- DUTT – Direct Underreaching Transfer Trip;

- PUTT – Permissive Underreaching Transfer Trip;
- DCB – Directional Comparison Blocking.

3.4.5. Linhas Multiterminais

Linhas multiterminais influenciam no esquema de proteção utilizado. Terminais que contribuem para as correntes de falta interferem significativamente na operação da proteção. A detecção de faltas nestas linhas é difícil devido à influência de cada terminal durante a perturbação e das mudanças ocorridas quando da abertura de algum deles.

Na Figura 3.17 é mostrada uma linha com três terminais. Os relés do terminal 1 são ajustados para faltas em todos os trechos. Quanto maior a impedância Z_1 e Z_2 em relação a Z_3 , menos significativa é a influência do trecho relativo a Z_3 , pois os relés de distância calculam a impedância de falta baseado na tensão e corrente percebida pelo mesmo.

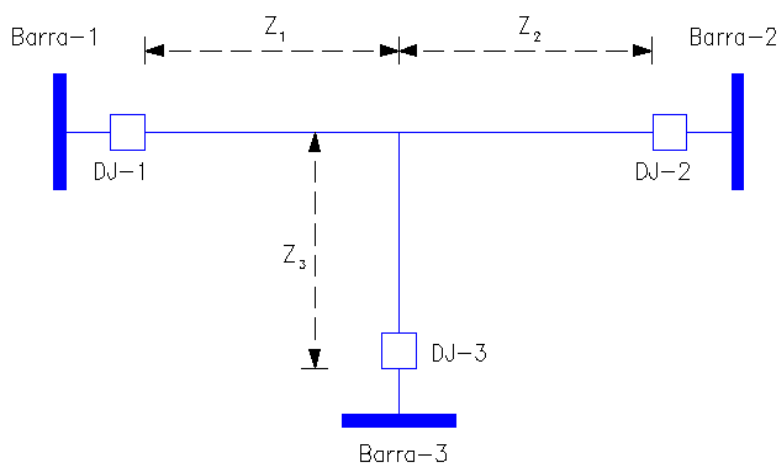


Figura 3.17 - Exemplo de Linha com Três Terminais

Linhas de transmissão com dois terminais são as mais comumente utilizadas. Relés direcionais são usados para detectar o sentido da falta. Correntes de falta fluindo para o interior da linha indicam que a falta é interna ou na linha subsequente.

Em linhas multiterminais a zona 1 não deve alcançar além da barra mais próxima sem considerar os efeitos das correntes de *infeed*. Quando o *infeed* é perdido, a zona 2 pode alcançar além da zona 1 da próxima linha, sendo necessário neste caso buscar a seletividade entre estes elementos de proteção.

3.5. EXIGÊNCIAS DAS PRINCIPAIS CONCESSIONÁRIAS

As concessionárias possuem normas próprias que exigem determinados esquemas de proteção, bem como o tipo de conexão dos transformadores de interconexão. A título de informação na Tabela 3.1 são apresentadas as funções de proteção exigidas por algumas concessionárias brasileiras para a ligação do autoprodutor.

Tabela 3.1 - Funções de Proteção e Conexão do Transformador Exigidas pelas principais Concessionárias

	Coelba	Celesc	Escelsa	CPFL	CEMIG	Coelce	Elektro	Copel
21			X	X	X		X	-
67	X	X	X	X	X	X	X	-
50/51	X	X	X	X	X	X	X	-
50/51GS			X ⁽²⁾			X		-
51V	X ⁽¹⁾			X ⁽³⁾	X ⁽¹⁾	X		-
27	X	X	X	X	X	X	X	-
59	X	X	X	X	X	X	X	-
59N	X	X	X	X	X	X	X	-
81	X	X	X	X	X	X	X	-
32	X	X	X	X	X	X	X	-
25	X	X	X	X	X	X	X	-
46	X				X	X		-
47					X			-
87B				X				-
Telep.				X			X	-
Conexã o do Primário	Delta ou estrela isolado	Delta. Em 69 e 138 kV estrela aterrada	Delta	Delta	Delta	Delta	Delta	Estrela aterrada e Delta ou Estrela Isolada em 13,8 kV

(1) Se necessário

(2) Para conexão no sistema de distribuição

(3) Quando a fonte do autoprodutor tiver baixo nível de curto-circuito

Observa-se que a COPEL não especifica quais as funções de proteção exigidas, no entanto, a mesma fica responsável em propor os esquemas de proteção e efetuar os estudos com ônus para o autoprodutor.

Observa-se também que somente a CPFL exige a instalação de proteção

diferencial de barra (87B) e a CEMIG a proteção de inversão de sequência de fase (47). Tanto a CPFL como a Elektro exigem a teleproteção.

3.6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo teve o objetivo de descrever as funções de proteção mais utilizadas na interconexão entre o sistema da concessionária e o autoproductor, bem como as características de cada uma na detecção dos diversos tipos de faltas.

Finalmente, foram apresentadas as exigências de algumas concessionárias nacionais para a operação de autoproductores em paralelo com o sistema interligado.

O próximo capítulo será dedicado ao assunto rejeição de cargas, bem como a sua importância para a manutenção da estabilidade do sistema e na preservação das cargas críticas.

4. REJEIÇÃO DE CARGAS E ESTUDOS PARA INTERCONEXÃO

4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Devido à necessidade de um sistema de alta confiabilidade que garanta a operação contínua e segura da planta, os sistemas industriais de grande porte necessitam de esquemas especiais de proteção. Ocorrências simples ou contingências isoladas, tais como abertura da interconexão, ilhamento de áreas, perda de geração, etc., não pode ocasionar perdas em cascata ou levar o sistema industrial a um colapso. Algumas perturbações na rede da concessionária devem provocar a abertura do paralelismo, de modo a evitar a propagação do evento para dentro da indústria, o que causaria irreversivelmente um colapso total. Desta forma, esquemas de proteção sistêmica como alívios de carga, esquemas de ilhamento e proteção de frequência são essenciais para evitar o desligamento total da planta. Aliados a estes esquemas especiais, controlar a tensão e frequência é de suma importância para manter a operação do autoprodutor dentro dos seus valores nominais, evitando novos desligamentos em cascata.

Uma solução para manter a continuidade do sistema durante ilhamentos consiste em manter uma reserva operativa, ou reserva girante para suprir a carga após a abertura da interligação com a concessionária. Porém, esta solução é extremamente onerosa, implicando em altos investimentos o que inviabiliza o processo produtivo. Da mesma forma, descartar menos ou mais cargas do que o necessário pode causar sérios danos e altos custos para a planta industrial.

Daí a necessidade de estudar e projetar um sistema de rejeição que provê a melhor relação custo-benefício, equilibrando a geração e a carga, gerenciando as ilhas com minimização das perdas e garantindo a operação dos geradores para atender as cargas essenciais.

Neste contexto, este capítulo tem o objetivo de apresentar os principais esquemas de rejeição de cargas aplicáveis em sistemas industriais, apresentar os conceitos básicos de estabilidade de geradores com base no critério das áreas iguais e finalmente, descrever, de forma sucinta, os principais estudos realizados para definição dos ajustes da proteção de interconexão.

4.2. SISTEMAS DE ALÍVIO DE CARGA

Em um sistema de potência, assim como em sistemas industriais, quando há o ilhamento, perdas de conexões entre áreas dentro da planta, desligamento de geradores ou entrada de grandes cargas, deve haver ações sistêmicas de forma a restabelecer o equilíbrio entre a geração e a carga.

Quando ocorre abertura ou fechamento de disjuntores há a mudança na topologia do sistema e as áreas de controle são alteradas, implicando na necessidade de esquemas de alívio de cargas mais complexos capazes de gerenciar diversas áreas e ilhas simultaneamente. Estas mudanças repentinas podem requerer o alívio de geração ou carga de forma a equilibrar a potência gerada e/ou consumida nas diversas regiões ilhadas. O sistema de alívio deve desligar todas as cargas previamente selecionadas, proporcionando a recuperação da frequência.

A capacidade de controlar tensão e frequência deve ser um requisito para a separação ou ilhamento do sistema elétrico industrial. Este controle é feito pelas malhas de controle do regulador de tensão (AVR) e regulador de velocidade. Durante faltas ou rejeições de carga, o AVR regula a tensão do sistema e o regulador de velocidade equilibra a energia primária com a consumida.

Portanto, os esquemas de alívios de carga são previstos para buscar o equilíbrio entre geração e carga. A equação diferencial que descreve o comportamento do sistema é descrita pela equação 4.1.

$$\frac{dw}{dt} = \frac{ws}{2H} [P_m - P_e] \quad (4.1)$$

Onde:

H – constante de inércia;

w – velocidade síncrona em rad/s;

P_m – potência mecânica;

P_e – potência elétrica.

A taxa de variação da frequência (df/dt) é proporcional ao desbalanço de potência e da inércia do sistema. O valor da frequência mínima e o novo valor de equilíbrio dependem do desbalanço ocorrido, assim como das características das turbinas e dos reguladores de velocidade. Sistemas com reserva girante suficiente, porém, com resposta lenta, também podem experimentar grandes desvios de

frequência. Neste caso, alívios de carga são necessários para evitar que o sistema opere com frequências indesejáveis ou entre em colapso. Geradores mais próximos do distúrbio respondem mais rapidamente à perturbação e conseqüentemente a taxa de variação da frequência (df/dt) é maior.

A utilização de esquemas de alívio de carga baseados na magnitude da frequência minimizam desligamentos desnecessários atuando de forma conservativa, porém, a frequência atinge patamares mais baixos. O uso de dispositivos que utilizam a taxa de declínio da frequência pode causar atrasos em função do tempo necessário para estimar tal variação.

Conclui-se portanto, que é necessário o conhecimento das características dinâmicas do sistema, tanto da geração quanto da carga, para que haja sucesso na implementação do sistema de alívio de carga.

4.2.1. Sistema de Alívio de Carga por Intertravamento com o Disjuntor de Paralelismo com a Concessionária

O sistema mais simples de alívio de carga é exemplificado na Figura 4.1. Nele, o disjuntor 52C da concessionária ou do gerador 52G é intertravado com os disjuntores dos alimentadores através do uso de contatos auxiliares.

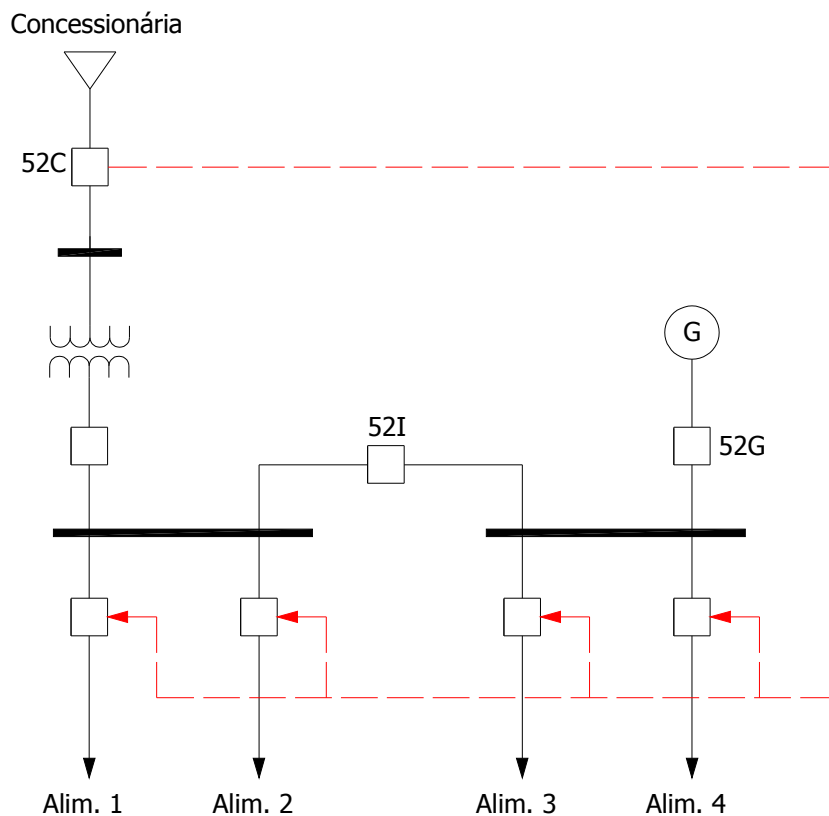


Figura 4.1 - Esquema de Alívio de Cargas por Intertravamento

Quando há a abertura do disjuntor de interconexão 52C, os alimentadores previamente selecionados são desligados automaticamente, rejeitando suas cargas. É o sistema mais simples de alívio de cargas conhecido, não exigindo nenhum tipo de processamento. Por esta razão é um sistema de alta velocidade, porém, depende de análise prévia, atenção e conhecimento do sistema por parte dos operadores, sendo portanto sujeito a erros e a descartes indevidos. As cargas devem ser pré-selecionadas de acordo com a disponibilidade de geração. Os erros podem ocorrer devido ao déficit de carga descartada ou do excesso, interrompendo sistemas produtivos desnecessariamente.

Este sistema possui algumas desvantagens, tais como:

- Possui apenas um estágio de rejeição;
- O montante a ser rejeitado é calculado pelo pior cenário;
- Cargas podem ser rejeitadas desnecessariamente, o que pode levar a uma rápida aceleração dos geradores causando um “overshoot” de frequência.

4.2.2. Sistema de Alívio de Carga por Relés de Frequência

O uso de relés de frequência provê indiretamente o sistema de uma autoproteção contra sobrecargas. Na ocorrência de ilhamento de áreas onde a geração e/ou margem de controle é insuficiente, relés de frequência podem prevenir a perda de geradores e conseqüentemente um colapso total. Sistemas de rejeição de cargas por subfrequência são mais conservativos, uma vez que não há informação da magnitude do distúrbio (Portolann, 2008).

Os seguintes parâmetros devem ser avaliados na implementação do sistema de alívio de cargas por relés de frequência (Maliszewski, 1970):

- Ajuste do relé de frequência;
- Bloco de carga a ser rejeitado;
- Número de blocos de cargas rejeitáveis e degraus de frequência;
- Temporização dos relés.

Para se determinar o montante de carga a ser descartada em cada degrau, deve ser avaliado se a quantidade não é excessiva, o que causaria um “overshoot” de frequência a um valor maior que 60 Hz (Maliszewski, 1970). Isto pode ser evitado aumentando os degraus de descarte em blocos de carga menores,

conforme é mostrado na Figura 4.2. Em geral, com maior número de degraus, a resposta do sistema é melhor que o alívio em poucos degraus. Porém, muitos degraus tornam difícil a sua coordenação. A frequência de ajuste de cada estágio depende do número de degraus bem como de outros fatores, como tempo de operação dos relés, tempo de abertura dos disjuntores, etc. De modo geral ao se utilizar um número reduzido de degraus, pode haver excesso de descarte de carga, ao passo que a utilização de vários estágios de alívio de carga, faz com que diminua a possibilidade de descarte de carga excessivo.

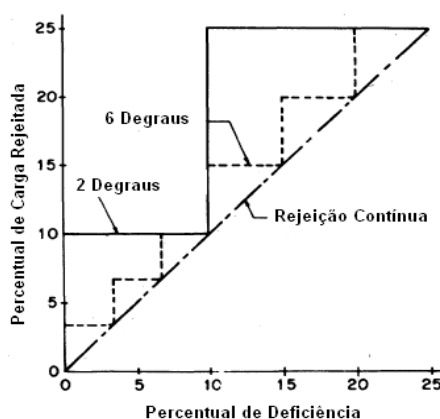


Figura 4.2 - Efeito do Número de Degraus de Rejeição de Cargas Com a Característica Ideal de Rejeição

Fonte: (Maliszewski, 1970)

O uso de reserva girante minimiza o montante de carga a ser rejeitada diminuindo as variações de frequência. A reserva girante é efetiva em pequenos distúrbios, porém em grandes distúrbios, a resposta desta pode não acompanhar a taxa de decaimento da frequência.

Alguns critérios devem ser respeitados no uso de relés de frequência, na determinação da quantidade e localização das cargas a serem rejeitadas, tais como:

- Sobrecarga máxima prevista para o sistema;
- Limite de frequência. Deve ser determinado quais são estes limites levando em consideração os valores máximos e mínimos de frequência que as máquinas síncronas podem operar. Se houver excesso de descarte, o sistema não poderá operar com sobrefrequência, ou ocorrer “overshoot” elevado;
- Deve haver a coordenação entre o esquema de alívio com o limite de subfrequência das turbinas, quando houver.

Os relés de frequência devem ter temporização intencional, de forma a evitar operações indevidas durante transitórios normais no sistema. Portanto, o uso destes relés para alívio de cargas é lento, levando o sistema a maiores perturbações. Os ajustes destes relés também são em função do pior cenário, ou seja, com o mínimo de geração disponível. Desta forma, o montante de carga a ser descartada excede o necessário para outros tipos de perturbações, implicando em elevados prejuízos financeiros para o autoprodutor.

O uso de relés cuja operação se dá pela taxa de decaimento da frequência (df/dt) torna o sistema de alívio de cargas mais efetivo e mais rápido se comparado aos relés de frequência por magnitude (Grewal, 1997). Desta forma, a recuperação da mesma é mais rápida. Quanto mais alta é a taxa de decaimento da frequência maior será a quantidade de cargas selecionadas para descarte. Outra vantagem do uso destes relés é que o alívio pode começar antes que a frequência atinja um nível muito baixo.

4.2.3. Esquema de Alívio de Cargas Baseado em Controladores Lógicos Programáveis (CLPs)

Os CLPs têm grande vantagem sobre os relés de frequência, pois permitem a programação de lógicas, possuem informações da configuração operacional do sistema, há possibilidade da programação de eventos como a abertura de disjuntores, quantidade de carga e disponibilidade de geração. O descarte pode ser programado por uma sequência de cargas em função de uma lista de prioridades.

A inicialização do sistema de alívio de cargas por PLC se dá geralmente pelo desvio de frequência.

4.2.4. Esquema de Alívio de Cargas Inteligentes

Estes esquemas são baseados em uma plataforma computacional com softwares específicos, permitindo uma grande flexibilidade no gerenciamento do sistema elétrico com a atualização dinâmica dos sinais analógicos e digitais monitorados pelos relés microprocessados. Computadores industriais realizam o processamento dos sinais e determinam a sequência de rejeição de cargas (Qiu, 2001). Há o reconhecimento da configuração do sistema dinamicamente, através da aquisição do estado dos disjuntores e seccionadoras, prevenindo assim contra

diferentes formas de distúrbios e ilhamentos, sendo capazes de se adaptar às mudanças do sistema elétrico. Os relés digitais microprocessados aquisitionam os sinais analógicos e digitais do sistema, enviando-os ao servidor de alívio de cargas. O servidor processa estas informações juntamente com os PLCs, enviando os sinais de desligamento aos disjuntores, através dos PLCs ou IEDs. Na Figura 4.3 é mostrada a filosofia do sistema em uma barra de geração. O servidor obtém as potências e o estado operativo dos disjuntores dos alimentadores, geração e calcula o balanço de potência da barra. Com a abertura do DJ-1, evento inicializador, o servidor calculará quantos alimentadores serão rejeitados e enviará o sinal de desligamento via rede ethernet para os relés.

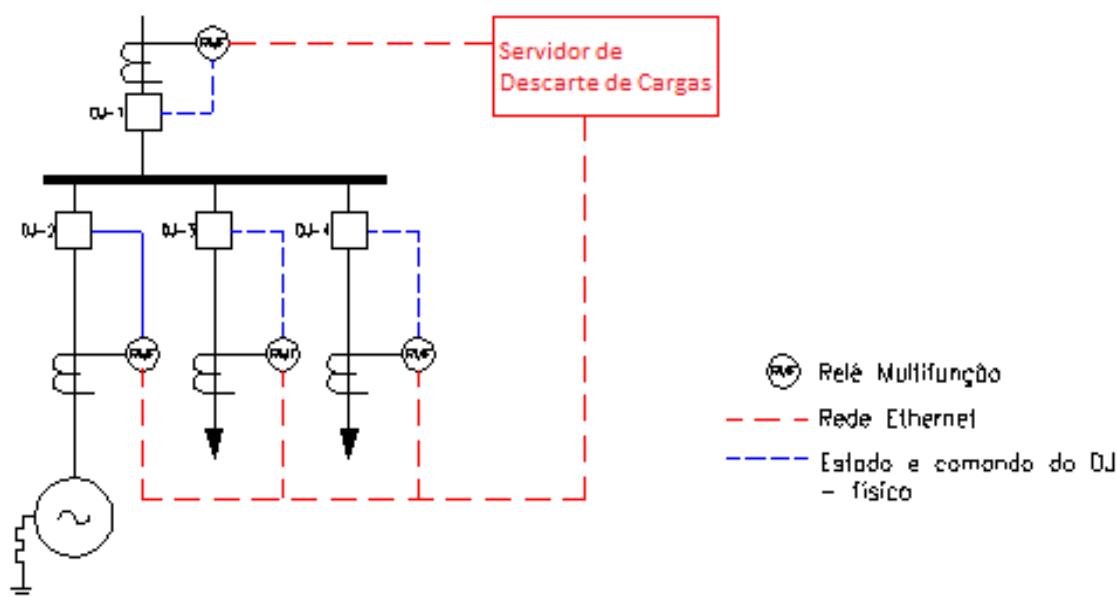


Figura 4.3 - Filosofia do Sistema de Alívio de Carga Inteligente

É importante ressaltar que em qualquer um dos tipos de sistema de alívio utilizado, deve-se conhecer a capacidade de geração no instante da perturbação, bem como suas limitações e reserva girante.

Sistemas inteligentes, assim como os relés, também calculam o decaimento da frequência, prevenindo a ocorrência de sobrecargas. A Figura 4.4 mostra o diagrama simplificado do hardware de um sistema de alívio de cargas inteligente.



Figura 4.4 - Diagrama Simplificado do Hardware de um Sistema de Alívio de Cargas Inteligente

Fonte: (Shokooh, 2005)

Este sistema pode se adaptar à variação de carga e geração, pois as medições das grandezas elétricas são feitas em tempo real e enviadas ao servidor. Desta forma há maior precisão e confiabilidade na decisão do montante de carga a ser aliviada baseada na configuração do sistema, evitando assim descartes desnecessários.

O descarte deve ser o mínimo necessário para manter a estabilidade do sistema de geração. Sinais analógicos do sistema são capturados antes e após o distúrbio, como a potência de intercâmbio com a concessionária e potência dos geradores. Como as características dinâmicas das cargas e atualização do estado de cada uma delas é feito em tempo real, há possibilidade de programação de distúrbios pré-definidos, que serão carregados no banco de dados do sistema de alívio de cargas.

É necessária a inserção prévia de alguns dados no servidor de alívio de cargas, como reserva girante, curva de capacidade das unidades geradoras, modelo da rede e os disjuntores que abrirão em função de listas ou tabelas de descarte pré-definidas. A Figura 4.5 mostra o diagrama de blocos simplificado do sistema.

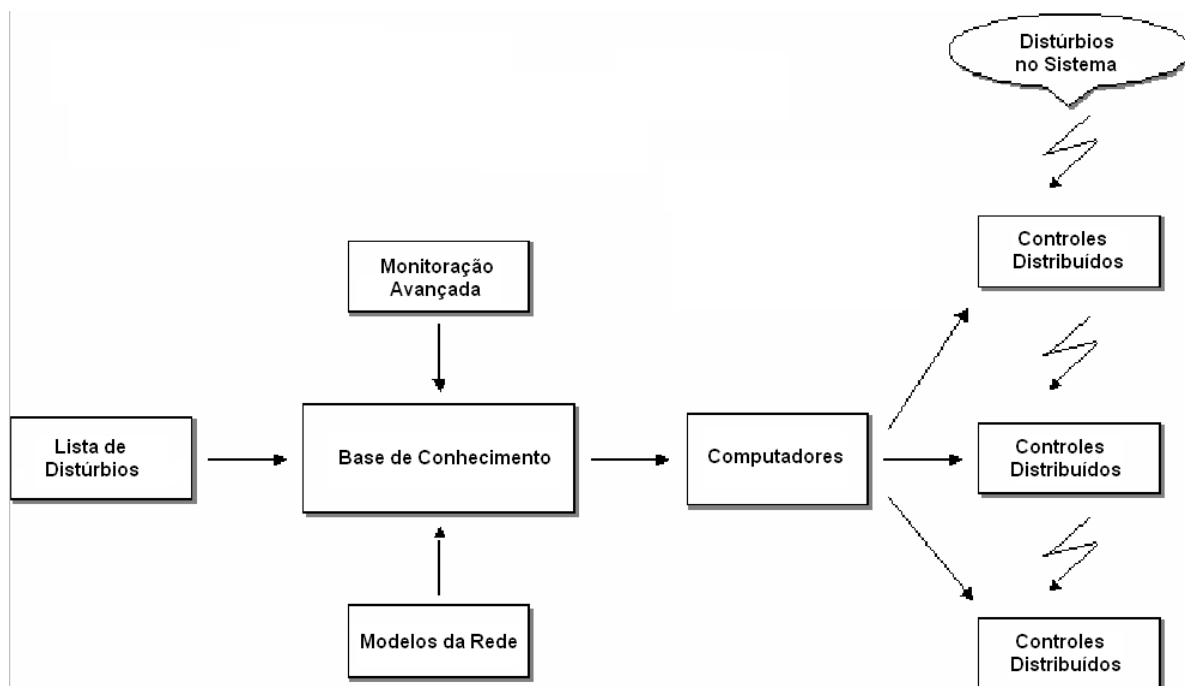


Figura 4.5 - Diagrama de Blocos de um Sistema de Alívio de Cargas Inteligente

Fonte: (Shokooh, 2005)

Este sistema tem resposta mais rápida que os relés de frequência devido à operação instantânea e independente da mesma. O sistema é ainda mais eficiente devido ao fato de rejeitar somente a carga necessária para manter o equilíbrio geração-carga, além de monitorar em tempo real as potências geradas e consumidas.

Devido as novas tecnologias, as redes ethernet de alta velocidade são uma alternativa para a aquisição de dados dos IEDs e para realizar o tráfego dos sinais de descarte de cargas, permitindo uma simplificação considerável das instalações.

4.3. CONCEITOS BÁSICOS SOBRE ESTABILIDADE

Perturbações no sistema elétrico causam oscilações eletromecânicas cuja amplitude depende de vários fatores, como tipos de controladores (reguladores de tensão, reguladores de velocidade, PSS), ajustes dos sistemas de controles, parâmetros da rede CA, carregamento do sistema, reserva girante, sistema de proteção, tipos de carga, etc.

Os estudos de estabilidade podem ser divididos em estabilidade transitória que avaliam a suportabilidade do sistema a um dado distúrbio na rede e de regime permanente, que estudam condições relativas ao estado de equilíbrio frente a pequenas perturbações.

Os estudos de estabilidade angular avaliam a capacidade do sistema manter as máquinas em sincronismo, avaliando as oscilações dos geradores e os respectivos deslocamentos angulares dos rotores.

A equação de movimento do rotor é descrita pela equação 4.2.

$$J \cdot \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad (4.2)$$

Onde:

J - Momento de inércia total da massa rotativa (kg.m²);

θ_m - Deslocamento angular (ângulo mecânico) do rotor com relação a um eixo estacionário (referência), em radiano mecânico;

t - Tempo em segundos;

T_a - Torque de aceleração (N.m);

T_m - Torque mecânico (N.m);

T_e - Torque eletromagnético.

Em condições normais de operação o torque elétrico e mecânico são iguais, portanto, não há aceleração. Desta forma a máquina está em sincronismo com o sistema, pois sua velocidade é igual à síncrona.

O torque elétrico é obtido a partir das expressões (4.3) e (4.4).

$$T_e = \frac{\pi}{2} \cdot \left(\frac{p}{2} \right)^2 \Phi_r F_r \text{sen} \delta_r \quad (4.3)$$

e

$$\Phi_r = \frac{V_t}{4,44 \cdot N \cdot f} \quad (4.4)$$

Onde:

F_r - F_{mm} do rotor;

Φ_r - Fluxo resultante;

p - Número de pólos;

V_t - Tensão nos terminais da máquina;

f - Frequência de V ;

N - Número de espiras por fase;

δ_r – ângulo do rotor.

Para exemplificar o problema da estabilidade, considere a Figura 4.6. Observa-se que o gerador está conectado ao barramento infinito através de duas linhas de transmissão.

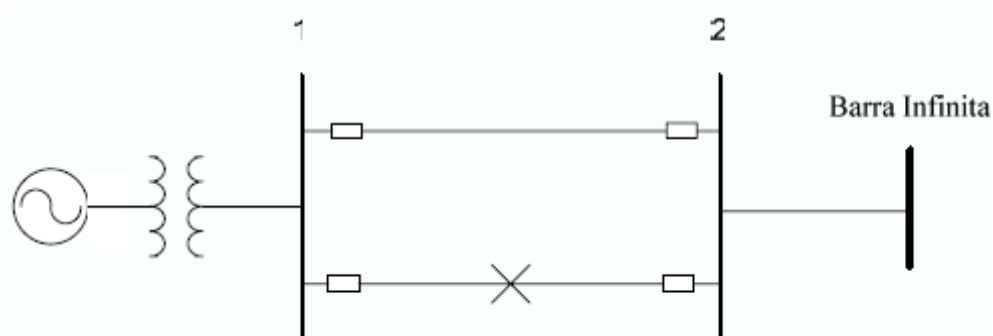


Figura 4.6 - Sistema Elétrico - Máquina x Barra Infinita

Em regime permanente com as duas linhas em operação, o sistema opera em equilíbrio na curva 1, com o ângulo da máquina em δ_0 , conforme mostra a Figura 4.7. Quando ocorre um curto-circuito em uma das linhas, a curva da potência passa a ser a curva 2. Desta forma a potência mecânica é maior que a potência elétrica, fazendo com que a máquina comece a acelerar, excursionando o ângulo através da curva 2. Supondo que a falta seja eliminada quando o ângulo atinja δ_{cr} (ângulo crítico) com a abertura da linha sob falta. Neste caso a curva de potência versus ângulo do sistema passa a ser a curva 3. Mas a velocidade da máquina neste instante é maior que a síncrona, portanto, a mesma continua aumentando o ângulo até δ_{max} , pois a potência mecânica ainda é maior que a potência elétrica. Neste ponto a máquina começa a desacelerar devido à potência elétrica ser maior que a potência mecânica. Quando o ângulo atinge o ponto P_F , que é o ponto de operação em regime permanente, a velocidade é menor que a síncrona, então a máquina continua a desacelerar fazendo com que a potência elétrica se torne menor que a mecânica. Portanto, a mesma volta a acelerar, oscilando em torno de P_F até que atinja o regime permanente. A área A1 mostrada na figura é chamada de área de aceleração, pois a potência mecânica é maior que a potência elétrica e A2 de área de desaceleração, onde a potência elétrica é

maior. Este método é chamado de critério das áreas iguais.

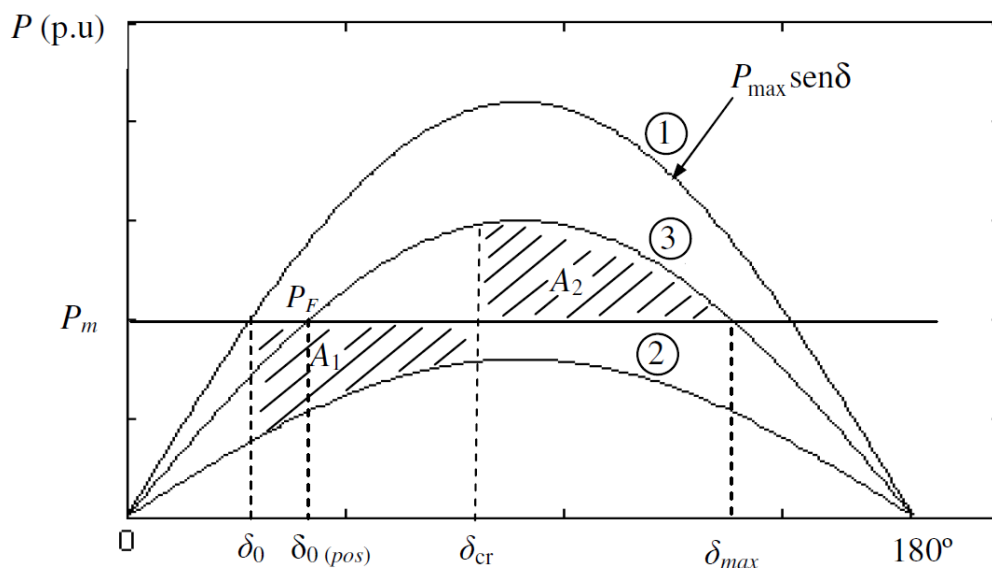


Figura 4.7 - Curva da Potência em Função do Ângulo

O ângulo δ_{cr} é chamado de ângulo crítico. Se a eliminação da falta ocorrer após este ângulo, a máquina perderá o sincronismo, pois a área de aceleração será maior que a área de desaceleração. Em síntese, se a máquina ultrapassar δ_{max} , o ângulo continuará a abrir com o intuito de aumentar a potência elétrica, porém, conforme observado na curva, a abertura do ângulo após este ponto implica na diminuição da potência elétrica, ocasionando a aceleração ainda maior da máquina, o que caracteriza a perda de sincronismo.

4.4. ESTUDOS UTILIZADOS PARA DEFINIÇÃO DOS AJUSTES DA PROTEÇÃO DE INTERCONEXÃO

Os estudos elétricos são importantes para que a concessionária e o acessante conheçam o comportamento do sistema em condições de funcionamento normal e em condições adversas.

Para conexão em paralelo não se pode adotar uma solução única, pois em cada caso os equipamentos do autoprodutor são diferentes, ou seja, cada interligação é diferente da outra. Dentre os estudos necessários para a operação em paralelo, destacam-se (Brighenti, 2003):

- Curto-circuito;
- Fluxo de Potência;
- Sobretensão e coordenação de isolamento;

- Estabilidade e rejeição de cargas;
- Análise dos limites mecânicos e elétricos dos equipamentos;
- Estudos de sistemas de excitação e regulação de geradores;

Seletividade.

4.4.1. Estudo de Curto-Circuito

O estudo de curto-circuito permite conhecer as correntes de falta subtransitórias, transitórias, interrupção e permanente do sistema, bem como a relação X/R . As correntes de falta fase-fase, fase-terra, bifásicas, bifásica-terra e trifásicas são calculadas nas barras e as contribuições de cada fonte também devem ser conhecidas. A concessionária deve fornecer a sua corrente de contribuição máxima, mínima e a relação X/R no ponto de interligação para a configuração atual e futura da rede.

O estudo de curto-circuito permite selecionar corretamente os TCs evitando saturações que prejudiquem o desempenho da proteção e dimensionar os equipamentos, sobretudo os disjuntores. Para as instalações existentes, permite certificar que nenhum equipamento esteja superado, ou seja, com dimensionamento inferior ao nível de curto-circuito do sistema após a entrada do autoprodutor. Algumas concessionárias limitam a corrente de curto-circuito a um determinado valor, evitando assim a superação de seus equipamentos.

O estudo de curto-circuito também permite estabelecer o ajuste correto dos relés, determinando quais os tempos necessários de eliminação das faltas, visando promover a seletividade do sistema tanto para faltas entre fases quanto para faltas fase-terra. Também deve-se avaliar a configuração de curto-circuito mínimo, com o qual os ajustes e seletividade devem ser verificados.

4.4.2. Estudo de Fluxo de Potência

O estudo de fluxo de potência tem como um dos objetivos avaliar o carregamento dos equipamentos, como transformadores e linhas. Para analisar a entrada em operação do autoprodutor, este estudo permite avaliar o carregamento da concessionária, quando o autoprodutor estiver importando ou exportando energia. Além de sobrecargas, também deve ser avaliada a tensão de regime permanente juntamente com o fluxo de reativos, controle do fator de potência e o dimensionamento dos equipamentos de compensação. Vários cenários devem ser

simulados, como em condição normal, com perda de geração, perda de linhas e de transformadores. Também são utilizados para a definição de tapes fixos de transformadores e a operação de comutadores sob carga.

Os estudos de fluxo de potência são necessários ainda para determinar as condições iniciais para realizar o estudo de estabilidade. Para cada cenário deste último deve haver uma condição de regime permanente associada.

4.4.3. Estudo de Estabilidade e Rejeição de Cargas

Este estudo é importante para o autoprodutor avaliar a estabilidade do seu sistema diante de distúrbios internos e externos. A concessionária também deve conhecer o impacto da entrada e saída dos geradores no seu sistema. São avaliados se após mudanças na topologia do sistema, como desligamento de cargas, saída de linhas, desligamento de geração, curto-circuitos, etc., o mesmo suporta os efeitos dinâmicos e se estabelece um novo ponto de equilíbrio.

O estudo de estabilidade é fundamental para definição do ajuste de relés de frequência, para estudos de rejeição de cargas e proteção de grandes motores e geradores. Deve ser determinada a taxa de variação da frequência durante ilhamentos em diversos cenários de operação para o correto ajuste dos relés de frequência.

No estudo de estabilidade também é verificado se o tempo de eliminação de falta está adequado para preservar o sincronismo entre o autoprodutor e a concessionária quando ocorrem curto-circuitos. Tempo de eliminação da falta elevado pode causar instabilidade, levando os rotores dos geradores a elevadas excursões de ângulo, causando torques perigosos que possuem alto potencial de danos. A corrente nos geradores durante o escorregamento causado pela perda de sincronismo pode ser maior que aquela de contribuição durante um curto-circuito.

Para realizar as simulações devem ser utilizados modelos detalhados de turbinas, geradores, reguladores de tensão e velocidade, e modelos das cargas determinando seu comportamento com a variação da tensão e frequência.

4.4.4. Estudo de Seletividade

Para permitir a operação em paralelo, as concessionárias exigem que o autoprodutor faça o estudo de seletividade para definir o ajuste dos relés de proteção da interligação. Deve ser garantido de que a menor parte do sistema seja

desligada o mais rápido possível, mantendo o restante do sistema em operação. Desta forma, os relés mais distantes do ponto de falta que forem sensibilizados devem operar de forma seletiva com o relé mais próximo.

A determinação correta do ajuste destes relés visa tanto a garantia de que os mesmos irão operar durante faltas nas instalações da indústria quanto para faltas externas no sistema da concessionária. Faltas externas, mesmo que com baixas correntes de contribuição devem provocar a abertura do disjuntor de interligação, mantendo a planta do autoprodutor em operação. Os relés também não deverão operar indevidamente quando houver faltas fora da sua zona de atuação. Relés de sobrecorrente sem direcionalidade são aceitáveis na interconexão desde que sejam seletivos com a concessionária tanto para faltas externas quanto para faltas internas. A proteção dos geradores devem ser seletivas com a proteção de interligação para faltas na concessionária.

4.4.5. Estudo de Sobretensão e Coordenação de Isolamento

Sobretensões podem surgir devido a vários fatores como: chaveamentos de bancos de capacitores e reatores, manobras em linhas de transmissão, perda de grandes blocos de carga, surtos atmosféricos, etc. Todo chaveamento provoca fenômenos transitórios, devido às mudanças introduzidas no sistema elétrico, devendo haver um tempo para a acomodação e amortecimento das frequências naturais do sistema.

As sobretensões são extremamente danosas aos equipamentos, cujo potencial de dano dependerá da amplitude e duração. Transformadores e máquinas rotativas podem ter a isolação comprometida.

Estes estudos visam o dimensionamento dos equipamentos quanto a suportabilidade de tensão e impulsos, estabelecer as distâncias seguras de forma a garantir a isolação, o dimensionamento de para-raios e proteções de sobretensão.

4.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

No capítulo 4 foram descritos os principais sistemas de rejeição de cargas utilizados nas indústrias, bem como as vantagens e desvantagens de cada um.

Foi realizada uma descrição resumida sobre os conceitos básicos sobre estabilidade de sistemas elétricos, abordando o critério das áreas iguais.

Finalmente, foram citados os principais estudos necessários para definir de forma adequada os ajustes do sistema de proteção da interconexão.

No próximo capítulo será mostrado um estudo de caso utilizando o RTDS com o objetivo de determinar os melhores ajustes para a proteção de interconexão de um sistema elétrico industrial. Foi analisada também a resposta dinâmica deste sistema juntamente com um sistema de rejeição de cargas por subfrequência.

5. ESTUDO DE CASO

5.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Conforme já foi visto nos capítulos anteriores, cada concessionária possui um padrão para a proteção de interconexão com o cogenerador, havendo pequenas variações entre eles dependendo do nível de exigência de cada empresa. O esquema de proteção de interconexão é influenciado por vários fatores, cuja complexidade dependerá do montante de geração, das características do sistema externo, do tipo de conexão dos transformadores de interconexão, e da necessidade do próprio cogenerador.

A corrente de contribuição da planta industrial para curto-circuitos externos também é um parâmetro importante na escolha do esquema de proteção, pois o sistema de cogeração deve contribuir com corrente de falta suficiente para sensibilizar os relés de proteção.

A confiabilidade dos ajustes do sistema de proteção de interconexão é um fator crítico em sistemas elétricos industriais, devido à dificuldade da execução de testes que validem os mesmos utilizando procedimentos tradicionais. Normalmente, os ajustes são definidos utilizando resultados dos estudos de curto-circuito, fluxo de carga e estabilidade, utilizando fontes de corrente para a injeção de sinais nos relés de proteção.

Já o Simulador Digital em Tempo Real (RTDS) é um recurso amplo e completo que simula o comportamento do sistema em diversas condições operacionais, cuja aplicação tem sido focada principalmente em sistemas de geração e transmissão, havendo raras aplicações em sistemas industriais, conforme visto no capítulo Introdução.

Neste contexto, este capítulo apresenta os resultados da simulação em tempo real da proteção de interconexão entre a concessionária e um sistema de cogeração de uma grande indústria petroquímica.

Para efetuar a proteção de interconexão, foi utilizado um relé de proteção digital de linhas de última geração conectado ao RTDS, de forma a avaliar o desempenho da proteção diante de perturbações simuladas tanto na concessionária como internamente na indústria. A modelagem do sistema foi feita visando obter de forma mais fiel possível o seu comportamento, considerando

todos os controles, como reguladores de tensão e velocidade de geradores, e também a dinâmica da carga, sobretudo dos motores síncronos e de indução.

5.2. A SIMULAÇÃO DIGITAL EM TEMPO REAL

O RTDS resolve as equações que representam os circuitos continuamente e em tempo real, simulando toda a dinâmica do sistema, permitindo a simulação de sistemas elétricos de potência em malha fechada com equipamentos de proteção e controle, reproduzindo o comportamento dinâmico das correntes e tensões do sistema para as diversas condições de carga e de falta. Estes sinais, podem ser injetados no sistema de proteção de forma a verificar o seu desempenho, permitindo a validação dos ajustes propostos emulando cenários que seriam extremamente difíceis de constatar em campo. Esta característica faz do RTDS uma ferramenta de extrema importância na análise do desempenho da proteção, devido ao seu alto potencial e flexibilidade na reprodução do sistema real, tornando a relação custo-benefício destes ensaios muito baixa.

Todas as condições de falta podem ser avaliadas, permitindo o teste e a validação das filosofias de proteção estudadas, identificando eventuais falhas que seriam improváveis de avaliar em campo, principalmente, em sistemas elétricos industriais, onde eventuais desligamentos impactam severamente o processo produtivo.

Os ensaios em malha fechada permitem a aquisição de sinais de controle externos, tais como:

- Sinais de trip de disjuntores provenientes das funções de proteção;
- Controle de reguladores de tensão;
- Controle de reguladores de velocidade, etc.

O RTDS também permite o desenvolvimento e testes de novos equipamentos em diversos seguimentos como:

- Testes em sistemas de proteção, controle e monitoramento de sistemas de potência;
- Instrumentação e processamento digital de sinais para sistemas de potência;
- Transmissão de dados em redes elétricas;
- Sistemas eletrônicos de potência;

- Transitórios eletromagnéticos, etc.

5.2.1. Hardware in The Loop

Na maioria das aplicações é impossível testar e avaliar o comportamento de sistemas de proteção em campo, uma vez que muitas das ocorrências não acontecem frequentemente e mesmo que ocorram, o desempenho da proteção pode não ser conforme o esperado, causando sérios prejuízos ao processo produtivo.

Em sistemas de proteção, a validação de ajustes e filosofias sempre se depara com a impossibilidade de realização de ensaios que possam certificar e garantir sua confiabilidade, devido a limitação existente nos testes tradicionais com caixas de corrente. Para esta validação há necessidade de simuladores que possam gerar os sinais de corrente e tensão em tempo real, ou seja, de forma contínua conforme as respostas do sistema elétrico de interesse. Sinais externos oriundos dos equipamentos também são utilizados, de forma a realimentar o ambiente de simulação, como por exemplo, sinais de trip de relés de proteção, comando para rejeição de cargas, etc.

Na Figura 5.1 é mostrada a forma de ligação do RTDS com os relés de proteção para a execução das simulações em tempo real. O RTDS é responsável pela geração dos sinais de tensão e corrente resultantes da simulação do sistema, onde o mesmo está modelado. Devido ao valor da tensão de saída destes sinais ser reduzida (até 5 Vac), é necessária a utilização de amplificadores de tensão e corrente, compatibilizando os mesmos com as tensões e correntes padronizadas dos relés de proteção, ou seja, 115 Vac e 5 A.

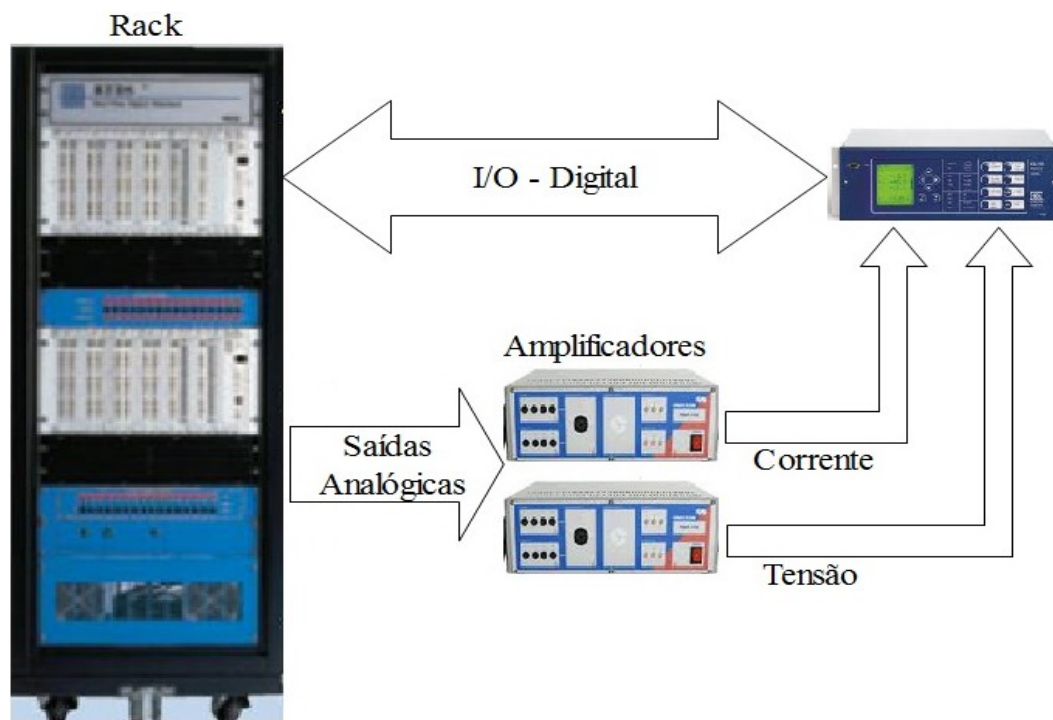


Figura 5.1 - Ligação do RTDS com o Sistema de Proteção

5.3. DESCRIÇÃO DO SISTEMA SIMULADO

Trata-se de um sistema industrial real de grande porte com cinco turbogeradores, três acionados por turbina a vapor e dois por turbinas a gás. A geração e distribuição das cargas internas são feitas na tensão de 13,8 kV através de oito barramentos interligados através de cabos isolados, sendo que cada gerador é conectado a uma ilha de cargas distinta, conforme diagrama unifilar apresentado na Figura 5.2. Há possibilidade do intercâmbio de energia entre as ilhas do sistema, em condições normais de operação ou durante a parada de geradores para manutenção.

A planta trabalha interligada ao sistema de subtransmissão de 138 kV da concessionária local, atendido na forma de tap por duas linhas de transmissão. Devido às características do sistema da concessionária, estas linhas não trabalham em paralelo, ficando a planta conectada a uma única linha por vez. O paralelo momentâneo é feito somente durante a transferência de circuitos. Desta forma, as simulações foram feitas operando apenas com a linha preferencial, uma vez que os dois circuitos são similares.

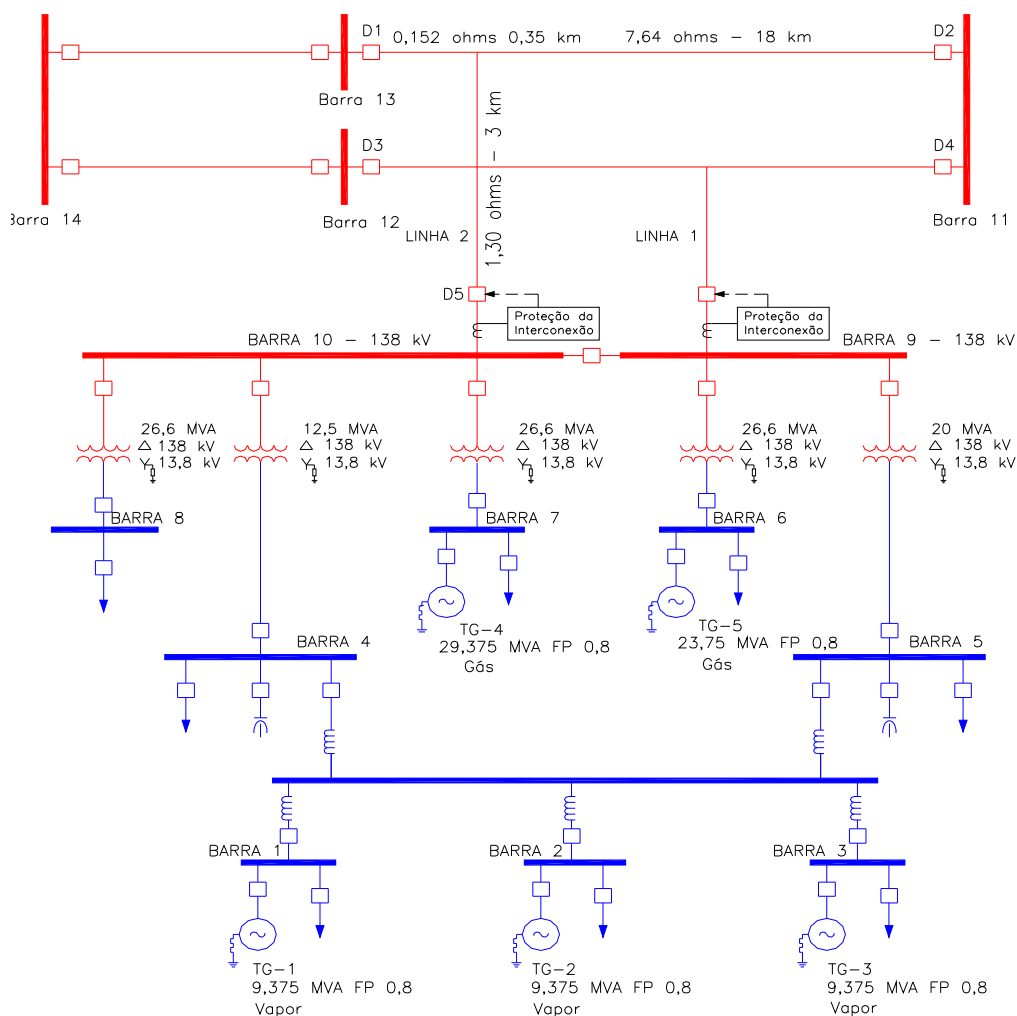


Figura 5.2 - Diagrama Unifilar Simplificado

Os transformadores abaixadores são ligados em delta no primário e estrela aterrada no secundário, conforme exigido por (CPFL, 2008).

Observa-se também que o tap é feito de forma assimétrica, ou seja, os comprimentos dos trechos de linha à esquerda e à direita da derivação são diferentes. O trecho A possui impedância de sequência positiva de 0,152 Ω enquanto que o trecho B possui impedância de 7,64 Ω . Esta característica influencia no ajuste das proteções de sobrecorrente direcional e primeira zona da proteção de distância, uma vez que a premissa é que esta não alcance as duas barras remotas. Mais detalhes sobre estes ajustes serão vistos posteriormente.

A carga total da planta é de aproximadamente 68 MW distribuídas nos barramentos de 13,8 kV. Nas Barras 1, 2 e 3 estão instalados os geradores acionados por turbinas a vapor e nas Barras 6 e 7 os geradores acionados por turbinas a gás. A interligação dos geradores a vapor com as barras secundárias

dos transformadores de 138/13,8 kV é feita por um barramento de interligação através de reatores, com o objetivo de limitar os valores das correntes de curto-circuito.

Nas barras 4 e 5 existem dois bancos de capacitores de 1,2 MVar cada, destinados à correção do fator de potência.

Na Barra 8 foi modelado um motor síncrono de grande porte, denominado M-1, considerado como carga prioritária para o sistema de rejeição de cargas. Em cada barra de 13,8 kV, incluindo as Barras 4 e 5, saem alimentadores para cada unidade do processo produtivo. No total a planta conta com aproximadamente 40 alimentadores.

5.4. MODELAGEM DO SISTEMA SIMULADO

5.4.1. Modelagem da Carga

Devido à característica da carga da indústria ser na sua grande maioria motores de indução, a carga prioritária de cada barra foi modelada por um motor de indução equivalente, visando reproduzir de forma mais fiel possível a dinâmica do sistema. A exceção foi feita na Barra 8 onde foi modelado um motor síncrono de grande porte considerando que o torque mecânico da carga varia de forma exponencial com a velocidade, além da representação do regulador de tensão. Para as cargas não prioritárias foi utilizado o modelo ZIP, conforme mostrado na Figura 5.3 nas proporções:

- Potência constante – 40%;
- Impedância constante – 60%;
- Corrente constante - 0%.

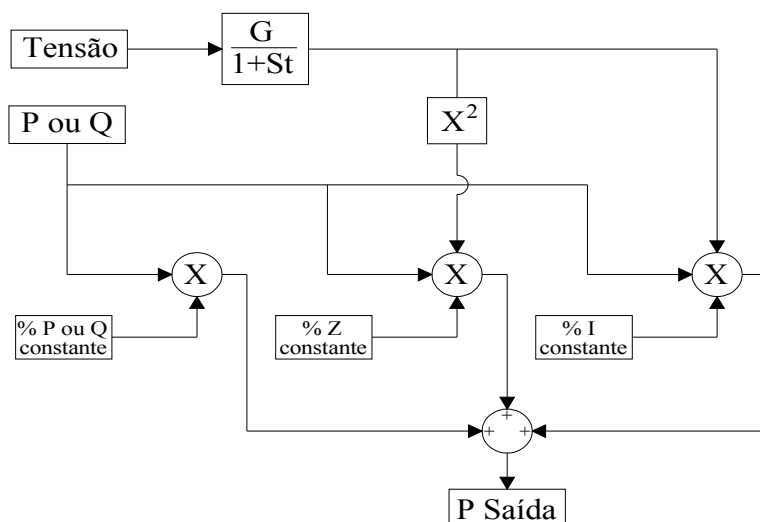


Figura 5.3 - Modelo Utilizado para as Cargas não Prioritárias

Desta forma, quando da abertura do paralelo, as cargas não prioritárias são desligadas pelo sistema de rejeição de cargas, permanecendo em operação as cargas prioritárias, ou seja, os motores de indução equivalentes e o motor síncrono.

A Tabela 5.1 apresenta a potência considerada em cada barra do sistema.

Tabela 5.1 - Potência Aproximada por Barra

Barra	Potência da Barra (MW)	Carga Prioritária (MW)		Rejeição 1º Estágio ZIP (MW) ⁽¹⁾	Rejeição 2º Estágio ZIP (MW) ⁽²⁾	Rejeição 3º Estágio ZIP (MW) ⁽³⁾
		Motor Equivalente	ZIP			
1	4,74	2,4	0	0	0	2,34
2	4,75	1,0	0	1,25	0	2,5
3	3,34	2,77	0	0	0	0,57
4	2,9	0	0	2,9	0	0
5	4,85	0	2,45	0	2,1	0,3
6	15,55	7,82	0	3,4	4,33	0
7	18,63	7,56	3,57	0,4	0	7,1
8	13,4	2,54	1,31	7,0	0	2,55
Total	68,16	31,42		14,95	6,43	15,36

(1) Equalização entre geração e carga após a abertura do paralelo

(2) Equalização entre geração e carga após a abertura do paralelo para o menor gerador fora de operação

(3) Equalização entre geração e carga após a abertura do paralelo para o maior gerador fora de operação

5.4.2. Modelagem das Máquinas Síncronas e Reguladores

Foram modelados os cinco geradores síncronos com seus respectivos

reguladores de tensão e velocidade.

Para os geradores, os dados elétricos foram inseridos no RTDS, a partir dos quais este estabelece as resistências e as reatâncias nos eixos d e q do modelo da máquina. As resistências e reatâncias são mostradas na Figura 5.4.

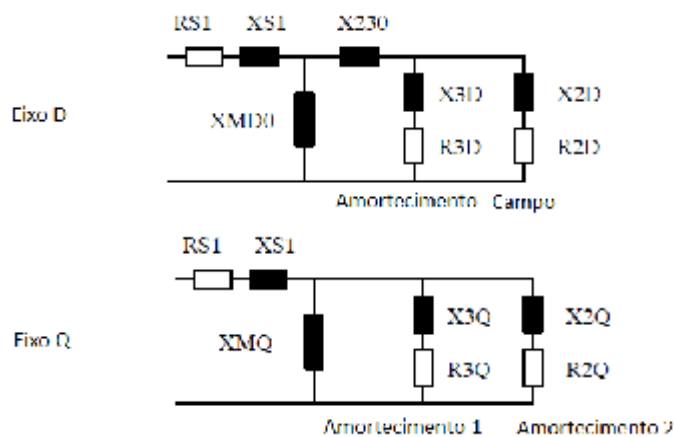


Figura 5.4 - Parâmetros Elétricos dos Geradores
Fonte: (RTDS, 2008)

A janela onde são inseridos os dados do gerador é mostrada na Figura 5.5.

if_rtids_sharc_sld_MACV31					
SIGNAL NAMES FOR RUNTIME AND D/A: MAC					
D/A CHANNEL ASSIGNMENTS (Continued): MAC					
ENABLE D/A OUTPUT (MAX = 12 SIGNALS): MAC			D/A CHANNEL ASSIGNMENTS: MAC		
OUTPUT OPTIONS		SIGNAL MONITORING IN RT AND CC: MAC			
MACHINE ZERO SEQUENCE IMPEDANCES			MACHINE SATURATION CURVE BY FACTORS		
MACHINE ELECT DATA: GENERATOR FORMAT					
MECHANICAL DATA AND CONFIGURATION			MACHINE INITIAL LOAD FLOW DATA		
GENERAL MODEL CONFIGURATION			RPC-GPC CONFIGURATION		
Name	Description	Value	Unit	Min	Max
Xa	Stator Leakage Reactance	0.07	p.u.	0.01	
Xd	D-axis: Unsaturated Reactance	1.57	p.u.	0.1	
Xd'	D: Unsaturated Transient Reactance	0.2360	p.u.	0.05	
Xd''	D: Unsaturated Sub-Trans. Reactance	0.182	p.u.	0.02	
Gfld	D: Real Component of Transfer Admit.	100.0	p.u.	0.0	100.0
Bfld	D: Imag Component of Transfer Admit.	100.0	p.u.	0.0	100.0
Xq	Q-axis Unsaturated Reactance	1.43	p.u.	0.1	
Xq'	Q: Unsaturated Transient Reactance	0.283	p.u.	0.05	1.0e6
Xq''	Q: Unsaturated Sub-Trans. Reactance	0.22	p.u.	0.02	
Ra	Stator Resistance	0.0145	p.u.	0.00125	
Tdo'	D: Unsat. Transient Open T Const.	7.5	sec	0.001	
Tdo''	D: Unsat. Sub-Trans. Open T Const.	0.05	sec	0.001	
Tqo'	Q: Unsat. Transient Open T Const.	0.85	sec	0.001	3.0
Tqo''	Q: Unsat. Sub-Trans. Open T Const.	0.04	sec	0.001	

Figura 5.5 - Janela para a Inserção dos Dados dos Geradores

Para a modelagem dos reguladores de tensão, foi utilizado o modelo ST2A

(IEEE, 2006) para os geradores TG-1, 2 e 3 - acionados por turbina a vapor, conforme Figura 5.6. Estes possuem reguladores de tensão com transformadores saturáveis e excitação através de escovas.

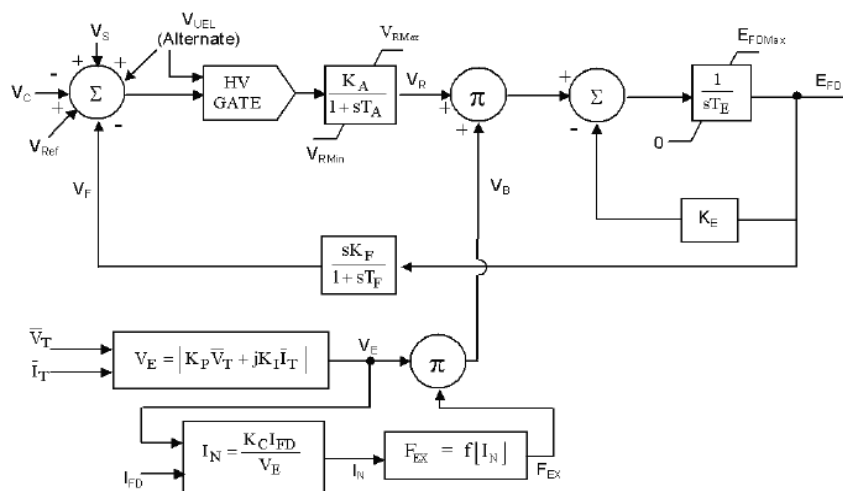


Figura 5.6 - Modelo do Regulador de Tensão - ST2A

Fonte: (IEEE, 2006)

Estas três máquinas possuem turbinas a vapor de extração e condensação. A alimentação de vapor é feita na pressão de 90 kg/cm² e a extração em 13 kg/cm², pressão de vapor utilizada no processo. Toda resposta dinâmica da máquina é feita através do controle de condensação, portanto, para o regulador de velocidade foi utilizado o modelo IEEEG1 (RTDS, 2008), conforme diagrama de blocos apresentado na Figura 5.7. As constantes K3 até K8 foram zeradas, devido ao fato da turbina ter estágio único.

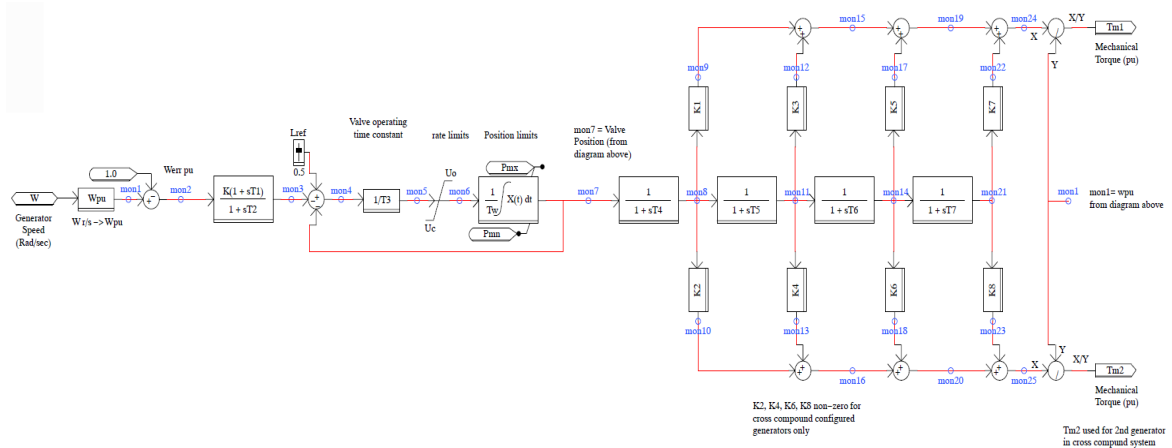


Figura 5.7 - Modelo Utilizado para o Regulador de Velocidade – Turbinas à Vapor

Fonte: (RTDS, 2008)

Os dois geradores acionados por turbinas a gás não possuem escovas (tipo brushless). Desta forma o modelo utilizado foi o AC8B (IEEE, 2006), conforme Figura 5.8.

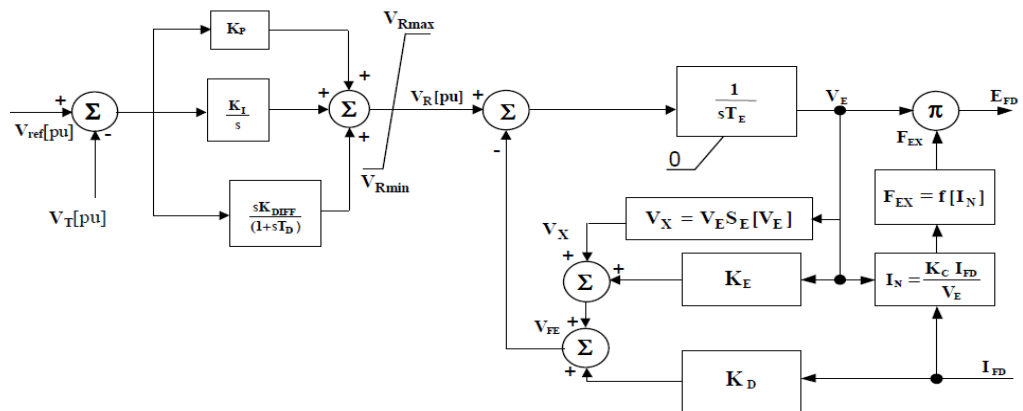


Figura 5.8 - Modelo Utilizado para o Regulador de Tensão – AC8B

Fonte: (IEEE, 2006)

Estes geradores são acionados por turbinas a gás aeroderivadas do modelo LM2500. Para os reguladores de velocidade destas turbinas foi utilizado o modelo GAST (RTDS, 2008), de acordo com a Figura 5.9, sugerido pelo fabricante. A planta não possui sinais adicionais estabilizantes ligados aos reguladores de tensão, PSS (*Power System Stabilizer*).

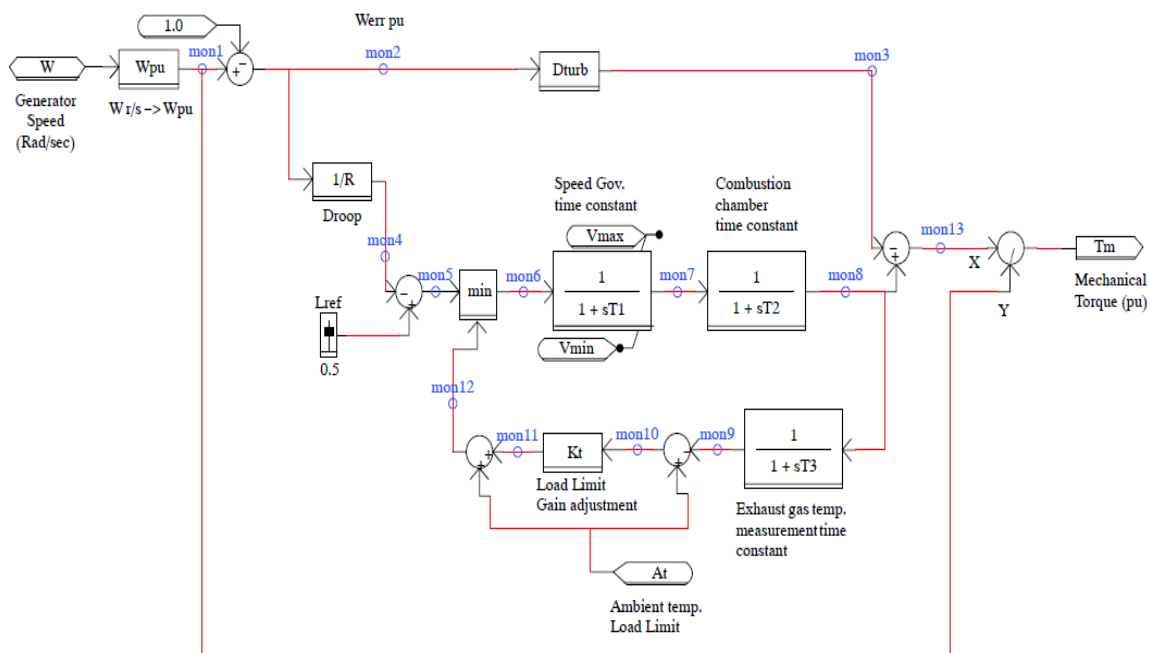


Figura 5.9 - Modelo Utilizado para o Regulador de Velocidade – Turbinas à Gás

Fonte: (RTDS, 2008)

O motor síncrono M-1 conectado na Barra 8, com excitação do tipo *brushless*, teve seu regulador de tensão modelado com o modelo AC8B, conforme Figura 5.8. Porém, este foi ajustado para operar com o fator de potência unitário, conforme condição operacional em campo.

O despacho de geração utilizado nas simulações são mostrados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 - Despacho de Geração

Fonte	Nominal da Turbina (MW)	Despacho (MW)
TG-1	7,5	6,62
TG-2	7,5	6,62
TG-3	7,5	6,89
TG-4	20	15,81
TG-5	20	17,8
concessionária	-	14,62
Total	-	68,36

5.4.3. Modelagem dos Transformadores

Os transformadores abaixadores foram modelados sem considerar o efeito da saturação. Para os transformadores que alimentam as barras 6, 7 e 8 foram

modelados os comutadores de tap sob carga. No entanto, vale esclarecer que os LTCs não possuem controle automático, somente manual, logo esta filosofia foi mantida no RTDS.

Na Figura 5.10 são mostrados os comandos dos geradores e comutadores de derivação sob carga inseridos no RTDS.

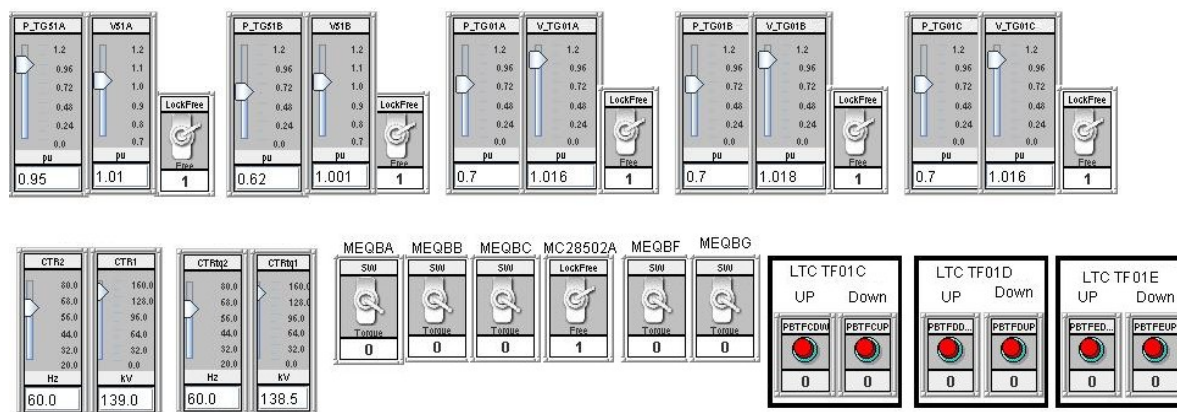


Figura 5.10 - Comandos dos Geradores e Comutadores Automáticos dos Transformadores

Na Figura 5.11 é mostrada a tela “Runtime” do RTDS com os valores instantâneos de potência ativa, reativa e corrente dos geradores e da interconexão, além das tensões nas principais barras do sistema. Neste ambiente foram inseridos ainda os valores das cargas por barramento, estados dos disjuntores, comandos de taps dos transformadores, comandos dos geradores, aplicação de faltas, etc. Antes da simulação das faltas, os valores de despacho dos geradores e das potências de intercâmbio foram colocados nos seus valores normais de operação. As tensões do sistema também foram ajustadas em seus valores nominais.

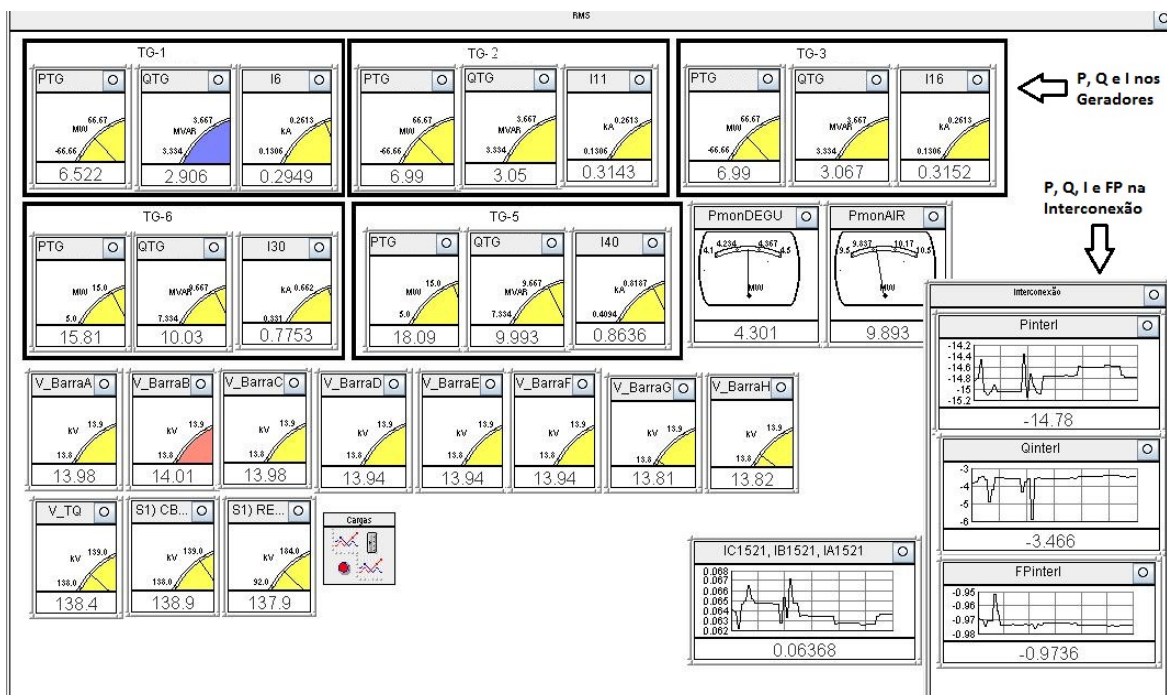


Figura 5.11 -Tela Runtime do RTDS com os Valores Instantâneos

5.4.4. Proteção de Interconexão e Sistema de Rejeição de Cargas

Foram utilizados dois relés de proteção de linhas de última geração do fabricante SEL, modelo 421, um para a proteção da interconexão e outro para a rejeição de cargas através de funções de subfrequência. Maiores detalhes destes relés podem ser obtidos no Apêndice A.

Os contatos de “trip” da proteção de interconexão e os sinais de desligamento dos blocos de cargas oriundos dos dois relés foram ligados ao RTDS fechando a malha de simulação. Os contatos foram programados no simulador em tempo real para a abertura do disjuntor de interconexão e para o desligamento de alimentadores não prioritários, através de três estágios de frequência. Foi feita uma lógica do sistema de rejeição de cargas, de forma a permitir a variação de quais cargas podem ser desligadas pelo relé de subfrequência. Isto permite, se necessário, reprogramar as prioridades das cargas selecionadas para cada estágio de rejeição.

Resumindo, quatro contatos dos relés foram conectados ao RTDS, um para dar “trip” no disjuntor da interconexão e três contatos para rejeição de cargas por subfrequência, programada em três níveis para o desligamento das cargas não prioritárias, conforme pode ser visto na Figura 5.12.

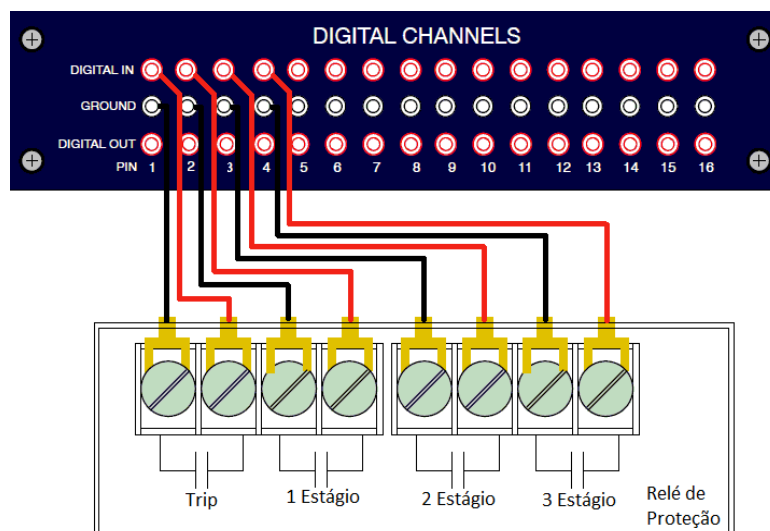


Figura 5.12 - Conexão do Relé de Proteção com as Entradas Digitais do RTDS

Os ajustes considerados para o sistema de rejeição de cargas estão apresentados na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Ajuste de Frequência para Rejeição de Cargas

Estágio	Frequência
1° estágio	58,5 Hz
2° estágio	58,0 Hz
3° estágio	57,5 Hz

5.4.5. Validação do Modelo

Com o objetivo de validar o modelo utilizado, alguns resultados de simulação extraídos do RTDS foram comparados com aqueles obtidos com o programa ANATEM, do CEPEL .

Foram simuladas faltas em determinados pontos do sistema utilizando os dois softwares e posteriormente, comparou-se os resultados encontrados. Os tempos de abertura dos disjuntores e temporização da proteção oriundos do *hardware-in-the-loop* foram inseridas no Anatem. Da mesma forma, foram considerados os mesmos degraus de rejeição de cargas, assim como a mesma temporização obtida do relé de subfrequência utilizado para a abertura do paralelo.

A título de ilustração, a Figura 5.13 mostra a frequência das Barras 9 e 10

após a simples abertura do disjuntor de interligação (disjuntor D5). Observa-se o decaimento e a recuperação da frequência após a operação do primeiro estágio de rejeição de cargas, com descarte de 14,62 MW em 691 ms.

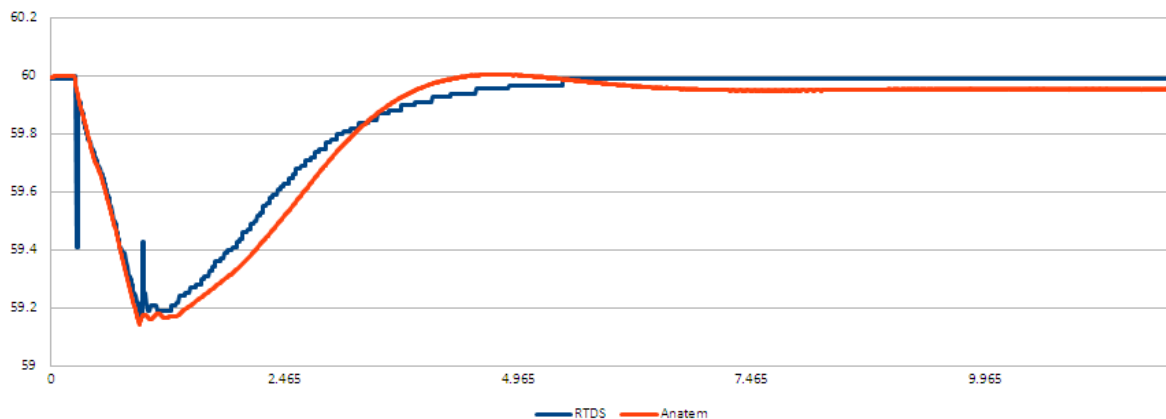


Figura 5.13 - Comparação Anatem x RTDS – Frequência nas Barras 9 e 10 para Abertura de D5

Na Figura 5.14 também são mostradas as frequências das Barras 9 e 10 após a simulação de curto-circuito trifásico próximo da Barra 11, antes do disjuntor D2 e do lado da linha de transmissão. Observa-se inicialmente a elevação da frequência e posteriormente o decaimento da mesma após a abertura dos terminais da concessionária em 54 ms e eliminação da falta em 531 ms através da abertura do paralelo. Devido ao déficit de geração, há redução da frequência que é recuperada com a rejeição de aproximadamente 14 MW de cargas não prioritárias.

Na Figura 5.15 é mostrada a tensão na Barras 9 e 10 da planta para a mesma falta.

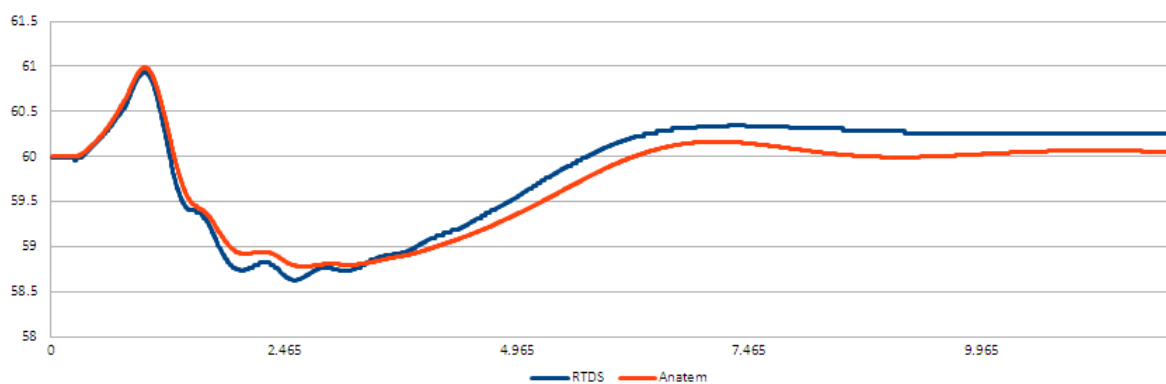


Figura 5.14 - Comparação Anatem x RTDS – Frequência nas Barras 9 e 10 para Curto-circuito Trifásico na Barra 11

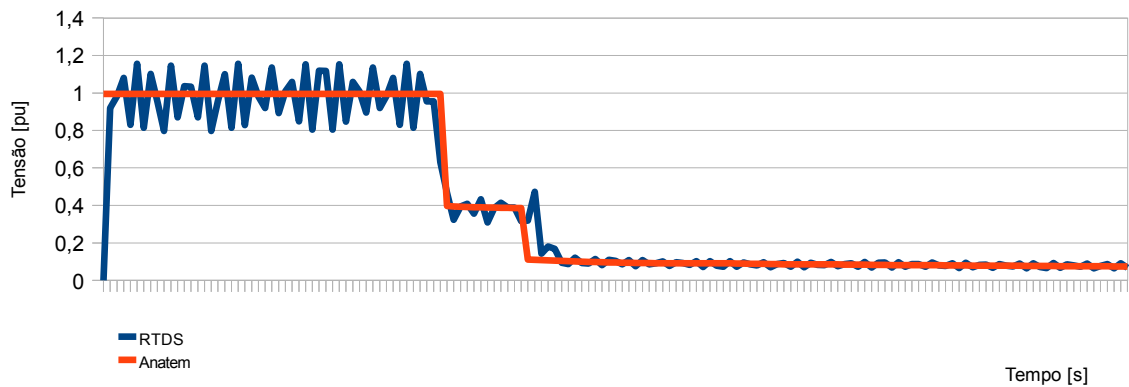


Figura 5.15 - Comparação Anatem x RTDS – Tensão nas Barras 9 e 10 para Curto-circuito Trifásico na Barra 11

Na Figura 5.16 é apresentada a frequência nas Barras 9 e 10 considerando um curto-circuito trifásico no ponto de derivação e eliminado em 470 ms.

De forma semelhante ao evento anterior, relata-se a seguinte sequência de atuações:

- Aplicação do curto-circuito;
- Abertura da linha nos terminais da concessionária (disjuntores D1 e D2);
- Abertura do disjuntor de interconexão (disjuntor D5);
- Operação do sistema de rejeição de cargas.

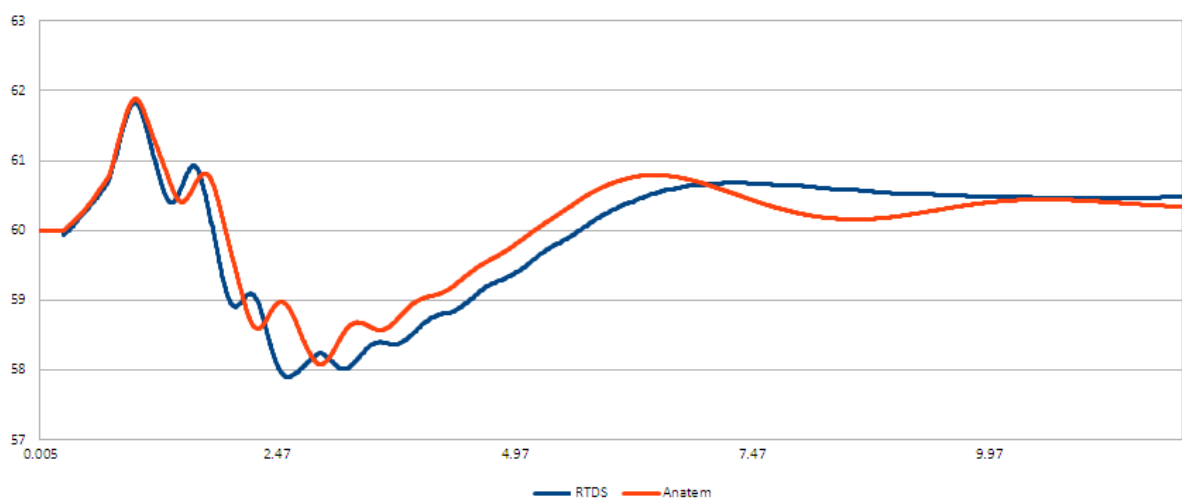


Figura 5.16 - Comparação Anatem x RTDS – Frequência nas Barras 9 e 10 para Curto-circuito Trifásico na Derivação

Comparando-se os resultados obtidos para os três eventos simulados,

pode-se concluir que a modelagem utilizada no RTDS está bem aderente àquela adotada no ANATEM. Observam-se pequenos desvios nas curvas de resposta das variáveis analisadas em função das diferenças existentes entre os métodos numéricos utilizados na resolução dos transitórios do sistema.

5.5. SIMULAÇÕES E ANÁLISE DE RESULTADOS

Foram simulados dois cenários de ajustes no RTDS efetuando o *hardware-in-the-loop*, o primeiro considerando os ajustes da proteção encontrada em campo, conforme Item 5.5.1., e o segundo contemplando a proposta de alteração visando a obtenção de melhorias de desempenho. Os ajustes do segundo cenário foram alcançados através de várias simulações até a obtenção de valores adequados, confirmados através das atuações da proteção diante de diversos tipos de eventos simulados no sistema.

Tais eventos consistiram tanto na aplicação de curto-circuitos sólidos trifásicos, bifásicos e monofásicos, como na abertura de circuitos destacando-se entre eles:

- Curto-circuito na Barra 11;
- Curto-circuito no ponto de derivação;
- Curto-circuito imediatamente após D5 do lado da linha;
- Curto-circuito na Barra 10;
- Curto-circuito na Barra 7;
- Abertura dos disjuntores D1 e D2 sem a aplicação de falta;
- Abertura de D5, também sem a aplicação de falta.

Nas simulações de curto-circuito na Barra 7, foram aplicadas somente faltas trifásicas devido ao fato da conexão do transformador ser delta no lado primário. Vale esclarecer que a abertura dos disjuntores, sem a aplicação de faltas, também foi feita com o maior gerador fora de operação, com o objetivo de avaliar o sistema de rejeição de cargas.

5.5.1. Ajustes Originais

A Tabela 5.4 mostra as funções habilitadas, bem como seus respectivos ajustes encontrados em campo e que foram implantados no relé utilizado nas simulações.

Tabela 5.4 - Funções de Proteção Habilitadas

Função ANSI	Ajustes
67	200 A – 500 ms
50	2500 A – 0 ms
51	360 A – IEC B – 0,4
50N	240 A – 0 ms
51N	78 A – IEC A – 0,1
27	0,8 p.u. – 1 s
59	1,2 p.u. – 200 ms
59N	0,46 p.u. – 200 ms
81	58,5 Hz – 200 ms
32	2,15 MW – 0 s
21 – 1 ° Zona	1,16 ohms
21 – 2 ° Zona	21 ohms – 450 ms
21 – 3 ° Zona	34 ohms – 800 ms
21 – 4 ° Zona	4,3 ohms - 0 s- reverso

A proteção de distância das linhas que atua nos disjuntores D1 e D2 possui ajustes instantâneos para a primeira zona. Também está implementado o esquema POTT⁽⁶⁾, que comanda o desligamento dos disjuntores D1 e D2. Desta forma, quando demandada, esta proteção atua de forma instantânea, abrindo D1 e D2 simultaneamente.

5.5.2. Resultados por Função de Proteção

5.5.2.1. Sobrecorrente de Fase (50/51)

Os critérios considerados para definição dos ajustes para esta proteção foram:

- O pick-up da função temporizada deve ser maior que a máxima corrente de carga da planta e atuar como retaguarda das proteções temporizadas do primário dos transformadores de 138/13,8 kV;
- O pick-up da função instantânea não deve operar para faltas na linha da concessionária, bem como para faltas no secundário dos transformadores de 138/13,8 kV;
- A função instantânea deve operar para faltas nas barras de 138 kV e no primário dos transformadores de 138/13,8 kV mesmo não havendo, neste caso, seletividade entre as proteções. Isto se justifica pelo fato de não haver proteção

6 POTT – Permissive Overreaching Transfer Trip – Esquema de teleproteção que condiciona o trip da zona 2 à recepção de desbloqueio proveniente da zona 2 do terminal remoto

diferencial nas barras de 138 kV do autoprodutor. Adicionalmente, também pelo fato da primeira zona da proteção de distância da concessionária alcançar o primário de todos os transformadores de 138 kV. Desta forma, faltas no sistema de 138 kV do autoprodutor abrem imediatamente a linha, não justificando a permanência da interconexão fechada. Portanto, espera-se que a proteção temporizada opere somente como retaguarda e a instantânea para faltas internas no sistema de 138 kV do autoprodutor.

Após a realização das simulações, mostra-se a partir da Figura 5.17, o desempenho da proteção 50/51 para um curto-circuito na Barra 11. Observa-se que ocorre a partida da função 51, variável 51_faseP e a saída temporizada, 51_faseT, permanece em nível lógico baixo sem dar comando de desligamento. A função instantânea, 50P1, não é sensibilizada, pois seu ajuste é maior que a contribuição da indústria para faltas externas, cerca de 1500 A de pico, conforme pode ser visto na oscilografia.

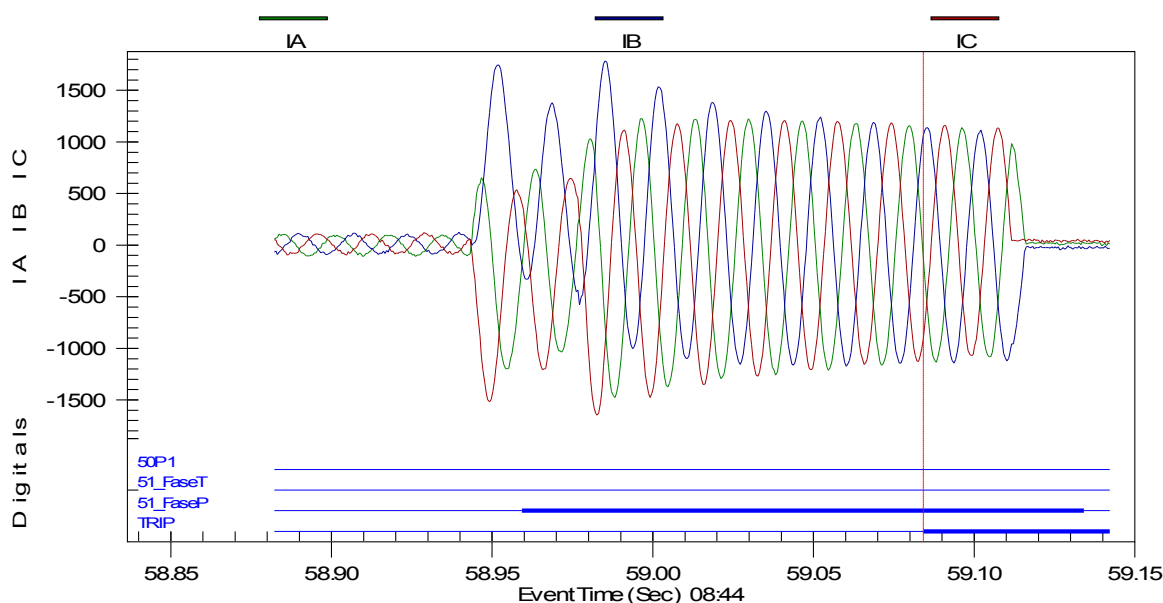


Figura 5.17 - Falta Trifásica na Barra 11-Partida da Função 51

Para uma falta na Barra 9, a corrente de contribuição da concessionária chega a cerca de 15 kA de pico, faz com que a função 50 atue instantaneamente, conforme pode ser constatado na Figura 5.18.

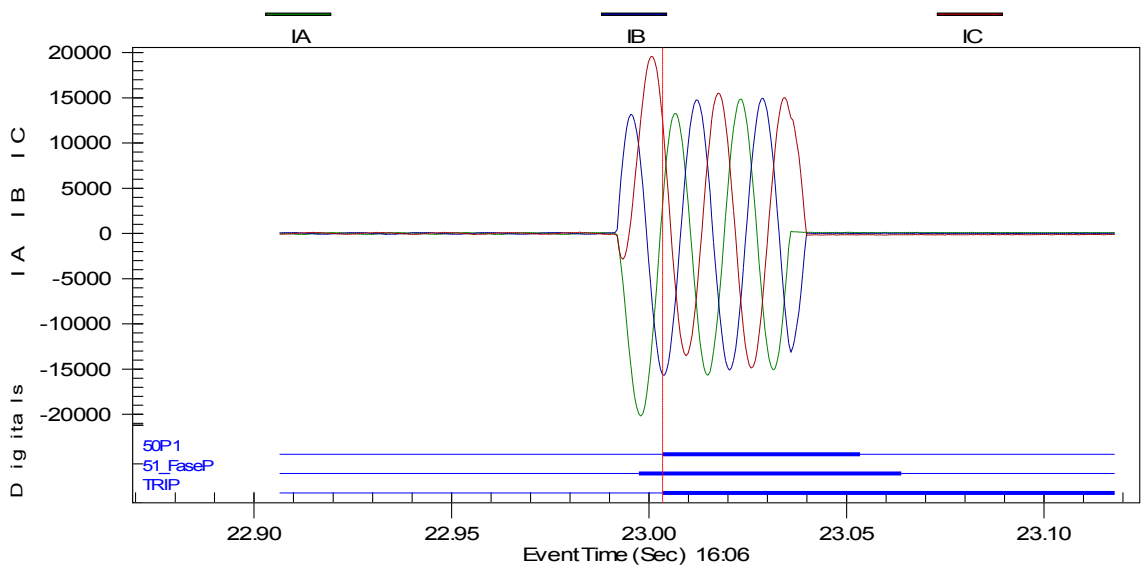


Figura 5.18 - Falta Trifásica na Barra 9-Trip pela Função 50

Para uma falta na Barra 7, observa-se na Figura 5.19 que somente a proteção de sobrecorrente temporizada, variável *51_FaseP* é sensibilizada, porém não envia comando de desligamento, variável *51_FaseT*.

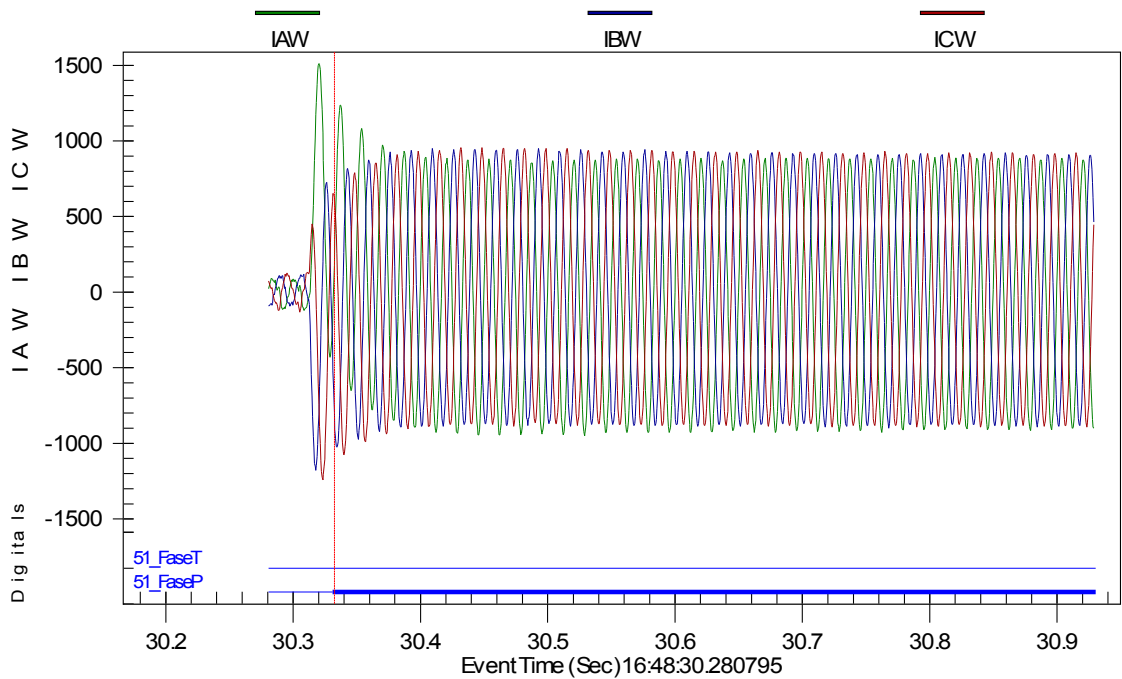


Figura 5.19 - Falta Trifásica na na Barra 7 – Pick-up da Função 51

Desta forma, pode-se concluir que o ajuste desta proteção está adequado,

com desempenho esperado tanto para faltas no sistema do autoprodutor como na concessionária.

5.5.2.2. Sobrecorrente de Neutro (50/51N)

Devido as mesmas razões citadas no item anterior, a função instantânea deve atuar para faltas fase-terra nas barras de 138 kV e no primário dos transformadores de 138/13,8 kV do autoprodutor.

Portanto, espera-se que esta proteção opere instantaneamente para faltas no setor de 138 kV da indústria e não opere para este tipo de falta na linha de transmissão.

Aplicando-se um curto-circuito fase-terra na Barra 10, constata-se a partir da Figura 5.20, que ocorre o pick-up do elemento temporizado, variável 51G, e a operação do elemento instantâneo, 50G, enviando o sinal de trip para o disjuntor de interconexão conforme esperado.

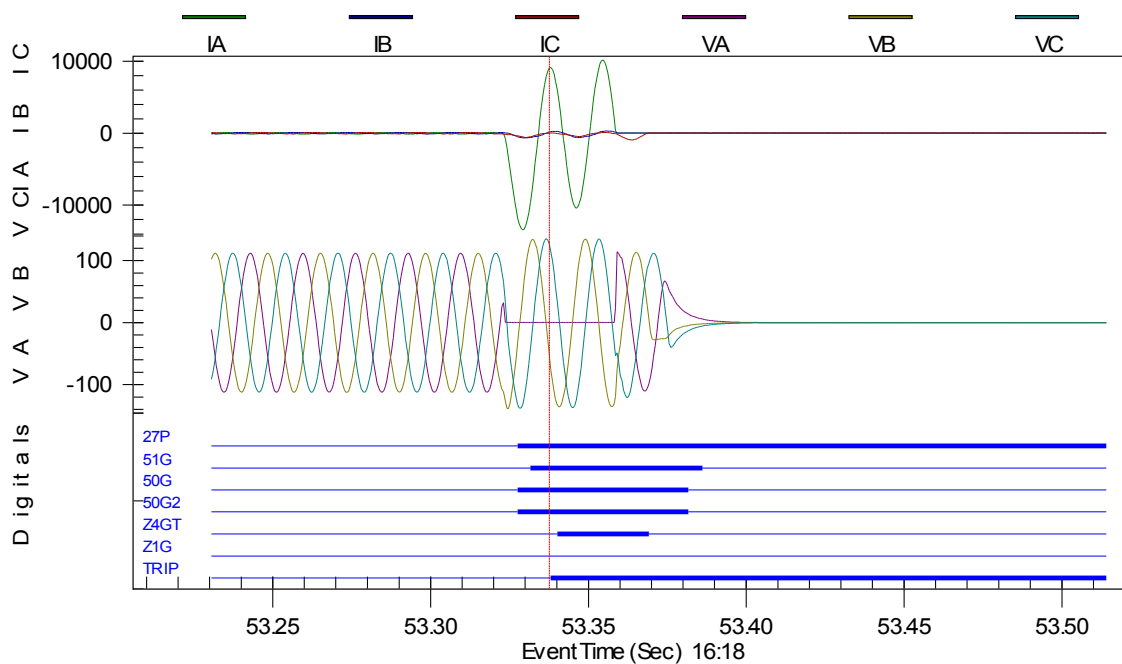


Figura 5.20 - Curto-circuito Fase-Terra na Barra 10

Verifica-se na Figura 5.21 que quando da aplicação de falta monofásica na linha, não houve o pick-up dos elementos instantâneo e temporizado de terra, 50G1 e 51G, devido ao fato dos transformadores de 138/13,8 kV possuírem conexão delta no primário e filtrarem a componente de sequência zero de corrente.

Conclui-se, portanto, que os ajustes implementados nesta função de proteção estão adequados.

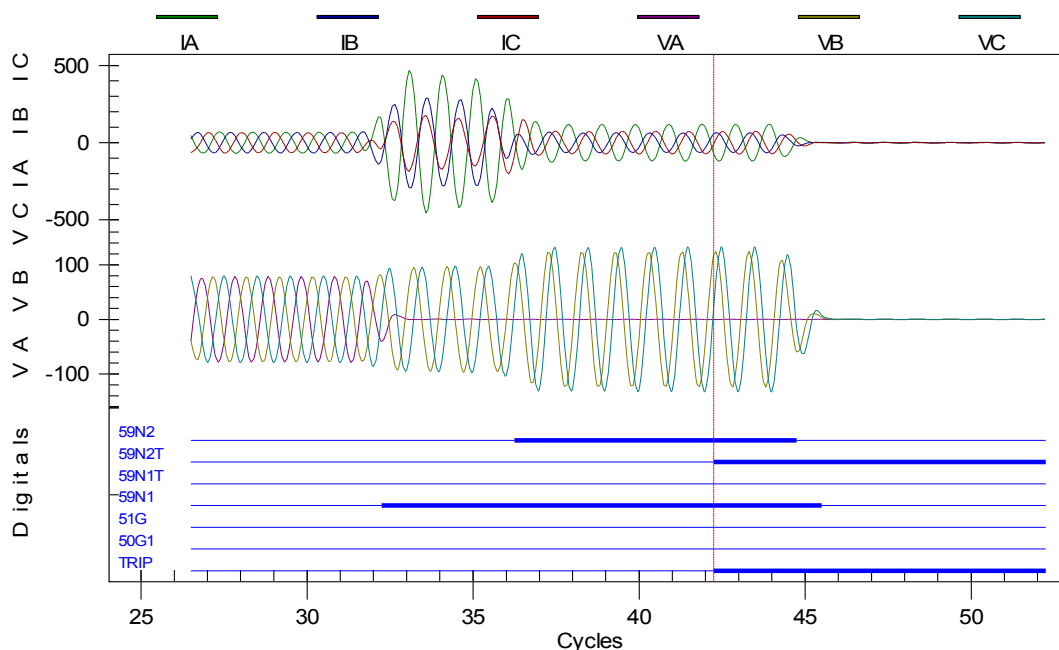


Figura 5.21 - Curto-circuito Fase-Terra na Derivação

5.5.2.3. Subtensão (27)

Para o estabelecimento do ajuste da função 27 foi adotado como premissa que a mesma deve operar como retaguarda da proteção de sobrecorrente de fase e terra da interconexão tanto para faltas no autoprodutor como na concessionária.

Na Figura 5.20 verifica-se que ocorre pick-up desta função quando da simulação de curto-circuito fase-terra na Barra 10, através do elemento 27P.

Já para um curto-circuito trifásico na Barra 7, verifica-se a partir da Figura 5.22, que esta proteção atua antes da operação da função 51 de fase da interconexão, enviando comando de trip através do elemento 27PT.

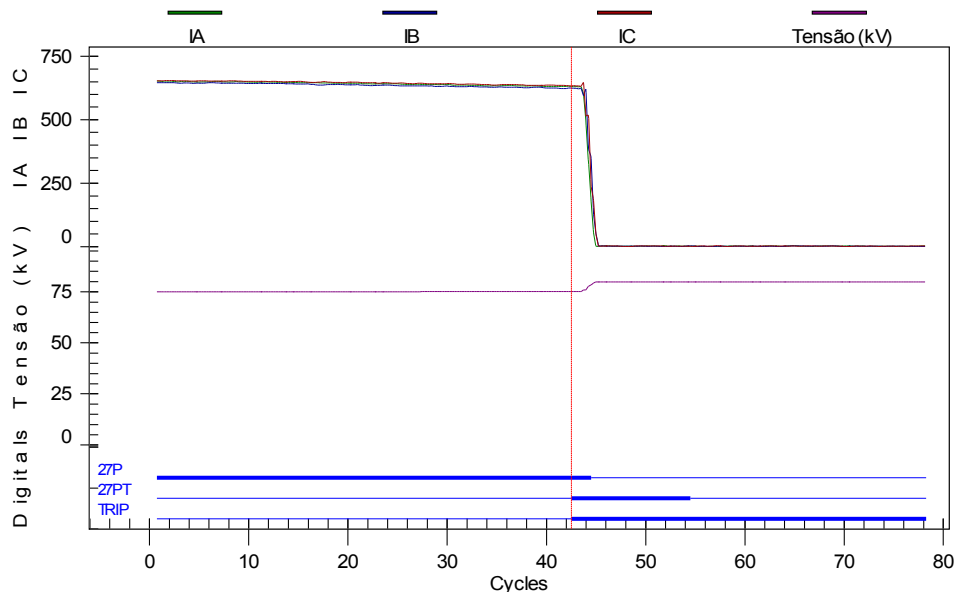


Figura 5.22 - Curto-circuito na Barra 7

Para sanar o problema identificado, propôs-se a alteração da temporização desta função de 1 para 2 segundos, de forma a garantir que a função 27 não opere indevidamente.

Conclui-se, portanto, que a temporização de 1 segundo é inapropriada, devido ao fato da mesma provocar o trip da interconexão quando da ocorrência de curto-circuitos na Barra 7. Após a realização da alteração proposta, foi verificado, através de simulações, que o novo ajuste é adequado, não ocasionando mais a abertura da interconexão para curto-circuito nas barras de 13,8 kV.

5.5.2.4. Sobretensão (59)

Para ajustar esta proteção foi utilizado valores típicos de trip por sobretensão (1,2 pu), porém, é desconhecido na empresa o critério que foi adotado para a escolha da temporização em 0,2 s.

A expectativa é que esta proteção atue somente como retaguarda da proteção de sobrecorrente fase-terra da interconexão para curtos monofásicos no sistema de 138 kV.

A partir das simulações, pode ser observado na Figura 5.23, que, faltas no ponto de derivação da linha de transmissão causa sobretensão nas fases sadias, da ordem de 1,5 pu, o que ocasiona a abertura do paralelo através do elemento 59PT.

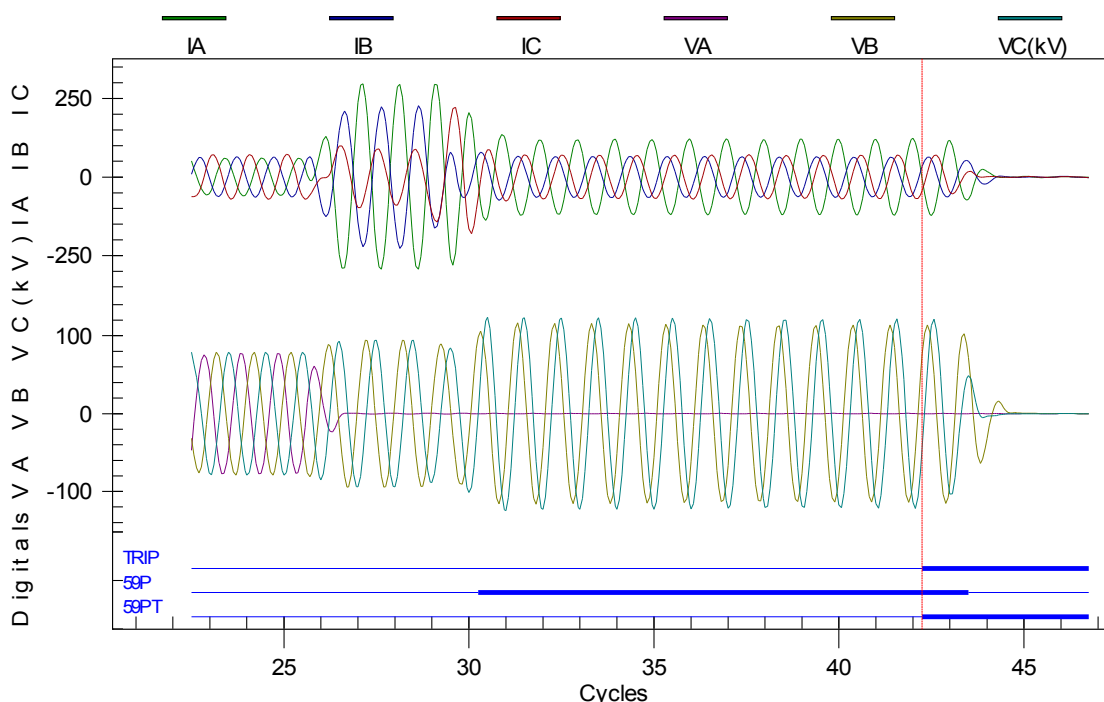


Figura 5.23 - Falta Monofásica na Derivação - Trip pela Função 59

Neste caso, foi proposta a alteração da temporização para 1 segundo, conforme recomendação da Elektro, 2009.

Portanto, conclui-se que a temporização de 200 ms é totalmente inadequada para a proteção de sobretensão, o que pode ocasionar desligamentos indesejáveis. Após a implementação dos novos ajustes, foi verificado que a função 59 se tornou seletiva com as demais funções de proteção da interconexão.

5.5.2.5. Sobretensão de Sequência Zero (59N)

Os critérios adotados para definição dos ajustes desta proteção foram:

- Deve ser sensibilizada quando houver faltas fase-terra no sistema de 138 kV, sobretudo na concessionária;
- Deve ser temporizada para evitar a abertura do paralelo quando as faltas forem externas à linha de alimentação do autoprodutor.

Após a realização das simulações, foi verificado que os ajustes se mostraram satisfatórios, porém, foram propostas alterações com o objetivo de melhorá-los, conforme filosofia sugerida por (Salles, 2007) e descrita no Item 3.3.12.

Primeiramente foram calculadas quais são as tensões de sequência zero medidas pelo relé de interconexão com os terminais das Barras 11 e 14 fechados,

aplicando-se faltas fase-terra nas barras mostradas na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 - Tensão de Sequência Zero na Barra 10

Tensão Residual na Barra 10	
Falta Fase-Terra	3V0 (p.u.)
Barra 11	0,68
Barra 13	1,76
Barra 14	0,9
Barra 10	1,8

Posteriormente, foi verificado que a tensão de sequência zero é igual a 3 pu, quando da ocorrência de curto fase-terra no sistema de 138 kV quando os disjuntores terminais das barras 11 e 14 estão abertos.

Com base nestes valores, foi possível ajustar esta função em dois níveis:

- Nível 1- 80% da menor tensão de sequência zero para os defeitos da Tabela 5.5, considerando todas as linhas fechadas. Este ajuste, efetuado em 0,544 pu com temporização de 600 ms, permite a detecção de faltas à terra em toda a extensão da linha, desde a Barra 11 até a Barra 14.

- Nível 2 - 110% da maior tensão de sequência zero para os defeitos da Tabela 5.5. Este ajuste permite uma rápida atuação para curtos próximos à interconexão e seletividade para curtos fora da linha enquanto um dos terminais referentes às barras 11 e/ou 14 estiverem fechados. Portanto, quando houver a abertura destes terminais, mesmo que a falta seja distante, haverá rápida abertura do paralelo através da atuação desta função, pois o sistema se tornará isolado e a tensão de sequência zero será máxima, ou seja, 3 p.u. Este estágio foi ajustado em 1,98 pu, 100 ms.

Após a simulação de curto fase-terra na derivação e considerando os novos ajustes, observa-se, a partir da Figura 5.21, o pick-up do primeiro nível, 59N1. Quando ocorre a abertura dos terminais da concessionária, verifica-se o pick-up do nível 2, 59N2, devido ao fato do sistema se tornar isolado e conseqüentemente ocorrer elevação da tensão de sequência zero. O nível 2, por ter baixa temporização, promove a abertura do paralelo de forma mais rápida, melhorando o desempenho da proteção.

Na Figura 5.24 é mostrada a magnitude da tensão de sequência zero quando da ocorrência da falta fase-terra na derivação, onde verifica-se a elevação desta com a abertura dos terminais da concessionária. Na Figura 5.25 são mostrados os registros de eventos do relé de proteção, onde pode-se constatar a melhoria do tempo de atuação, com envio de trip para o disjuntor em 169 ms..

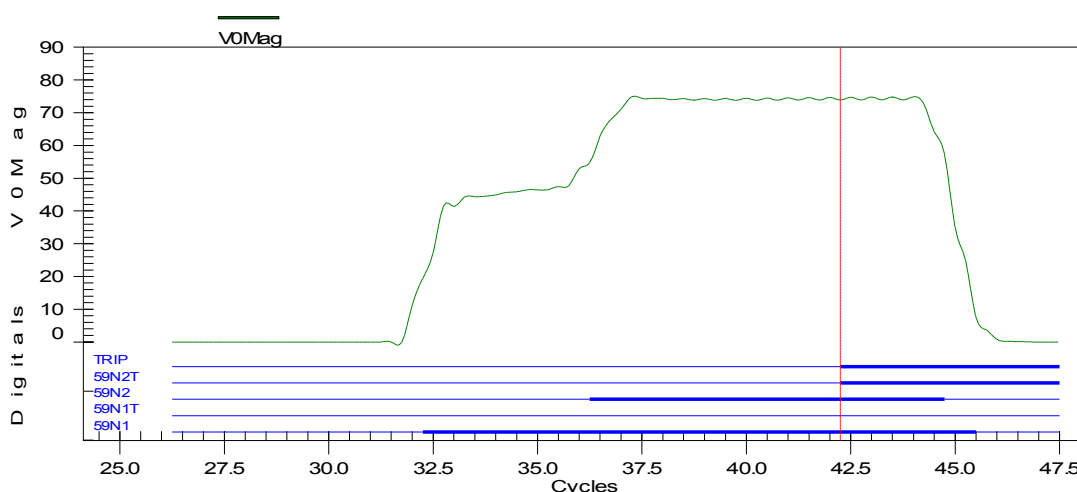


Figura 5.24 - Curto-circuito na Derivação - Tensão de Sequência Zero Medida pelo Relé de Proteção

06/01/2012	15:04:47.410	59N1	PICKUP
06/01/2012	15:04:47.479	59 SOBRETENSAO	PICKUP
06/01/2012	15:04:47.479	59N2	PICKUP
06/01/2012	15:04:47.579	TRIP	INICIADO
06/01/2012	15:04:47.579	59N2	TRIP

Figura 5.25 - Curto-Circuito na Derivação - Registro de Eventos

Portanto, pode-se concluir que a implementação de dois níveis de ajustes garante a rápida atuação da proteção para curto-circuitos fase-terra próximos à planta ou quando da abertura dos terminais da concessionária.

5.5.2.6. Subfrequência (81) – Rejeição de Cargas

O critério considerado para a definição dos ajustes do relé de subfrequência para rejeição de cargas foi obter seletividade com as proteções de frequência das máquinas rotativas e da interconexão, ou seja:

- O pick-up do 1º estágio deve ser menor que o ajuste da proteção de subfrequência da interconexão;
- O pick-up do 3º estágio deve ser maior que o ajuste da proteção de subfrequência dos geradores.

Portanto, espera-se que a proteção de subfrequência da interconexão atue

abrindo o paralelo com a concessionária antes da operação da proteção dos geradores. Com os ajustes utilizados para efetuar rejeição de cargas, espera-se que cada estágio opere rejeitando somente a carga necessária para restabelecer o balanço entre geração e carga do sistema do autoprodutor.

Após a realização das simulações, observa-se a partir da Figura 5.26, que as taxas médias de decaimento da frequência do sistema foram de 1,06, 1,75 e 2,18 Hz/s nos cenários A, B e C, respectivamente.

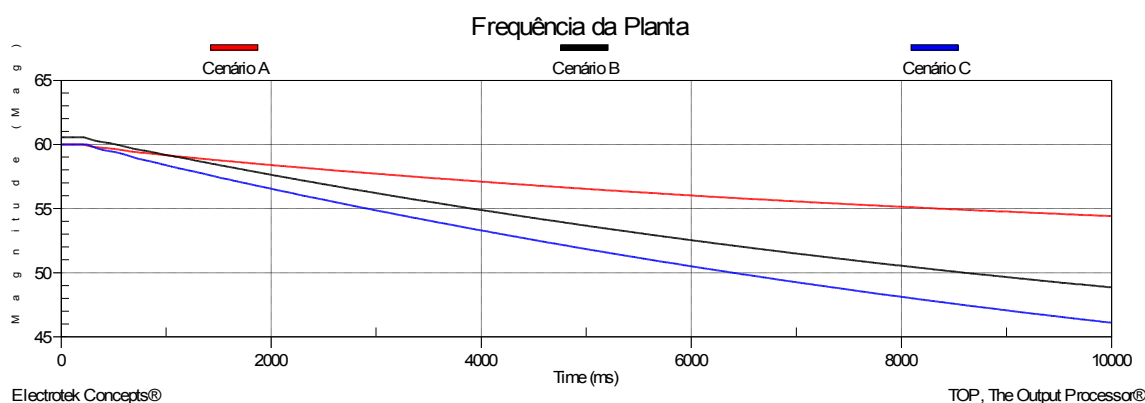


Figura 5.26 - Taxa de Decaimento da Frequência: Cenário A - Abertura de D5, Cenário B - Ilhamento com a Concessionária – Abertura de D1 e D2 e Cenário C - Abertura de D5 com o Maior Gerador Desligado

Foi proposta a alteração do ajuste para de 58,5 Hz, 200 ms, para 59 Hz sem temporização intencional.

Na Figura 5.27 são mostradas as frequências obtidas quando ocorre a abertura do paralelo nos seguintes cenários:

- Cenário A – abertura do disjuntor de D5 com todos os geradores em operação;
- Cenário B – abertura de D1 e D2, o autoprodutor alimenta as cargas da concessionária através de D5, aproximadamente 10,3 MW;
- Cenário C – abertura de D1 e D2 com o maior gerador fora de operação (TG-5).

No cenário A, a abertura de D5 provoca o decaimento da frequência e a atuação do 1º estágio do sistema de rejeição de cargas. No cenário B, observa-se que após a abertura de D1 e D2 ocorre o decaimento da frequência em uma taxa maior até que o disjuntor de interconexão, D5, é aberto pela função de subfrequência. A abertura de D5 diminui a taxa de decaimento da frequência,

sendo que em seguida ocorre a operação do 1º estágio do sistema de rejeição de cargas, fazendo com que a frequência se recupere. Já no cenário C, conforme observado na Figura 5.28, observa-se que devido ao maior déficit de geração, a abertura do paralelo é acelerada. Posteriormente, ocorre a atuação dos três níveis de rejeição de cargas, fazendo com que a frequência seja recuperada, conforme foi observado na Figura 5.27.

Para os três cenários, a rejeição de cargas operou de forma correta, ou seja, nos cenários A e B operam apenas o 1º estágio e no cenário C os três estágios.

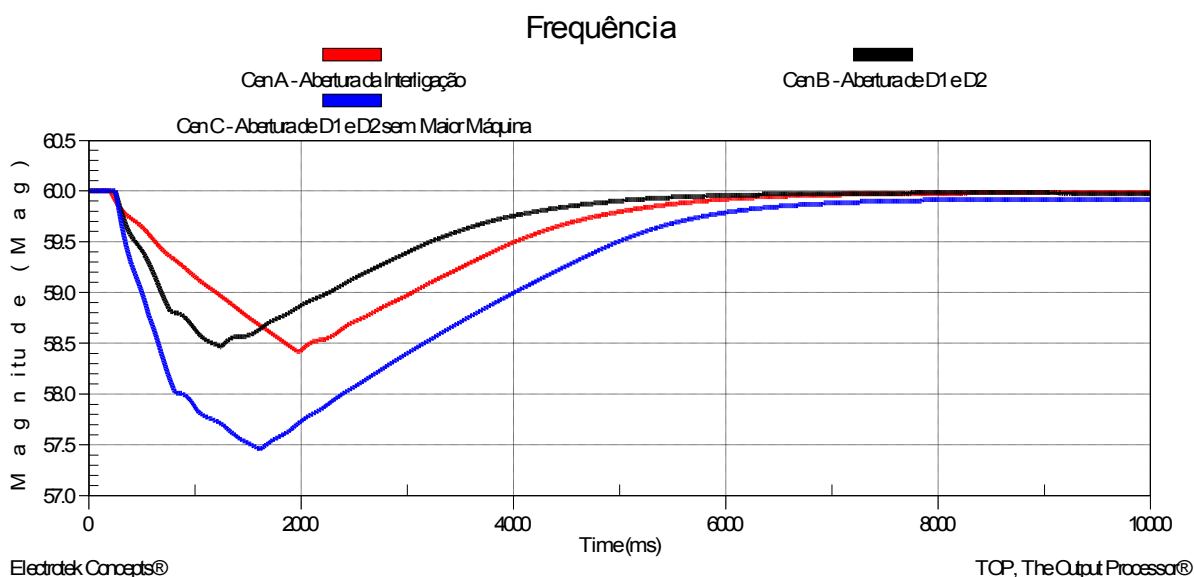


Figura 5.27 - Frequência Durante Ilhamento

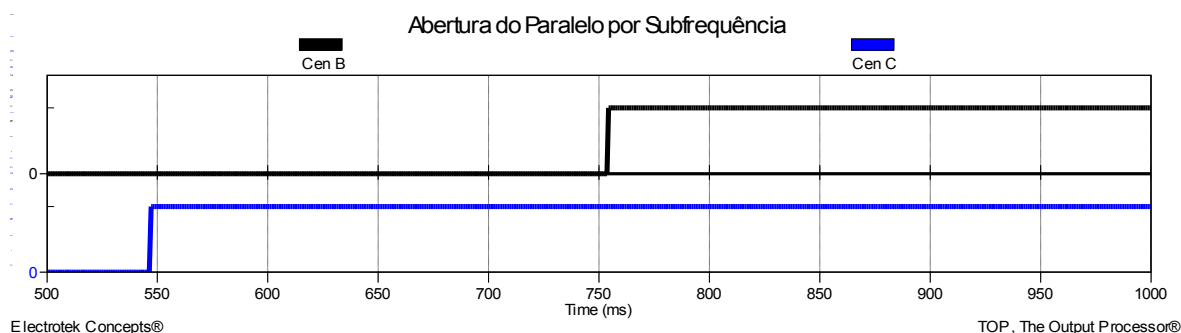


Figura 5.28 - Instante da Abertura do Disjuntor de Interligação por Subfrequência

Na Figura 5.29 é mostrada a simulação de uma falta trifásica e fase-terra na Barra 11 com todos os geradores do autoprodutor em operação. Para a falta trifásica, observou-se que ocorre maior subfrequência no sistema do autoprodutor,

devido ao retardo da atuação das funções de subfrequência, provocando a operação do nível 2 do sistema de rejeição de cargas. Este retardo ocorreu devido a perda da medição do relé em função do afundamento trifásico da tensão em decorrência do curto trifásico. Na Figura 5.30 observa-se a abertura do paralelo e, posteriormente, a operação dos dois níveis de rejeição de cargas ocorrendo simultaneamente, em função da normalização da medição de frequência do relé após a mesma estar abaixo de 58 Hz.

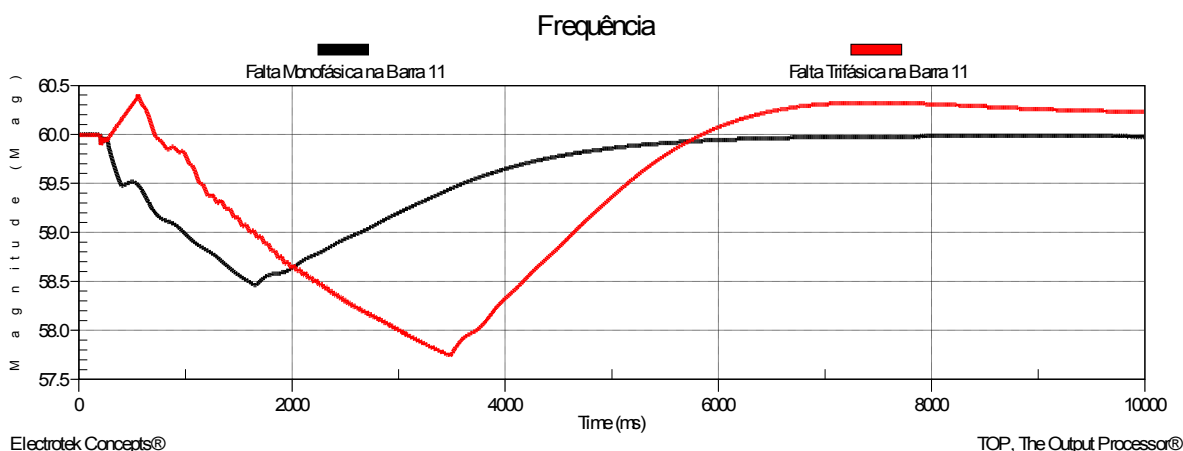


Figura 5.29 - Frequência para Curto 1F e 3F na Barra 11 - Retardo da Operação do Relé devido ao Afundamento de Tensão

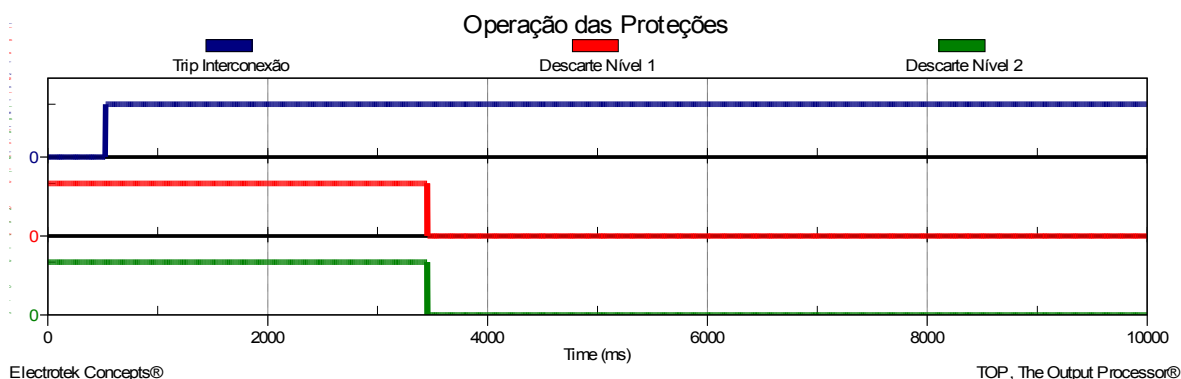


Figura 5.30 - Operação dos Níveis 1 e 2 da Rejeição de Cargas

Na Figura 5.31 constata-se que o comando para a rejeição de cargas dos níveis 1 e 2, 81U1 e 81U2, ocorreram no mesmo instante, ou seja, 2.986 ms após o envio de trip do relé da proteção de interconexão.

06/16/2012	09:24:47.748	51 FASE	PICKUP
06/16/2012	09:24:47.754	67 FASE INST	PICKUP
06/16/2012	09:24:47.756	67 FASE	PICKUP
06/16/2012	09:24:48.054	67 FASE INST	TRIP
6/16/2012	09:24:48.054	TRIP	INICIADO
06/16/2012	09:24:51.040	81U1	PICKUP
06/16/2012	09:24:51.040	81U2	PICKUP
06/16/2012	09:24:51.040	81U1	TRIP
06/16/2012	09:24:51.040	81U2	TRIP
06/16/2012	09:24:51.375	81U2	NORMAL
06/16/2012	09:24:51.822	81U1	NORMAL
06/16/2012	09:24:53.075	81U2	NORMAL
06/16/2012	09:24:53.509	81U1	NORMAL
06/16/2012	09:24:53.511	TRIP	INICIADO

Figura 5.31 - Registro de Eventos para Curto-circuito Trifásico na Barra 11

Com base nos resultados conclui-se que a proteção de subfrequência da interconexão operou conforme esperado.

Adicionalmente, constata-se que as funções de subfrequência utilizadas para rejeição de cargas não operaram de forma esperada quando da ocorrência de curto-circuito trifásico no sistema da concessionária, retardando a atuação da função 81 devido ao afundamento de tensão e levando o sistema a atingir a menor frequência observada.

5.5.2.7. Sobrecorrente Direcional (67)

Os critérios considerados para a definição dos ajustes desta proteção foram:

- A proteção deve atuar somente para faltas no sistema da concessionária;
- A proteção deve ser sensibilizada para curto-circuitos em toda a extensão da linha com impedância de falta até 20 Ω e seletiva com a proteção da linha subsequente.

É esperado que esta proteção abra o disjuntor de interconexão quando ocorrer curto-circuito na concessionária e não opere para curto-circuito no autoprodutor.

Após a realização das simulações, verifica-se a partir da Figura 5.32 o desempenho desta proteção para um curto-circuito trifásico na derivação. A função 67 detectou a falta e 420 ms após observa-se a inversão da direcionalidade da função. Nos instantes iniciais, verifica-se que o elemento de supervisão direcional à frente, 67 FRENTE foi sensibilizado. Porém, posteriormente, observa-se que ocorre pick-up do elemento de supervisão direcional reverso, 67 REVER e conseqüentemente o bloqueio da unidade de sobrecorrente à frente. Adicionalmente, observa-se que com a inversão de direcionalidade, as funções de

distância, ZONA 2 e ZONA 3 que haviam sido sensibilizadas, também foram bloqueadas. O comando de trip foi enviado pela zona 4 que foi ajustada na direção reversa, que será analisado posteriormente.

Em outros casos simulados também observou-se a inversão da direcionalidade, tais como:

- Curto-circuito trifásico na Barra 11;
- Curto-circuito trifásico no ponto de derivação sem intercâmbio de energia;
- Curto-circuito trifásico no ponto de derivação com exportação de 10% da geração.

Constata-se que tal comportamento ocorreu devido a perda da tensão de polarização usada com o objetivo de garantir a referência para que o relé detecte a direção da falta. A direcionalidade dos relés, seja de distância ou direcionais de sobrecorrente, é afetada pela variação de frequência, caso esta ocorra em apenas uma das grandezas seja tensão ou corrente. Neste caso, o torque do relé também irá variar, alternando entre torques positivos e negativos.

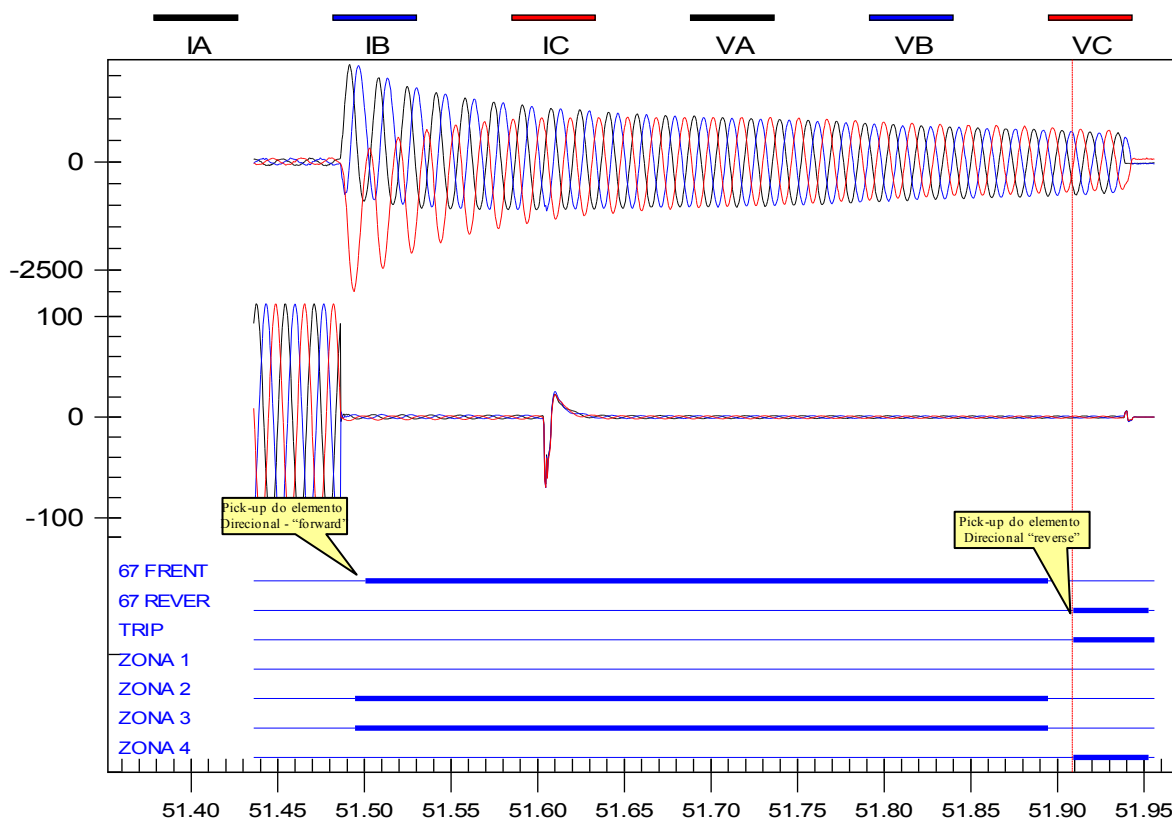


Figura 5.32 - Oscilografia após Curto-circuito Trifásico na Derivação com Perda da Direcionalidade do Relé – Funções de Distância e Sobrecorrente Direcional – Trip pela Zona 4 devido à inversão da direção vista pelo relé

Na Tabela 5.6 são mostrados os tempos em que ocorreram a inversão da direcionalidade e as respectivas taxas de variação de frequência imediatamente após a aplicação da falta para os casos de ocorrência de curto-circuito trifásico citados.

Tabela 5.6 - Tempos de Desligamento dos Cenários Simulados pela Inversão da Direcionalidade Vista pelo Relé

	Curto-circuito trifásico na Barra 11	Curto-circuito trifásico na derivação importando 14,62 MW	Curto-circuito trifásico na derivação sem intercâmbio	Curto-circuito trifásico no ponto de derivação com exportação de 10%
Inversão da Direção [ciclos]	32,05	22,5	22,86	24,9
dF/dt [Hz/s]	5,14	6,04	4,6	3,87

O comportamento eletromecânico do rotor das máquinas rotativas é influenciado pelo balanço entre as potências elétrica e mecânica, devido ao fato de não haver transferência de potência ativa na ocorrência de falta trifásica. Este comportamento pode ser verificado na Figura 5.33, onde é mostrada a área onde a direcionalidade do relé é afetada, devido à variação da frequência da corrente de curto-circuito.

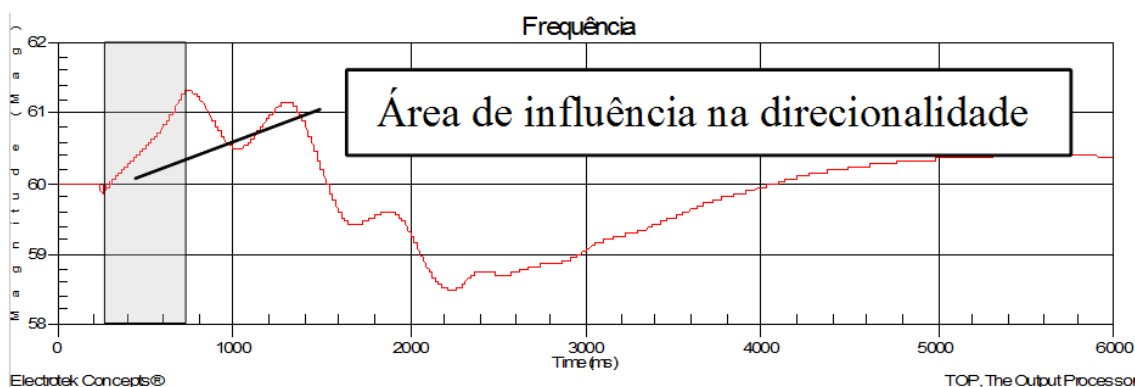


Figura 5.33 - Frequência da Planta após Curto-circuito Trifásico no ponto de Derivação da Linha de 138 kV

A variação da frequência da corrente de curto-circuito foi registrada pelo relé de proteção, conforme pode ser observado na Figura 5.34. Consta-se que a frequência da tensão de memória permanece constante, ocasionando a variação

do ângulo relativo entre esta tensão e a corrente de falta.

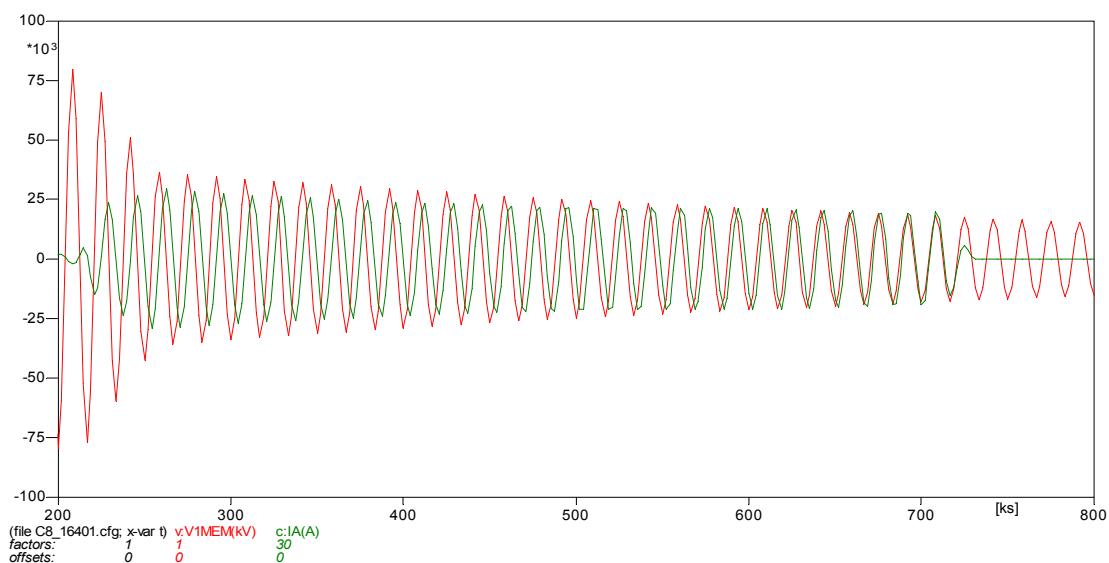


Figura 5.34 - Variação da frequência da corrente de curto-circuito em relação à Tensão de Memória

5.5.2.7.1. Tensão de Memória

Em faltas trifásicas onde o afundamento de tensão é muito severo, o relé perde a tensão de polarização o que pode levar o mesmo a operar indevidamente. A tensão de memória, ou ação de memória é usada para estes casos, visando garantir que o relé identifique a direção da falta.

Outro artifício utilizado para garantir a tensão de polarização em relés direcionais e de distância é a polarização cruzada. Este tipo de polarização consiste em usar a tensão das fases sãs como grandeza de referência. Neste tipo de aplicação as características de operação não são afetadas pela variação de frequência, como acontece quando do uso da tensão de memória, pois a tensão de polarização possui a mesma frequência da corrente de falta (Filho, 2008). Porém, a polarização cruzada não é efetiva para curtos-circuitos trifásicos, pois todas as fases estão sujeitas ao mesmo afundamento de tensão.

Desta forma, a tensão de memória é a única forma de polarização que garante a direcionalidade para curtos trifásicos próximos ao relé, seja ele direcional ou de distância. A maioria dos relés incorpora a polarização cruzada e tensão de memória para garantir a referência mesmo em curto-circuitos trifásicos.

Para relés analógicos, a tensão de memória consiste na utilização de um circuito ressonante na frequência fundamental. Já nos relés digitais são utilizadas

amostras anteriores à falta para polarizar o relé, servindo de referência para a determinação da direcionalidade. Portanto, a frequência utilizada para a ação de memória é a mesma da tensão pré-falta. A tensão de memória não afeta a medição da impedância de falta.

O uso da ação de memória simplesmente utilizando a tensão pré-falta ou a frequência fundamental é limitada, sendo que este problema já havia sido identificado por (Mason, 1967).

Para minimizar o efeito da frequência, alguns fabricantes limitam a duração do tempo da ação de memória em um tempo suficiente para o relé tomar a decisão da direção da falta. Há proteções de distância que limitam estes tempos entre 40 e 250 ms. Relés numéricos mais modernos podem ainda utilizar uma referência de fase sincronizada para a tensão de memória, seja esta antes ou mesmo durante a falta.

Para (IEEE, 1999), a duração da tensão de memória é normalmente limitada a um tempo requerido para uma decisão instantânea da direção e localização da falta.

Na Figura 5.35 é mostrado o diagrama fasorial no instante da falta e no instante da reversão da supervisão direcional do relé para o curto-circuito da Figura 5.32.

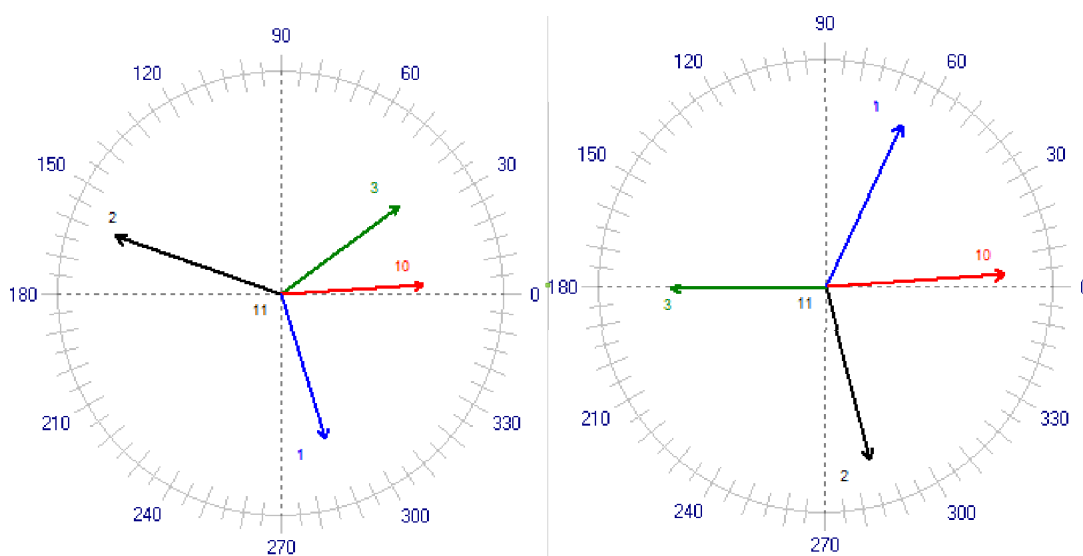


Figura 5.35 - Fasores no instante da falta e no instante do “trip” das Correntes de Fase e Tensão de Memória - Azul – Fase A, Preto - Fase B, Verde – Fase C, Vermelho – Tensão de Memória

5.5.2.7.2. *Recomendações e Ajuste Proposto*

Para evitar problemas relativos à perda da direcionalidade, alguns artifícios podem ser usados, destacando-se:

- Limitar a duração do tempo da ação de memória em um tempo suficiente para o relé tomar a decisão da direção da falta, conforme proposto por (Mason, 1967). Porém, quando há necessidade do uso da proteção temporizada, esta solução pode ter seu uso limitado;
- Uso de uma referência de fase sincronizada para a tensão de memória, seja esta antes ou mesmo durante a falta, conforme (Areva, 2011);
- Utilizar um esquema de teleproteção da concessionária com a indústria visando abrir o paralelo quando da ocorrência de faltas na linha.

Como solução para o problema, propõe-se reduzir a temporização do elemento direcional de 500 para 300 ms, limitando o tempo da ação de memória para faltas trifásicas, cujo resultado se mostrou satisfatório. Na Figura 5.36 é mostrada a atuação do elemento direcional para uma falta na Barra 11.

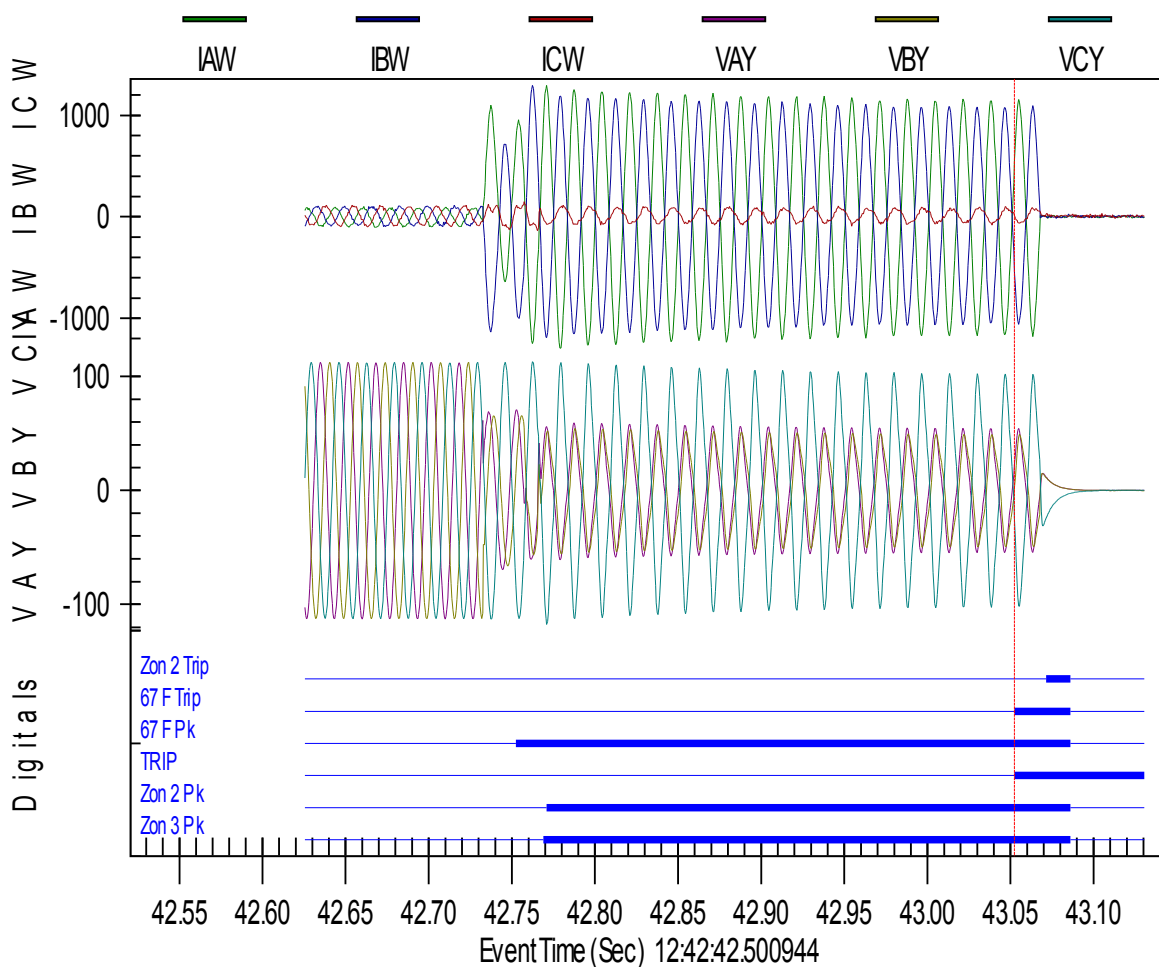


Figura 5.36 - Curto-circuito Bifásico na Barra 11

5.5.2.8. Distância (21)

Os critérios considerados para os ajustes desta proteção foram:

- A zona 1 deve ser ajustada em 80% da impedância de sequência positiva do menor trecho da linha;
- O alcance da zona 2 deve ser além da barra mais distante, com temporização adequada visando manter a seletividade com a proteção da linha subsequente. Entretanto, é desconhecido o critério que foi utilizado para definir o ajuste implementado em campo;
- A zona 3 deve ser ajustada em 200 % da impedância de sequência positiva da linha e com temporização adequada, porém, neste caso, também é desconhecido o critério que foi utilizado para definir o ajuste parametrizado no relé;
- A zona 4 deve ser ajustada na direção reversa e não alcançar curtos no secundário dos transformadores de 138/13,8 kV;

▪ As funções de distância de terra não foram ajustadas devido ao fato da conexão dos transformadores de 138/13,8 kV ser delta estrela aterrada.

É esperado que as zonas 1, 2 e 3 operem para curto-circuitos na linha da concessionária e a zona 4 para curto-circuitos nas barras de 138 kV do autoprodutor.

Após a realização das simulações, observa-se a partir da Figura 5.37 o desempenho da zona 1 para um curto-circuito no trecho entre o disjuntor D5 e a derivação. Observa-se a sensibilização desta zona através do elemento M1P e no mesmo instante o envio do comando de abertura do disjuntor de interligação.

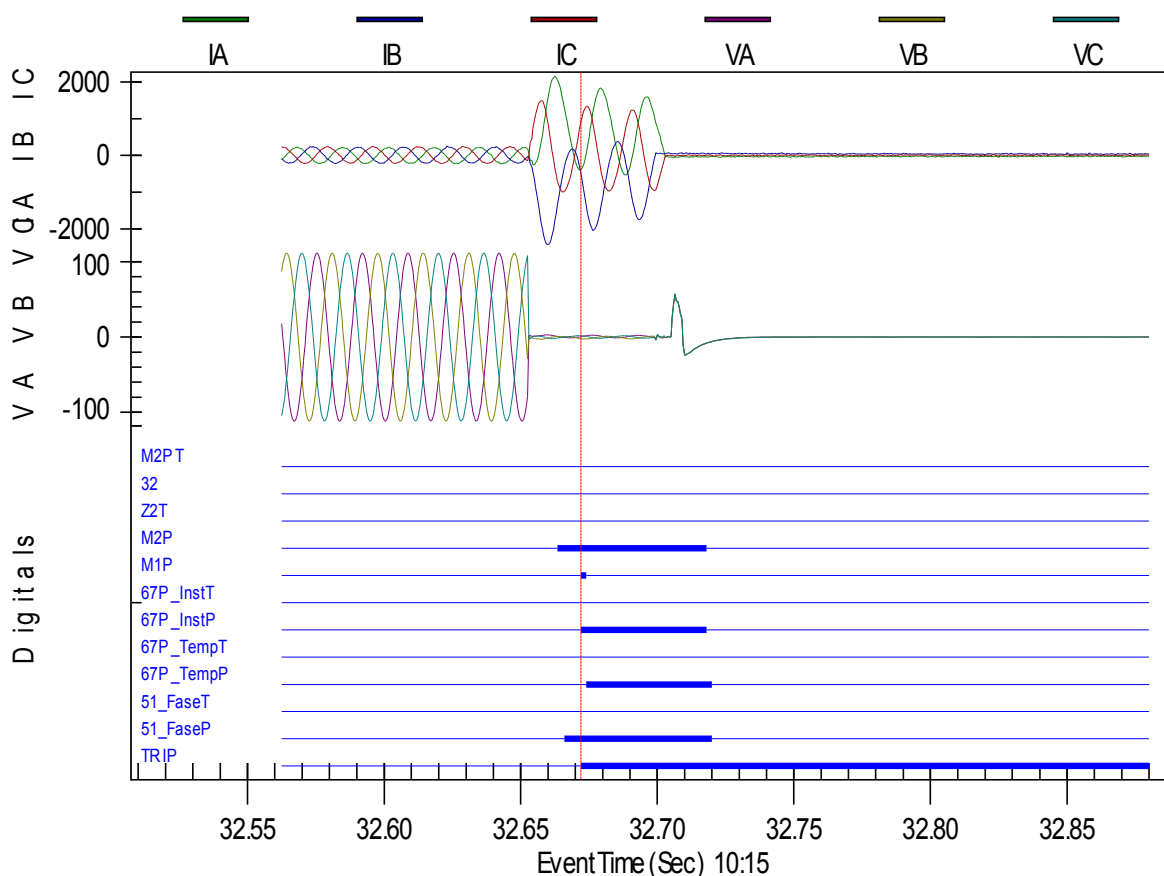


Figura 5.37 - Curto-circuito Trifásico no Trecho entre D5 e a Derivação - Atuação da Zona 1

Para faltas dentro das zonas 2 e 3, verifica-se na Figura 5.32, através dos elementos ZONA 1 e ZONA 2, que as mesmas são sensibilizadas com a aplicação de um curto-circuito na derivação. Observa-se um comportamento similar ao ocorrido com a proteção de sobrecorrente direcional, ou seja, o bloqueio destas funções e a atuação da ZONA 4 que foi ajustada na direção reversa.

Este comportamento ocorreu pelo mesmo motivo apresentado no Item 5.5.2.7., ou seja, houve a inversão da direcionalidade vista pelo relé, devido a variação da frequência da corrente juntamente com a utilização da tensão de memória, associada à temporização elevada desta proteção.

Analogamente à função 67, foi proposta a redução da temporização das zonas 2 e 3 para 300 e 600 ms respectivamente. Foi observado que, para os casos onde a proteção de distância inverteu a direcionalidade, a mesma se comportou de forma adequada após a alteração dos ajustes.

5.5.2.9. Direcional de Potência (32)

O critério considerado para o ajuste desta proteção é que não deve haver em regime permanente a injeção de potência na rede da concessionária pelo autoprodutor. Porém, é desconhecido na empresa o critério que foi adotado para a escolha da abertura instantânea da interconexão.

Após a realização das simulações observou-se que o ajuste originalmente implementado, sem temporização, ocasionou aberturas indevidas, devido às oscilações transitórias de potência ativa quando da ocorrência de faltas na rede da concessionária, como pode ser observado na Figura 5.38.

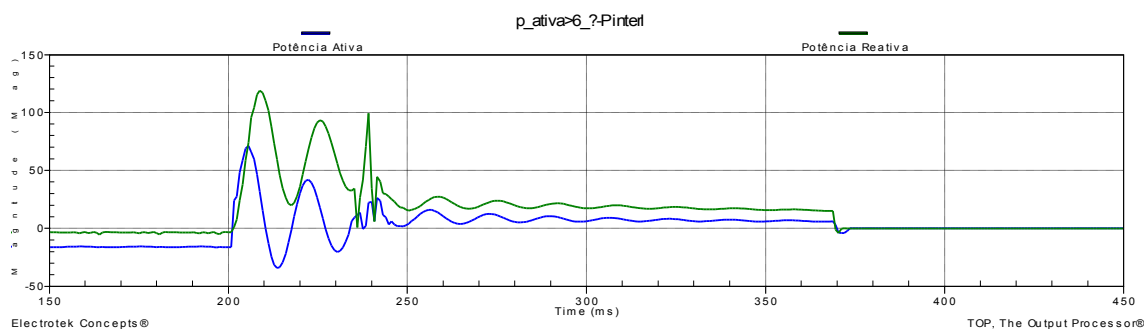


Figura 5.38 - Potência Medida pelo Relé Durante Curto-circuito Trifásico na Barra 11

Como solução para o problema identificado, foi implementada uma temporização de 1 segundo para a função 32, de forma a garantir que a mesma não opere indevidamente para transitórios na rede.

Conclui-se, como esperado, que o uso da função direcional de potência sem temporização não é adequado, provocando indevidamente o trip da interconexão

quando da ocorrência de curto-circuitos na rede da concessionária. Após a realização da alteração proposta, foi verificado, através de simulações, que o novo ajuste é apropriado.

5.5.2.10. Proposta de Novos Ajustes

A Tabela 5.7 mostra os ajustes das funções de proteção antes e após as simulações. A proposta de alteração levou em consideração o desempenho obtido das funções diante de faltas na concessionária e no autoprodutor, utilizando a simulação *hardware-in-the-loop* no RTDS.

Tabela 5.7 - Ajustes da Proteção antes e Após as Simulações

Função ANSI	Ajustes Originais	Novos Ajustes
67	200 A – 500 ms	200 A - 300 ms
50	2500 A – 0 ms	
51	360 A – IEC B – 0,4	
50N	240 A – 0 ms	
51N	78 A – IEC A – 0,1	
27	0,8 p.u. – 1 s	0,8 p.u. – 2 s
59	1,2 p.u. – 200 ms	1,2 p.u. – 1 s
59N	0,46 p.u. – 200 ms	59N1 - 0,54 p.u. – 600 ms 59N2 - 1,98 p.u. – 100 ms
81	58,5 Hz – 200 ms	59,0 Hz – 0 ms
32	2,15 MW – 0 s	3,0 MW – 1 s
21 – 1ª Zona	1,16 ohms – 0 ms	
21 – 2ª Zona	21 ohms – 450 ms	13,13 ohms – 300 ms
21 – 3ª Zona	34 ohms – 800 ms	21,25 ohms – 600 ms
21 – 4ª Zona	4,3 ohms - 0 s- reverso	

A melhoria de desempenho obtida também foi constatada em campo através do registro de perturbações pelo relé de proteção. Recentemente foram registradas 4 perturbações com operação correta da proteção. Uma destas atuações pode ser observada na Figura 5.39, onde verifica-se um curto-circuito bifásico ocorrido na linha da concessionária a aproximadamente 1 km de D5. Observa-se o trip pela zona 1, elemento Z1PT, a sensibilização da função direcional, 67P2 e da zona 2, elemento Z2P.

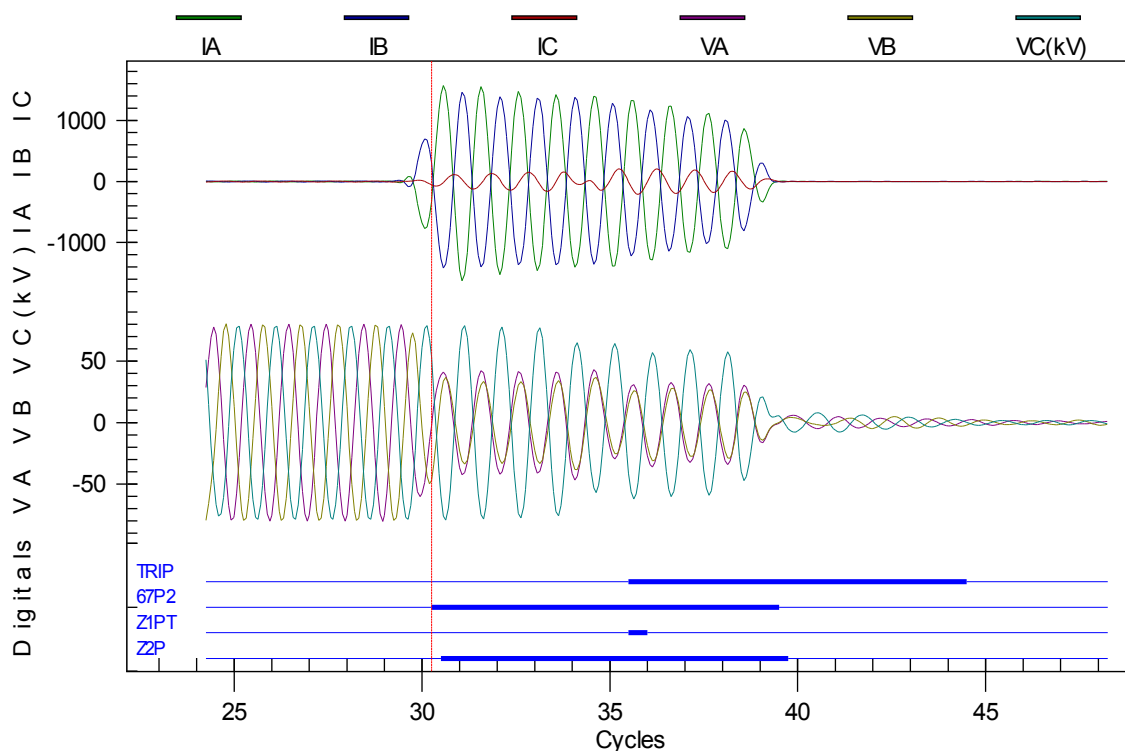


Figura 5.39 - Trip da Interconexão pela Atuação da Zona 1 com os Ajustes Novos

5.6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou os resultados da simulação em tempo real da proteção de interconexão entre a concessionária e o autoprodutor.

O *hardware-in-the-loop* foi realizado considerando tanto os ajustes originais do sistema de proteção da indústria, obtidos em campo, como a proposta de alteração de ajustes resultantes deste trabalho.

A eficácia dos novos ajustes também foi comprovada na prática dado que recentemente foram registrados 4 eventos com atuação adequada da proteção de interconexão.

6. CONCLUSÕES

6.1. CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES

Esta dissertação mostrou as principais exigências das concessionárias para a operação de geradores em paralelo com a rede. Foram discutidos os principais distúrbios que afetam a concessionária e o autoprodutor reciprocamente, além dos aspectos de segurança envolvidos na operação em paralelo.

O ilhamento do sistema do autoprodutor, alimentando parte da carga da concessionária, é um problema relevante e deve ser bem analisado, considerando, sobretudo, que os índices de qualidade de energia nas instalações dos consumidores são de responsabilidade da concessionária. Portanto, mesmo que haja capacidade de geração por parte do autoprodutor, o ilhamento normalmente não é desejável, devendo tal condição ser rapidamente detectada, seguida pela abertura da interligação. Nos casos em que o ilhamento seja de interesse, severos requisitos operativos devem ser observados tanto do lado da concessionária como do autoprodutor, com o objetivo de garantir a qualidade e a segurança das instalações.

O tipo de conexão do transformador influencia drasticamente no esquema de proteção a ser utilizado na interconexão, sobretudo quando da ocorrência de faltas fase terra em ambos os sistemas. O religamento rápido contribui de forma efetiva para melhorar os índices de qualidade de energia, porém, deve ser utilizado com cautela se houver conexão de geradores na rede.

Neste trabalho de dissertação também foram estudadas as principais funções de proteção normalmente utilizadas na interconexão entre o sistema da concessionária e o autoprodutor, bem como as características de cada função de proteção na detecção dos diversos tipos de faltas. Foram apresentadas as exigências das principais concessionárias nacionais e constata-se que há pequenas variações entre elas, dependendo do nível de exigência de cada empresa. De forma geral, pode-se afirmar que o esquema de proteção de interconexão é influenciado por vários fatores, cuja complexidade dependerá do montante de geração do autoprodutor, das características do sistema externo, do tipo de conexão dos transformadores de interconexão, e da necessidade do

próprio cogrador.

Sistemas industriais de grande porte com cogeração necessitam de esquemas especiais de proteção que garanta a operação contínua e segura da planta. Ocorrências simples tais como abertura da interconexão, ilhamento de áreas e perda de geração, podem ocasionar perdas em cascata e levar o sistema industrial a um colapso. Esquemas de proteção sistêmica como alívios de carga, esquemas de ilhamento e proteção de subfrequência são vitais. Neste contexto, este trabalho apresenta os principais esquemas de rejeição de cargas aplicáveis em sistemas industriais, assim como os principais estudos necessários para definir de forma adequada os ajustes do sistema de proteção da interconexão.

O Simulador Digital em Tempo Real (RTDS) é um recurso amplo e completo, raro no Brasil, cuja aplicação tem sido pouco voltada para sistemas industriais conforme constatado na revisão bibliográfica. Os ensaios no RTDS permitem uma avaliação precisa do comportamento do sistema elétrico diante dos mais diversos tipos de faltas. Desta forma, situações não previstas em projeto podem ser simuladas e avaliadas à exaustão, possibilitando identificar medidas mitigadoras, evitando desta forma, desligamentos indevidos no sistema elétrico.

Neste contexto, o principal objetivo e contribuição deste trabalho, foi avaliar o desempenho da proteção de interconexão entre a concessionária e um sistema industrial de grande porte, através da realização de testes em malha fechada (Hardware-in-the-loop). Foram avaliados se os ajustes implantados no sistema real, para cada função de proteção habilitada, estão adequados ou não, através da aplicação de faltas internas e externas ao sistema elétrico industrial.

Constatou-se que diversas funções de proteção ou tinham ajustes inadequados ou que poderiam ser otimizados, destacando as funções 27, 59, 59N, 67, 21, 32 e 81. Os ajustes de tempo das funções de sobretensão (59) e direcional de potencia (32) foram alterados para 1 segundo e da função 27 para 2 segundos.

A utilização de dois estágios para a função 59N, através do cálculo das tensões de sequência zero para curto-circuitos próximos e longes da interligação, considerando se a fonte da concessionária está ou não conectada, permitiu grandes melhorias no tempo de eliminação da falta.

A tensão de memória é um importante recurso utilizado para polarização dos relés 67 e 21 e em curto-circuitos trifásicos sólidos. Porém, a mesma deve ser

utilizada por curtos períodos de tempo em sistemas com possibilidade de variação da frequência, como o estudo de caso apresentado, de forma a evitar a perda da direcionalidade do relé. A solução adotada para estes problemas foi reduzir as temporização da função 67 para 300 ms e e da função 21, 2ª e 3ª zona, para 300 e 600 ms respectivamente.

As melhorias obtidas foram constatadas tanto no ambiente de simulação, conforme resultados apresentados neste trabalho, como no mundo real, onde verificou-se que a atuação da proteção de interconexão foi efetiva, com os ajustes modificados e resultantes deste trabalho, por ocasião do registro de 4 ocorrências recentes no sistema elétrico.

Para finalizar, também foi simulado um sistema de rejeição de cargas, através de funções de subfrequência em três estágios, de modo a equalizar a demanda com a geração interna diante de diversas contingências analisadas. Os resultados obtidos foram bastante adequados.

6.2. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Com o objetivo de dar continuidade a este trabalho, utilizando o RTDS para simulação de sistemas elétricos industriais, apresenta-se algumas sugestões para trabalhos futuros:

- Efetuar a simulação “ hardware-in-the-loop” da proteção de interconexão em conjunto com as proteções de linha da concessionária. Para que esta pesquisa seja viabilizada, é necessária a aquisição de mais dois relés de distância;
- Otimizar os ajustes da proteção de interconexão levando em conta a estabilidade dos geradores e motores do complexo industrial diante de diversos eventos na rede;
- Avaliar, implementar e simular outras de filosofias de ilhamento e esquemas de rejeição de cargas;
- Simular esquemas de seletividade lógica utilizando o RTDS.

6.3. PUBLICAÇÕES

Como resultado deste trabalho foi publicado um artigo no Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, conforme referência abaixo:

Morais, M. F., Filho, J. M. C., Silveira, P. M., “Avaliação da Proteção 67 e 21 de Interconexão entre Cogeração e concessionária Utilizando o RTDS”, IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Goiânia, GO, 2012.

REFERÊNCIAS

REFERÊNCIAS CITADAS

(Al-Mulla, 2010) Al-Mulla, A., Garg, K., Manson S., e El-Hamaky, A., **System Islanding Using a Modern Decoupling System**, Schweitzer Engineering Laboratories, 2010.

Areva, **Network Protection and Automation Guide**, 2011.

(Brighenti, 2003) Brighenti, C. R. F., **Integração do Cogrador de Energia do Setor Sucroalcooleiro com o Sistema Elétrico**, Dissertação de Mestrado, USP, 2003.

(CEMIG, 2005) CEMIG, **Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão Rede de Distribuição Aérea ou Subterrânea**, 2005.

(CPFL,2008) CPFL, **Conexão aos Sistemas Elétricos de Subtransmissão da CPFL**, 2008.

(Clark, 1989) Clark, H. K., Feltes, J. W., **Industrial and Cogeneration Protection Problems Requiring Simulations**, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 25, NO. 4, 1989.

(Elektro, 2009) ELEKTRO, **Ligação de Autoprodutores ou Produtores Independentes em Paralelo com o Sistema de Distribuição de Média Tensão da ELEKTRO**, 2009.

(ELETROPAULO, 2007) ELETROPAULO, NT.6.009 – **Requisitos Mínimos para Interligação de Gerador de Consumidor Primário com a Rede de Distribuição da Eletropaulo Metropolitana com Paralelismo Permanente**, 2007.

(FILHO, 2008) FILHO, J. M. O., **Proteção de Linhas de Transmissão**, Apostila do Curso de Especialização em Proteção de Sistemas Elétricos – CEPSE, UNIFEI/FUPAI, Campinas, 2008.

(Freitas, 2005) Freitas, Waldir, Vieira, José Carlos M., França, André L. Morelato, **Análise Comparativa Sobre a Eficácia dos Relés Baseados em Medidas de frequência para Detecção de Ilhamento de Geradores Distribuídos**, Revista Controle & Automação/Vol.16 no2, Abril, Maio e Junho 2005.

(Grewal, 1997) Grewal, Gursharan S, Konowalec, John W., Hakim, Mak, **Optimization of Load Shedding Scheme in an Integrated Process Plant**, Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference, 1997.

(Hulin, 2007) Hulin, D., Rifaat, R., **Applications of Distance Protection Schemes for a Forked Inter-tie between Industrial Cogeneration and a Large Utility: Tips, Tricks and Traps**, Industry Applications Conference, 2007.

(IEEE, 1998) IEEE Std 1001-1998, **Guide for Interfacing Dispersed Storage and Generation Facilities with Electric Utility Systems**.

(IEEE, 1999) IEEE Std 37.113-1999, **Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines**.

(IEEE, 2002) IEEE Std 37.95-2002, **Guide for Protective Relaying Utility-Consumer Interconnections**.

(IEEE, 2003) IEEE Std 37.106-2003, **Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants**.

(IEEE, 2006) **IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power Stability Studies**, IEEE Standard 421.5 -2005, April 2006.

(Johnson, 2001) Johnson, J., Hamilton, R., Lerley, P., **Voltage Restrained Time Overcurrent Relay Principles, Coordination, and Dynamic Considerations**, 54th Annual Conference for Protective Relays Engineers, Texas A&M University, 2001.

(Kotsampopoulos, 2012) Kotsampopoulos, P., Kapetanaki, A., Messinis, G., Kleftakis, V., Hatziargyriou, N., **A POWER-HARDWARE-IN-THE-LOOP FACILITY FOR MICROGRIDS**, International Journal of Distributed Energy Resources, ISSN 1614-7138, Volume 9 Number 1, 2012.

(Lee, 2011) Lee, S. R., Yoon, J., Kim J., Yang B. and Lee B, “**Protective Relay Tests of Hybrid SFCLs in a Korean Distribution Power System Using RTDS**”, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, vol. 21, NO. 3, 2011.

(Lei, 2008) Lei, Y., Burt G. M., Anaya-Lara O. and McDonald J. R. “**A Study on Stability Enhancement of Distributed Generators**”, Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008.

(Maliszewski, 1970) Maliszewski, R. M., Dunlop, R. D., Wilson, G. L., **Frequency Actuated Load Shedding and Restoration – Part I - Philosophy**, IEEE Summer Power Meeting and EHV Conference, Los Angeles, Calif., July December 1970.

(Mason, 1967) C. R. Mason, **The Art & Science of Protective Relaying**, p. 33, 74, 1967.

(Morais, 2012) Morais, M. F., Filho, J. M. C., Silveira, P. M., **Avaliação da Proteção 67 e 21 de Interconexão entre Cogeração e Concessionária Utilizando o RTDS**, IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Goiânia, GO, 2012.

(Mozina, 2001) Mozina, C. J., **Interconnection Protection of IPP Generators at Commercial/ Industrial Facilities**, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 37, NO. 3, 2001.

(Pitombo, 2009) Pitombo, S. O., D. Salles, L. Hernandez, P. C. M. Meira, J. C. M. Vieira, W. Freitas, **Influência das Condições Operativas de Sistemas de Cogeração no Desempenho da Proteção Anti-Ilhamento**, The 8th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission, CLAGTEE, 2009.

(Potochney, 1983) Potochney, G. J., Powell, L. J., **Application of Protective Relays on a Large Industrial Utility Tie with Industrial Cogeneration**, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. IA-19, NO. 3, 1983.

(Portolann, 2008) Portolann, César Augusto, Campagnolo, Jorge Mário, **Uma Contribuição ao Planejamento do Controle de frequência em Sistemas Elétricos Industriais Envolvendo Alívios de Carga**, VII Conferência Internacional de Aplicações Industriais (INDUSCON), Poços de Caldas, Agosto de 2008.

(Powell, 1988) Powell, L. J., **An Industrial View of Utility Cogeneration Protection Requirements**, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 24, NO. 1, 1988.

(ONS, 2010) Operador Nacional do Sistema Elétrico – **Procedimento de Rede – Submódulo 23.3**.

(PRODIST, 2010) ANEEL, PRODIST - **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 3**, 2010.

(PRODIST, 2012) ANEEL, PRODIST - **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 8**, 2012.

(Qiu, 2001) Qiu, Bin, Liu, Yilu, Chan, Eng Kiat, Cao, Lawrence LJ, **LAN-based Load Shedding Controller (LSC) for the Oil Refinery Facility**, IEEE 2001.

(Reimert, 2006) Reimert, Donald, **Protective Relaying for Power Generation Systems**, 2006.

(Rigby, 2004) B. S. Rigby, **Closed-Loop Testing of an Overcurrent Relay Using a Real-Time Digital Simulator**, 7th AFRICON Conference in Africa, 2004.

(RTDS, 2008) Real Time Digital Simulator, **Controls Library Manual**, 2008.

(Roubach, 2008) Roubach, Vinicius Erlacher, Riani, Leandro Matos, **Esquema Automático de Isolamento entre Sistemas Elétricos de Concessionária e Siderúrgica Auto-Produtora, um dos Pilares da Estabilidade Elétrica da Arcelormittal Tubarão**, VII Conferência Internacional de Aplicações Industriais (INDUSCON), Poços de Caldas, Agosto de 2008.

(Salles, 2007) Salles, N. J., **Modelagem e Análise Dinâmica de Sistemas de Proteção de Redes de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geradores Síncronos**, Dissertação de Mestrado, Unicamp, 2007.

(Saran, 2009) Saran, A., Srivastava A. K., e Schulz N. N. **Modeling and Simulation of Shipboard Power System Protection Schemes Using Coordination of Overcurrent Relay**, Electric Ship Technologies Symposium, 2009.

(SENNE, 2005) Senne, E. F., Mohallen, C. A., Scarassati, P. C., **Interconnection Between Co-generators and Electrical Distribution System**, 2005.

(Shokooh, 2005) Shokooh, Farrokh, Dai, J J, Shokooh, Shervin, Tastet, Jacques, Castro, Hugo, Khandelwal, Tanuj, Donner, Gary, **An Intelligent Load Shedding (ILS) System Application in a Large Industrial Facility**, IEEE IAS 2005.

(Tholomier, 2009) Tholomier, D., Yip, T., Lloyd, G., **Protection of Distributed Generation (DG) Interconnection**, Power System Conference 2009, Clemson University, Advanced Metering, Protection, Control, Communication and Distributed Resources.

REFERÊNCIAS CONSULTADAS

(CELESC, 2006) CELESC, **Requisitos Gerais para Conexão de Autoprodutor e Produtor Independente de Energia à Rede da CELESC**, 2006.

(CEMIG, 2011) CEMIG, **Requisitos para a Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da CEMIG – Conexão em Média Tensão**, 2011.

(COELBA, 2001) COELBA, COSERN, CELPE, **Acesso, Conexão e Uso do Sistema de Distribuição por Agentes Geradores de Energia Elétrica**, 2001.

(COELCE, 2004) COELCE, **Conexão de Produtor Independente e Autoprodutor de Energia com o Sistema Elétrico da COELCE**, 2004.

(COPEL, 2005) COPEL, **Manual de Acesso ao Sistema de Transmissão da Copel**, 2005.

(ELETROPAULO, 2005) ELETROPAULO, **Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão de Subtransmissão 88/138 kV**, 2005.

(ELEKTRO, 2009) ELEKTRO, **Conexão de Consumidores dos Grupos A2 e A3, Clientes Livres, Autoprodutores e Produtores Independentes de Energia ao Sistema Elétrico da ELEKTRO nas Tensões de Fornecimento de 69 kV, 88 kV e 138 kV – Critérios Gerais**, 2009.

(ESCELSA) ESCELSA, **Requisitos Técnicos para Aquisição de Energia Elétrica de Autoprodutores – 15 kV**.

(Lei, 2008) Y. Lei, R.M. Tumilty, G. M.Burt and J.R.McDonald, **“Performance of Induction Generator Protection During Distribution Network Disturbances”**, 9th International Conference on Developments in Power Systems Protection, 2008.

(Manson, 2008) Manson, Scott, Shah, Saurabh, **Automated Power Management Systems for Power Consumers With On-Site Generation**, VII Conferência Internacional de Aplicações Industriais (INDUSCON), Poços de Caldas, Agosto de 2008.

(PRODIST, 2012) PRODIST – **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição**, 2012.

(Salles, 2009) Salles, D, Meira, P. C. M., Grilo, A. P., Vieira, J. C. M., Freitas, W., Xu, W., **Avaliação do Risco de Ocorrência de Ilhamentos não Intencionais de Geradores Síncronos Distribuídos**, XI Simpósio de Especialistas em

Planejamento da Operação da Expansão Elétrica, Belém, PA, 2009.

ANEXO

RELÉ SEL-421

O relé SEL-421, Figura A.1, é um relé de proteção de linhas de alta velocidade com diversas funções de proteção, podendo ser utilizado também como proteção de interconexão. O mesmo relé mede simultaneamente cinco zonas de proteção de distância mho de fase e terra e cinco zonas de proteção de distância de terra quadrilateral. Os elementos de distância podem ser aplicados em diversos esquemas de proteção de linhas, bem como em esquemas de teleproteção.



Figura A.1 – Relé SEL-421

Este relé pode ser utilizado como controlador de bay controlando até dois bays simultaneamente com indicação de estado das seccionadoras.

As funções de proteção disponíveis são:

- 50/51 - Sobrecorrente de fase instantânea e temporizada;
- 50/51G - Sobrecorrente residual instantânea e temporizada;
- 50/51Q (46) - Sobrecorrente instantânea e temporizada de sequência negativa;
- 21 - Distância de fase, cinco zonas tipo Mho e cinco zonas tipo quadrilateral;
- 21G - Distância de neutro, cinco zonas tipo Mho e cinco zonas tipo quadrilateral;
- 67G - Sobrecorrente direcional de neutro (polarizado por corrente e tensão);
- 67Q - direcional de sequência negativa (polarizado por tensão);
- 85 - Esquemas de controle ou teleproteção (PUTT, POTT, DCUB,

DCB, DTT, etc. ou lógica programável);

- 78/68 - Disparo e bloqueio por oscilação de potência;
- 79 – Religamento automático monopolar (2 tentativas) ou tripolar

(quatro tentativas) para até dois disjuntores;

- 25 - Verificação de sincronismo para até dois disjuntores;
- 27/59 - Subtensão e sobretensão fase-neutro e entre fases;
- 59G - Sobretensão de neutro;
- 59Q - Sobretensão de sequência negativa;
- 50/62BF - Falha de disjuntor para até dois disjuntores;
- 60 - Perda de potencial;
- 81 - Sub/sobrefrequência, taxa de variação de frequência df/dt ;
- 49 – sobrecarga por imagem térmica;
- 49T – Elemento térmico com medição de temperatura através de

RTDs - SEL 2600A (opcional);

- 87V – diferencial de tensão para banco de capacitores de AT (por

lógica).

Possui também funções de medição das correntes de fase (I_a, I_b, I_c) para as 2 entradas de corrente e 2 entradas de tensão. Possui também medições de potência ativa e reativa por fase e trifásica (quatro quadrantes), fator de potência por fase e trifásico, medição RMS (que inclui harmônicas) para corrente, tensão, potência ativa, potência aparente e fator de potência, etc. Há também a disponibilidade da utilização de medição sincronizada de fasores, oscilografia com frequência de amostragem de 8 kHz (até 6s), 4 kHz (até 9s), 2 kHz (até 12s) ou 1 kHz (até 15s) e sequência de eventos, com capacidade de armazenar os últimos 1000 eventos, além de outras funcionalidades.

RELÉS DISPONÍVEIS NO MERCADO

A Tabela A1 mostra os principais relés disponíveis no mercado que podem ser utilizados para prover a proteção de interconexão entre a indústria e a concessionária.

Observa-se que a maioria dos fabricantes oferecem várias funções em um

único relé multifuncional. Portanto, dependendo do tipo de conexão com a rede e das exigências da concessionária, o autoprodutor poderá implementar a proteção de interface com um único relé. Em alguns casos, se a concessionária exigir a função de distância (ANSI 21), a proteção deverá ser feita com duas unidades, pois relés com função de distância não possuem todas as demais funções normalmente exigidas, exceto o relé 421 da SEL que possui todas as funções.

Observa-se que as unidades de sobrecorrente e subtensão são disponíveis em todos os modelos e fabricantes consultados. Já a função 51V, exigida por algumas concessionárias, são disponíveis em apenas três modelos.

Tabela A1 - Principais Relés do Mercado para a Proteção de Interconexão

Fabricante	ABB					SEL					GE			SIEMENS		WOODWARD		AREVA	NXTPHASE
	REL512	311	351	451	421	L60	F60	750	7SJ64	7SA6	MFR2	MFR4	P14X	F-PRO					
Distância (21)	X	X			X	X				X				X					
Verificação de Sincronismo (25)		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X					
Subtensão (27)	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X					
Direcional de Potência (32)		X	X	X	X		X	X	X		X			X					
Sequência Negativa (46)	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X	X						
Desbalanço de Tensão (47)		X	X	X	X				X		X	X	X						
Sobrecorrente Instantâneo (50)	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X					
Sobrecorrente Temporizada (51)	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X					
Sobretensão (59)		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X					
Sobretensão de Neutro(59N)	X	X	X	X	X	X	X	X	X			X	X						
Sobrecorrente Direcional (67)	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X	X					
Religamento Automático (79)	X	X	X	X	X	X	X		X	X			X	X					
Sobrefrequência (81O)		X	X	X	X		X	X	X		X	X	X	X					
Subfrequência (81U)		X	X	X	X		X	X	X		X	X	X	X					
51V					X				X				X						