

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

RAFAELE DALAZUANA NICOLOTTI
RICARDO MICHAEL COUTINHO DA SILVA
THYAGO DE MOURA JORGE

**AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DOS RELÉS DE PROTEÇÃO
ANTI-ILHAMENTO EM UM SISTEMA COM GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA
2011

RAFAELE DALAZUANA NICOLOTTI
RICARDO MICHAEL COUTINHO DA SILVA
THYAGO DE MOURA JORGE

**AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DOS RELÉS DE PROTEÇÃO
ANTI-ILHAMENTO EM UM SISTEMA COM GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Eloi Rufato Junior, MSc. Eng.

CURITIBA
2011

As nossas famílias que sempre nos ajudaram, apoiaram e nos guiaram pelos caminhos corretos da vida. Aos nossos colegas de trabalho e amigos com quem compartilhamos momentos felizes de nossas vidas.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos em primeiro lugar nossos familiares que sempre nos ajudaram, apoiaram e nos encorajaram a seguir adiante. Muito obrigado pela ajuda, paciência e compreensão durante as longas horas que dedicamos para a elaboração deste trabalho.

Gostaríamos de agradecer o professor Eloi Rufato Junior pela orientação durante todo o trabalho e pelos momentos de discussão e troca de ideias.

Agradecemos ao professor Cláudio Martin pelos diversos conselhos dados, os quais foram fundamentais para a realização deste trabalho.

Agradecemos também aos professores Álvaro Augusto W. de Almeida e Gilberto Manoel Alves pela prontidão e pela grande ajuda despendida em momentos decisivos do nosso trabalho.

A todos vocês, o nosso muito obrigado!

“Wisdom is not a product of schooling but of the lifelong attempt to acquire it.”

Albert Einstein

RESUMO

A geração distribuída, ou seja, a conexão de geradores ao sistema de subtransmissão/distribuição das concessionárias, vem crescendo enormemente no Brasil e no mundo. Paralelamente a esse crescimento surgem normas e recomendações técnicas que estabelecem requisitos mínimos para a conexão dos novos produtores de energia elétrica ao sistema elétrico. A conexão de geração distribuída afeta o sistema elétrico de diversas maneiras. Uma das situações que se cria com a inserção de geração distribuída no sistema, é a possibilidade de que partes das cargas do sistema elétrico permaneçam conectadas aos geradores distribuídos quando da ocorrência de contingências no sistema da concessionária, gerando a situação denominada ilhamento. O ilhamento atualmente não é permitido pela maioria das concessionárias de energia em diversos países do mundo, incluindo o Brasil, pois essa configuração coloca em risco a segurança de pessoas e equipamentos, além de deteriorar a qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores locais. Frente a esse contexto, o presente trabalho destina-se a avaliar duas proteções anti-ilhamento, os relés deslocamento de fase e de taxa de variação de frequência, os quais vêm ganhando o interesse dos produtores de energia, devido ao seu baixo custo quando comparados com outros sistemas de proteção, e devido à facilidade de sua instalação. Dessa forma esse trabalho avalia a eficácia no emprego desses relés em um sistema com geração distribuída específico, apresentando as dificuldades encontradas para sua vasta utilização.

Palavras-chave: Geração distribuída. Ilhamento. Impactos da geração distribuída. Relés de proteção anti-ilhamento.

ABSTRACT

Distributed generation, i.e., the connection of generators to the subtransmission/distribution system of power utility companies have grown enormously in Brazil and around the world. Parallel to this growth, standards and technical recommendations which establish minimum requirements for connecting new producers of electricity to the electrical system. The connection of distributed generation affects the electrical system in several ways. One of the situations that arise with inclusion of distributed generation in the system is the possibility that some loads connected to electric generators remain connected upon the occurrence of contingencies in the utility system, creating a condition called islanding. The islanding is currently not allowed by most power utilities companies in many countries, including Brazil, because this configuration puts in risk the safety of people and equipment beyond deteriorate the quality of power supplied to local consumers. Faced with this context, this work is intended to evaluate two protections for anti-islanding, the phase shift relay and the rate of change of frequency relay as well, which are gaining interest of energy producers due to its low cost compared with other protection systems, and due to their ease of installation. Therefore this study evaluates the effectiveness of these relays in employment in a specific system with distributed generation, showing the difficulties encountered in their widespread use.

Keywords: Distributed generation. Islanding. Impacts of distributed generation. Anti-islanding protection relays.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistema de geração distribuída em estudo	16
Figura 2 - Variação de tensão em um alimentador radial.....	32
Figura 3- Variação de tensão em um alimentador radial com GD	33
Figura 4 - Ilustração referente ao problema de ilhamento.....	37
Figura 5 - Métodos para detecção de ilhamento.....	40
Figura 6 - Diagrama equivalente do gerador síncrono com o relé ROCOF.....	42
Figura 7 - Circuito equivalente gerador síncrono de pólos lisos	47
Figura 8 - (a) Fasores E_f e V_t , ângulo δ antes da desconexão da rede da concessionária; (b) Fasores E_f e V_t' , deslocamento angular $\Delta\delta$ na situação de ilhamento.....	47
Figura 9 - Diagrama unifilar do sistema elétrico.....	50
Figura 10 - Circuito simulado no <i>SimPowerSystems</i>	51
Figura 11 - Modelo elétrico equivalente do gerador síncrono.....	52
Figura 12 - Modelo do gerador síncrono disponível no <i>SimPowerSystems</i>	53
Figura 13 - Sistema de excitação e regulador de tensão.....	54
Figura 14 – Subsistema de supervisão e controle.....	55
Figura 15 - Circuito T equivalente de um transformador trifásico de dois enrolamentos.....	55
Figura 16 - Circuito T equivalente do transformador trifásico disponível no <i>SimPowerSystems</i>	56
Figura 17 - a) Circuito RL (resistência e indutância) equivalente dos alimentadores; b) Modelo de alimentador disponível no <i>SimPowerSystems</i>	56
Figura 18– Disjuntor trifásico.....	57
Figura 19– Modelos de cargas da biblioteca do <i>SimPowerSystems</i> empregados na simulação. a) Carga resistiva (FP = 1,0); b) Carga indutiva (FP = 0,92).....	57
Figura 20– Diagrama de blocos simplificado do relé de taxa de variação de frequência.	58
Figura 21– Diagrama de blocos simplificado do relé de deslocamento de fase.....	59
Figura 22 – Sistema elétrico simulado para testes de sensibilidade.....	61
Figura 23 – Sistema elétrico simulado para testes de estabilidade.....	68

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Velocidade ω x t para cargas resistivas.....	62
Gráfico 2 - Ângulo de carga δ x t para cargas resistivas.	63
Gráfico 3 - Velocidade ω x t para cargas indutivas.....	64
Gráfico 4 - Ângulo de carga δ x t para cargas indutivas.	65
Gráfico 5 - Valores máximos de df/dt obtidos conforme cenário.	66
Gráfico 6 - Valores máximos de $\Delta\delta$ obtidos conforme cenários.....	67
Gráfico 7 - Velocidade ω x t para os cenários de faltas.	70
Gráfico 8 - Ângulo de carga δ x t para os cenários de falta.	71
Gráfico 9 - Velocidade ω x t para os cenários E5 e E6.	72
Gráfico 10 - Ângulo de carga δ x t para cenários E5 e E6.	73
Gráfico 11 - Velocidade ω x t para os cenários E7, E8 e E9.....	74
Gráfico 12 - Ângulo de carga δ para cenários E7, E8 e E9.....	74
Gráfico 13 - Valores máximos de df/dt obtidos para os cenários de E1 à E9.	75
Gráfico 14 - Valores máximos de $\Delta\delta$ obtidos para os cenários de E1 à E9.	76

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Proteções Mínimas para Conexão de Geradores no Sistema 34,5 kV (Copel) – (continua).....	23
Quadro 2 – Funções do Sistema de Proteção do Acessante (Celesc) – (continua)	24
Quadro 3 – Proteção Primária – Relés de Proteção da Interligação (CPFL).....	25
Quadro 4 – Proteções Mínimas em Função da Potência Instalada – (continua)	27
Quadro 5 – Resumo das Proteções de GD Praticadas em Diferentes Países para Tensões menores ou iguais a 110 kV.....	29
Quadro 6 - Comparativo entre os métodos de detecção de ilhamento	41
Quadro 7 – Cenários de simulação para os testes de sensibilidade das proteções – Cargas Resistivas	61
Quadro 8 – Cenários de simulação para os testes de sensibilidade das proteções – Cargas Indutivas $FP = 0,92$	61
Quadro 9 – Cenários de simulação para os testes de estabilidade das proteções	68

LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
CCEE	Câmara de Comercialização e Energia Elétrica
CCT	Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão
Celesc	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A
CGH	Central de Geração Hidrelétrica
Cigré	<i>Conseil International des Grands Réseaux Electrique</i>
Copel	Companhia Paranaense de Energia
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CPST	Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão
CUST	Contratos de Uso do Sistema de Transmissão
ETR	<i>Engineering Technical Report</i>
Eletrobrás	Centrais Elétricas Brasileiras
GD	Geração Distribuída
EUA	Estados Unidos da América
FP	Fator de Potência
IEEE	<i>Institute of Electric and Electronic Engineers</i>
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
Inmetro	Instituto Nacional de Metrologia
MT	Média Tensão
NTC	Norma Técnica da Concessionária
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
Prodist	Procedimentos de Distribuição
PSS	<i>Power System Stabilizer</i>
Rocof	Taxa de variação de frequência (do original <i>Rate of Change of Frequency</i>)
SAG	Afundamento de tensão
SCC	<i>Standards Coordinating Committee</i>
SEL	<i>Schweitzer Engineering Laboratories</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional

ST	Subestação de Transferência
SV	Salto Vetorial
SWELL	Elevação de tensão
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial

LISTA DE SÍMBOLOS

df/dt	Diferencial da frequência no tempo (taxa de variação de frequência)
RL	Resistência e indutância
RLC	Resistência, indutância e capacitância
E_f	Tensão interna do gerador
f	Frequência
G	Potência nominal do gerador
H	Constante de inércia do gerador
i_1	Corrente elétrica fornecida pelo gerador
i_2	Corrente elétrica fornecida pela rede da concessionária
P	Potência ativa
P_{carga}	Potência consumida pela carga
P_G	Potência do gerador
P_{SIS}	Potência fornecida pela rede da concessionária
Q	Potência reativa
$r + jx_d$	Impedância interna do gerador
S	Potência Aparente
S_n	Potência Aparente Nominal
V_t	Tensão nos terminais do gerador
ΔP	Variação de potência
ΔV	Queda de tensão interna do gerador
$\Delta \delta$	Variação do ângulo de carga do gerador
δ	Ângulo de carga do gerador
V_d, i_d	Tensão e corrente de eixo direto, respectivamente;

V_q, i_q	Tensão e corrente de eixo em quadratura, respectivamente;
V'_{fd}, i'_{fd}	Tensão e corrente de campo, respectivamente;
V'_{kd}, i'_{kd}	Tensão e corrente do enrolamento amortecedor de eixo direto, respectivamente;
V'_{kq1}, i'_{kq1}	Tensão e corrente do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura, respectivamente;
V'_{kq2}, i'_{kq2}	Tensão e corrente do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura, respectivamente;
Φ_d, Φ_q	Fluxos de eixo direto e quadratura;
Φ'_{fd}	Fluxo no enrolamento de campo;
Φ'_{kd}	Fluxo no enrolamento amortecedor de eixo direto;
Φ'_{kq1}, Φ'_{kq2}	Fluxos nos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura;
R_s	Resistência do estator;
R'_{fd}	Resistência de campo referido ao estator;
R'_{kd}	Resistência do enrolamento amortecedor de eixo direto referida ao estator;
R'_{kq1}, R'_{kq2}	Resistências dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura referidas ao estator (pu);
L_d, L_{md}	Indutância total (pu) e indutância mútua (pu) de eixo direto;
L_q, L_{mq}	Indutância total (pu) e indutância mútua (pu) de eixo em quadratura;
L'_{fd}	Indutância do enrolamento de campo referida ao estator (pu);
L'_{kd}	Indutância do enrolamento amortecedor de eixo direto referida ao estator (pu);
L'_{kq1}, L'_{kq2}	Indutâncias dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura referidas ao estator (pu).

LISTA DE UNIDADES

Hz	Hertz
km	quilometro
kV	Quilo Volt
ms	milissegundo
MVA	Mega Volt-ampère
MW	Mega Watt
pu	Por unidade
s	segundo

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	TEMA.....	16
1.2	DELIMITAÇÃO DO TEMA	16
1.3	PROBLEMA	17
1.4	JUSTIFICATIVA	18
1.5	OBJETIVOS.....	18
1.5.1	Objetivo Geral	18
1.5.2	Objetivos Específicos	19
1.6	METODOLOGIA.....	19
1.7	ESTRUTURA DO TRABALHO	20
2	REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	21
2.1	DEFINIÇÕES DA REGULAMENTAÇÃO NO BRASIL	21
2.1.1	Condições de acesso de Geração Distribuída ao sistema da Companhia Paranaense de Energia.....	23
2.1.2	Condições de acesso de Geração Distribuída ao sistema da Centrais Elétricas de Santa Catarina.....	24
2.1.3	Condições de acesso de Geração Distribuída ao sistema da Companhia Paulista de Força e Luz	25
2.1.4	Procedimentos de Distribuição – Módulos 1, 3, 5 e 8.....	26
2.1.5	Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico – Módulos 3 e 11	27
2.2	REGULAMENTAÇÃO INTERNACIONAL.....	28
2.2.1	Recomendação IEEE Std 1547-2005.....	30
3	PROBLEMAS OCASIONADOS PELA CONEXÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	31
3.1	MUDANÇA NO PERFIL DE TENSÃO DA REDE	31
3.2	ALTERAÇÃO DOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO.....	34
3.3	FLUXO DE POTÊNCIA E PERDAS	34
3.4	QUALIDADE DE ENERGIA.....	35
3.4.1	Variações de tensão de curta e longa duração	35
3.4.2	Distorções harmônicas.....	35
3.4.3	Variações de frequência.....	36
3.4.4	Flutuações de tensão (Flicker)	36
3.5	PROTEÇÃO	36
4	PROTEÇÕES UTILIZADAS PARA ILHAMENTO	39
4.1	RELÉ DE TAXA DE VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA (DF/DT)	42
4.1.1	Funcionamento	43
4.1.2	Utilização e desempenho	45
4.2	RELÉ DE SALTO VETORIAL (DESLOCAMENTO DE FASE)	46
4.2.1	Funcionamento	46
4.2.2	Utilização e desempenho	47
5	MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	49
5.1	SIMPOWERSYSTEMS	49
5.2	SISTEMA ELÉTRICO.....	49
5.3	MODELAGEM DOS ELEMENTOS DO SISTEMA.....	51

5.3.1	Gerador síncrono	51
5.3.2	Sistema de excitação e regulador de tensão.....	54
5.3.3	Subsistema de supervisão e controle	55
5.3.4	Transformadores	55
5.3.5	Alimentadores.....	56
5.3.6	Disjuntores.....	56
5.3.7	Cargas	57
5.4	MODELAGEM DOS RELÉS DE PROTEÇÃO	57
5.4.1	Relé de taxa de variação de frequência.....	57
5.4.2	Relé de deslocamento de fase	59
6	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	60
6.1	TESTES DE SENSIBILIDADE DAS PROTEÇÕES.....	60
6.1.1	Comportamento do sistema frente aos testes de sensibilidade	62
6.1.2	Comportamento do relé taxa de variação de frequência frente aos testes de sensibilidade	65
6.1.3	Comportamento do relé deslocamento de fase frente aos testes de sensibilidade.....	66
6.2	TESTES DE ESTABILIDADE DAS PROTEÇÕES	67
6.2.1	Comportamento do sistema frente aos testes de estabilidade.....	69
6.2.2	Comportamento do relé taxa de variação de frequência frente aos testes de estabilidade	75
6.2.3	Comportamento do relé de deslocamento de fase frente aos testes de estabilidade.....	76
6.3	ANÁLISE DOS RESULTADOS	77
7	CONCLUSÃO.....	79
7.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	80
	REFERÊNCIAS	81
	APÊNDICE A	86
	APÊNDICE B.....	89
	APÊNDICE C	99

1 INTRODUÇÃO

A geração de energia elétrica para utilização mais próxima aos pequenos consumidores iniciou-se no final do século XIX na Europa e no início do século XX nos Estados Unidos da América (EUA), utilizando o calor rejeitado em processos térmicos, sendo assim conceituado de cogeração. Nesta época a energia das grandes centrais geradoras iniciava seu processo de expansão, ocasionando conseqüentemente à ampliação do sistema de transmissão e subtransmissão das concessionárias. Dessa forma, ainda nessa época era comum que consumidores de áreas mais distantes instalassem geradores próprios e comercializassem energias térmica e elétrica excedentes com seus vizinhos. Essa situação durou até meados do século passado com os sistemas de cogeração da Alemanha e dos Estados Unidos da América (EUA), cuja participação representava cerca de 50% de toda a energia elétrica gerada naqueles países. (ACKERMANN, ANDERSON e SÖDER, 1999).

Com a instalação de grandes centrais elétricas e a ampliação das linhas de transmissão, subtransmissão e distribuição, a energia elétrica proveniente da cogeração passou a representar menos de 10% da geração elétrica mundial na década de 80 (LORA e HADDAD, 2006). No entanto, nos últimos anos, o mundo começou a repensar seu quadro energético, devido a inúmeros motivos, mas principalmente pelas sucessivas crises mundiais do petróleo, pelos elevados custos operacionais e pela dificuldade na obtenção de insumos para a produção de energia elétrica. Gerando assim, incentivos para a utilização de técnicas de redução de consumo e para a utilização de fontes alternativas na geração de energia elétrica, visando à diminuição da dependência do petróleo.

Nos últimos anos vários países tem sofrido uma grande reestruturação no setor elétrico de modo a diminuir e/ou remover as barreiras legais que permitem o surgimento de novos agentes comercializadores de energia, melhorando a infraestrutura do sistema, aumentando a confiabilidade e tornando o mercado cada vez mais competitivo e flexível. Essa reestruturação permitiu que vários produtores independentes de energia elétrica se conectassem diretamente ao sistema de distribuição/subtransmissão, criando a configuração chamada geração distribuída, alterando o modelo antigo de geração centralizada. O termo geração distribuída (GD), também chamado de geração dispersa, foi introduzido para tratar o sistema de distribuição/subtransmissão das concessionárias de energia juntamente com os agentes comercializadores de energia (ACKERMANN, ANDERSON e SÖDER, 1999).

O crescente problema de emissão de gases que tem ameaçado o mundo aliado com dificuldades técnicas apresentadas pelo modelo de geração centralizada, com o progresso

tecnológico e com incentivos financeiros e fiscais fez com que as chamadas energias renováveis crescessem enormemente. Com este crescimento, a geração distribuída recebeu grandes incentivos de pesquisa e tornou-se bastante diversificada, possuindo desde turbinas a gás natural e a vapor até células a combustível, além de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), geração eólica e fotovoltaica. Desta forma, o sistema de GD atual apresenta grande flexibilidade em relação ao uso de combustível para geração de energia elétrica (CIGRÉ *Working Group 37.23*, 1999).

No Brasil, assim como está ocorrendo nos demais países, surgem motivações para a implantação da geração de energia elétrica de forma distribuída. Os principais fatores que impulsionam esse desenvolvimento são o aumento das tarifas de eletricidade, a reestruturação do setor elétrico com a permissão de comercialização de energia e consumo livre, e a conscientização dos problemas e impactos ambientais ocasionados pelos grandes empreendimentos para geração de energia.

Apesar dos benefícios, a inclusão do sistema de geração distribuída causa alguns impactos no sistema de proteção e diversos impactos no sistema elétrico de potência. A interconexão da geração distribuída acrescenta uma nova complicação ao projeto e operação do sistema elétrico ao qual será conectada, pois tanto a concessionária quanto o proprietário da geração distribuída devem garantir que a instalação seja projetada de forma a propiciar uma operação segura e confiável. Devendo assegurar que: (1) a operação da geração distribuída não prejudique ou cause danos ao sistema da concessionária; (2) a geração distribuída não gere problemas para os demais consumidores; (3) a operação da geração distribuída não gere riscos a segurança das equipes técnicas e das pessoas em geral (BEHRENDT, 2002).

Para evitar e diminuir os impactos provenientes da interconexão de geração distribuída ao sistema elétrico, às concessionárias de energia locais, assim como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), estabeleceram requisitos mínimos de proteção, controle, instalação e localização para a geração distribuída. Além das normas nacionais, existem normas internacionais e recomendações de grupos de estudo que também estabelecem requisitos mínimos para geração distribuída. Uma das principais recomendações é a IEEE 1547 *Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems*, 2005.

Diante desse quadro, inúmeras soluções, principalmente relacionadas com o sistema de proteção, vêm sendo propostas para garantir a correta operação da geração distribuída, tornando-se indispensável à realização de uma análise para cada nova instalação a ser interconectada ao sistema elétrico.

1.1 TEMA

Avaliação do desempenho dos relés de proteção anti-ilhamento em um sistema com geração distribuída.

1.2 DELIMITAÇÃO DO TEMA

A análise deste trabalho foi feita baseada em um sistema de geração distribuída real em 34,5 kV, pertencente a uma concessionária de energia. Para o estudo, o sistema com geração distribuída foi simplificado de tal forma a representar apenas um dos alimentadores que sai da subestação de transferência (ST) da concessionária, sendo os demais alimentadores simplificados no barramento da própria ST. Dessa forma, o sistema sob estudo é composto por uma Central de Geração Hidrelétrica (CGH), conectada a uma Subestação de Transferência em 34,5 kV por meio de um alimentador, o qual alimenta ainda dois consumidores da concessionária (cargas), conforme apresentado na figura 1.

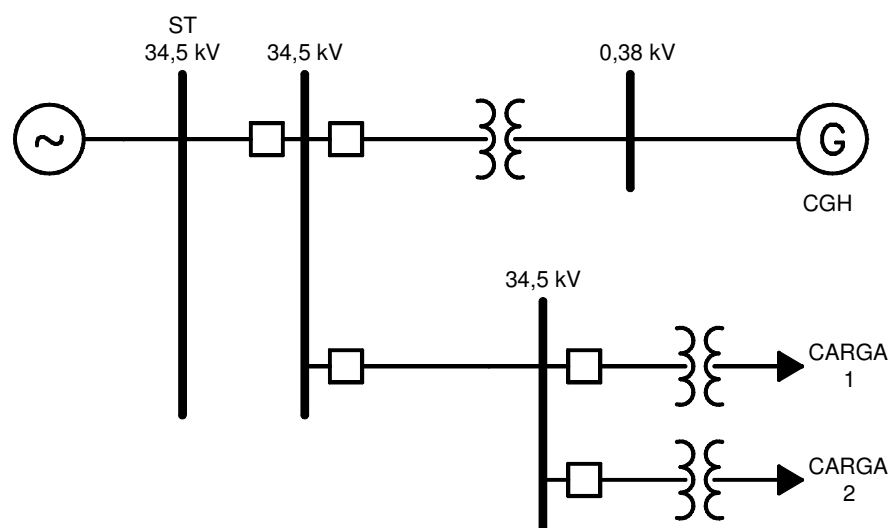


Figura 1 - Sistema de geração distribuída em estudo
Fonte: Autoria própria

O estudo do sistema de geração distribuída apresentado foi realizado a partir de simulações com a ferramenta computacional Matlab (*SymPowerSystem* e *Simulink*).

Com as simulações, foi verificada a eficácia da utilização dos relés de deslocamento de fase (salto vetorial) e taxa de variação de frequência (df/dt) como proteções contra ilhamento no sistema de geração distribuída em estudo. Para atingir tal objetivo, foram

realizadas simulações com diferentes cenários de carga, visando verificar a sensibilidade dos relés citados, assim como, foram simuladas diferentes situações de faltas no sistema, rejeição e tomada de carga, de forma a verificar a estabilidade dessas proteções, ou seja, a sua não atuação quando não necessário.

Não é tema deste trabalho tratar de aspectos de comercialização de energia, custos envolvidos na implantação e contratos entre as partes envolvidas no sistema, assim como não serão abordadas as proteções específicas dos geradores, estudo de estabilidade da máquina e as diferentes condições de funcionamento dos geradores.

1.3 PROBLEMA

Em um sistema de geração distribuída (GD) os produtores independentes estão sujeitos a avarias em seus equipamentos oriundas de distúrbios causados no sistema elétrico em que estão conectados. Pode-se citar como exemplo, a configuração de ilhamento que gera para o produtor independente problemas como: dificuldades de sincronismo no momento do restabelecimento da rede, a configuração de novas impedâncias equivalentes, mudanças nas condições de aterramento e nos níveis de curto circuito, dentre outros (JENKINS et al, 2008; CIGRÉ *Working Group 37.23*, 1999).

Da mesma forma, a configuração de ilhamento pode causar transtornos para a concessionária, uma vez que a qualidade de energia fornecida para os consumidores pode ficar comprometida. Além disso, esta configuração pode oferecer riscos às equipes de manutenção, assim como aos consumidores em geral, pois certas áreas continuam energizadas sem o conhecimento da concessionária (MULHAUSEN et al, 2010).

A inserção de GD gera ainda modificações na topologia do sistema elétrico, gerando conseqüentemente a possibilidade de operação do sistema de acordo com diferentes cenários, trazendo novas dificuldades para o projeto do sistema de proteção. O ilhamento de geradores distribuídos apresentar problemas quando ocorre o religamento dos circuitos ou o fechamento de geradores fora de sincronismo, situações estas que podem gerar danificações elétricas e mecânicas nas máquinas. A fim de evitar condições adversas de funcionamento, é importante que as proteções gerais de cada produtor sejam corretamente projetadas.

O sistema apresentado na figura 1 caracteriza-se como um sistema de GD, apresentando as dificuldades técnicas acima citadas. Desta forma, este trabalho destina-se a responder a seguinte questão: **Com a utilização das proteções de deslocamento de fase e**

taxa de variação de frequência é possível fazer a correta detecção da situação de ilhamento no sistema de geração distribuída em estudo?

1.4 JUSTIFICATIVA

Atualmente as conexões de pequenas centrais geradoras, por carência de estudos técnicos aprofundados, utilizam a instalação de sistemas de proteção de conexão semelhantes aos sistemas utilizados por centrais geradoras de grande porte, os quais apresentam funções de proteção com elevado nível de complexidade, tais como os sistemas de transferência de disparo. Caso estes sistemas sejam utilizados nas pequenas centrais de geração o investimento demandado é muito elevado, podendo levar à inviabilização da conexão da mesma à rede de energia elétrica (MULHAUSEN et al, 2010).

Desta forma, proteções mais simplificadas estão sendo utilizadas para conexão de pequenas centrais geradoras, como por exemplo, a utilização dos relés de deslocamento de fase e de taxa de variação de frequência para a detecção da situação de ilhamento. Entretanto, é indispensável que estes relés apresentem a mesma garantia de atuação em caso de defeito nas redes de energia, assegurando a desconexão dos geradores em caso de faltas nestas redes, preservando assim, as instalações e a segurança de pessoas e animais.

Uma das principais motivações para a elaboração deste trabalho é também o desejo de aprofundamento de conhecimentos nas áreas de sistemas de potência, proteção de sistemas, geração de energia e análise de circuitos elétricos.

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 Objetivo Geral

Verificar a eficácia da utilização dos relés taxa de variação de frequência e deslocamento de fase para detecção de ilhamento no sistema de geração distribuída sob estudo.

1.5.2 Objetivos Específicos

- Verificar a regulamentação atual de âmbito nacional e internacional, as quais determinam as proteções mínimas necessárias para conexão de novos produtores ao sistema de GD;
- Avaliar quais os principais impactos provenientes da interconexão de geração distribuída ao sistema elétrico;
- Estudar o funcionamento dos relés de proteção com função de deslocamento de fase (salto vetorial) e de taxa de variação de frequência e verificar sua utilização no Brasil e no mundo;
- Determinar quais as prováveis situações críticas para o sistema de geração distribuída em análise sob o ponto de vista da sensibilidade e estabilidade das funções de proteção sob estudo (deslocamento de fase e taxa de variação de frequência);
- Simular as situações críticas determinadas, com a finalidade de verificar a sensibilidade e a estabilidade das proteções envolvidas no estudo;
- Analisar os resultados obtidos com as simulações, visando verificar a eficácia da implantação dos relés de proteção com função de deslocamento de fase e de taxa de variação de frequência no sistema em análise como proteções anti-ilhamento.

1.6 METODOLOGIA

A elaboração da primeira etapa foi feita a partir da coleta de dados das grandezas e características elétricas de todos os elementos constituintes do sistema de geração distribuída em estudo, dentre eles geradores, transformadores, linhas de distribuição, dentre outros. Posteriormente, foram verificadas as principais normas regulamentadoras vigentes de âmbito nacional e internacional que se referem a sistemas com geração distribuída objetivando um maior esclarecimento sobre o assunto. Além disso, foram estudados os principais impactos no sistema elétrico provenientes da conexão de GD e o funcionamento dos relés de proteção de deslocamento de fase e de taxa de variação de frequência.

Na segunda etapa foram definidos os pontos críticos do sistema em estudo e as simulações a serem realizadas. Paralelamente, foi feita a modelagem e a representação do sistema, de acordo com os dados obtidos e com as situações a serem simuladas. Para isso, utilizando o Matlab (*SimPowerSystem*) foram escolhidos os modelos equivalentes de geradores, transformadores, cargas, linhas de distribuição, dentre outros, sendo assim,

elaborado o circuito elétrico representativo do sistema em estudo. A terceira e última etapa do trabalho consistiu na realização das simulações, na análise dos resultados obtidos e na conclusão do estudo.

1.7 ESTRUTURA DO TRABALHO

A estrutura deste trabalho está organizada em sete capítulos. O primeiro capítulo é destinado à apresentação do trabalho, focando o tema da geração distribuída, o problema a ser resolvido e as justificativas que levam ao estudo do problema, explicando o planejamento de atividades e as diretrizes básicas adotadas durante o trabalho.

O segundo capítulo trata da regulamentação da geração distribuída, as principais legislações, procedimentos e normas atuais de âmbito nacional e internacional.

O terceiro capítulo descreve os principais impactos e problemas ocasionados pela conexão de geração distribuída ao sistema elétrico.

O quarto capítulo aborda o estudo teórico das proteções anti-ilhamento, seu funcionamento e utilização, com enfoque nos relés de taxa de variação de frequência e salto vetorial (deslocamento de fase).

O quinto capítulo é composto pela descrição do sistema em estudo, da ferramenta computacional utilizada, apresentando inclusive a modelagem adotada para a representação do sistema.

O sexto capítulo é destinado a apresentar os cenários de simulação utilizados e os resultados obtidos.

Por fim, o sétimo capítulo apresentará as conclusões e recomendações do trabalho.

2 REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O primeiro incentivo dado à geração distribuída surgiu no final da década de 70, nos Estados Unidos da América (EUA), com algumas mudanças na legislação. Estas mudanças foram impostas devido a uma crise econômica mundial. As mudanças tinham como objetivo reduzir o consumo crescente e a dependência do petróleo, visando investir em fontes alternativas de energia. Dentre as diretrizes das mudanças ocorridas, estava a de que grandes concessionárias tornassem públicos seus custos de atendimento em diversas épocas do ano, para serem adotados como referência na remuneração dos excedentes energéticos dos autoprodutores qualificados, que passariam a ter seus excedentes comprados pela concessionária. Para se enquadrar nesta legislação, o autoprodutor deveria utilizar fontes renováveis ou sistemas de cogeração. Na Europa, países como França, Alemanha, Itália e Dinamarca desenvolveram programas voltados para a geração distribuída de forma a diminuir e buscarem alternativas ao consumo de combustíveis fósseis (GONÇALVES, 2004; BORBELY, 2001).

De acordo com Lora e Haddad (2006), no começo da década de 90 apenas algumas indústrias brasileiras usavam a cogeração para suprir suas necessidades de calor e eletricidade. Desde então, como ocorre em países desenvolvidos, no Brasil crescem os estudos para implementação da geração distribuída, por motivos similares aos do resto do mundo, tais como, aumento de tarifas de eletricidade, importação de equipamentos, altas tarifas de gás natural, dentre outros. Com a reestruturação do setor elétrico nacional nesta década, o que antes era um problema eminentemente técnico, passou a ter sua complexidade aumentada, saindo de um sistema de monopólio verticalizado para uma situação em que o fluxo de energia deixa de ser unidirecional e com difícil discernimento entre questões técnicas e comerciais (INEE, 2002).

2.1 DEFINIÇÕES DA REGULAMENTAÇÃO NO BRASIL

No Brasil, a geração distribuída é comumente feita através de produtores independentes e de autoprodutores. O conceito de geração distribuída e dos produtores de energia foi estabelecido pelo decreto nº 2.003 de 10/09/1996.

- Produtor independente - pessoa jurídica ou grupos de empresas reunidas em consórcio, as quais recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia gerada;

- Autoprodutor – pessoa física ou jurídica ou grupos de empresas reunidas em consórcio as quais recebam concessão ou autorização para gerar energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

A definição, regulamentação de geração distribuída e reestruturação do setor elétrico brasileiro em geral, deram-se principalmente através dos seguintes decretos e leis:

- Lei nº 9.074 de 07/07/1995, que estabeleceu normas para outorga e prorrogação de concessões e permissões de serviços públicos;
- Lei nº 9.427 de 26/12/1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e disciplinou o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e deu outras providências;
- Lei nº 9.648 de 27/05/1998, que alterou dispositivos de leis anteriores e autorizou o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras, ELETROBRÁS e de suas subsidiárias, além de outras providências;
- Decreto nº 2.003 de 10/09/1996, que regulamentou a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor;
- Decreto nº 2.655 de 02/07/1998 (com alterações dadas no Decreto nº 3.653 de 07/11/2000), que regulamentou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), definindo a organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Dentre as normas de concessionárias e da ANEEL, destacam-se para estudo deste trabalho:

- NTC 905100 – Manual de Acesso de Geração Distribuída ao Sistema da Companhia Paranaense de Energia (Copel);
- I-432.0003 - Requisitos gerais para conexão de autoprodutor e produtor independente de energia à rede da Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc);
- Norma técnica n.º 4313 – Conexão aos sistemas elétricos de subtransmissão da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL);
- PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, em especial os módulos 1, 3, 5 e 8;

- Procedimentos de Rede do ONS , módulos 3 e 11, que trata de conexão e proteção respectivamente

2.1.1 Condições de acesso de Geração Distribuída ao sistema da Companhia Paranaense de Energia

A Copel desenvolveu a norma técnica NTC 905100 que define as condições para a conexão de acessantes de geração à sua rede de distribuição. Esta norma intitulada de “Manual de Acesso de Geração Distribuída” visa à uniformização de procedimentos e a adoção de padrões definidos pela regulamentação vigente e no PRODIST, observando-se os requisitos técnicos mínimos de projeto, proteção, controle, segurança, operação e manutenção de unidades geradoras (COPEL, 2010). Este manual se aplica aos casos de geração conectadas em tensão igual ou inferior a 34,5 kV bem como capacidade instalada menor do que 30 MW.

O quadro 1 apresenta as proteções mínimas a serem utilizadas nas centrais de geração e adequações de rede e subestações, conforme potência da central geradora, levando-se em conta a potência total instalada de geração e não a potência a ser exportada para o sistema da Copel. Os elementos marcados com “X” são de uso obrigatório.

Quadro 1 – Proteções Mínimas para Conexão de Geradores no Sistema 34,5 kV (Copel) – (continua)				
Requisitos na Usina		Gerador Trifásico Síncrono – Classificação de atendimento em MT		
Equipamentos	Especificação*	Potência da Usina (kW)		
		301 a 500	501 a 1000	Acima de 1000
Elemento de Interrupção (Disjuntor /Religador com relés)	50/51, 51/51N, 81U/O, 27, 59, 50BF	X	X	X
	78, 81 df/dt	X	X	X
	25	X	X	X
	46 (I2) + 37	X	X	X
	67, 67N, 60, 46, 51V		X	X
	32		X	X
Adequações na Rede e Subestações				
Substituição de Religadores nas Subestações à Montante	67, 67N		X	X
Instalação de Deadline nos Religadores de Subestações	27 e TPs Linha	X	X	X

Quadro 1 – Proteções Mínimas para Conexão de Geradores no Sistema 34,5 kV (Copel) – (conclusão)				
Adequações na Rede e Subestações		Gerador Trifásico Síncrono – Classificação de atendimento em MT		
Equipamentos	Especificação*	Potência da Usina (kW)		
		301 a 500	501 a 1000	Acima de 1000
Instalação de Religador na Derivação	50/51, 51/51N, 78, 81U/O, 27, 59		X	
Instalação de Deadline no Religador de Derivação	27 e TPs Barra		X	
Instalação de Sistema de Teleproteção	Meio de Comunicação (Fibra óptica ou rádio UHF – Speed Net)		X	X
Construção de Saída com Religador na Subestação Copel	50/51, 51/51N, 78, 81U/O, 27, 59			X

Fonte: COPEL, NTC 905100 - Manual de Acesso de Geração Distribuída, 2010 – Adaptado.

*Código numérico conforme IEEE Std C37.2, 2008

2.1.2 Condições de acesso de Geração Distribuída ao sistema das Centrais Elétricas de Santa Catarina

A Celesc possui a documentação técnica I-432.0003 denominada como um “Manual de Procedimentos” com os requisitos gerais para conexão de autoprodutor e produtor independente de energia a rede da Celesc. Este documento tem como finalidade estabelecer os requisitos mínimos necessários para este tipo de conexão nas tensões de 13,8 kV, 23 kV, 34,5 kV, 69 kV e 138 kV. O quadro 2 especifica as funções do sistema de proteção do acessante, na fronteira com a Celesc, dependendo ainda de análise da concessionária para cada caso em específico. Não é especificado neste manual diferenciação nas proteções conforme a potência instalada do acessante.

Quadro 2 – Funções do Sistema de Proteção do Acessante (Celesc) – (continua)		
Equipamentos	Especificação*	Função
Desequilíbrio de Tensão	59N	Abertura do disjuntor, quando da ocorrência de faltas à terra na rede ou linha de interligação
Sequencia Negativa (Sobretensão)	59Q	Abertura do disjuntor, quando da ocorrência de faltas fase/terra, bifásico e fase aberta
Subtensão instantâneo	27	Abrir e bloquear o fechamento do disjuntor, quando da falta de tensão
Sub e sobrefrequência	81U/O	Abertura do disjuntor
Sobretensão Trifásico temporizado e instantâneo	59	Abertura do disjuntor, em caso de sobretensão
Sobrecorrente direcional instantâneo	67	Abertura do disjuntor, para faltas localizadas na rede da Celesc com contribuição do acessante

Quadro 2 – Funções do Sistema de Proteção do Acessante (Celesc) – (conclusão)		
Equipamentos	Especificação*	Função
Sobrecorrente instantâneo e temporizado	50/51	Abertura do disjuntor, em caso de ocorrência de faltas localizadas na linha de interligação
Direcional de Potencia	32	Abertura do disjuntor, quando fluir potência do acessante para a rede da Celesc. (Para o caso de autoprodutor sem venda de energia excedente)
Sincronismo	25	Verificar se no ponto de interligação, os parâmetros de frequência e ângulo de fase de tensão estão dentro dos limites desejados para permitir a conexão
Fonte: Celesc, I-432.0003 – Requisitos Gerais para Conexão de Autoprodutor e Produtor Independente de Energia à Rede da Celesc, 2011 – Adaptado.		

*Código numérico conforme IEEE Std C37.2, 2008

2.1.3 Condições de acesso de Geração Distribuída ao sistema da Companhia Paulista de Força e Luz

A CPFL Energia é um grupo de empresas que gera, distribui e comercializa energia, atuando nos estados de São Paulo, Rio Grande do Sul, Paraná e Minas Gerais. Esta empresa possui a norma técnica n.º 4313 de dezembro de 2008, denominada de “Conexão aos Sistemas Elétricos de Subtransmissão da CPFL”. Esta norma estabelece os requisitos técnicos mínimos para estudos de viabilidade, projetos e definições de especificações para instalações destinadas à conexão dos usuários de energia elétrica aos sistemas trifásicos de subtransmissão de tensões nominais de 34,5 kV, 69 kV, 88 kV e 138 kV. O quadro 3 mostra os relés de proteção da interligação exigidos pela CPFL para conexão aos sistemas de 34,5 kV e 69 kV (CPFL, 2008).

Quadro 3 – Proteção Primária – Relés de Proteção da Interligação (CPFL)	
Equipamentos	Especificação*
Subtensão, para detecção de condições anormais de tensão	27
Sobretensão, para detecção de condições anormais de tensão	59
Sobretensão residual de terra com unidade temporizada e instantânea, para detecção de faltas à terra em sistemas isolados	59N
Frequência com 2 elementos, sub e sobrefrequência, para detecção de condições anormais de frequência	81U/O
Distância de fase com no mínimo 3 zonas, para detecção de faltas entre fases	21
Distância de terra com no mínimo 3 zonas, para detecção de faltas à terra em sistemas aterrados	21N
Sobrecorrente direcional de fase com unidade temporizada e instantânea, para detecção de faltas entre fases	67
Sobrecorrente direcional de terra com unidade temporizada e instantânea, para detecção de faltas à terra em sistemas aterrados	67N
Fonte: CPFL, 4313 – Conexão aos Sistemas Elétricos de Subtransmissão da CPFL, 2008 – Adaptado.	

*Código numérico conforme IEEE Std C37.2, 2008.

2.1.4 Procedimentos de Distribuição – Módulos 1, 3, 5 e 8

Conforme definido no módulo 1 do PRODIST, os Procedimentos de Distribuição são documentos elaborados pela ANEEL, com a participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico nacional, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Dentre os principais objetivos do PRODIST estão assegurar que os sistemas de distribuição funcionem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade, além de prever dentre outros pontos, que seja assegurado o tratamento igualitário entre os agentes. Ficam sujeitos ao PRODIST as concessionárias, permissionárias e autorizadas dos serviços de geração distribuída e de distribuição de energia elétrica, além dos consumidores de energia elétrica conectados ao sistema de distribuição em qualquer classe de tensão, inclusive as cooperativas de eletrificação ainda não enquadradas como permissionárias.

O PRODIST é composto por 8 módulos, dentre os quais se destacam com aplicação a este trabalho os módulos 1, 3, 5 e 8.

O módulo 1, já citado no início deste capítulo, trata da introdução dos Procedimentos de Distribuição, e apresenta os objetivos gerais, a legislação que disciplina as atividades de distribuição de energia elétrica e o glossário de termos técnicos necessários a compreensão do PRODIST.

O módulo 3 aborda o acesso ao sistema de distribuição, e tem como objetivos estabelecer as condições gerais de acesso aos sistemas elétricos de distribuição, compreendendo a conexão e o uso do sistema, e definir os critérios técnicos e operacionais para redes, linhas e subestações de distribuição, requisitos de projeto, informações, dados e a implementação da conexão, aplicando-se tanto aos novos acessantes como aos existentes.

O quadro 4 indica as proteções mínimas necessárias para o ponto de conexão da central geradora, de acordo com este módulo do PRODIST. Os elementos marcados com “X” são de uso obrigatório.

Quadro 4 – Proteções Mínimas em Função da Potência Instalada – (continua)			
Equipamentos	Especificação*	Potência Instalada (kW)	
		10 a 500	Acima de 500
Elemento de Desconexão	Chave seccionadora (visível e acessível)	X	X
Elemento de Interrupção	Disjuntor / Religador com relés	X	X
Transformador de Acoplamento	-	X	X
Proteção de sub e sobretensão	27, 59	X	X
Proteção de sub e sobrefrequência	81U/O	X	X
Proteção contra desequilíbrio de corrente	46 (I2) + 37		X
Proteção contra desbalanço de tensão	60		X
Sobrecorrente direcional	67, 67N		X
Sobrecorrente com restrição de tensão	51V		X

Fonte: PRODIST, *Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição*, 2011 – Adaptado.

*Código numérico conforme IEEE Std C37.2, 2008.

O módulo 5 que trata de sistemas de medição tem como objetivos especificar os sistemas aplicáveis ao faturamento e qualidade de energia elétrica, e ao planejamento da expansão e a operação do sistema de distribuição. Apresentando também os requisitos básicos mínimos para especificação de projeto, montagem, materiais, equipamentos, comissionamento, inspeção e manutenção, além de estabelecer procedimentos para implementação destes sistemas dentro dos padrões especificados e verificar que as disposições estejam de acordo com a legislação vigente, exigências do INMETRO, normas técnicas da ABNT, Procedimentos de Rede do ONS (medição para faturamento) e a especificação técnica da Câmara de Comercialização e Energia Elétrica (CCEE).

Por fim, o módulo 8 tem como objetivos definir os procedimentos, conceitos, parâmetros e metodologias relativos a qualidade de energia.

2.1.5 Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico – Módulos 3 e 11

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, autorizado pelo Poder Concedente, fiscalizado e regulado pela ANEEL, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Os Procedimentos de Rede são conjuntos de normas e documentos técnicos, elaborados pelo ONS, com participação dos agentes, e aprovados pela ANEEL, que definem

os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN. Os principais objetivos dos Procedimentos de Rede são:

- Legitimar, garantir e demonstrar a transparência, integridade, equanimidade, reprodutibilidade e excelência da operação do SIN;
- Estabelecer, com base legal e contratual, as responsabilidades do ONS e dos agentes de operação, no que se referem a atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do sistema elétrico;
- Especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST), dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) e dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST).

Os Procedimentos de Rede são compostos por 25 módulos, dentre os quais se destacam com aplicação a este trabalho os módulos 3 e 11.

O módulo 3 abrange o acesso aos sistemas de transmissão e tem como principais objetivos estabelecer as instruções e os procedimentos para a viabilização do acesso, que compreende a conexão e o uso às instalações de transmissão integrantes da rede básica, em consonância com o inciso I do art. 3º da Resolução ANEEL n.º 281/99, a Resolução Normativa ANEEL n.º 67/04 e com a Resolução Normativa ANEEL n.º 68/04.

O módulo 11 aborda os sistemas de proteção e controle. Como estes sistemas também influem nos níveis de segurança operacional do sistema como um todo, tem-se como principais objetivos estabelecer diretrizes para o tratamento do macroprocesso de proteção e controle de interesse sistêmico, definir os processos e determinar os insumos, os meios de execução, os produtos, os usuários e as responsabilidades do ONS e dos agentes de geração, transmissão, distribuição, de importação e de exportação, bem como dos consumidores livres e potencialmente livres.

2.2 REGULAMENTAÇÃO INTERNACIONAL

Como na comunidade internacional há variações significativas usadas em literaturas para definição de geração distribuída, Ackermann, Andersson e Söder (1999), propõem como

definição que a geração distribuída é uma fonte de energia elétrica conectada diretamente na rede de distribuição ou do lado da medição do consumidor.

As regras podem ser diferenciadas entre regras de interconexão gerais, nacionais e regionais para geração distribuída, e regras de uma tecnologia específica.

No Reino Unido, por exemplo, as regras de interconexão foram desenvolvidas especialmente em conjunto com engenheiros de aplicação. O principal documento que trata da conexão de geração distribuída regional é o *Engineering Recommendation G.59/1*, um documento apoiado pelo *Engineering Technical Report 113 (ETR)*, que faz parte de uma série de recomendações que são citadas no *Distribution Code of Great Britain (CIGRÉ Working Group B5.34, 2010)*.

De acordo com *CIGRÉ Working Group 37.23 (1999)*, até fevereiro de 1999, países como Alemanha, Dinamarca, Reino Unido e Holanda tinham regras especiais para conexão de GD, enquanto em outros países como Austrália, Bélgica, França, Noruega, Polônia e Espanha não possuíam regras especiais de conexão para GD. Além disso, algumas concessionárias desenvolveram suas próprias regras de interconexão, as quais podem variar significativamente se comparadas de maneira geral. O quadro 5 apresenta um resumo das principais proteções de GD praticadas em diferentes países para tensões inferiores ou iguais a 110 kV, conforme suas normas locais.

Quadro 5 – Resumo das Proteções de GD Praticadas em Diferentes Países para Tensões menores ou iguais a 110 kV		
País	Interface de Proteção (Produtor)*	Proteções Anti-Ilhamento*
Canadá	27, 59, 81O, 81U, 51/51N	27, 81U e 81O ou opcionalmente 81 df/dt ou 78 se há disparos intempestivos
China	27, 59, 81M, 81m, 59N/50N	81m e 27, 81M e 59 para rejeição do gerador
Dinamarca	27-1, 27-2, 59-1, 59-2, 59N, 81O, 81U, 51, I2	Relé de Subtensão com proteção adicional 81 df/dt (opcional)
França	51N (se aterrado), 59N (se aterrado), 27, 59, 81O, 81U	27, 59 e 81
Alemanha	21U, 27-1, 27-2, 27HS, 32 e 27, 59, 59HS, 59, 81O, 81U	-
Finlândia	27-1, 27-2, 59-1, 59-2, 59N, 81O, 81U	27, 59 e 81
Noruega	27, 51, 59, 59N, 81O, 81U	Transferência de disparo (Se tele-proteção implantada) ou 81 df/dt
Portugal	27, 50, 50N/59N, 59, 81O, 81U	Não necessário
Espanha	27, 59, 59N, 81O, 81U	Não necessário, embora transferência de disparo seja usado se tele-proteção existe.
Reino Unido	27, 59, 81O, 81U	Sistema Dedicado (81 df/dt ou 78). Transferência de disparo pode ser empregado
Fonte: CIGRÉ, <i>Working Group B5.34 – The Impact of Renewable Energy Sources and Distributed Generation on Substation Protection and Automation</i> , 2010 – Adaptado		

*Código numérico conforme IEEE Std C37.2, 2008.

O grupo internacional de trabalho Standards Coordinating Committee 21 (SCC21) P1547 do *Institute of Electric and Electronic Engineers (IEEE)* elaborou uma recomendação geral para interconexão de geração distribuída, a norma IEEE Std1547 para interconexão de fontes de geração distribuídas com sistemas elétricos de potência. No âmbito regional, algumas autoridades de regulamentação elétrica, como por exemplo, os estados norte americanos do Texas e Califórnia, definiram diretrizes de interconexão, como em 1999 as Diretrizes de Interconexão para Geração Distribuída no Texas e Regras de Interconexão da Geração Distribuída na Califórnia (ACKERMANN e KNYAZKIN, 2002). Dentre as normas internacionais, destaca-se para estudo deste trabalho a IEEE Std 1547-2005 – *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*.

2.2.1 Recomendação IEEE Std 1547-2005

Esta recomendação fornece uma uniformização para interconexão de geradores distribuídos com o sistema elétrico de potência, como também os requisitos relevantes para o seu desempenho, operação, análise, considerações de segurança e manutenção da interligação de recursos distribuídos. De acordo com Mogos et al. (2004), dentre as especificações de interligação e requisitos técnicos, destacam-se:

- Requisitos gerais: A regulação de tensão, integração com o sistema elétrico de potência, sincronização, recursos distribuídos na rede secundária, energização inadvertida do sistema elétrico de potência, disposições de monitoramento, dispositivos de isolamento e a integridade da interconexão;
- Resposta para condições anormais do sistema elétrico de potência: falhas, coordenação de religamento, tensão, frequência, perda de sincronismo, reconexão ao sistema elétrico de potência;
- Qualidade de energia: limitação de injeção de corrente contínua, limitações da oscilação de tensão induzida pelo produtor e níveis de distorções harmônicas;
- Aspectos de ilhamento: intencional e não intencional.

Embora estudos recentes em diversos países mostrem os benefícios do ilhamento intencional, até então, não há evidencia de aplicação e difusão desse modo de operação pelas concessionárias de energia. Pode-se dizer que as atuais legislações de diversos países, não permitem o ilhamento, com exceção da IEEE standard 1547, onde alguns modos específicos de instalações com conexões invertidas são projetadas para funcionar em modo ilhado.

3 PROBLEMAS OCACIONADOS PELA CONEXÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A inserção de GD no sistema elétrico altera a topologia do sistema que antes funcionava de forma centralizada. A partir dessa mudança surgem diversas dificuldades técnicas que devem ser devidamente estudadas e verificadas para evitar uma série de distúrbios no sistema elétrico.

Além das alterações ocorridas em regime permanente, em um sistema com GD é também importante verificar e quantificar os impactos provenientes dos transitórios que ocorrem no sistema. Esses transitórios são gerados por diferentes fenômenos, tais como, chaveamentos, conexão e desconexão de geradores, abertura de fases, dentre outros.

A inserção de geração distribuída em um sistema elétrico modifica o sistema de diversas maneiras, as principais alterações em regime permanente são:

1. Mudanças no perfil de tensão;
2. Mudanças no fluxo de potência do sistema;
3. Alteração do nível de curto-circuito;
4. Modificação nos sistemas de proteção.

3.1 MUDANÇA NO PERFIL DE TENSÃO DA REDE

As concessionárias de energia devem atender seus consumidores com um determinado valor de tensão, com limites de oscilação preestabelecidos pela agência regulamentadora. Este requisito básico muitas vezes determina a configuração do sistema de distribuição, o custo e o tipo de alimentador que será utilizado (MARQUES, 2004). A figura 2 mostra o perfil de tensão para um alimentador radial de uma rede de distribuição qualquer. Em um sistema radial simples pode-se verificar mais facilmente a queda de tensão que ocorre ao longo do circuito devido às perdas nos alimentadores (condutores) e às cargas conectadas.

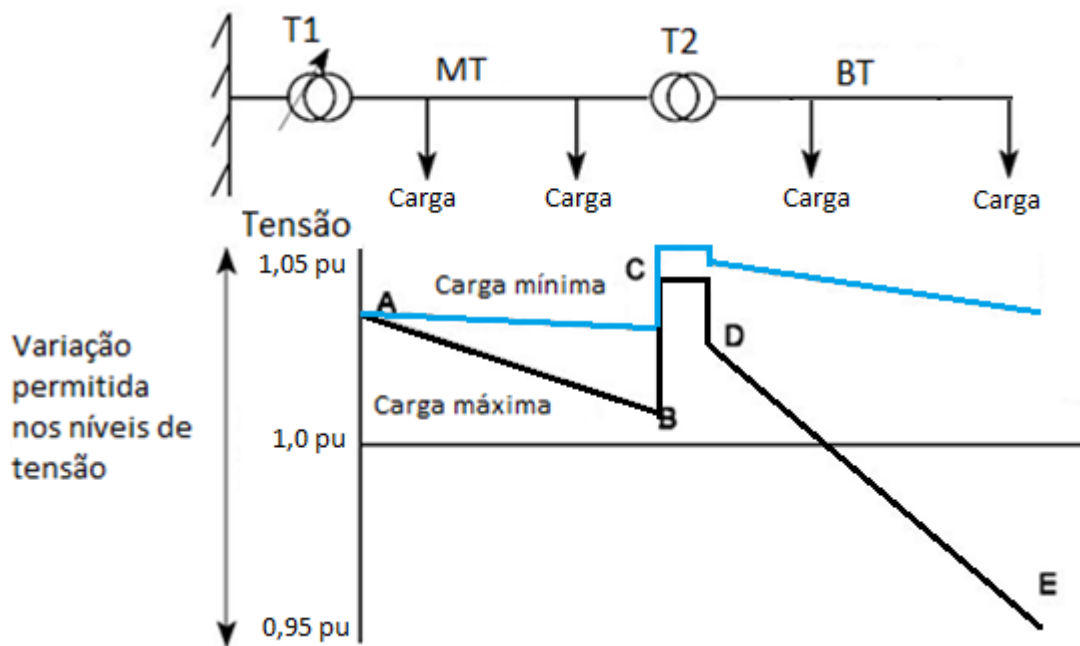


Figura 2 - Variação de tensão em um alimentador radial
 Fonte: Jenkins et al, 2008, adaptado.

A – Tensão constante definida pelo tap do secundário do transformador T1 conectado à rede de distribuição;

A-B – Queda de tensão referente aos consumidores conectados diretamente no alimentador de média tensão;

B-C – Aumento da tensão ligado ao tap no primário do transformador T2;

C-D – Queda de tensão interna no transformador T2;

D-E – Queda de tensão referente aos consumidores conectados no alimentador de baixa tensão.

A figura 2 mostra as possíveis variações de tensão em média e baixa tensão que ocorrem em um alimentador radial simples, considerando o sistema funcionando nas situações de carga mínima e máxima. Pode-se regular os níveis de tensão mediante o uso dos *taps* dos transformadores para garantir que mesmo na situação de carga máxima, onde a queda de tensão é maior, o consumidor no final do alimentador receberá um nível aceitável de tensão (JENKINS et al, 2008). Deve-se salientar que independente do nível de carga conectado no sistema, o nível de tensão deve permanecer dentro dos limites máximos e mínimos estabelecidos. Por exemplo, no Brasil, a ANEEL estabelece que a tensão entregue aos consumidores deva estar situada entre 0,95 e 1,05 pu.

Considerando um sistema de geração distribuída, caso ocorra à conexão de um gerador de um produtor independente na outra extremidade do alimentador, ocorrerá uma mudança no sentido do fluxo de potência, pois o produtor também estará injetando potência na rede, logo o perfil de tensão será alterado, podendo ultrapassar os limites pré-estabelecidos de tensão, causando problemas aos consumidores (JENKINS et al, 2008). A figura 3 apresenta as possíveis variações de tensão em um sistema com GD.

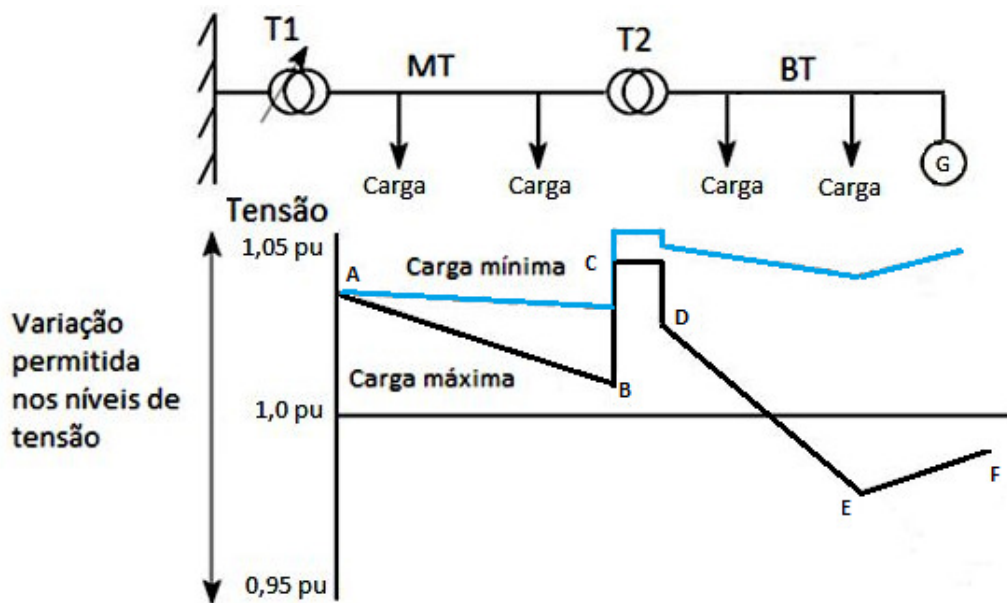


Figura 3- Variação de tensão em um alimentador radial com GD
Fonte: Jenkins et al, 2008, adaptado.

A – Tensão constante definida pelo tap do secundário do transformador T1 conectado à rede distribuição;

A-B – Queda de tensão referente aos consumidores conectados diretamente no alimentador de média tensão;

B-C – Aumento da tensão ligado ao tap no primário do transformador T2;

C-D – Queda de tensão interna no transformador T2;

D-E – Queda de tensão referente aos consumidores conectados no alimentador de baixa tensão;

E-F – Aumento do nível de tensão devido à conexão do gerador ao sistema.

3.2 ALTERAÇÃO DOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO

A inserção de geradores síncronos ou assíncronos (indução) na rede elétrica, através da GD contribui para a elevação/redução dos níveis de curto-circuito em determinados pontos do sistema. Apesar das máquinas rotativas apresentarem comportamentos diferentes durante o período de curto-circuito, ambas influenciam de forma importante o nível de curto-circuito (AREVA,2005; ACKERMANN e KNYAZKIN, 2002).

Este problema agrava-se bastante em redes de distribuição urbanas, pois com o aumento do curto-circuito, em alguns casos, é necessário sobre dimensionar e/ou realizar a troca de disjuntores e outros equipamentos, tornando as instalações elétricas muito caras chegando algumas vezes a inviabilizar a instalação dos produtores independentes. Caso ocorra a redução dos níveis de curto-circuito, deve-se rever a sensibilidade das proteções, pois em alguns casos a proteção de sobrecorrente pode não identificar determinadas faltas que ocorram no sistema.

3.3 FLUXO DE POTÊNCIA E PERDAS

As redes de distribuição foram projetadas inicialmente para entregar potência de forma radial, gerando assim um fluxo de potência unidirecional dos centros de geração de energia para os consumidores (sistema de geração centralizada). Quando geradores independentes são inseridos nesse sistema existe uma modificação no fluxo de potência inicial, gerando fluxos de potência multidirecionais, causando também modificações nas perdas do sistema.

Em sistemas de GD nos quais a potência gerada é consumida próxima dos centros de geração existe uma tendência de diminuição das perdas, uma vez que a energia produzida não precisa ser transmitida por grandes distâncias. Já quando os centros geradores estão longe dos centros consumidores, a tendência é que ocorra um aumento do carregamento das linhas das redes de distribuição e conseqüentemente um aumento das perdas nos alimentadores (BRITO, 2007).

3.4 QUALIDADE DE ENERGIA

Os sistemas de distribuição, independentemente do tipo de arranjo, na sua grande maioria, foram concebidos para funcionar sem qualquer tipo de gerador independente conectado diretamente na rede ou com clientes que possuam unidades de cogeração. A introdução destas fontes de geração pode alterar significativamente o fluxo de energia e condições de tensão para clientes e equipamentos da concessionária, interferindo diretamente na qualidade de energia distribuída. Dentre os diversos aspectos que influenciam na qualidade de energia elétrica, estão: as variações de tensão de curta e longa duração, o nível de distorção harmônica, as variações de frequência e a flutuação de tensão (*flicker*).

3.4.1 Variações de tensão de curta e longa duração

As variações de tensão são geradas principalmente quando existe uma grande variação da corrente elétrica nas manobras de desconexão e/ou conexão do gerador da GD na rede elétrica. Em determinados casos, essas sobretensões podem atingir valores críticos, fazendo com que os sistemas de proteção atuem para garantir a integridade dos equipamentos e a segurança do sistema.

O sistema de controle de um gerador é projetado para manter o valor eficaz da tensão em limites especificados por norma, e quando estes limites, tanto inferior quanto superior, são ultrapassados, podem-se ter variações de curta ou longa duração. Quando tratado de variações de curta duração, dá-se o nome de SAG, para afundamentos de tensão entre 1,0 e 0,9 pu, e SWELL para elevações de tensão entre 1,1 e 1,8 pu. (IEEE, Std 1159-1995).

3.4.2 Distorções harmônicas

De acordo com a definição da IEEE Std 1159-1995 (1995), harmônicos são tensões ou correntes senoidais cujas frequências são múltiplos inteiros da frequência com que o sistema de abastecimento de energia é projetado para funcionar (frequência fundamental), geralmente em 50 Hz ou 60 Hz.

As distorções harmônicas na rede elétrica, por sua vez, têm como principal origem sistemas eletrônicos no geral e cargas elétricas com características não-lineares.

3.4.3 Variações de frequência

As variações de frequência ocorrem principalmente devido ao desequilíbrio entre a demanda e a geração de energia. Esses desvios na frequência devem respeitar os limites estabelecidos para que não afetem o bom funcionamento do sistema elétrico (RIBEIRO, FERREIRA e MEDEIROS, 2005). Variações de frequência ocorrem mais comumente quando alguma carga é atendida por um gerador isolado do sistema da concessionária. (IEEE, Std 1159-1995).

3.4.4 Flutuações de tensão (Flicker)

O fenômeno *flicker* são variações de tensão periódica que ocorre com uma frequência entre 0.005 Hz e 35 Hz e levam a mudanças na luminosidade dos equipamentos de iluminação que, dependendo da sua intensidade e dimensão, podem influenciar a sensação subjetiva de bem-estar e, por conseguinte, indiretamente, influenciam a saúde humana. (IEC 61000-4-30, 2009)

A flutuação de tensão no sistema elétrico, também denominada *flicker*, é de fundamental importância ao se tratar de GD, uma vez que os geradores independentes podem parar e iniciar a geração frequentemente, além de estarem sujeitos à variação da disponibilidade da fonte primária de geração. O *flicker* é principalmente ocasionado pela conexão e desconexão de geradores de indução ao sistema elétrico (RIBEIRO, FERREIRA e MEDEIROS, 2005).

3.5 PROTEÇÃO

O sistema elétrico de potência com GD sofre também grandes modificações no quesito de proteção. A inclusão de diversos geradores faz com que o sistema comporte-se de maneira diferente, obrigando uma revisão dos ajustes de proteção para atender a todos os tipos de faltas e para evitar que as proteções atuem de forma indevida (ACKERMANN e KNYAZKIN, 2002). Podem-se identificar três principais aspectos a serem tratados:

- Proteção contra faltas na rede de distribuição com correntes de falta fornecida pelo gerador da GD;
- Proteções anti-ilhamento;

- Impactos causados no sistema de proteção da rede de distribuição da concessionária pela inserção do gerador independente.

O sistema de proteção do gerador contra defeitos internos não apresenta grandes dificuldades de ajuste, uma vez que a rede de distribuição está muito mais suscetível a variações do que o próprio gerador. O relé de proteção basicamente detecta a corrente de falta com origem na rede da concessionária e isola o defeito do restante do sistema.

A proteção contra faltas na rede de distribuição apresenta maiores níveis de complexidade, pois, em casos específicos, como faltas de alta impedância, abertura de fase, dentre outros, os esquemas de proteção da GD podem ser incapazes de detectar tais situações adversas, não operando de forma adequada. Nesses casos é necessário utilizar sistemas de proteção mais complexos, como o sistema de transferência de disparo, para assegurar que o gerador da GD seja desconectado do sistema em situações adversas de funcionamento.

A proteção contra ilhamento tem sido um grande problema em diversos países, especialmente naqueles que possuem sistemas de religadores na rede de distribuição, pois para garantir o correto funcionamento do sistema, as concessionárias de energia obrigam muitos produtores independentes a investir uma elevada quantia no sistema de proteção, tornando algumas vezes inviável a conexão destes produtores à rede elétrica. O ilhamento pode ser ilustrado na figura 4, caso ocorra uma falta após o disjuntor A. Quando da ocorrência dessa falta, o sistema de proteção da rede de distribuição detectará a falta e imediatamente comandará os disjuntores A e B para operar e isolar o alimentador. No entanto, o valor da corrente de falta pode não ser elevado o suficiente para fazer com que o disjuntor C opere. Para esta situação particular, o produtor independente pode continuar a alimentar a carga, configurando uma situação de ilhamento (JENKINS et al, 2008).

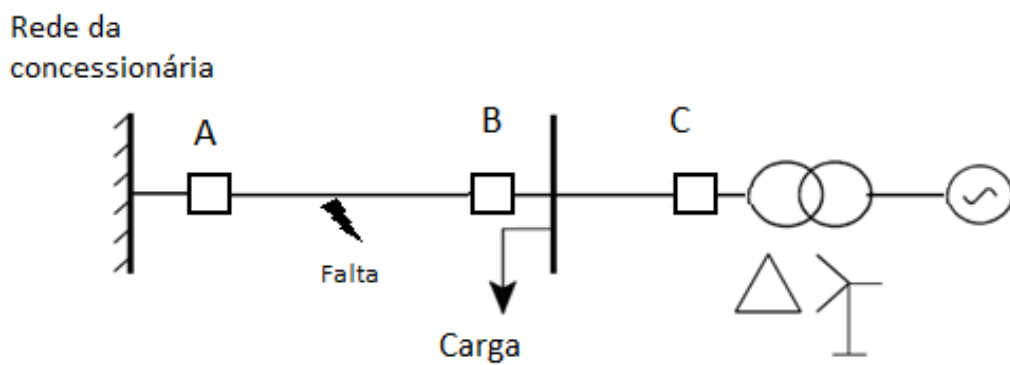


Figura 4 - Ilustração referente ao problema de ilhamento
 Fonte: Jenkins et al, 2008, adaptado.

A GD pode ainda afetar diretamente a operação da rede de distribuição existente, devido à existência de fluxos de potência em sentido reverso e as alterações nas correntes de curto-circuito, alterações estas que não eram consideradas no ajuste original da proteção.

O apêndice B apresenta um resumo das principais proteções utilizadas atualmente para geração distribuída.

4 PROTEÇÕES UTILIZADAS PARA ILHAMENTO

Um gerador síncrono quando conectado em paralelo ao sistema elétrico (barramento infinito), possuirá obrigatoriamente a mesma frequência do sistema, fazendo com que sua velocidade seja controlada para evitar elevações e diminuições na frequência. O ajuste e controle da velocidade são feitos através do sistema de controle do regulador de velocidade. No entanto, quando o sistema elétrico é desconectado e o gerador continua atendendo a uma determinada carga, na configuração de ilhamento, ele poderá acelerar ou desacelerar em função da potência da carga, do regulador de velocidade e de seus aspectos dinâmicos. Caso a mudança de carga seja grande, o gerador irá acelerar ou desacelerar antes do regulador de velocidade responder, fazendo com que a frequência do gerador mude. Esta mudança de frequência não deve ocasionar grandes problemas às cargas que estão sendo alimentadas, visto que o regulador de velocidade irá atuar para então corrigir a mudança. Porém, caso o gerador ainda esteja fora da frequência nominal do sistema elétrico e ocorrer uma reconexão deste gerador à rede através de um dispositivo de fechamento automático, religador, a diferença de frequência entre ambos pode provocar graves transitórios para o sistema elétrico de potência (NAISANI et al, 2010; PUJHARI, 2009; KUMPULAINEN et al, 2005).

Em função dos problemas e dificuldades apresentados anteriormente, é de extrema importância que os sistemas de proteção identifiquem essas mudanças no comportamento do sistema elétrico e atuem corretamente, de modo a mitigar ou evitar avarias para os equipamentos elétricos e para o sistema, propiciando segurança as pessoas que trabalham diretamente neste sistema.

A detecção do ilhamento sem a utilização de sistemas de comunicação entre produtores independentes e as concessionárias de energia (método remoto) é uma tarefa que apresenta grande complexidade. Para realizar a detecção do ilhamento, de forma confiável e rápida, podem-se utilizar três diferentes métodos: métodos passivos, métodos ativos ou ainda um método híbrido, conforme a figura 5 (GEIDL, 2005; PUJHARI, 2009).

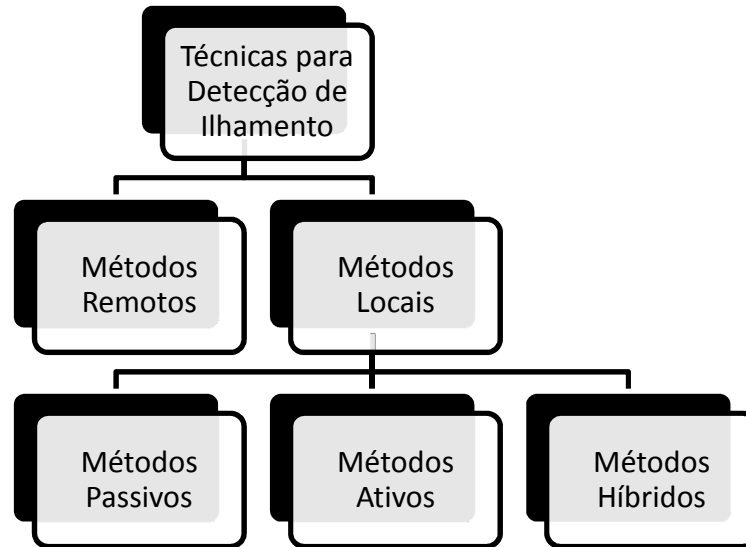


Figura 5 - Métodos para detecção de ilhamento
Fonte: Pujhari, 2009, adaptado.

As funções de proteção de métodos passivos medem e monitoram o estado do sistema elétrico de potência. Ou seja, as funções de proteção apenas medem diferentes grandezas como potência, tensão, corrente, frequência, dentre outras. Essas grandezas tendem a variar consideravelmente na situação de ilhamento (PUJHARI, 2009). Caso as grandezas monitoradas variem e ultrapassem os limites estabelecidos o sistema de proteção atuará detectando o ilhamento.

Os métodos ativos possuem um funcionamento diferenciado quando comparado com os métodos passivos tradicionais. Os métodos ativos interagem continuamente com o sistema elétrico, inserindo pequenas perturbações a fim de que possam conseguir qualquer indicação de variação do sistema que represente o início de uma configuração de ilhamento (GEIDL, 2005). As perturbações quando inseridas em um sistema ilhado ocasionarão variações significativas nos parâmetros do sistema. Contudo, quando inseridas no sistema elétrico com GD conectada não provocarão alterações (PUJHARI, 2009).

Os métodos híbridos utilizam-se tanto dos métodos passivos quanto dos métodos ativos de detecção. Porém, visando menores perturbações na rede elétrica, utilizam-se inicialmente os métodos passivos para o monitoramento contínuo do sistema elétrico e quando da suspeita de ilhamento, empregam-se os métodos ativos para comprovar a configuração de ilhamento e assim desconectar o gerador da carga ilhada.

O quadro 6 apresenta um comparativo sobre os diferentes métodos de detecção citados anteriormente.

Quadro 6 - Comparativo entre os métodos de detecção de ilhamento

Métodos de detecção de ilhamento	Vantagens	Desvantagens	Exemplos
1 Método remoto	Alta confiabilidade	Alto custo para implantação	Transferência de disparo Sistema Carrier
2 Método local			
2.1 Método passivo	Tempo de detecção pequeno	Dificuldade para detecção do ilhamento quando a potência da carga e do gerador são muito próximas	Salto vetorial
	Não gera perturbações para o sistema	Difícil ajuste dos valores para a sensibilização do sistema de proteção	Taxa de variação de frequência
	Elevada precisão quando a potência da carga e do gerador apresentam grande diferença	Instabilidade, podendo ocorrer disparos incorretos devido a transitórios no sistema	Taxa de variação de tensão
2.2 Métodos ativos	Detecta o ilhamento mesmo quando a potência da carga e do gerador são iguais	Tempo de detecção é elevado pois necessita-se de tempo para analisar a resposta do sistema	Detecção por perturbação na potência reativa
		Provoca perturbações no sistema elétrico As perturbações geradas podem alterar a potência no sistema e também causar a perda de estabilidade do sistema	Medição de impedância
2.3 Métodos híbridos	Possuem pequena zona de não detecção	Tempo de detecção continua elevado pois necessita-se da aplicação de ambos os métodos	Técnica baseada na variação de potência reativa e tensão
	As perturbações são injetadas no sistema elétrico somente quando necessário		Técnica baseada na realimentação positiva e desbalanceamento de tensão

Fonte: PUJHARI, T. *Islanding detection in distributed generation*, 2006 – Adaptado

Os métodos passivos de detecção são particularmente interessantes, devido principalmente ao seu baixo custo e sua fácil instalação, no entanto o desempenho desse método é prejudicado caso a diferença entre a potência da geração e da carga seja pequena. Dessa forma, os ajustes destas proteções devem ser estudados de forma cautelosa, para

minimizar as chances de ocorrência de atuação indevida principalmente em casos de curto-circuito ou chaveamento de cargas. (VIEIRA, 2006).

O presente trabalho tratará somente dos métodos de detecção passivos, os quais são mais comumente empregados e exigidos pelas concessionárias de energia, visto que o custo de implantação dos métodos ativos e híbridos é bastante elevado, devido à complexidade utilizada por estas técnicas, não sendo uma opção atraente para pequenos produtores.

4.1 RELÉ DE TAXA DE VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA (df/dt)

O relé de taxa de variação de frequência (df/dt), em inglês *rate of change of frequency* (ROCOF), é um relé para proteção de GD que tem sido bastante estudado nos últimos anos, devido a sua capacidade de detectar variações de frequência no sistema. Quando o desbalanceamento de carga na configuração de ilhamento for pequeno, a frequência variará lentamente, fazendo com que os relés de sub/sobrefrequência não atuem (tempo de atuação menor que 400 ms) (VIEIRA et al, 2005). Utiliza-se então, a taxa de variação de frequência no tempo como grandeza auxiliar para a detecção de mudanças lentas na frequência do sistema elétrico, a função responsável por essa detecção é denominada de taxa de variação de frequência. Estudos mostram que este relé pode ser utilizado como solução para determinadas condições de ilhamento, nas quais as variações de frequência, descritas anteriormente, possam ocorrer e afetar o correto funcionamento do sistema elétrico (CIGRÉ Working Group B5.34, 2010).

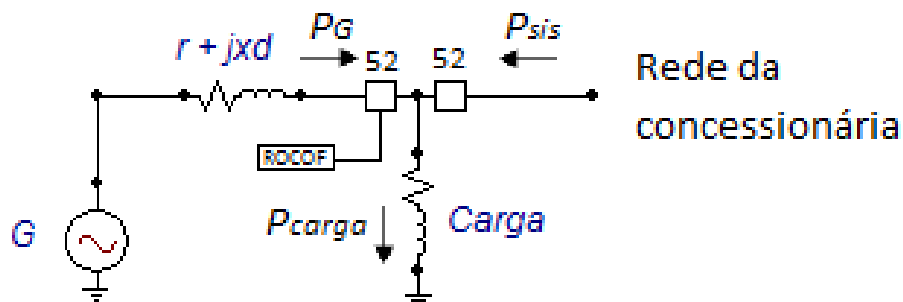


Figura 6 - Diagrama equivalente do gerador síncrono com o relé ROCOF
Fonte: Autoria própria

4.1.1 Funcionamento

A função taxa de variação de frequência é um método passivo bastante utilizado para a detecção de ilhamento. A variação de frequência em um sistema elétrico de potência é causada pelo desequilíbrio entre a potência mecânica de entrada do gerador e a potência elétrica da carga prevalecente (CIGRÉ *Working Group B5.34*, 2010).

A partir da equação da oscilação do gerador síncrono (1), pode-se determinar uma equação (3) que represente de forma aproximada a taxa de variação de frequência (df/dt) em um sistema onde ocorra variação de potência (VIERA e SALLES, 2008).

$$\frac{2H}{\omega_0} \cdot \frac{d\omega}{dt} = \frac{P_G - P_L}{G} = \frac{\Delta P}{G} \quad (1)$$

Sabendo que:

$$\omega = 2\pi f \quad (2)$$

Substituindo (2) em (1), tem-se que:

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P \cdot f_0}{2 \cdot G \cdot H} \quad (3)$$

Onde:

df/dt – taxa de variação de frequência [Hz/s];

$\Delta P = P_G - P_L$ – variação de potência ativa de saída durante o ilhamento [MW];

P_G – potência ativa de saída do gerador antes do ilhamento [MW];

P_L – potência ativa da carga ilhada [MW];

G – potência nominal do gerador [MW];

f_0 – frequência do sistema;

H – constante de inércia do gerador [s]

A equação (3) considera que a taxa de variação de frequência é diretamente proporcional à variação de potência ΔP e inversamente proporcional a constante de inércia (H) e a potência nominal (G). Esta expressão linearizada também considera que os intervalos

de tempo são tão pequenos que o regulador de velocidade e a dinâmica da máquina podem ser completamente desprezados (CIGRÉ *Working Group B5.34*, 2010).

O cálculo para o ajuste da função taxa de variação de frequência em um relé pode ser implementada através de diferentes algoritmos, conforme análise específica de cada sistema. A taxa de variação de frequência é usualmente calculada utilizando-se uma janela de medição de 2 a 50 ciclos. Um exemplo prático é mostrado na equação (4), considerando uma janela de medição de 3 ciclos (CIGRÉ *Working Group B5.34*, 2010; VIERA e SALLES, 2008):

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_n - f_{n-3ciclo}}{3ciclo} \quad (4)$$

Onde:

df/dt – taxa de variação de frequência [Hz/s];

f_n – frequência do ciclo n ;

$f_{n-3ciclo}$ - frequência de 3 ciclos anteriores ao ciclo n ;

3ciclo – tempo referente a duração de 3 ciclos.

A função ROCOF, quando possuir um ajuste muito sensível, pode disparar e gerar a abertura de um disjuntor ou religador do ponto de conexão de maneira incorreta. Esse disparo pode ser gerado através de flutuações de frequência ocasionadas pela entrada ou saída de grandes cargas e também através da extinção de correntes de faltas. Caso a função ROCOF gere a abertura de um religador, o fechamento automático deste equipamento pode causar um distúrbio no sistema, caso o gerador e a rede estejam fora de sincronismo, podendo inclusive gerar danos mecânicos às máquinas dos geradores distribuídos conectados ao sistema (JENKINS et al, 2008).

Para minimizar a chance de disparos incorretos, o processador interno do relé deve efetuar dois ou mais cálculos para certificar que a variação de frequência atingiu o limite crítico antes de enviar o sinal de disparo ao sistema de proteção, evitando assim o disparo em fenômenos transitórios temporários. Para evitar ainda o disparo indesejado do relé em situações diferentes do ilhamento, mas que causam perturbações na frequência fundamental do sistema é possível configurar um tempo de atraso (*time delay*) para a atuação do relé (CIGRÉ *Working Group B5.34*, 2010).

4.1.2 Utilização e desempenho

O desempenho do relé ROCOF está fortemente ligado à quantidade de GD conectada ao sistema. Historicamente, quando poucos geradores distribuídos estavam conectados ao sistema, o relé ROCOF apresentava um desempenho satisfatório, além de possuir rápida detecção e ser um sistema economicamente viável. Porém, com o aumento da quantidade de GD no sistema, a estabilidade dessa proteção se torna um importante desafio. Quanto mais geradores distribuídos estiverem conectados ao sistema, mais elevados são os ajustes recomendados para a atuação do relé ROCOF, visando incrementar a estabilidade do sistema de proteção (CIGRÉ *Working Group B5.34*, 2010). Esse aumento no valor do ajuste do relé acarreta em outro problema: a dificuldade em detectar o ilhamento quando a variação de potência ativa no sistema é pequena, ou seja, quando a potência gerada é muito próxima a potência da carga ilhada e conseqüentemente o df/dt é baixo, sendo algumas vezes inferior ao ajuste do relé.

Quando o ajuste do relé ROCOF é bastante sensível, a proteção se torna instável, o que faz com que apresente baixa confiabilidade e seja dependente de outros métodos para poder ser empregada de forma eficiente na prática. Apesar do baixo desempenho desta proteção, ela é considerada apropriada para o uso em sistemas de distribuição. No entanto, sua utilização não é adequada para sistemas de subtransmissão, os quais podem ter transitórios longos que afetem o desempenho do relé ROCOF (JENKINS et al, 2008; CIGRÉ *Working Group B5.34*, 2010).

O relé de taxa de variação de frequência tem sido bastante empregado pelas concessionárias de energia de diversos países, tais como Reino Unido, Austrália, Canadá, Itália, Áustria e Bélgica, apesar de seus problemas de desempenho citados anteriormente. Os ajustes padrões para o ROCOF variam de sistema para sistema, variando também de acordo com a janela de medição utilizada e com o algoritmo específico do relé empregado. O relé ROCOF pode ser utilizado associado ao relé de mínima tensão, de forma a bloquear a operação do ROCOF quando a magnitude da tensão do sistema estiver abaixo de um valor pré-determinado, evitando assim disparos indevidos, como por exemplo, em situações de faltas no sistema para as quais outras funções de proteção devem atuar. (VIEIRA e SALLES, 2008).

4.2 RELÉ DE SALTO VETORIAL (DESLOCAMENTO DE FASE)

O relé de salto vetorial, função 78 (*vector shift*) é também conhecido como relé de deslocamento de fase (*phase displacement*), ou ainda, salto de vetor (*phase jump* ou *vector jump*). Este relé de proteção é baseado na variação angular sofrida pela tensão nos terminais do gerador durante a desconexão da rede principal. Assim como o relé ROCOF, o relé de salto vetorial tem ganhado espaço nos últimos anos devido à expansão do sistema de geração distribuída e também devido à necessidade de melhoria dos métodos tradicionais para a detecção do ilhamento (CIGRÉ *Working Group* B5.34, 2010).

4.2.1 Funcionamento

Este método passivo possui um algoritmo de cálculo baseado na diferença angular das tensões de fase, as quais podem ser medidas apenas em uma fase do circuito, ou em todas as três fases, sendo que a utilização das grandezas trifásicas para a medição apresentam vantagens sobre a medição monofásica, pois torna o algoritmo menos suscetível a distorções harmônicas e outras interferências assimétricas do sistema (CIGRÉ *Working Group* B5.34, 2010).

O princípio de funcionamento desta função de proteção é baseado na variação angular entre a tensão de fase interna do gerador, E_f , e a tensão nos terminais do gerador V_t ($\Delta\delta$ variação do ângulo de carga do gerador). A figura 7 mostra o circuito equivalente de um gerador síncrono de pólos lisos enquanto a figura 8 (a) apresenta o diagrama fasorial do gerador antes da perda da rede principal (ângulo de carga δ , circuito em regime permanente). Quando um gerador continua atendendo a uma carga na configuração de ilhamento, no momento da perda da rede principal (rede da concessionária) ocorre uma variação no ângulo de carga do gerador, pois a tensão V_t varia no momento da desconexão da rede. Esta variação pode ser mais bem visualizada na figura 8 (b). A alteração angular sofrida $\Delta\delta$ ocasionará um aumento ou diminuição na duração do ciclo da tensão. A variação da tensão está ligada à aceleração ou desaceleração do gerador, em função da potência solicitada pela carga ilhada (JENKINS et al, 2008; NAISANI et al, 2010).

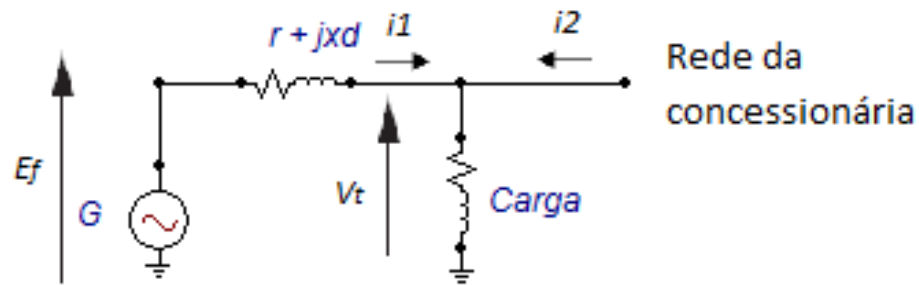


Figura 7 - Circuito equivalente gerador síncrono de pólos lisos
Fonte: Autoria própria

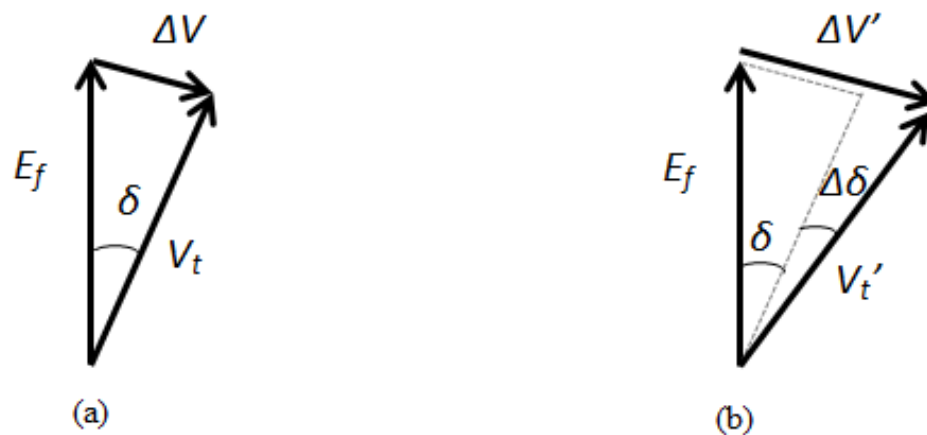


Figura 8 - (a) Fasores E_f (tensão interna do gerador) e V_t (tensão nos terminais do gerador), ângulo δ (ângulo de carga do gerador) antes da desconexão da rede da concessionária; (b) Fasores E_f e V_t' (nova tensão nos terminais), deslocamento angular $\Delta\delta$ na situação de ilhamento.

Fonte: Jenkins et al, 2008, adaptado.

O relé de proteção pode realizar a medição do ângulo entre as tensões interna e terminal em cada fase a cada meio ciclo, por exemplo. Após esta medição, um processador compara a diferença angular entre a medição atual e a anterior, comparando em seguida o resultado com o valor de limiar pré-ajustado. Para aumentar a estabilidade do relé de proteção, pode-se utilizar esta função em conjunto com as funções de sub-tensão e/ou sobre tensão de sequencia negativa, para evitar disparos incorretos, como por exemplo, quando da ocorrência de contingências no sistema da concessionária para as quais outras proteções, diferentes dos relés anti-ilhamentos, devem atuar. (CIGRÉ Working Group B5.34, 2010).

4.2.2 Utilização e desempenho

O relé de deslocamento de fase é menos sensível que o relé ROCOF para a detecção da condição de ilhamento. No entanto, este relé apresenta maior estabilidade, visto que o relé

ROCOF é mais suscetível a falsas operações, devido a sua elevada sensibilidade. Para evitar falsas operações de ambos os relés, é possível estabelecer um limite mínimo de tensão, ou seja, quando a tensão da rede diminuir além do valor pré-estabelecido, tanto a função salto vetorial quanto a função ROCOF são desabilitadas, evitando que a proteção opere em situações indevidas (PUJHARI, 2009).

Apesar de apresentar os problemas citados anteriormente, assim como o ROCOF, o relé de salto vetorial tem sido bastante utilizado em países da Europa, e mais recentemente no Brasil, pela COPEL para assegurar que em casos de possível ilhamento o gerador ilhado também seja desconectado da carga (CIGRÉ *Working Group B5.34*, 2010).

5 MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

5.1 SIMPOWERSYSTEMS

Para a realização das simulações dinâmicas propostas e apresentadas neste trabalho, utilizou-se como ferramenta computacional o *SimPowerSystems*. O *SimPowerSystems* é uma ferramenta recente e bastante aplicada no meio acadêmico para estudos de transitórios eletromecânicos, eletromagnéticos, estabilidade transitória e fluxo de carga, sendo integrado a plataforma *Matlab/Simulink* (HYDRO-QUEBÉC, 2009). O *SimPowerSystems* possui uma vasta biblioteca com os mais variados modelos dinâmicos dos componentes do sistema elétrico de potência. Dentre os principais componentes destacam-se elementos RLC concentrados, cargas não lineares, modelos de máquinas elétricas (síncrona, assíncrona e contínua) e respectivos controles associados. Além de tais componentes, apresenta ainda modelos de linhas de transmissão e cabos concentrados e distribuídos, para-raios, transformadores, disjuntores, elementos de eletrônica de potência e circuitos de controles utilizados (VIEIRA, 2006).

O *SimPowerSystems* possibilita ainda criação e utilização de modelos desenvolvidos pelo usuário empregando elementos do *Simulink* ou mediante utilização de linguagem de programação Fortran ou C.

Uma importante funcionalidade disponível no *SimPowerSystem* é o cálculo das condições iniciais das variáveis das máquinas elétricas e controles associados, a partir de um cálculo de fluxo de carga. O *SimPowerSystem* permite ainda que seja escolhido o método de resolução utilizado nas simulações, variando entre simulações ditas contínuas (passo de integração variável), discreta ou fasorial (regime permanente). Para o presente trabalho, o método de resolução utilizado foi o **ode23tb**, cujo algoritmo emprega o método de integração trapezoidal em conjunto com uma fórmula derivada do método de Runge-Kutta. Esse método é indicado para resolução de sistemas não lineares cujas constantes de tempo apresentem grandes diferenças entre si (SHAMPINE, 1994; DABNEY e HARMAN, 2000).

5.2 SISTEMA ELÉTRICO

O sistema elétrico de geração distribuída em estudo modelado no *SymPowerSystem* é baseado em dados reais de um sistema elétrico. O diagrama unifilar do sistema é mostrado na figura 9. O sistema com geração distribuída em estudo é composto por uma usina de geração

em 34,5 kV com potência de curto-circuito de 400 MVA (modelado como uma fonte de tensão com impedância em série que representa o equivalente da barra da subestação de transferência). A usina é conectada ao sistema de distribuição de 34,5 kV através da subestação de transferência ST, a qual foi modelada como uma barra de conexão. O gerador síncrono da CGH (300 kVA – 400 V) é conectado no sistema de 34,5 kV através do transformador elevador T1 (Δ - Y_g , 1,25 MVA) na barra BI (barra de interconexão). As cargas 1 e 2 são conectadas nas barras BT2 e BT3 da rede de média tensão através dos transformadores abaixadores T2 e T3, respectivamente.

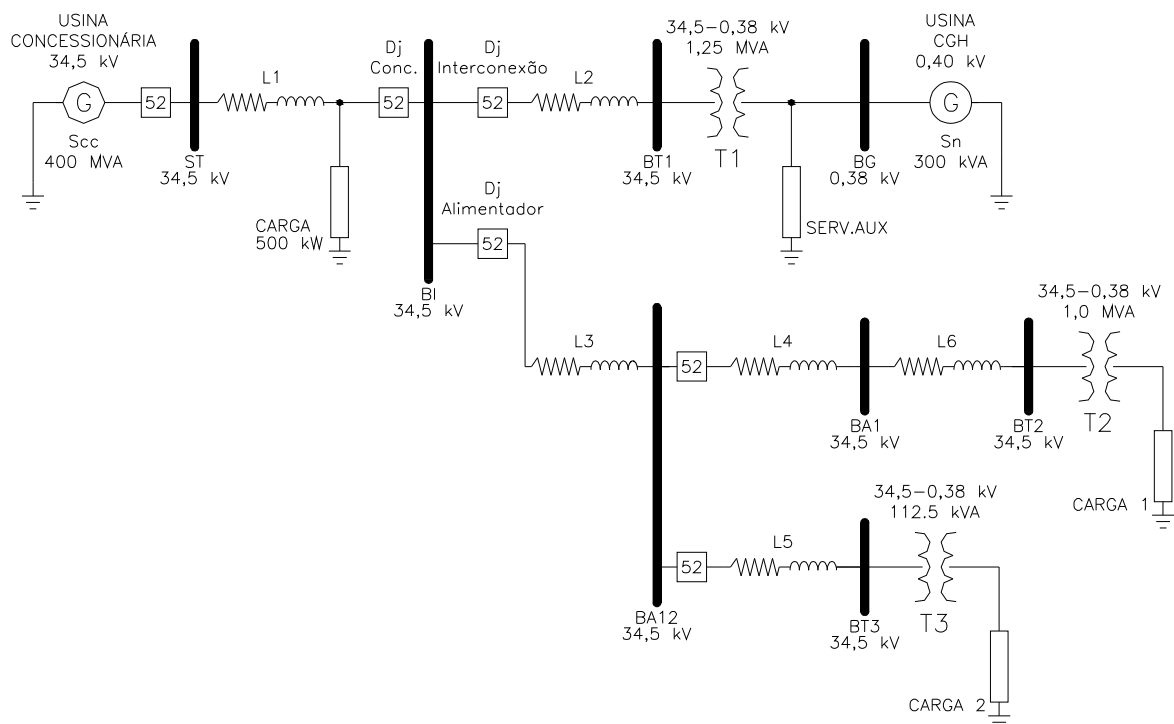
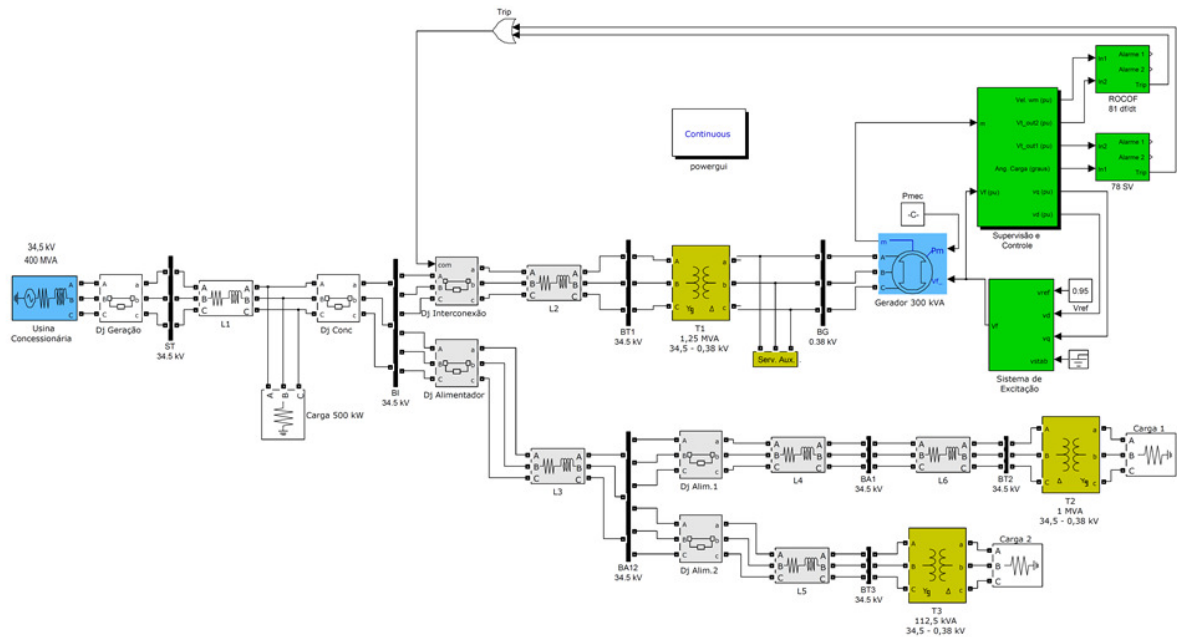


Figura 9 - Diagrama unifilar do sistema elétrico.
Fonte: Aatoria própria

O ilhamento é simulado pela abertura do disjuntor da concessionária (Dj Conc), retirando o sistema da concessionária e consequentemente deixando as cargas 1 e 2 ilhadas com a CGH. Os relés anti-ilhamento em estudo estão instalados na barra BG, comandando a abertura do disjuntor do ponto de interconexão (Dj Interconexão). O circuito simulado é apresentado na figura 10. Todos os parâmetros do sistema elétrico empregados nas simulações são apresentados no Apêndice A.



**Figura 10 - Circuito simulado no *SimPowerSystems*.
Fonte: Autoria própria**

5.3 MODELAGEM DOS ELEMENTOS DO SISTEMA

A modelagem de todos os elementos do sistema elétrico foi realizada de forma trifásica, visto que essa abordagem representa de forma mais completa o sistema em estudo e os fenômenos transitórios em análise.

5.3.1 Gerador síncrono

A máquina síncrona da CGH foi representada utilizando um modelo de oitava ordem (modelo subtransitário), o qual considera a dinâmica do estator, dos enrolamentos de campo e de amortecimento (KUNDUR, 1994; HYDRO-QUEBÉC, 2009). O circuito equivalente do gerador é representado na estrutura $dq0^1$ de referência do rotor, sendo que todas as grandezas elétricas envolvidas e demais parâmetros são referenciados para o estator. O modelo da máquina síncrona está representado na figura 11.

¹ Modelo matemático de representação das grandezas do gerador em suas componentes de eixo direto e em quadratura.

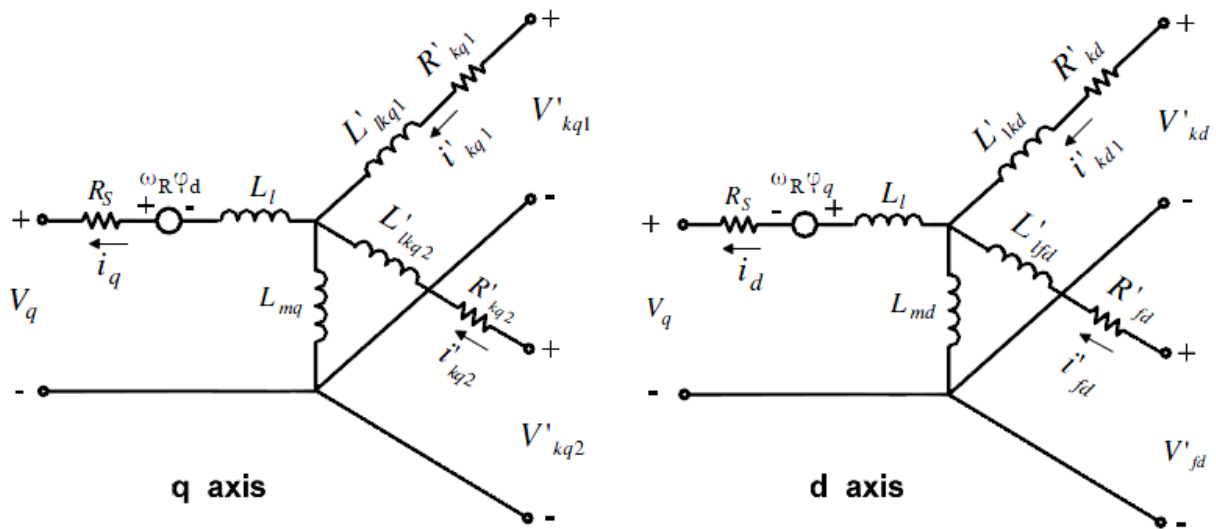


Figura 11 - Modelo elétrico equivalente do gerador síncrono.

Fonte: *The Mathworks*, 2011.

Os índices do modelo mostrado na figura 11 referem-se às seguintes grandezas:

- d, q – eixo direto e eixo em quadratura;
- R, s – rotor e estator;
- l, m – indutância de dispersão e indutância de magnetização;
- f, k – enrolamento de campo e enrolamento de amortecimento.

A representação matemática do modelo de oitava ordem empregado é definida pelas seguintes equações:

$$V_d = R_s i_d + \frac{d}{dt} \varphi_d - \omega_R \varphi_q \quad (5) \quad \varphi_d = L_d i_d + L_{md} (i'_{fd} + i'_{kd}) \quad (11)$$

$$V_q = R_s i_q + \frac{d}{dt} \varphi_q + \omega_R \varphi_d \quad (6) \quad \varphi_q = L_q i_q + L_{mq} i'_{kq}$$

$$V'_{fd} = R'_{fd} i'_{fd} + \frac{d}{dt} \varphi'_{fd} \quad (7) \quad \varphi'_{fd} = L'_{fd} i'_{fd} + L_{md} (i_d + i'_{kd}) \quad (13)$$

$$V'_{kd} = R'_{kd} i'_{kd} + \frac{d}{dt} \varphi'_{kd} \quad (8) \quad \varphi'_{kd} = L'_{kd} i'_{kd} + L_{md} (i_d + i'_{fd}) \quad (14)$$

$$V'_{kq1} = R'_{kq1} i'_{kq1} + \frac{d}{dt} \varphi'_{kq1} \quad (9) \quad \varphi'_{kq1} = L'_{kq1} i'_{kq1} + L_{mq} i_q \quad (15)$$

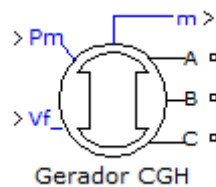
$$V'_{kq2} = R'_{kq2} i'_{kq2} + \frac{d}{dt} \varphi'_{kq2} \quad (10) \quad \varphi'_{kq2} = L'_{kq2} i'_{kq2} + L_{mq} i_q \quad (16)$$

Os parâmetros das equações (5 a 16) são definidos por:

- V_d, i_d – Tensão (pu) e corrente (pu) de eixo direto, respectivamente;
- V_q, i_q – Tensão (pu) e corrente (pu) de eixo em quadratura, respectivamente;

- V'_{fd}, i'_{fd} – Tensão (pu) e corrente (pu) de campo, respectivamente;
- V'_{kd}, i'_{kd} – Tensão (pu) e corrente (pu) do enrolamento amortecedor de eixo direto, respectivamente;
- $V'_{kq1}, i'_{kq1}, V'_{kq2}, i'_{kq2}$ – Tensões (pu) e correntes (pu) dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura, respectivamente;
- φ_d, φ_q – Fluxos de eixo direto e quadratura (pu);
- φ'_{fd} – Fluxo no enrolamento de campo (pu);
- φ'_{kd} – Fluxo no enrolamento amortecedor de eixo direto (pu);
- $\varphi'_{kq1}, \varphi'_{kq2}$ – Fluxos nos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura (pu);
- R_s – Resistência do estator (pu);
- R'_{fd} – Resistência de campo referido ao estator (pu);
- R'_{kd} – Resistência do enrolamento amortecedor de eixo direto referida ao estator (pu);
- R'_{kq1}, R'_{kq2} – Resistências dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura referidas ao estator (pu);
- L_d, L_{md} – Indutância total (pu) e indutância mútua (pu) de eixo direto;
- L_q, L_{mq} – Indutância total (pu) e indutância mútua (pu) de eixo em quadratura;
- L'_{fd} – Indutância do enrolamento de campo referida ao estator (pu);
- L'_{kd} – Indutância do enrolamento amortecedor de eixo direto referida ao estator (pu);
- L'_{kq1}, L'_{kq2} – Indutâncias dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura referidas ao estator (pu).

O modelo do gerador síncrono encontra-se disponível nas bibliotecas do *SimPowerSystems*.



**Figura 12 - Modelo do gerador síncrono disponível no *SimPowerSystems*.
Fonte – *The Mathworks*, 2011.**

Nos sistemas de transmissão, os geradores empregados são de grande potência, logo o seu sistema de controle deve ser ajustado para manter constante a frequência e tensão da rede elétrica. Em sistemas de geração distribuída os geradores conectados são de pequeno porte quando comparados às usinas de geração, não participando da regulação de frequência

dos sistemas elétricos. Desta forma os geradores utilizados na GD são controlados de forma a manter potência ativa constante, independentemente da frequência da rede elétrica. As simulações dinâmicas realizadas não ultrapassaram duração de 1 s, pois o intervalo de tempo necessário para a verificação do funcionamento de um relé de proteção é pequeno (na ordem de milissegundos). Conseqüentemente os transitórios mecânicos, os quais possuem elevadas constantes de tempo, podem ser desprezados (VIEIRA, 2006). Considerou-se então, que a potência mecânica e o torque aplicados no eixo do gerador são constantes, desprezando o regulador de velocidade.

No caso do sistema de excitação dos geradores síncronos as concessionárias podem adotar diferentes práticas, devido à falta de um guia de aplicação padronizado (JENKINS *et al*, 2008; VIEIRA, 2006). Para este trabalho, visando obter controle da tensão nos terminais do gerador, utilizou-se um regulador automático de tensão e uma excitatriz, cuja modelagem é apresentada na seção 5.3.2.

5.3.2 Sistema de excitação e regulador de tensão

O sistema de excitação e regulador de tensão foi representado pelo modelo IEEE tipo DC1A (IEEE Std 421.5, 2005). O modelo do regulador DC1A encontra-se disponível na biblioteca do *SimPowerSystems*. Este modelo tem como função controlar a tensão de excitação da máquina síncrona e regular a tensão nos terminais. O controle é feito considerando uma fonte de excitação em corrente contínua (DC), filtros passa-baixa e demais elementos de controle (compensadores e reguladores). O bloco disponibiliza também uma entrada auxiliar para a utilização de equipamentos estabilizadores de sistemas de potência, visando diminuir as oscilações do sistema. Para este trabalho não foi utilizada nenhuma malha de controle de estabilização adicional (*Power System Stabilizers - PSS*) elemento de estabilização

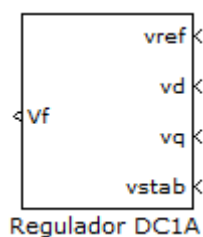


Figura 13 - Sistema de excitação e regulador de tensão.
Fonte – The Mathworks, 2011.

5.3.3 Subsistema de supervisão e controle

O bloco de Supervisão e Controle foi criado a partir de diversos blocos de medição e controle existentes na biblioteca do *Simulink*, formando assim um subsistema. Neste bloco é feita a medição de algumas variáveis do gerador, tais como a velocidade, tensão terminal, ângulo de carga e medições de corrente e tensão que são utilizadas para a obtenção de alguns gráficos deste estudo.

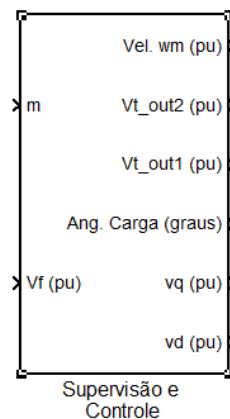


Figura 14 – Subsistema de supervisão e controle.
Fonte – The Mathworks, 2011.

5.3.4 Transformadores

Os transformadores trifásicos empregados na simulação possuem dois enrolamentos e foram representados pelo modelo T, conforme figura 15, considerando as perdas no núcleo. O efeito de saturação do núcleo foi desprezado.

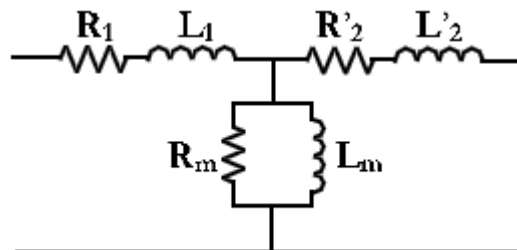
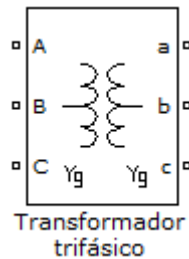


Figura 15 - Circuito T equivalente de um transformador trifásico de dois enrolamentos.
Fonte – The Mathworks, 2011.

As grandezas elétricas apresentadas na figura 15 representam os seguintes elementos equivalentes:

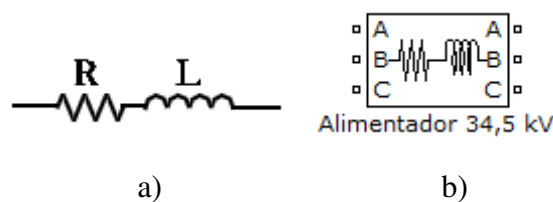
- R_1 e L_1 – resistência e indutância do primário;
- R'_2 e L'_2 – resistência e indutância do secundário referidos ao primário;
- R_m e L_m – resistência e indutância de magnetização.



**Figura 16 - Circuito T equivalente do transformador trifásico disponível no *SimPowerSystems*.
Fonte – The Mathworks, 2011.**

5.3.5 Alimentadores

Os alimentadores devido a seu nível de tensão e comprimento foram representados por parâmetros concentrados (linhas curtas), impedâncias RL em série ($R+j\omega L$), visto que o efeito capacitivo em derivação é desprezível. O modelo empregado pode ser visto na figura 17.



**Figura 17 - a) Circuito RL (resistência e indutância) equivalente dos alimentadores; b) Modelo de alimentador disponível no *SimPowerSystems*.
Fonte – The Mathworks, 2011.**

5.3.6 Disjuntores

O bloco de disjuntor utilizado representa um disjuntor trifásico que pode abrir e fechar seus contatos conforme tempos definidos na simulação ou através de um comando externo. Para comutação de contatos tem-se a opção de escolher cada uma das fases que será comutada, gerando uma infinidade de possibilidades de simulação em virtude das diversas

combinações possíveis. Além do controle de abertura e fechamento há parâmetros a serem preenchidos, tais como, a resistência do disjuntor, resistência e capacitância de amortecimento e medições de tensão e corrente.

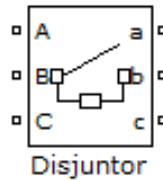


Figura 18– Disjuntor trifásico
Fonte – The Mathworks, 2011.

5.3.7 Cargas

As cargas do sistema elétrico com geração distribuída utilizadas neste trabalho foram representadas como cargas de potência constante. As cargas empregadas possuem fator de potência igual a 1 (cargas resistivas) e fator de potência igual a 0,92 (indutivas), conforme mostra a figura 19.

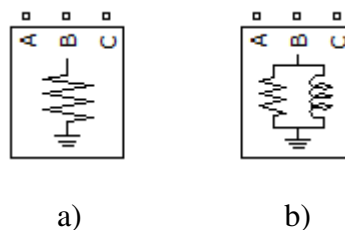


Figura 19– Modelos de cargas da biblioteca do *SimPowerSystems* empregados na simulação. a) Carga resistiva (FP = 1,0); b) Carga indutiva (FP = 0,92).
Fonte – The Mathworks, 2011.

5.4 MODELAGEM DOS RELÉS DE PROTEÇÃO

5.4.1 Relé de taxa de variação de frequência

O modelo computacional do relé ROCOF utilizado para as simulações deste trabalho foi baseado no funcionamento descrito no item 4.1 e na referência VIEIRA, 2006. O diagrama simplificado de blocos do relé ROCOF pode ser visto na figura 20.

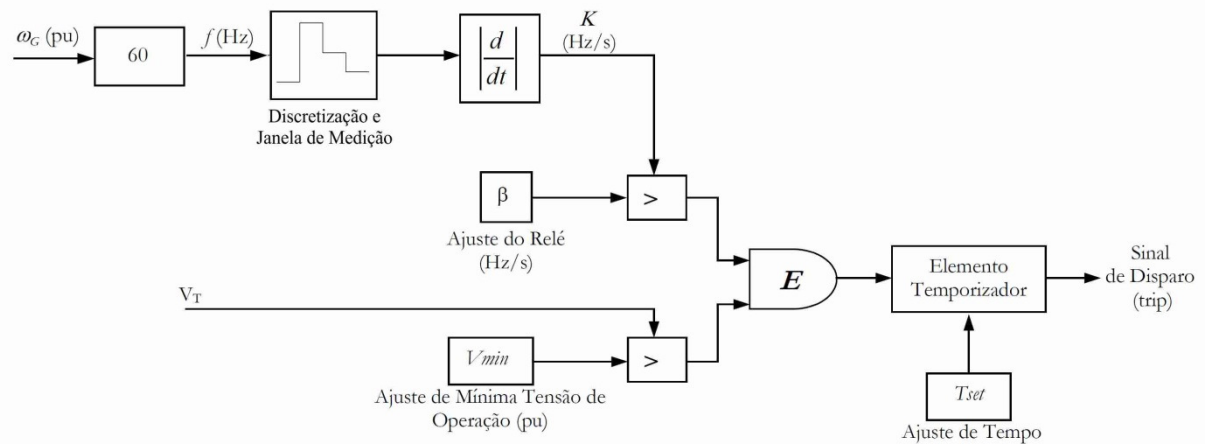


Figura 20– Diagrama de blocos simplificado do relé de taxa de variação de frequência.
Fonte – Vieira, 2006, adaptado.

Conforme pode ser observado no diagrama de blocos da figura 20, a frequência da rede é determinada utilizando-se a velocidade do gerador (ω), entrada do bloco, em pu. A partir deste sinal, obtém-se a frequência instantânea da rede elétrica. Este sinal por sua vez é discretizado e filtrado através de uma função de transferência de primeira ordem. Para a determinação da janela de medição mais adequada para simulação, consultaram-se os manuais técnicos dos relés de proteção dos fabricantes SEL e Woodward para a verificação dos intervalos de tempo mais utilizados. Optou-se então, a partir de diversas análises do circuito em estudo, pela utilização de uma janela de medição de duração de 4 ciclos. Após a medição, o sinal amostrado é derivado em relação ao tempo e o valor absoluto do sinal resultante é comparado com o ajuste do relé. Caso o valor medido seja maior que o ajuste do relé durante um tempo maior que T_{set} (2 medições de 4 ciclos) o relé é sensibilizado e envia um sinal de disparo para a abertura do disjuntor no ponto de interconexão (sinal de *trip*), eliminando a condição de ilhamento do sistema elétrico.

Conforme apresentado no capítulo 4, o relé de taxa de variação de frequência implementado computacionalmente foi associado à função de mínima tensão, a qual é responsável por bloquear a operação do relé ROCOF quando a magnitude da tensão no gerador está abaixo de um determinado valor. Essa restrição foi considerada na representação do ROCOF de forma a garantir sua correta operação frente a condições adversas no sistema da concessionária que causem afundamento de tensão, como por exemplo, transitórios e faltas no sistema elétrico, defeitos para os quais outras funções específicas, diferentes dos relés anti-ilhamento, devem atuar.

5.4.2 Relé de deslocamento de fase

O relé de deslocamento de fase foi modelado computacionalmente conforme descritivo do item 4.2 e na referência VIEIRA, 2006. O diagrama simplificado de blocos do relé de deslocamento de fase é apresentado na figura 21.

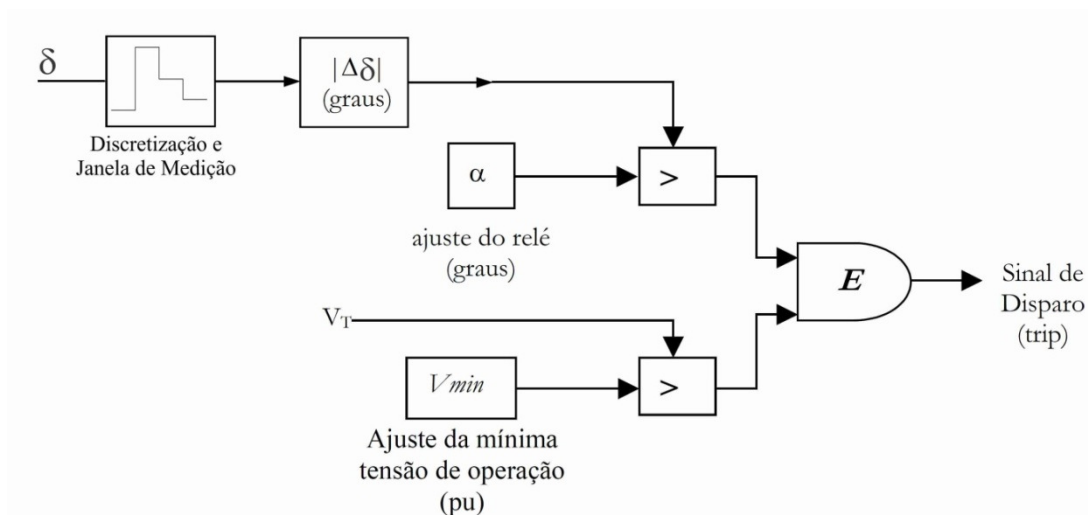


Figura 21– Diagrama de blocos simplificado do relé de deslocamento de fase.
Fonte – Vieira, 2006, adaptado.

O ângulo δ (defasamento entre a tensão nos terminais e a tensão interna do gerador) é obtido no *SimPowerSystems* através dos sinais de saída do gerador síncrono. Este sinal é discretizado utilizando um passo de 5,56 milissegundos, 3 medições em um ciclo (VIEIRA, 2006). O ângulo δ é obtido a cada passo de integração (5,56 ms) e o ângulo δ_0 é determinado e atualizado a cada início de ciclo. O valor absoluto da diferença entre os ângulos ($\Delta\delta = \delta - \delta_0$) é calculado e determinado a cada passo de integração. Em seguida este valor é comparado com o valor ajustado no relé.

Assim como considerado para o relé de taxa de variação de frequência, o relé de deslocamento de fase implementado computacionalmente possui também bloqueio por restrição de tensão (ver item 5.4.1).

6 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

A fim de avaliar o desempenho de qualquer esquema de proteção, existem dois aspectos principais a serem considerados: (a) a habilidade de detectar condições anormais quando ocorrem dentro da zona de proteção e (b) a capacidade de manter o sistema estável sob todas as demais condições que estejam fora da zona de proteção.

Foram separados assim, dois grupos principais de cenários para abordar os aspectos de desempenho das proteções, sensibilidade e estabilidade.

Para facilitar o entendimento deu-se maior enfoque ao comportamento das variáveis do gerador, velocidade (ω) e ângulo de carga (δ), que definem diretamente o comportamento dos relés de taxa de variação de frequência e deslocamento de fase, respectivamente.

6.1 TESTES DE SENSIBILIDADE DAS PROTEÇÕES

Conforme constatado no capítulo 4, o cenário mais crítico a ser analisado é quando carga ilhada se equivale à potência que está sendo fornecida pelo gerador ao sistema antes do ilhamento. A simulação deste cenário é de grande relevância, pois as variações da velocidade e do ângulo de carga são pouco expressivas, logo a detecção da situação de ilhamento pelo sistema de proteção torna-se bastante difícil. Quando a potência da carga ilhada é muito menor ou maior que a potência que está sendo fornecida pelo gerador antes do ilhamento, a velocidade e ângulo de carga do gerador sofrem variações bruscas que levam consequentemente a atuação das proteções anti-ilhamento aqui estudadas.

Foram elaborados dez cenários para os testes de sensibilidade das proteções, sendo eles alternados entre cargas puramente resistivas, apresentados no quadro 7 e indutivas com fator de potencia de 0,92, apresentados no quadro 8. A Figura 22 indica o unifilar representativo para os cenários de sensibilidade.

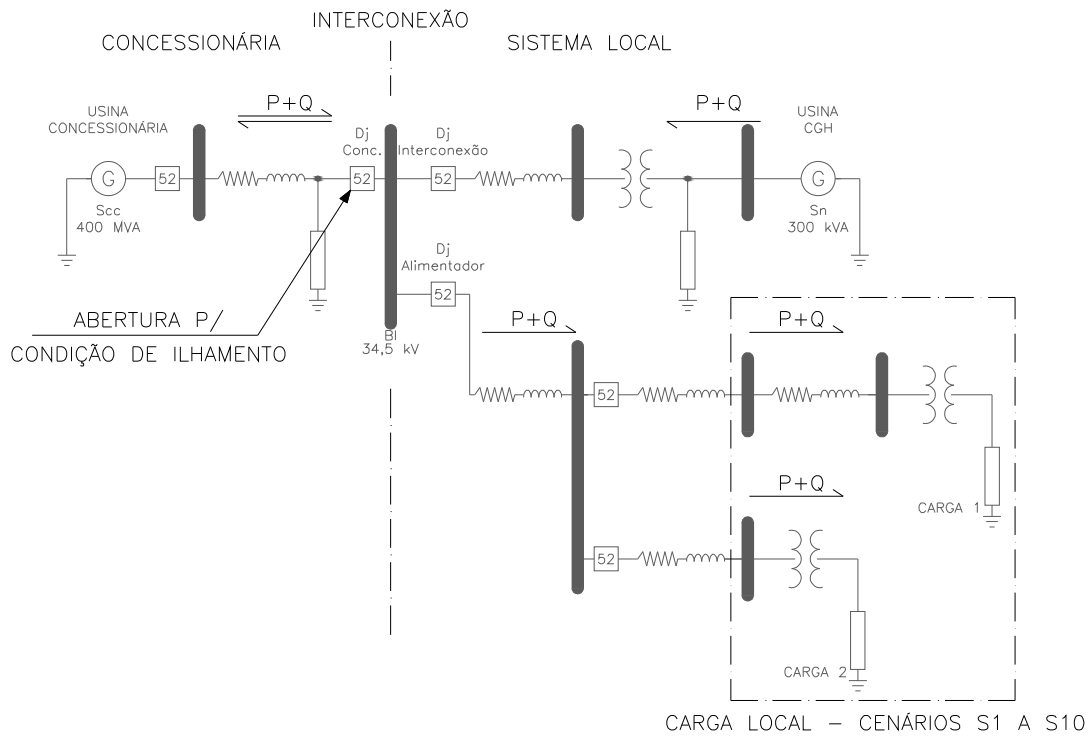


Figura 22 – Sistema elétrico simulado para testes de sensibilidade.
Fonte: Autoria própria

Quadro 7 – Cenários de simulação para os testes de sensibilidade das proteções – Cargas Resistivas			
Cenário N°	Saída do Gerador (% P _G *)	Carga Local (% P _G *)	Potencia transferida para a concessionária (% P _G *)
S1	100	80	20
S2	100	90	10
S3	100	100	0
S4	100	110	-10**
S5	100	120	-20**

P_G = 270 kW
 * P_G – Potência ativa fornecida pelo gerador conectado na barra BG.
 **Carga ilhada possui potência superior à potência fornecida pelo gerador em x %.
 Fonte: Autoria própria, 2011.

Quadro 8 – Cenários de simulação para os testes de sensibilidade das proteções – Cargas Indutivas FP = 0,92			
Cenário N°	Saída do Gerador (% S _n *)	Carga Local (% S _n *)	Potencia transferida para a concessionária (% S _n *)
S6	100	80	20
S7	100	90	10
S8	100	100	0
S9	100	110	-10**
S10	100	120	-20**

S_n = 300 kVA
 *S_n – Potência aparente fornecida pelo gerador conectado na barra BG.
 **Carga ilhada possui potência superior à potência fornecida pelo gerador em x %.
 Fonte: Autoria própria, 2011.

Em todos os cenários de sensibilidade, S1 a S10, foi considerado que ocorre o ilhamento das cargas com a CGH em um tempo de 100 ms após o início da simulação, com a abertura do disjuntor de interconexão (Dj Interconexão).

Nos cenários de sensibilidade estudados, as tensões e correntes no barramento do gerador não sofrem alterações significativas no momento em que ocorre o ilhamento, devido aos cenários simulados não apresentarem grandes variações de carga, portanto tais gráficos não foram apresentados.

6.1.1 Comportamento do sistema frente aos testes de sensibilidade

6.1.1.1 Cenários de sensibilidade para cargas resistivas (S1 ao S5)

Para os diferentes cenários simulados com cargas resistivas, verificou-se que à medida que a carga ilhada se aproxima do valor da potência entregue pelo gerador antes do ilhamento, os valores de velocidade e ângulo de carga variam com menor intensidade. Os gráficos 1 e 2 apresentam respectivamente a variação da velocidade e o ângulo de carga do gerador de acordo com os cenários S1 a S5 do quadro 7.

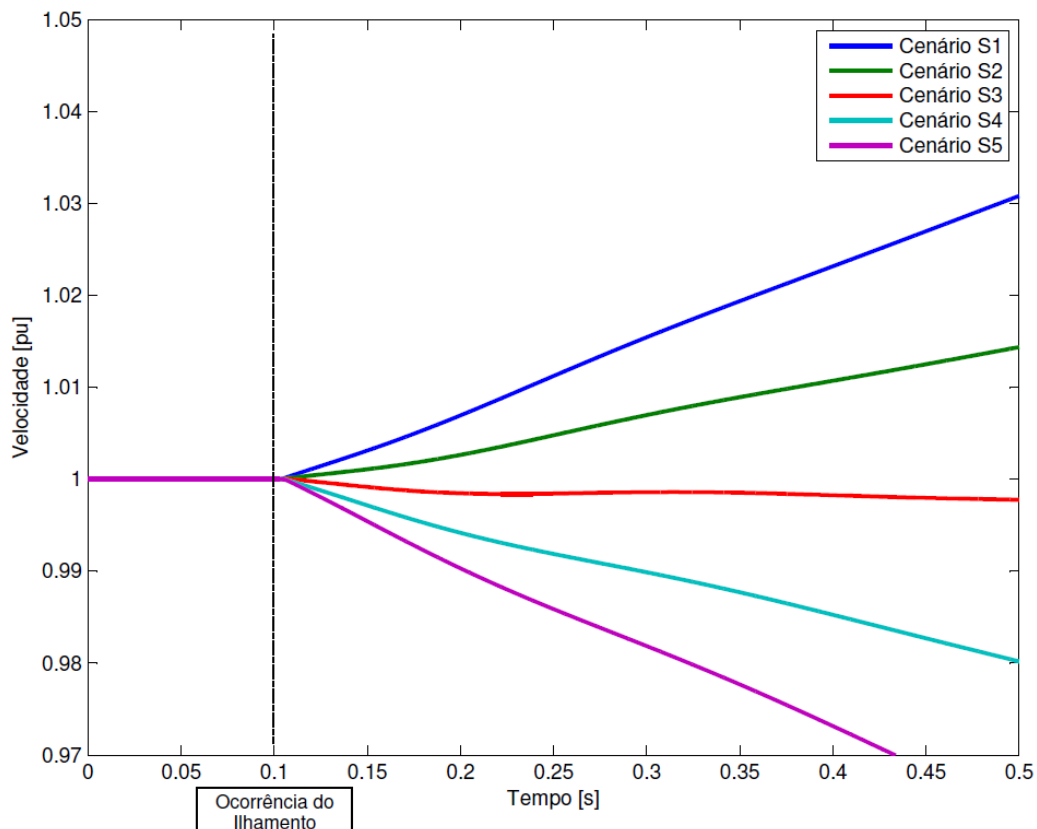


Gráfico 1 - Velocidade $\omega \times t$ para cargas resistivas.
Fonte: Autoria própria (obtido a partir das simulações com o Matlab).

Os cenários S1 e S2 possuem cargas cujas potências são menores que a potência ativa fornecida pelo gerador antes do ilhamento, logo, com a ocorrência do ilhamento, o gerador tende a acelerar, pois está fornecendo mais potência do que no instante inicial. No cenário S3, a carga ilhada possui aproximadamente a mesma potência que o gerador estava fornecendo ao sistema antes do ilhamento, o que faz com que o gerador apresente uma pequena variação na velocidade (desprezível), no momento da ocorrência do ilhamento. Os cenários S4 e S5 possuem cargas cujas potências superam a potência injetada inicialmente pelo gerador, logo o gerador desacelera, pois ocorre um déficit no fornecimento de potência.

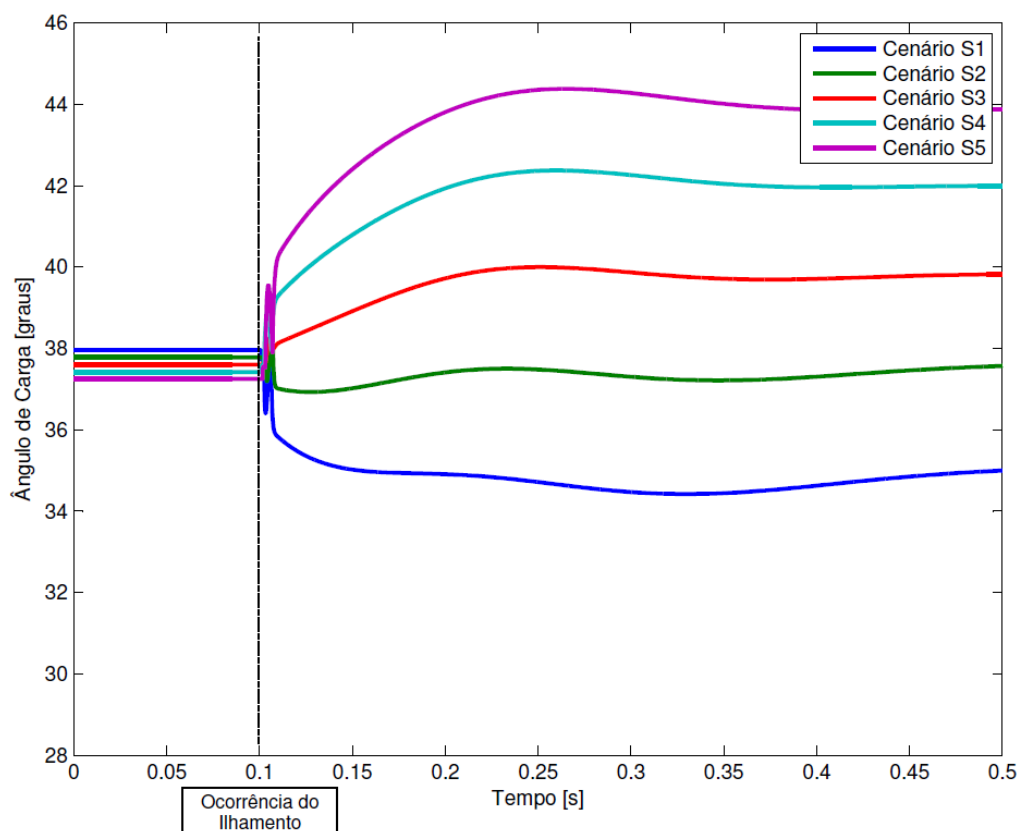


Gráfico 2 - Ângulo de carga δ x t para cargas resistivas.
Fonte: Autoria própria (obtido a partir das simulações com o *Matlab*).

Os cenários S1 e S2 possuem cargas cujas potências são menores que a potência inicial injetada pelo gerador, logo o ângulo de carga δ irá oscilar no momento da abertura do disjuntor e irá atingir um novo valor em regime permanente para a situação em ilhamento (valores menores do que o valor inicial). No cenário S3, como a carga antes e depois do ilhamento são aproximadamente iguais, o ângulo δ apresenta uma pequena variação no valor do ângulo na situação ilhada. Os cenários S4 e S5 possuem cargas cujo valor de potência da

carga ilhada superam a potência inicial fornecida pelo gerador, fazendo com que o ângulo δ atinja valores superiores na situação de ilhamento.

6.1.1.2 Cenários de sensibilidade para cargas indutivas (S6 ao S10)

Para os cenários com cargas indutivas, S6 ao S10 do quadro 8, notou-se que o comportamento da velocidade (ω) é similar aos casos com cargas resistivas.

Para a análise do ângulo de carga do gerador percebeu-se que este varia de forma proporcional à variação de carga, permanecendo sempre abaixo do valor inicial do ângulo δ (antes do ilhamento). Este fato pode ser explicado devido ao gerador síncrono na simulação ter sido considerado como barra P&V, mantendo a potência ativa e tensão constante no barramento do gerador. Dessa forma, no início da simulação, quando o gerador está em regime permanente conectado ao sistema da concessionária, a potência reativa entregue ao sistema é praticamente nula. Após a ocorrência do ilhamento com cargas indutivas, o gerador é solicitado a entregar potência reativa às cargas. Logo, a variação de potência reativa é significativa, afetando consequentemente a variação do ângulo δ . Os gráficos 3 e 4 apresentam respectivamente a variação da velocidade e o ângulo de carga do gerador de acordo com os cenários S6 a S10.

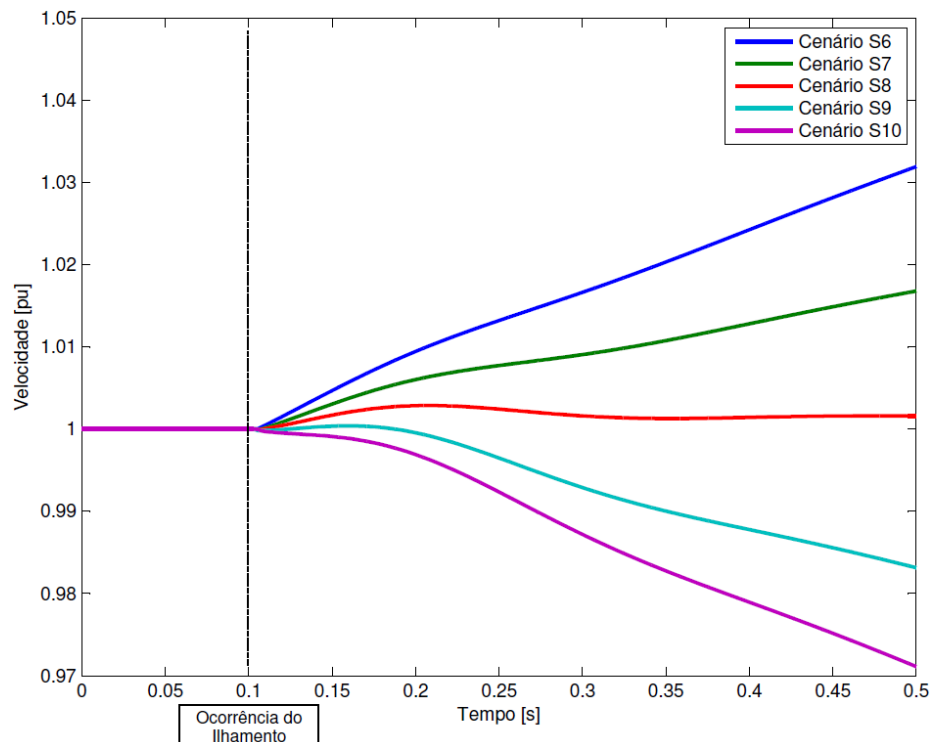


Gráfico 3 - Velocidade ω x t para cargas indutivas.

Fonte: Autoria própria (obtido a partir das simulações com o Matlab).

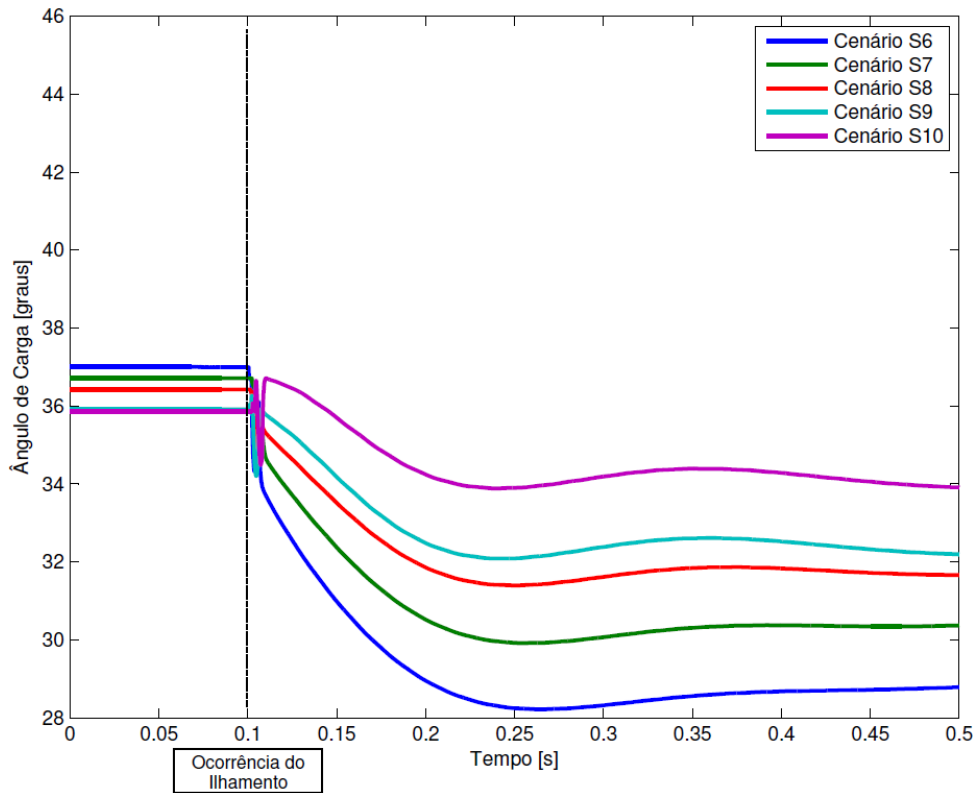


Gráfico 4 - Ângulo de carga δ x t para cargas indutivas.
Fonte: Autoria própria (obtido a partir das simulações com o *Matlab*).

6.1.2 Comportamento do relé taxa de variação de frequência frente aos testes de sensibilidade

Os testes de sensibilidade foram realizados de forma a determinar um ajuste máximo que asseguraria a atuação do relé em caso de ilhamento frente aos cenários simulados de S1 a S10. Os valores de df/dt atingidos pelo relé em cada cenário são apresentados no gráfico 5.

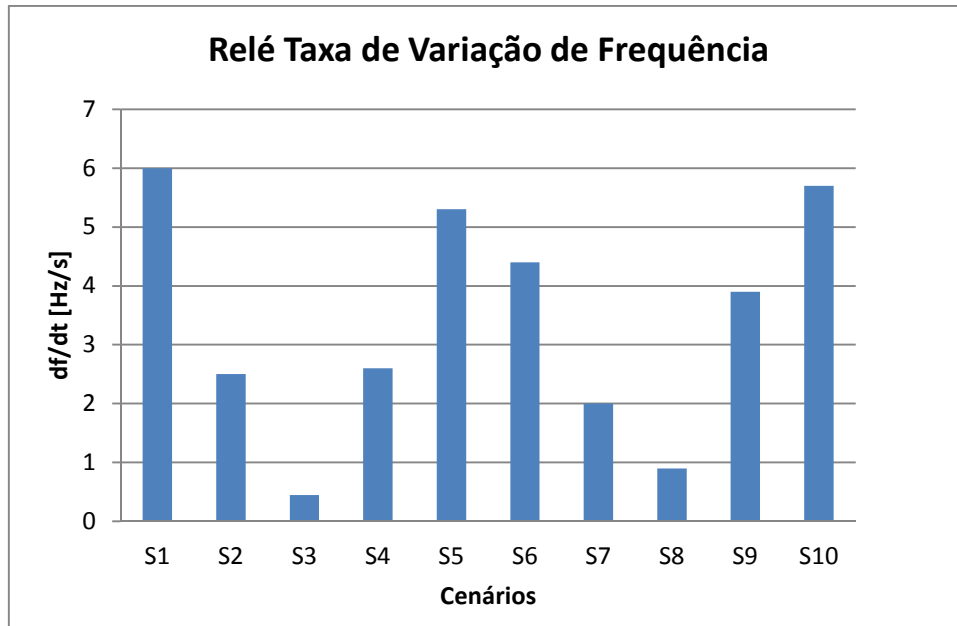


Gráfico 5 - Valores máximos de df/dt obtidos conforme cenário.
Fonte: Autoria própria.

Conforme apresentado no gráfico 5, pode-se verificar que os cenários S3 e S8, cenários cuja potência da carga ilhada é aproximadamente igual à potência fornecida pelo gerador antes do ilhamento, são as situações mais críticas para a detecção do ilhamento, pois os valores de df/dt atingidos são bastante baixos. Isso ocorre devido à velocidade variar muito pouco quando praticamente não há variação de carga entre o sistema inicial e o sistema ilhado.

Logo, avaliando os cenários simulados, tem-se que o ajuste ideal para que o relé de taxa de variação de frequência seja sensibilizado em todos os cenários de carga simulados é na ordem de 0,3 Hz/s para cargas resistivas e 0,7 Hz/s para cargas indutivas.

6.1.3 Comportamento do relé deslocamento de fase frente aos testes de sensibilidade

Assim como para o relé de taxa de variação de frequência, o relé de deslocamento de fase também foi avaliado frente os cenários de sensibilidade, cenários de S1 a S10. Os valores para a variação do ângulo de carga (δ) atingidos pelo relé em cada cenário são apresentados no gráfico 6.

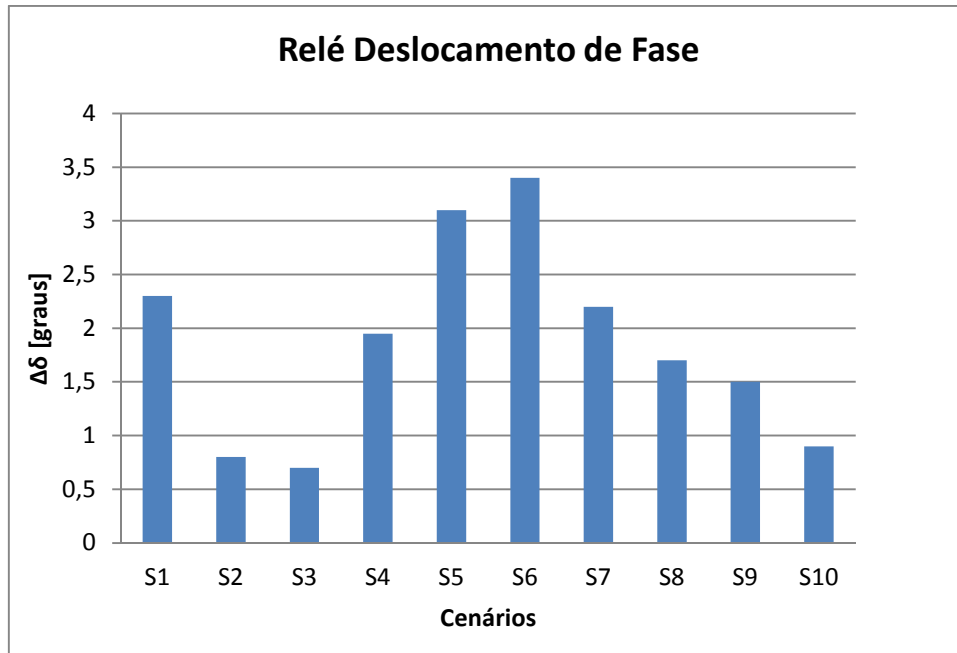


Gráfico 6 - Valores máximos de $\Delta\delta$ obtidos conforme cenários.
Fonte: Autoria própria.

No gráfico 6, pode-se verificar que para os cenários de cargas resistivas de S1 a S5, as variações de ângulos são maiores quanto maior for à variação de carga, diminuindo a variação conforme a potência da carga ilhada se aproxima da potência entregue pelo gerador, dificultando a detecção de ilhamento.

Já para os cenários indutivos, de S6 a S10, assim como ocorreu com a velocidade, as simulações mostraram que ocorre uma variação proporcional do ângulo δ com a variação das cargas. Avaliando os cenários simulados pode-se propor o ajuste do relé de deslocamento de fase na ordem de $0,5^\circ$ para cargas resistivas e $1,5^\circ$ para cargas indutivas.

6.2 TESTES DE ESTABILIDADE DAS PROTEÇÕES

Um sistema de proteção além de ser sensível o suficiente, também deve ser estável, ou seja, não deve atuar quando não for necessário, de forma a evitar possíveis desligamentos desnecessários no sistema elétrico. Os testes de estabilidade das proteções visam verificar se as proteções anti-ilhamento estudadas nesse trabalho, os relés taxa de variação de frequência e deslocamento de fase, são imunes a variações no sistema diferentes do ilhamento, tais como, faltas na área da concessionária e das próprias cargas, rejeição e tomada de cargas, dentre outros. Para tanto, foram estipulados nove diferentes cenários de simulação, considerando diferentes fenômenos que podem ocorrer no sistema elétrico para os quais os relés de taxa de

variação de frequência e deslocamento de fase não deveriam atuar. O quadro 9 apresenta os cenários simulados para a verificação da estabilidade das proteções, conforme mostra o diagrama unifilar da figura 23.

Quadro 9 – Cenários de simulação para os testes de estabilidade das proteções		
Cenário N°	Fenômeno	Ponto de falta / Valor de carga
E1	Falta Fase-Terra ($Z_f = 0$)	P1 – concessionária
E2	Falta Trifásica	P1 – concessionária
E3	Falta Fase-Terra ($Z_f = 0$)	P2 – cargas
E4	Falta Trifásica	P2 – cargas
E5	Rejeição de Carga	Rejeição da carga 1 – $S=800$ kVA (FP=0,88)
E6	Tomada de Carga	Tomada da carga 1 – $S=800$ kVA (FP=0,88)
E7	Abertura fase A do Dj Interconexão	Gerador operando com potência nominal
E8	Abertura fases A e B do Dj Interconexão	Gerador operando com potência nominal
E9	Abertura fase A do Dj Interconexão	Potência injetada pelo gerador nula ($S=0$ kVA)

Fonte: Autoria própria, 2011.

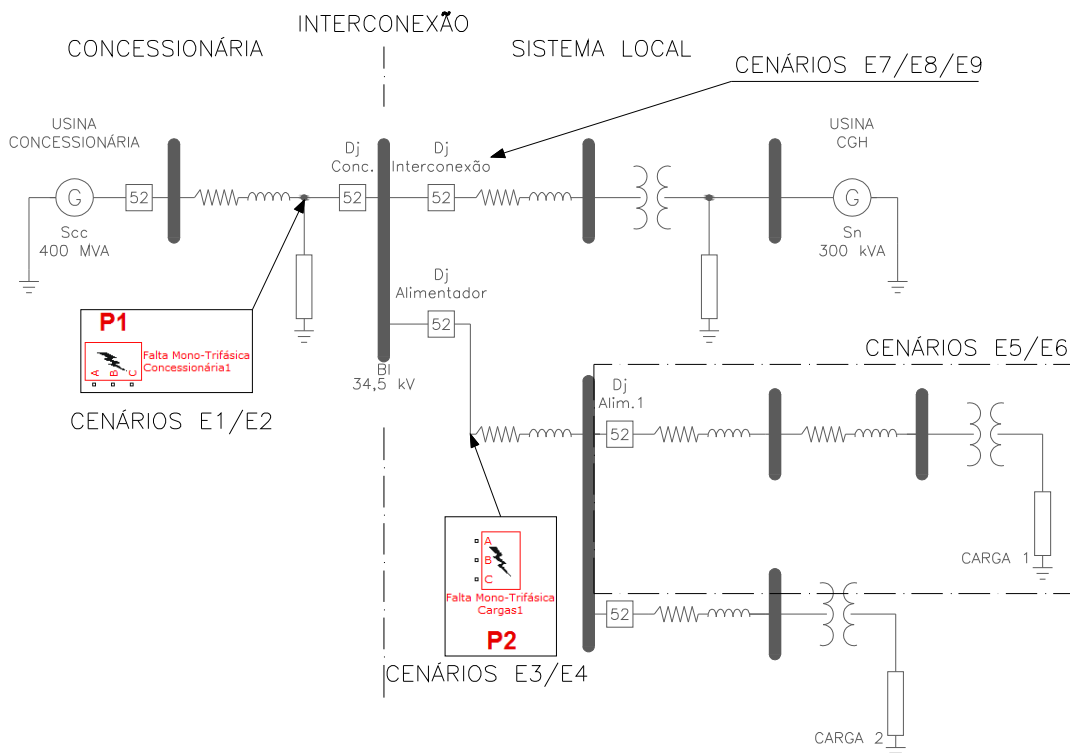


Figura 23 – Sistema elétrico simulado para testes de estabilidade.
Fonte: Autoria própria

Para os cenários de curto-circuito, foi considerado um tempo de extinção da falta de 50 ms (aproximadamente 3 ciclos) , ou seja, a falta ocorre 50 ms após o início da simulação sendo que em 100 ms o disjuntor específico abre extinguindo a falta do sistema. Para os cenários de rejeição, tomada de carga e abertura de fases foi considerado a ocorrência do evento 100 ms após o início da simulação.

6.2.1 Comportamento do sistema frente aos testes de estabilidade

O desempenho dos relés anti-ilhamento, taxa de variação de frequência e deslocamento de fase, estão diretamente ligados à variação da velocidade (ω) e do ângulo de carga (δ) do gerador, por isso a seguir é apresentado o comportamento de tais variáveis frente aos cenários de estabilidade. Os gráficos de tensão e corrente referentes a cada cenário podem ser visualizados no apêndice C, conforme numeração de cenários apresentada no quadro 9.

6.2.1.1 Cenários de estabilidade para faltas no sistema (E1 ao E4)

Quando da ocorrência de uma falta no sistema, seja ela uma falta fase-terra ou trifásica, durante o curto-circuito, o gerador tende a variar sua velocidade lentamente, pois no momento da falta a potência reativa que deve ser fornecida ao sistema se eleva rapidamente enquanto a potência ativa diminui. Após a extinção da falta, ou seja, após a abertura do disjuntor específico (cenários E1 e E2, disjuntor Dj. Conc; cenários E3 e E4, disjuntor Dj Alimentador), ocorre uma grande variação da potência ativa e reativa que o gerador está fornecendo ao sistema, dessa forma, após a extinção da falta pode-se observar uma variação mais rápida na velocidade do gerador. O gráfico 7 apresenta a variação da velocidade ω (pu) de acordo com os cenários E1 a E4 (quadro 9).

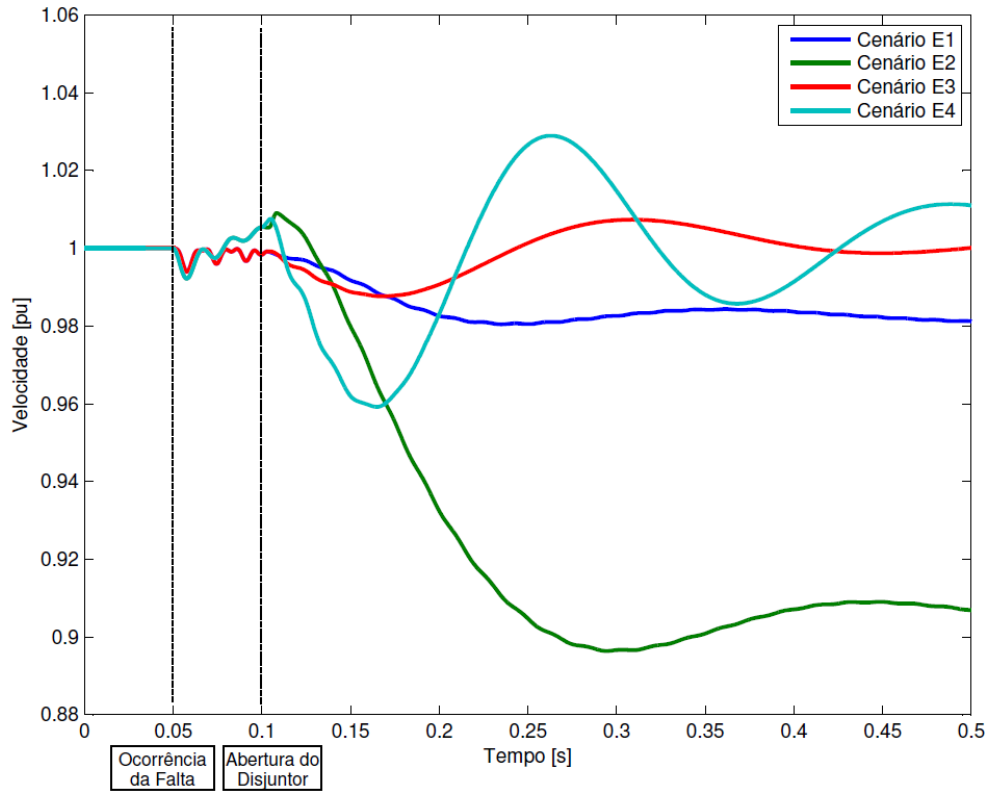


Gráfico 7 - Velocidade $\omega \times t$ para os cenários de faltas.
Fonte: Autoria própria (obtido a partir das simulações com o *Matlab*).

Nos cenários E1 e E3, situação de falta fase-terra franca, a potência ativa e reativa (medição trifásica) tornam-se oscilatórias durante a situação de falta. Após a eliminação da falta, o gerador volta a fornecer potência para as cargas. Logo, a velocidade ω do gerador não sofre uma variação brusca no momento da extinção da falta, pois não ocorre grande variação de potência ativa no instante da extinção. No entanto, nos cenários E2 e E4, situação de falta trifásica, durante a falta, a potência ativa fornecida pelo gerador diminui drasticamente (próximo de 0 pu). Após a extinção da falta, o gerador sofre uma elevada variação de potência ativa, voltando a alimentar as cargas do sistema. Logo a velocidade ω apresenta uma maior variação nos cenários E2 e E4 quando comparados com os cenários E1 e E3, devido à grande variação sofrida pela potência ativa durante a falta trifásica.

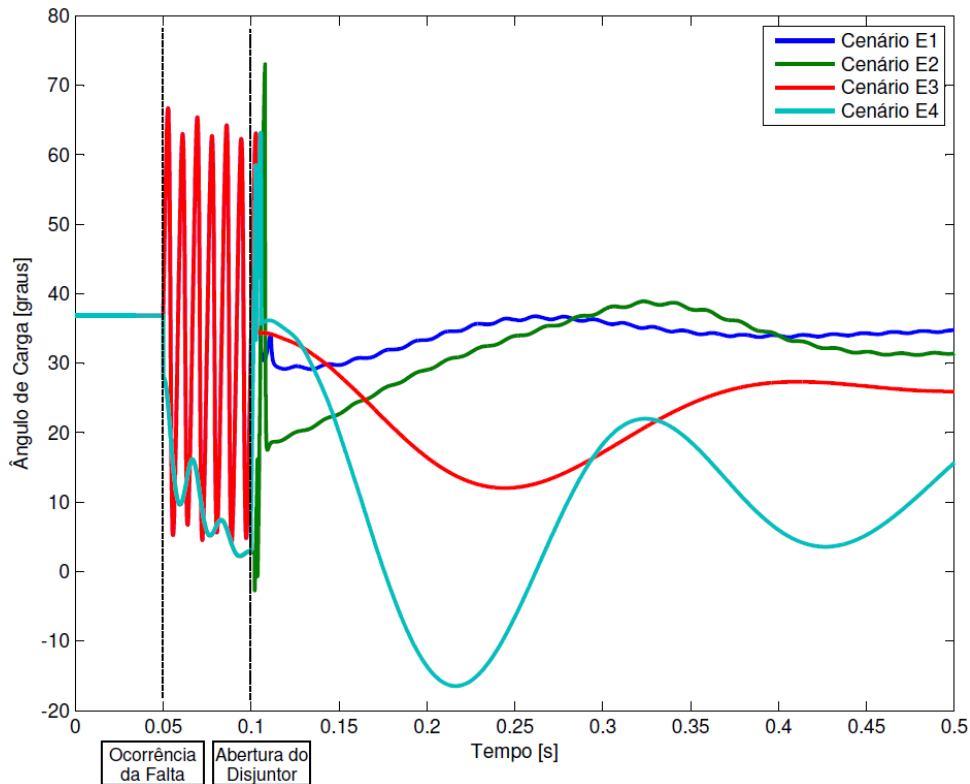


Gráfico 8 - Ângulo de carga δ x t para os cenários de falta.
Fonte: Autoria própria (obtido a partir das simulações com o *Matlab*).

O ângulo de carga (δ) por sua vez, varia mais drasticamente no momento do curto-circuito, estabilizando rapidamente alguns milissegundos após a extinção da falta. Tal variação deve-se ao fato das tensões terminais do gerador oscilarem durante a falta. O gráfico 8 apresenta a variação do ângulo de carga de acordo com os cenários E1 a E4. O ângulo de carga nos cenários E1 e E3, falta fase-terra, sofre uma variação menor quando comparado com as variações verificadas para faltas trifásicas, cenários E2 e E4, pois quando da ocorrência de faltas trifásicas no sistema, as tensões nos terminais do gerador variam mais intensamente (ver apêndice C).

6.2.1.2 Cenários de estabilidade para variações de carga no sistema (E5 e E6)

Para a simulação dos cenários de rejeição e tomada de carga, o valor de carga retirado e inserido no sistema foi igual a 800 kVA, carga próxima à potência nominal do transformador ($S = 1$ MVA), com fator de potência indutivo de 0,88.

Tanto para a rejeição quanto para tomada de carga, a velocidade e o ângulo de carga do gerador não variam de forma considerável nos instantes iniciais. Essa variação pouco expressiva ocorre devido ao sistema da concessionária ser capaz de absorver tais valores de potência sem gerar fortes oscilações no sistema do gerador. O gráfico 9 e 10 apresentam respectivamente a velocidade e o ângulo de carga do gerador para os cenários de simulação E5 e E6 (quadro 9).

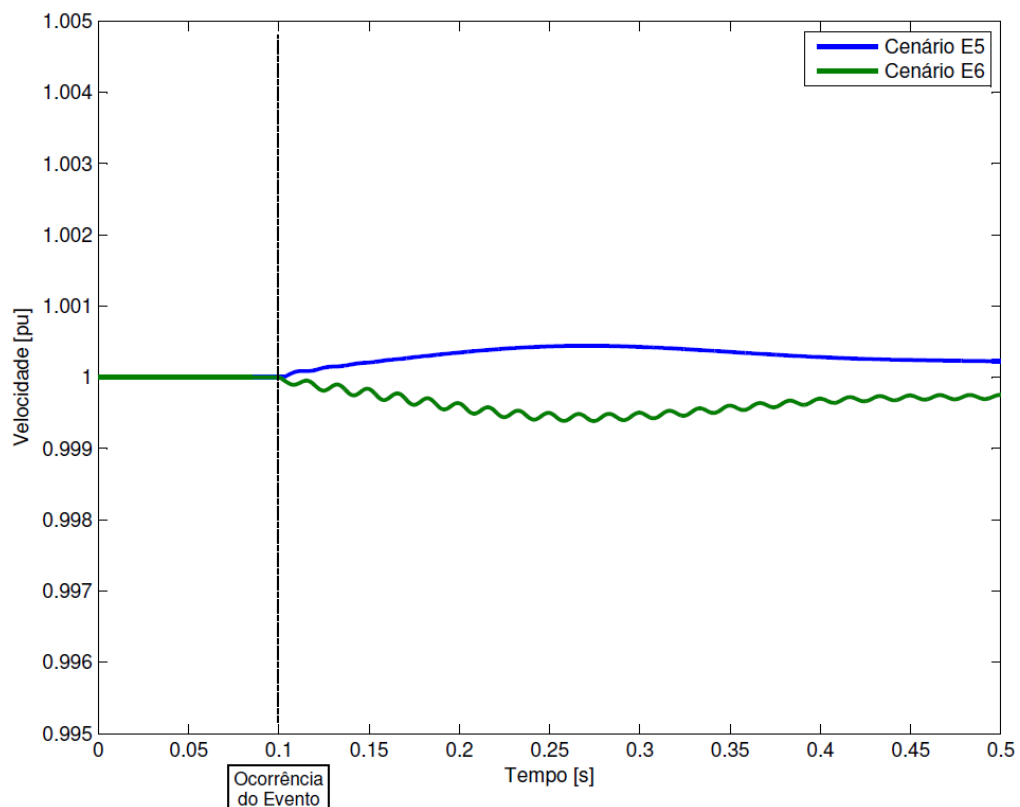


Gráfico 9 - Velocidade $\omega \times t$ para os cenários E5 e E6.

Fonte: Autoria própria (obtido a partir das simulações com o *Matlab*).

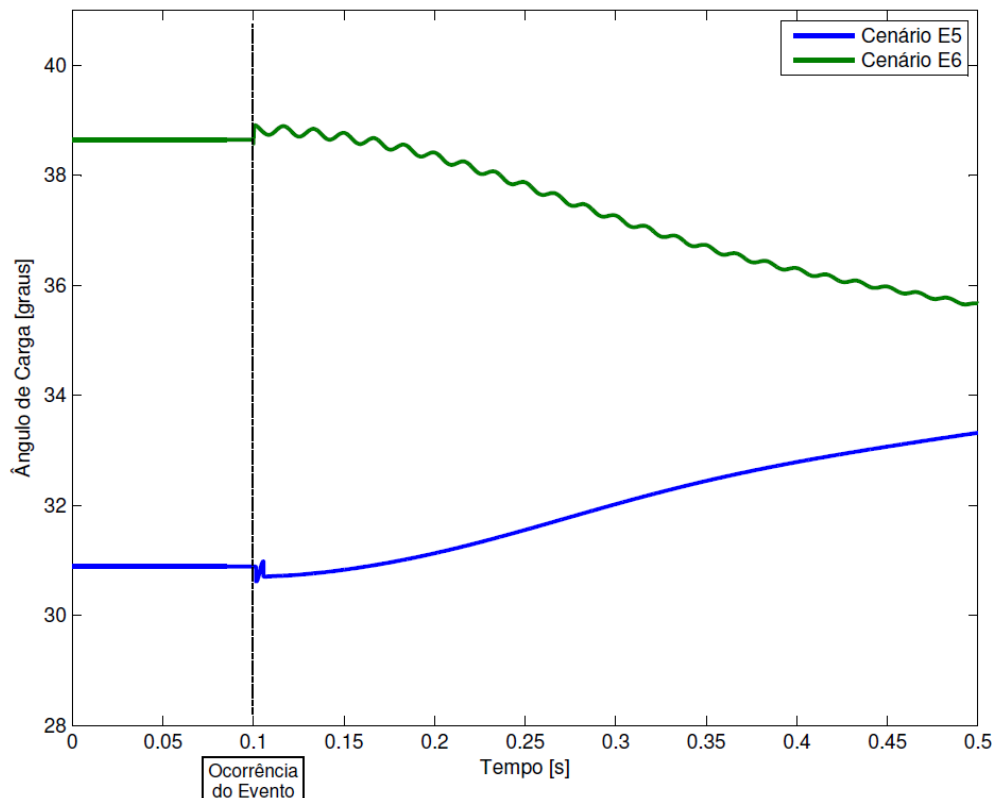


Gráfico 10 - Ângulo de carga $\delta \times t$ para cenários E5 e E6.
Fonte: Autoria própria (obtido a partir das simulações com o Matlab).

6.2.1.3 Cenários de estabilidade para abertura de fases (E7 ao E9)

Para a simulação dos cenários de abertura de fases, considerou-se no cenário E7 a abertura de apenas uma fase do disjuntor do ponto de interconexão, no cenário E8 é feita a abertura de duas fases do disjuntor. Em ambos os cenários a situação de carga do sistema é de carga igual à potência nominal do gerador (300 kVA). Para o cenário E9 é feita a abertura de uma fase do disjuntor quando o gerador está operando apenas como reserva girante, ou seja, não está fornecendo potência ativa nem reativa ao sistema da concessionária.

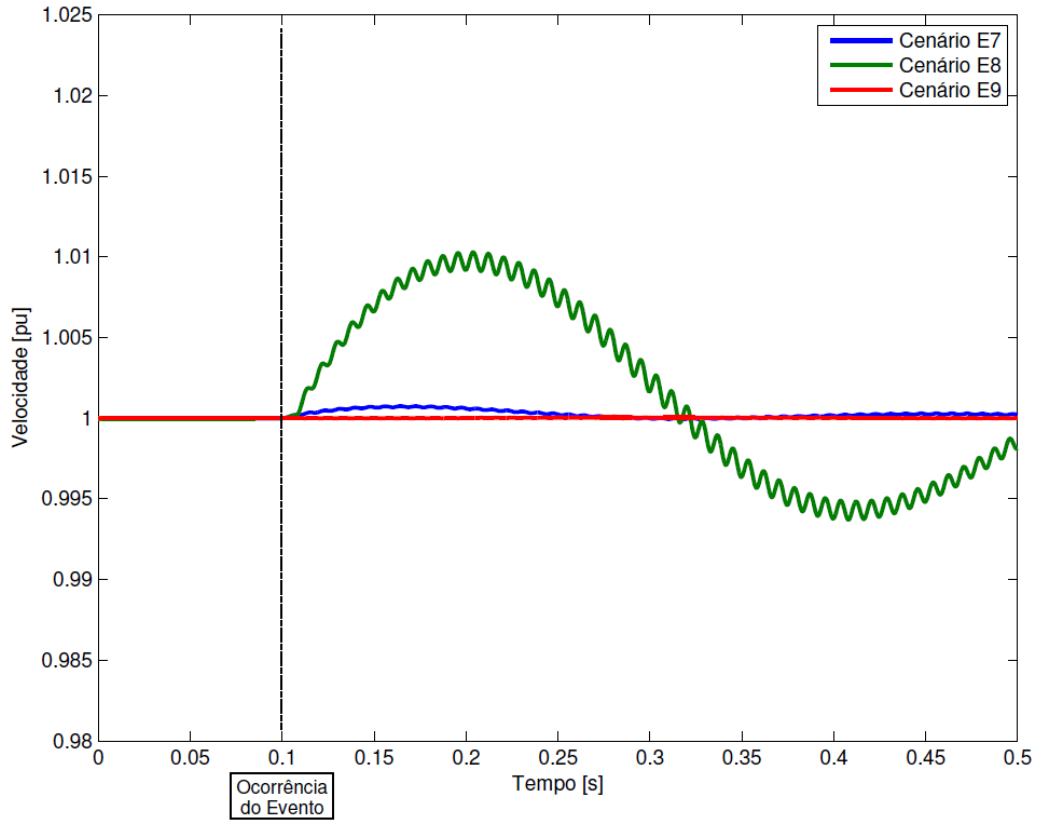


Gráfico 11 - Velocidade $\omega \times t$ para os cenários E7, E8 e E9.

Fonte: Autoria própria (obtido a partir das simulações com o Matlab).

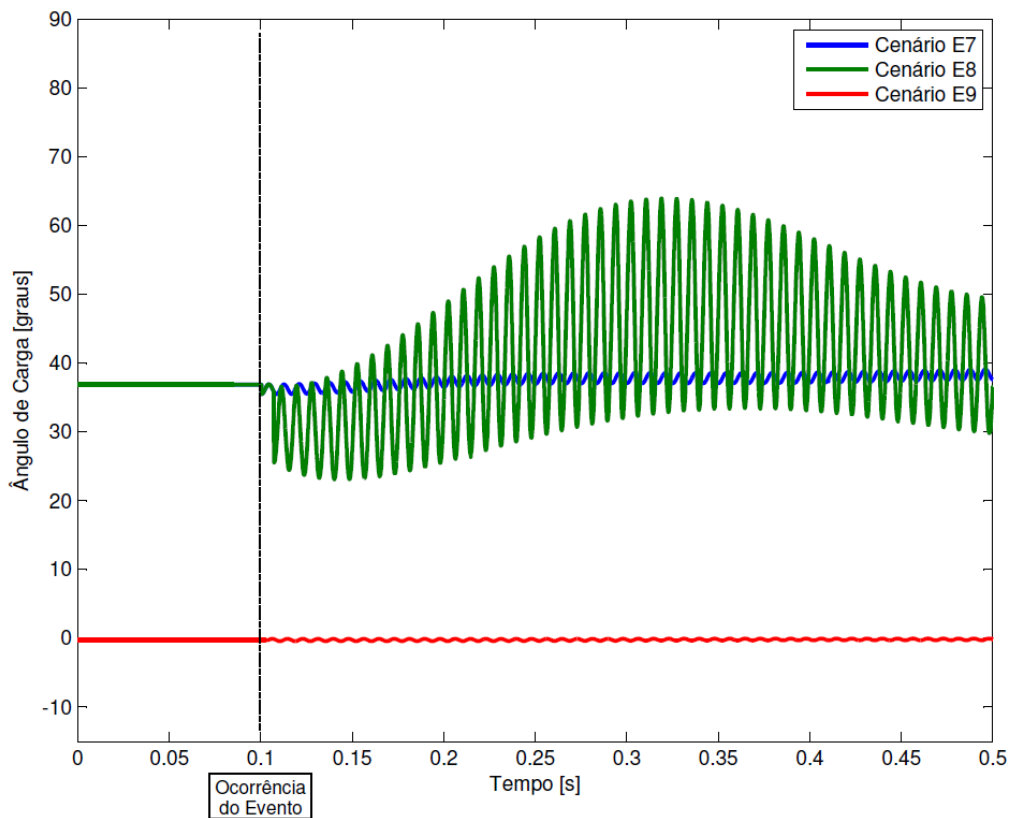


Gráfico 12 - Ângulo de carga δ para cenários E7, E8 e E9.

Fonte: Autoria própria (obtido a partir das simulações com o Matlab).

A velocidade e o ângulo de carga não sofrem grandes variações para os cenários E7 e E9, que consistem na abertura de apenas uma fase do disjuntor do ponto de interconexão (Dj interconexão). Entretanto, quando ocorre à abertura de duas fases do disjuntor a variação tanto da velocidade quanto do ângulo de carga são ligeiramente maiores. O gráfico 11 e 12 apresentam respectivamente a velocidade e o ângulo de carga do gerador para os cenários de simulação E7, E8 e E9.

6.2.2 Comportamento do relé taxa de variação de frequência frente aos testes de estabilidade

Os testes de estabilidade foram realizados de forma a determinar um ajuste mínimo que asseguraria a não atuação do relé frente aos defeitos gerados no sistema, cenários E1 a E9. Os valores de df/dt atingido pelo relé em cada cenário são apresentados no gráfico 13.

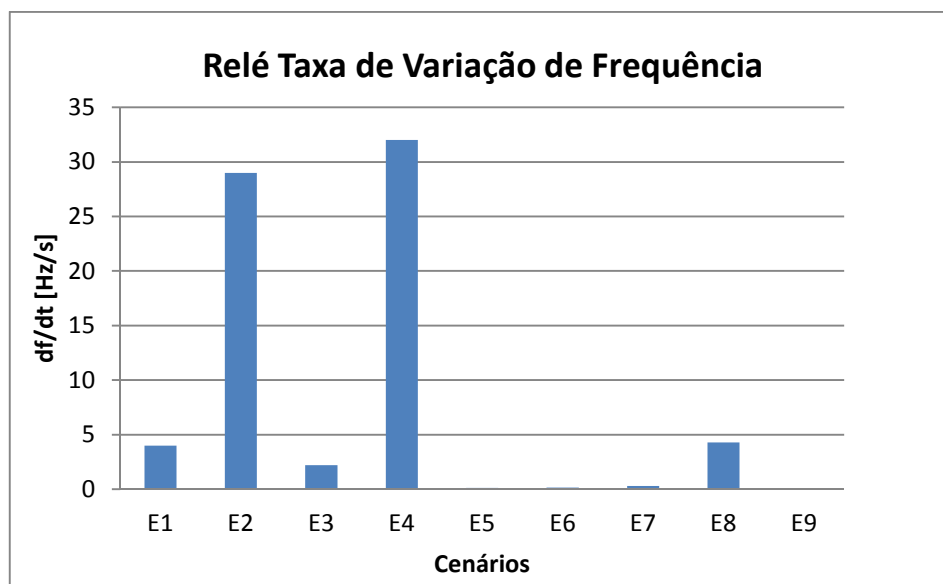


Gráfico 13 - Valores máximos de df/dt obtidos para os cenários de E1 à E9.
Fonte: Autoria própria.

Conforme apresentado no gráfico 13, pode-se verificar que as faltas trifásicas no sistema, cenários E2 e E4, são as que geram maior impacto na estabilidade da proteção, uma vez que os valores de df/dt obtidos para as faltas trifásicas são consideravelmente superiores aos valores obtidos para os demais defeitos (df/dt (E2) = 29 Hz/s e df/dt (E4) = 32 Hz/s).

Conforme apresentado no capítulo 4, os relés de taxa de variação de frequência são normalmente dotados de um bloqueio feito pelo relé de restrição de tensão ou mínima tensão. Como durante as faltas a magnitude da tensão no gerador tende a apresentar valores muito abaixo a 1 pu (ver gráficos no apêndice C), o relé não atua no momento da falta. Porém os

valores de df/dt atingidos após a extinção da falta são ainda mais elevados, período no qual a tensão no ponto de conexão do gerador já apresenta valores estáveis próximos a 1 pu, o que pode acarretar na atuação indevida do relé dependendo do ajuste do mesmo.

Quanto aos fenômenos de rejeição e tomada de carga, cenários E5 e E6, assim como para a abertura de apenas uma das fases do disjuntor, cenários E7 e E9, verifica-se que os valores de df/dt atingidos são bastante baixos, mostrando que o relé de taxa de variação de frequência permaneceria estável quando da ocorrência de tais fenômenos no sistema. Entretanto, para a situação de abertura de duas fases, cenário E8, o valor de df/dt atingido é mais elevado, podendo levar a atuação indevida do relé dependendo do seu ajuste.

Desconsiderando os dois cenários mais críticos, E2 e E4 (faltas trifásicas), para os demais cenários de estabilidade simulados, pode-se propor o ajuste do relé de taxa de variação de frequência na ordem de 5 Hz/s. Este ajuste garante que o relé não irá disparar de maneira indevida frente às contingências simuladas (cenários E1, E3, E5 a E9).

6.2.3 Comportamento do relé de deslocamento de fase frente aos testes de estabilidade

Os testes de estabilidade foram realizados de forma a determinar um ajuste mínimo que asseguraria a não atuação do relé frente aos defeitos gerados no sistema, cenários E1 a E9. Os valores para a variação do ângulo de carga (δ) atingidos pelo relé em cada cenário são apresentados no gráfico 14.

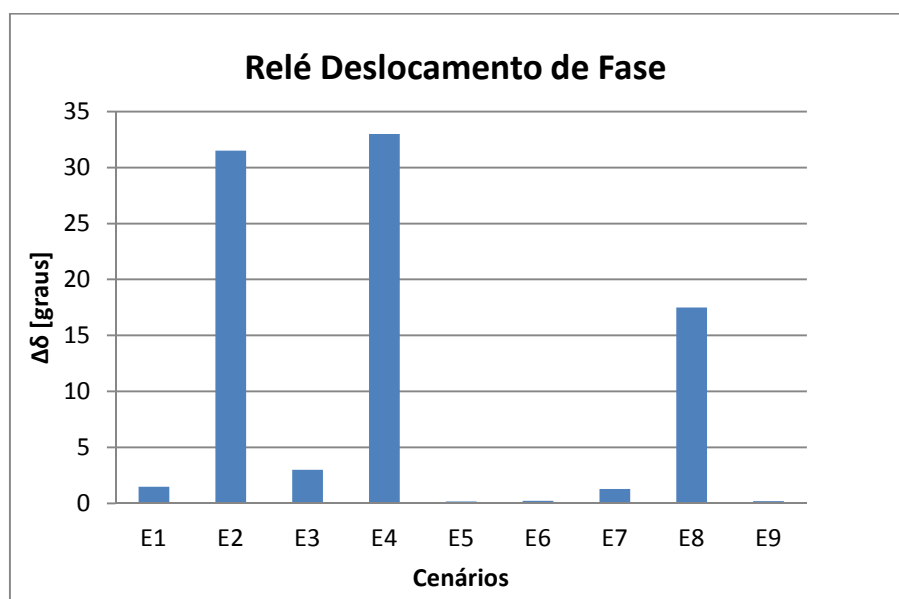


Gráfico 14 - Valores máximos de $\Delta\delta$ obtidos para os cenários de E1 à E9.
Fonte: Autoria própria

Conforme apresentado no gráfico 14, pode-se verificar que assim como para o relé de taxa de variação de frequência, as faltas trifásicas no sistema, cenários E2 e E4, são as que geram maior impacto na estabilidade da proteção, pois o ângulo de carga sofre maiores variações em um menor espaço de tempo quando comparados com os valores obtidos para os demais defeitos ($\Delta\delta$ (E2) = 32° e $\Delta\delta$ (E4) = 33°).

Conforme apresentado no capítulo 4, assim como os relés de taxa de variação de frequência, os relés de deslocamento de fase também possuem um bloqueio para sua atuação feito pelo relé de restrição de tensão ou mínima tensão. Dessa forma, assim como foi considerado para o relé de taxa de variação de frequência, os valores de $\Delta\delta$ registrados no gráfico são os valores atingidos após a extinção da falta.

Quanto aos fenômenos de rejeição e tomada de carga, cenários E5 e E6, assim como para a abertura de uma ou duas fases do disjuntor, cenários E7, E8 e E9, o comportamento do relé de deslocamento de fase é bastante semelhante ao comportamento do relé de taxa de variação de frequência, ou seja, para os cenários E5, E6, E7 e E9, o relé permanece estável, enquanto que para o cenário E8, abertura de duas fases do disjuntor, a variação do ângulo de carga é maior, podendo levar a atuação do relé.

Sem considerar a ocorrências das faltas trifásicas, cenários E2 e E4, pode-se sugerir um ajuste de 4° para o relé de deslocamento de fase, ajuste este que garante que o relé não irá atuar frente às contingências simuladas, cenários E1, E3, E5 a E9.

6.3 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Analisando os gráficos 5, 6, 13 e 14, pode-se concluir que os relés apresentam comportamentos bastante diferentes frente aos testes de sensibilidade e estabilidade.

Para os testes de sensibilidade, os relés de taxa de variação de frequência e deslocamento de fase apresentaram valores máximos de cerca de 6 Hz/s e $3,5^\circ$, respectivamente. Pode-se concluir que a situação de ilhamento, dependendo do desequilíbrio de potência no sistema, necessita de ajustes bastante sensíveis, conforme discutido na seção 6.1. Entretanto, verificou-se nos testes de estabilidade que ambos os relés são bastante afetados por contingências no sistema elétrico, podendo ocasionar disparos em situações indevidas. Logo, para evitar disparos intempestivos, deve-se elevar os valores de ajuste dos relés. Porém, elevando-se os ajustes dos relés para 5 Hz/s e 4° , conforme os cenários

simulados, perde-se a sensibilidade dos relés frente a determinados cenários, comprometendo a detecção da condição de ilhamento.

Utilizando o ajuste proposto de 5 Hz/s o relé de taxa de variação de frequência, manterá a sua estabilidade para situações de ocorrência de faltas (exceto faltas trifásicas), porém ele será sensibilizado apenas nas situações onde o desequilíbrio de potência seja grande, cerca de 20%. Para o relé de deslocamento de fase, utilizando o ajuste proposto de 4°, o relé se manterá estável para situações de falta (exceto faltas trifásicas), porém perderá a sensibilidade para detectar o ilhamento em todos os cenários de carga simulados, visto que este relé é bastante sensível a contingências no sistema (necessidade de ajuste mais elevado, o que não acarreta na não detecção do ilhamento).

As faltas trifásicas são os defeitos que causam maior impacto na estabilidade do sistema de proteção. Entretanto, a probabilidade de ocorrência de uma falta trifásica é bastante baixa. Dessa forma, deve-se, muitas vezes, aceitar a perda da estabilidade dessas proteções frente a defeitos severos que ocorrem no sistema, como por exemplo, faltas trifásicas.

7 CONCLUSÃO

O objetivo principal deste trabalho foi verificar a eficácia dos relés de taxa de variação de frequência e deslocamento de fase para a detecção de ilhamento em um sistema com geração distribuída. Para atingir tal objetivo procedeu-se a realização de testes de sensibilidade e estabilidade dos relés de proteção anti-ilhamento citados, a partir da utilização de ferramentas do *SimPowerSystem* (Matlab). Tais relés têm sido amplamente estudados e utilizados como alternativas técnico-econômicas aos sistemas de proteção tradicionais e à utilização de sistemas de transferência de disparo, devido principalmente ao aumento significativo de geração distribuída na rede elétrica e ao seu baixo custo de implantação.

A modelagem dos relés de taxa de variação de frequência e deslocamento de fase mostraram-se precisas para a realização das simulações de sensibilidade e estabilidade da proteção. A partir das simulações realizadas e da análise de cada cenário proposto, observou-se a dificuldade de ambos os relés em detectar variações pequenas de carga, devido às perturbações geradas no sistema elétrico não serem expressivas. Além disso, verificou-se que existe uma grande dificuldade para a obtenção de um único valor de ajuste, tanto para o relé de taxa de variação de frequência quanto para o relé de deslocamento de fase, que seja capaz de manter a sensibilidade dos relés sem comprometer a estabilidade do sistema de proteção.

Com as simulações, foi possível observar também, que as faltas trifásicas são os defeitos que causam maior impacto na estabilidade do sistema de proteção, sendo que os disparos incorretos ocasionados pelas faltas externas no sistema ocorrem principalmente devido aos transitórios existentes logo após a eliminação das faltas. Caso esses relés se apresentem como uma opção realmente viável para um determinado sistema, deve-se, muitas vezes, aceitar a perda da estabilidade dessas proteções frente a defeitos severos no sistema, como por exemplo, faltas trifásicas, pois são eventos extremamente raros, para os quais é comum que outros relés de proteção também sejam sensibilizados.

Para um melhor aproveitamento dos relés de frequência estudados neste trabalho deve-se combiná-los com a utilização dos demais relés utilizados para a proteção do sistema elétrico, tais como, os relés de mínima tensão e o relé de mínima corrente de sequência negativa, visando aumentar a confiabilidade das proteções anti-ilhamento e evitar disparos indevidos.

Por fim conclui-se que os relés de taxa de variação de frequência e deslocamento de fase não garantem, por si só, a detecção do ilhamento em todos os casos de carga simulados sem o comprometimento da imunidade de operação contra faltas externas ao sistema de

geração do produtor independente. Dessa forma, para a correta utilização destes relés é imprescindível à elaboração de um estudo individual para o produtor independente, levando em consideração a tecnologia da máquina utilizada, a configuração do sistema e o tipo dos relés de proteção empregados, uma vez que o algoritmo de funcionamento desses relés varia conforme a tecnologia empregada e o fabricante.

7.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Os seguintes tópicos são citados como sugestões para trabalhos futuros:

- Simulações multi-máquinas incluindo diferentes tecnologias de geradores (eólica, térmica, gerador de indução) e seus respectivos controles;
- Cenários de teste de sensibilidade incluindo variações significativas de potência reativa no sistema elétrico;
- Cenários de teste de estabilidade com grandes variações de frequência (devido a oscilações na rede elétrica);
- Desenvolvimento e implementação computacional de outros relés de proteção que podem ser aplicados à geração distribuída.

REFERÊNCIAS

ACKERMANN, Thomas; ANDERSSON, Göran; SÖDER, Lennart. Distributed generation: a definition. Elsevier Science, 1999. Disponível em: <http://paginas.fe.up.pt/~cdm/DE2/DG_definition.pdf>. Acesso em: 16 mar. 2011.

ACKERMANN, Thomas; KNYAZKIN, Valery. Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects. IEEE, Stockholm, 2002. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=1177677>. Acesso em: 16 mar. 2011.

AREVA. **Network Protection & Automation Guide**. Paris, França, 2005. 497p.

BEEMAN, Donald. **Industrial Power Systems – Handbook**. New York: McGraw-Hill, 1955.

BEHRENDT, Ken. Proteção para fontes delta não esperadas. Schweitzer Engineering Laboratoires, Inc. New Berlin, USA, 2002. Disponível em: <http://www.selinc.com.br/art_tecnicos/6143.pdf>. Acesso em: 15 de set. 2011.

BORBELY, Anne-Marie; KREIDER, Jan F. **Distributed Generation: The power paradigm for the new millenium**. Boca Raton: CRC Press, 2001.

BRITO, Mikely Pereira. **Geração Distribuída: Critérios e Impactos na Rede Elétrica**. 2007. 56 f. Projeto de graduação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Espírito Santo, 2007. Disponível em: <http://www2.ele.ufes.br/~projgrad/documentos/PG2006_2/mikelypereirabrito.pdf>. Acesso em: 10 de maio 2011.

CASTRO, Daniel; BALMACEDA, Eduardo. Interaction between the distribution network and the generation distributed in the case of short-circuit in the mv network, IEEE - CIRED - 18th International Conference Exhibition on Electricity Distribution, 2005. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/search/freesrchabstract.jsp?tp=&arnumber=5427993&queryText%3DINTERACTION+BETWEEN+THE+DISTRIBUTION+NETWORK+AND+THE+GENERATION+DISTRIBUTED+IN+THE+CASE+OF+SHORTCIRCUIT+IN+THE+MV+NETWORK.%26openedRefinements%3D*%26searchField%3DSearch+All>. Acesso em: 20 set. 2010, 20:50.

CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA, I-432.0003: Requisitos gerais para conexão de autoprodutor e produtor independente de energia à rede Celesc. Santa Catarina, 2006.

CIGRÉ Working Group. Final Report of Working Group 37-23, 1999. Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system, 1999.

CIGRÉ Working Group. Report of Working Group B5.34, 2010. The impact of renewable energy sources and distributed generation on substation protection and automation, 2010.
COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA, NTC 905100: Manual de acesso de geração distribuída ao sistema da Copel. Curitiba, 2010.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. NTC n.º 4313: Conexão aos sistemas elétricos de subtransmissão da CPFL. São Paulo, 2008.

ELMORE, Walter A. **Protective Relaying: Theory and Applications**. 2. ed. New York: Marcel Dekker Inc., 2004.

FORTESCUE, Charles L. Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks. **34th Annual Convention of the American Institute of Electrical Engineers**, New Jersey, 1918. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org.ez48.periodicos.capes.gov.br/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4765570>>. Acesso em: 29 maio 2011.

GEIDL, Martin. Protection of power systems with distributed generation: State of the art. **Eidgenössische Technische Hochschule**. Zürich, 2005. Disponível em: <http://www.eeh.ee.ethz.ch/uploads/tx_ethpublications/geidl_protection_dg.pdf>. Acesso em: 02 abr. 2011.

GONÇALVES, Luiz F. **Contribuições para o estudo teórico e experimental de sistemas de geração distribuída**. 2004. 156 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2004. Disponível em: <<http://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/6778/000446770.pdf?sequence=1>>. Acesso em: 20 de set. 2010, 15:30.

HARMAN, Thomas L.; DABNEY, James; RICHERT, Norman. **Advanced engineering mathematics with MATLAB**. 2nd ed. Pacific Grove, CA: Brooks/Cole, 2000.

HYDRO-QUEBÉC. **SimPowerSystem 5 – User’s Guide**. Natick, Canadá, 2009. 383 p.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS, Std 1547-2003: IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources With the Electric Power System. New York, 2003.

_____. Std C37.2-2008: IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations. New York, 2008.

_____. Std 1159-1995: IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. New York, 1995.

INEE. Geração distribuída e conexão ao sistema elétrico – Proposta de revisão da resolução ANEEL 281/99, 2002. Disponível em: <http://www.inee.org.br/down_loads/forum/Res281_proposta_alteracao_INEE_01_04.pdf>. Acesso em 14 de maio de 2010, 21:15

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, IEC 61000-4-30: Electromagnetic Compatibility (emc) - Part 4-30: Testing And Measurement Techniques - Power Quality Measurement Methods. Switzerland, 2009.

JENKINS, Nick; ALLAN, Ron; CROSSLEY, Peter; KIRSCHEN, Daniel; STRBAC, Goran. **Embedded Generation**. London: The Institution of Engineering and Technology, 2008.

KINDERMANN, Geraldo. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Florianópolis: UFSC, 2006.

KUMPULAINEN, Lauri. K.; KAUHANIEMI, Kimmo. T. Analysis of the impact of distributed generation on automatic reclosing, Power Systems Conference and Exposition, 2005. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=1397623>. Acesso em: 15 set. 2010, 19:50.

KUNDUR, Prabha. **Power System Stability and Control**. New York: McGraw-Hill, 1994.

LORA, Electo E. S.; HADDAD, J. **Geração distribuída: aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

MARQUES, Frederico A. S. et al. Impactos da expansão da geração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica. **Encontro de energia no meio rural**, 2004. Disponível em: <<http://www.proceedings.scielo.br/pdf/agrener/n5v2/068.pdf>>. Acesso em: 12 jun. 2011.

MASON, Russell. **The Art & Science of Protective Relaying**. New York: John Wiley and Sons Inc, 1956.

MOGOS, Emanuel F. ; GUILLAUD, Xavier. A voltage regulation system for distributed generation. Power System Conference and Exposition, 2004. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=1397427>. Acesso em: 02 maio 2011, 23:00.

MOURA, Fabrício A. M.; CAMACHO, José R.; CHAVES, Marcelo L. R.; GUIMARÃES, Geraldo C. Análise dinâmica no ATP-EMTP de um produtor independente de energia com duas máquinas interconectadas em rede de distribuição. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. Belém, 20 mai. 2010. Disponível em: <<http://www.labplan.ufsc.br/congressos/III%20SBSE%20-%202010/PDF/SBSE2010-0021.PDF>>. Acesso em: 12 set. 2010, 22:10.

MOURA, Fabrício A. M.; CAMACHO, José R.; RESENDE, J. W., MENDES, W. R., ATP on the Impact Analysis of an Independent Power Producer in a Distribution Network, ICHQP 2008 – XIII International Conference on Harmonics and Quality of Power, Wollongong, Australia, 2008. Disponível em <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=4668777>. Acesso em: 29 set. 2010, 23:50.

MULHAUSEN, John et al. Anti-Island Today, Successful Islanding in the Future. **Conference for Protective Relay Engineers**, 2010. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5469490&tag=1>. Acesso em: 10 de out. de 2011.

NAISANI, Pouria et al. Protection of distributed generation (DG) interconnection. **IEEE**, La Prairie, 2010. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/Xplore/login.jsp?url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fiel5%2F5234368%2F5262321%2F05262332.pdf%3Farnumber%3D5262332&authDecision=-203>>. Acesso em: 19 mar. 2011.

PUJHARI, Truptimayee. **Islanding detection in distributed generation**. 2009. 84 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Department of Electrical Engineering, National Institute of Technology, 2009. Disponível em: <<http://ethesis.nitrkl.ac.in/1422/1/trupthifullthesis.pdf>>. Acesso em: 05 de maio 2011, 21:30.

REIMERT, Donald. **Protective Relaying for Power Generation Systems**. Boca Raton: CRC Press, 2006.

RIBEIRO, Paulo; FERREIRA Flávia; MEDEIROS Fábio. Geração distribuída e impacto na qualidade de energia. **Seminário brasileiro sobre qualidade da energia elétrica**, 2005. Disponível em: <<http://www.labplan.ufsc.br/congressos/SBQEE/Anaispdf/7670.pdf>>. Acesso em 11 jun. 2011, 16:00.

RUFATO, Eloi Jr. **Viabilidade técnica e econômica da modernização do sistema de proteção da distribuição**. 2006. 203 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2006. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-11122006-143845/es.php>>. Acesso em: 14 de jun. 2011, 16:30.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, INC. **Instruction Manual - SEL-700G – Generator and Intertie Protection Relays**. Hopkins Court, Estados Unidos da América, 2010,

SHAMPINE, L. F., **Numerical Solution of Ordinary Differential Equations**, Chapman & Hall, New York, 1994.

SOUZA, Angelo R. R. **Conexão de geração distribuída em redes de distribuição**. 2009. 108 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, 2009. Disponível em: <<http://dspace.c3sl.ufpr.br/dspace/bitstream/1884/19160/1/Conexao%20de%20Geracao%20Distribuida%20em%20Redes%20de%20Distribuicao.pdf>>. Acesso em: 05 out. 2010, 12:20.

THE MATHWORKS. Disponível em: <<http://www.mathworks.com/>>. Acesso em: 15 de set. 2011.

VIEIRA, José Carlos de Melo Jr. **Metodologias para ajuste e avaliação do desempenho de relés de proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos**. 2006. 207 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, 2006. Disponível em: <<http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=vtls000379044>>. Acesso em: 01 de set. 2011.

VIEIRA, José Carlos de Melo Jr., FREITAS, Walmir e FRANÇA, André L. Morelato. Análise Comparativa Sobre a Eficácia de Relés Baseados em Medidas de Frequência para Detecção de Ilhamento de Geradores Distribuídos. **Revista Controle e Automação**, São Paulo, v. 19, n. 2, abril, maio e jun. 2008. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-17592005000200012>. Acesso em: 13 jun. 2011.

VIEIRA, José Carlos de Melo Jr. e SALLES, Diogo. Um método prático para a definição dos ajustes de relés baseados em medidas de frequência usados para a detecção de ilhamento de geração distribuída. **Revista Controle e Automação**, São Paulo, v. 16, n. 2, abril, maio e jun. 2005. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-17592005000200012>. Acesso em: 13 jun. 2011.

WOODWARD. **Manual MFR2 – Multifunction Relay**. Stuttgart, Alemanha, 2003. 110 p.

APÊNDICE A

DADOS DO SISTEMA ELÉTRICO SIMULADO

O diagrama unifilar do sistema de geração distribuída é apresentado na figura A.1.

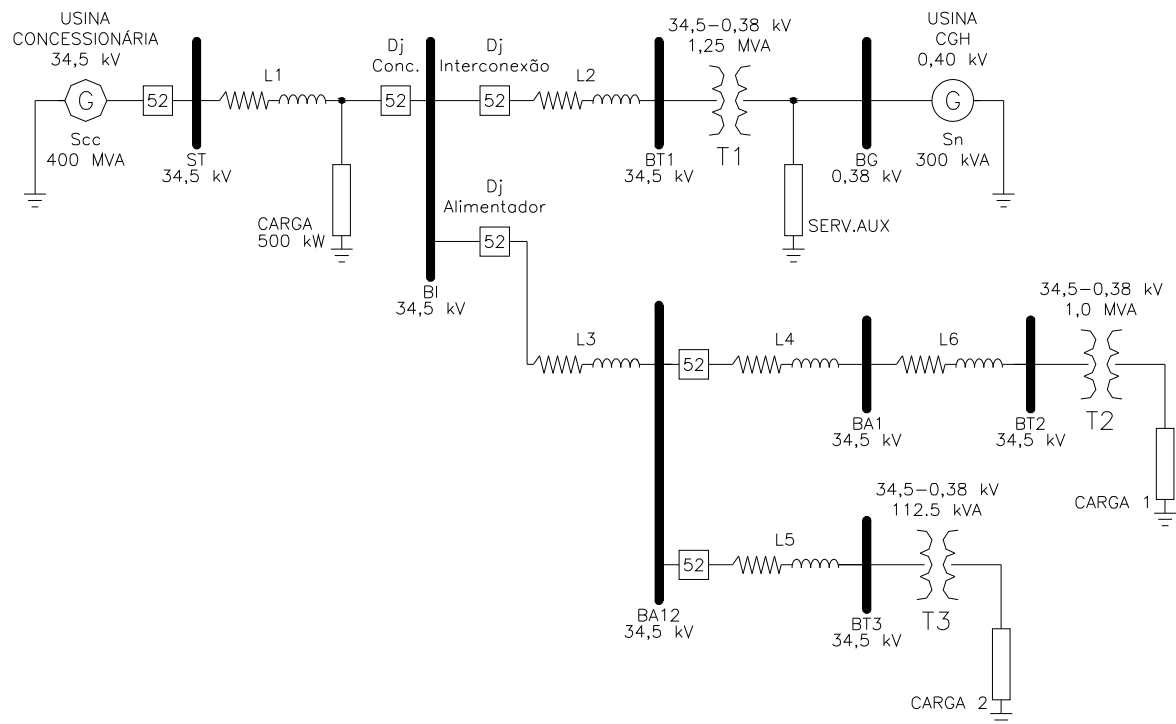


Figura A.1 – Diagrama unifilar do sistema de geração distribuída.
Fonte: Autoria própria.

Os dados referentes ao sistema elétrico simulado são apresentados nos quadros A.1, A.2, A.3, A.4 e A.5.

Quadro A.1 – Dados do sistema equivalente da concessionária.	
Tensão nominal [kV]	34,5
Potência de curto-circuito [MVA]	400
X/R	7

Quadro A.2 – Dados dos transformadores do sistema de geração distribuída.			
	Transformador T1	Transformador T2	Transformador T3
Potência nominal [kVA]	1250	1000	112,5
Tensão do primário [kV]	34,5	34,5	34,5
Tensão do secundário [kV]	0,38	0,38	0,38
Conexão do transformador	$Y_g - \Delta$	$\Delta - Y_g$	$Y_g - \Delta$
Resistência do primário [pu]	0	0	0
Indutância do primário [pu]	0,03	0,025	0,04
Resistência do secundário [pu]	0	0	0
Indutância do secundário [pu]	0,03	0,025	0,04

Quadro A.3 – Dados das linhas de distribuição do sistema de geração distribuída.			
	Impedância [Ω]		Impedância [Ω]
Linha 1	$4,5537 + j5,9561$	Linha 4	$6,3494 + j5,4229$
Linha 2	$0,1393 + j0,1238$	Linha 5	$6,9994 + j2,0733$
Linha 3	$4,1925 + j5,4835$	Linha 6	$6,472 + j1,9171$

Quadro A.4 – Dados do gerador síncrono do sistema de geração distribuída.	
Tipo do gerador	Polos salientes
Número de pares de pólos	10
Potência nominal [kVA]	300
Tensão nominal [kV]	400
X_d [pu]	1,768
X'_d [pu]	0,2427
X''_d [pu]	0,1991
X_q [pu]	0,903
X''_q [pu]	0,2198
T'_{do} (s)	1,67913
T''_{do} (s)	0,01319
T''_{qo} (s)	0,02052
Resistência do estator [pu]	0,0235
Reatância de dispersão [pu]	0,1439
Constante de inércia [s]	1,09
Fator de perdas [pu]	0,01777

Quadro A.5 – Dados do sistema de excitação do gerador do sistema de geração distribuída.	
Constante de tempo do filtro passa-baixa de entrada do regulador - T_r (s)	0,022
Ganho do regulador – K_a	90
Constante de tempo do regulador – T_a (s)	0,001
Ganho da excitatriz – K_e	1
Constante de tempo da excitatriz – T_e (s)	0,025
T_b (s)	0
T_c (s)	0
Ganho do bloco de amortecimento – K_f	0,001
Constante de tempo do bloco de amortecimento – T_f (s)	0,1
Limite superior da saída do regulador – VR_{MAX} (pu)	-10
Limite inferior da saída do regulador – VR_{MIN} (pu)	10
Ganho do regulador – K_p	2000

APÊNDICE B

O apêndice B destina-se a apresentar as principais proteções utilizadas nos sistemas de geração distribuída.

PROTEÇÕES UTILIZADAS PARA A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O principal objetivo dos sistemas de proteção é garantir que o sistema elétrico atue de forma segura, garantindo a segurança de pessoas, animais e dos próprios equipamentos. Além disso, é também função do sistema de proteção minimizar os impactos causados por faltas indesejadas que podem ocorrer no sistema (GEIDL, 2005; RUFATO, 2006).

Diversos equipamentos do sistema elétrico de potência apresentam custo elevado, levando a necessidade de um alto investimento de capital para sua implantação. Dessa forma, é fundamental garantir que o sistema elétrico funcione de forma ininterrupta e segura, garantindo o máximo retorno do investimento inicial e a operação segura do sistema. É nesse contexto que se verifica a importância do correto dimensionamento dos sistemas de proteção. Existem diferentes dispositivos de proteção que podem ser usados nos sistemas elétricos dependendo da configuração do sistema, da tensão de operação, dentre outras características (AREVA, 2005).

Os sistemas elétricos mais antigos, baseados na geração centralizada de energia, funcionavam de forma que o fluxo de potência fluía em apenas um sentido, do centro gerador para as cargas. Dessa forma, os sistemas de proteção eram projetados para atuar de acordo com esta condição de operação. Com a inserção de geração distribuída, a topologia do sistema é alterada assim como o comportamento do fluxo de potência, acarretando alterações no sistema de proteção existente (ACKERMANN e KNYAZKIN, 2002).

Ao se considerar a existência de geração distribuída, o sistema pode estar operando em diversas situações (com todos os geradores distribuídos em funcionamento, com um fora do sistema, dentre outros cenários), todas essas situações operativas devem ser consideradas no momento do projeto do sistema de proteção, trazendo maiores dificuldades para o seu correto dimensionamento (BEHRENDT, 2002).

Segundo Ackermann e Knyazkin (2002), a forma mais segura para verificar o impacto da geração distribuída no sistema de proteção da rede é modelar o sistema elétrico com geração distribuída e simular as diversas situações operativas do sistema.

O sistema de proteção deve proteger tanto a rede interconectada quanto o próprio gerador distribuído. Dessa forma o sistema de proteção pode ser dividido em duas partes:

- Proteção da interconexão – protege a rede da geração distribuída;
- Proteção do gerador – é instalada do lado do gerador, no ponto comum de acoplamento e protege a geração distribuída de falhas internas e condições anormais de funcionamento.

Segundo Jenkins et al. (2008), o maior problema associado à proteção de sistemas com geração distribuída não está relacionado às proteções do gerador, mas sim à proteção da interconexão com a rede de distribuição. Os esquemas de proteção da interconexão devem ainda estar corretamente coordenados com os esquemas de proteção da própria rede considerando todas as possíveis condições de operação do sistema.

Proteção de Sobrecorrente

A proteção de equipamentos elétricos contra sobrecargas ou curtos-circuitos é feita mediante a utilização de relés de sobrecorrente. Geralmente estes relés são compostos por duas unidades, uma denominada instantânea, o relé 50 (nomenclatura conforme IEEE Std C37.2, 2008), a qual atua de forma instantânea ou conforme um tempo previamente definido. A unidade instantânea tem como objetivo proteger os equipamentos contra curtos-circuitos. A segunda unidade, denominada de unidade temporizada, o relé 51, atua a partir de curvas de tempo dependente (extremamente inversa, muito inversa, inversa, dentre outras) ou de tempo definido. Seu principal objetivo é a proteção dos equipamentos contra sobrecarga térmica e curto-circuitos de baixa intensidade. As unidades instantâneas, relé 50, podem trabalhar com dois ajustes, corrente mínima de atuação e tempo de atuação. Os relés 51, também permitem dois ajustes, corrente mínima de atuação e curva de atuação (ELMORE, 2004; RUFATO, 2006).

A figura 5 mostra o esquema de ligação da proteção de sobrecorrente 50/51 e da proteção de sobrecorrente de neutro, função 50N/51N, considerando um sistema de distribuição radial devidamente aterrado. A figura 6 mostra a aplicação típica dos relés de sobrecorrente em um sistema de distribuição radial com geração distribuída.

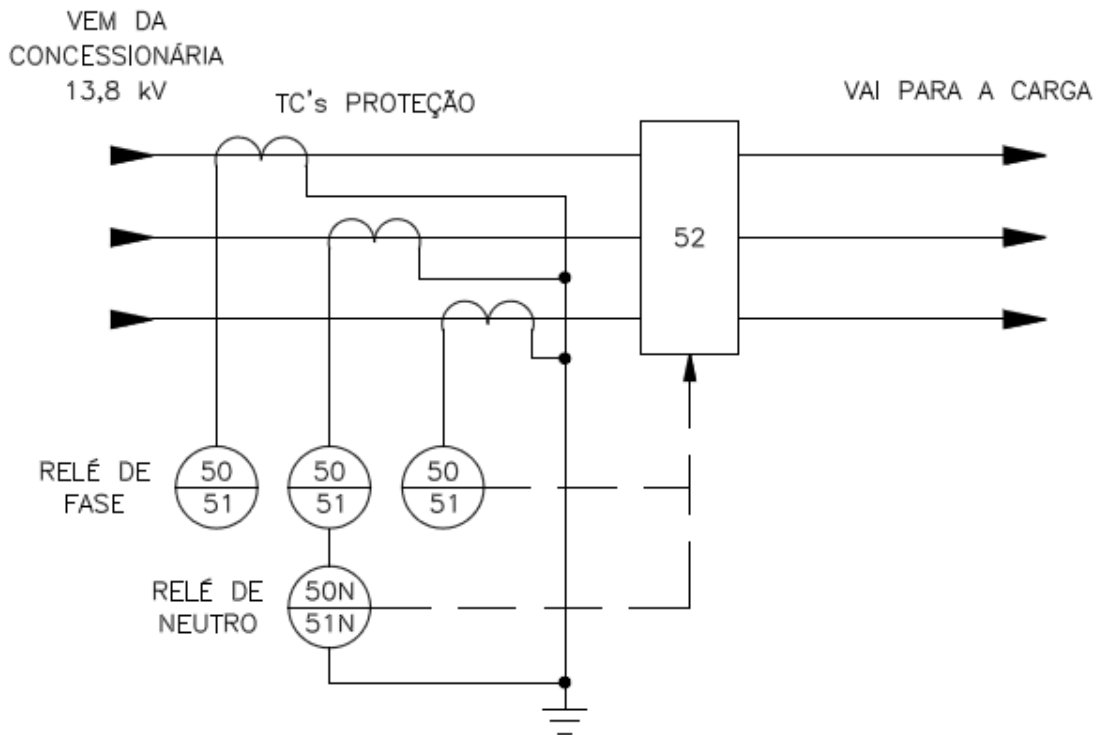


Figura B1 - Esquema de ligação de proteção de sobrecorrente
 Fonte: Autoria própria.

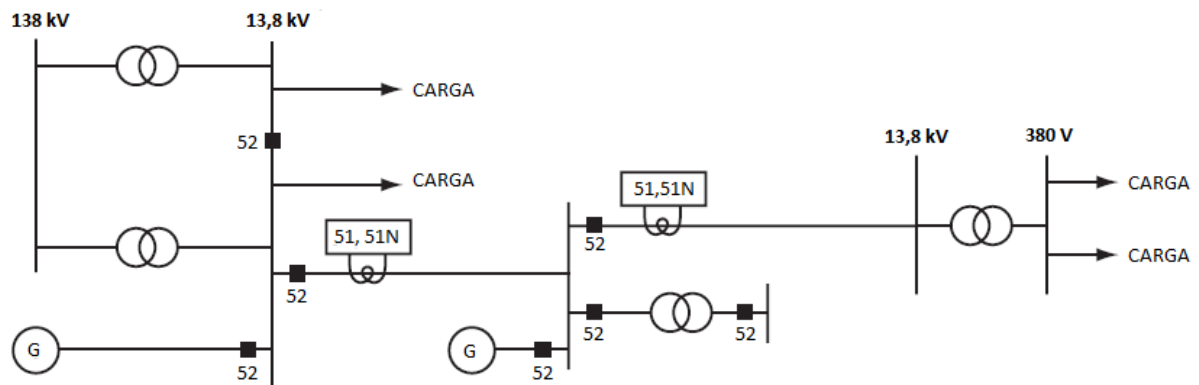


Figura B2 - Relés de sobrecorrente aplicado em um sistema de distribuição radial com GD
 Fonte: Jenkins et al, 2008, adaptado.

A proteção de sobrecorrente da interconexão entre o gerador e a rede de distribuição tem como principal objetivo desconectar o gerador da rede elétrica, caso ocorra alguma falta na rede de distribuição e esta não seja eliminada adequadamente pelo sistema de proteção da rede. Este sistema de proteção apresenta grande importância, pois deve proteger o gerador contra danos excessivos e evitar que o mesmo exceda os limites térmicos e dinâmicos suportáveis.

A desconexão do gerador do sistema elétrico é feita mediante as funções 50/51 e 50N/51N, instantâneo e temporizada, respectivamente. Estas funções devem possuir seletividade com os relés de proteção do restante do sistema elétrico e devem ser ajustadas de forma a garantir que o relé não atue para faltas externas distantes e que não ocorra a desconexão do gerador do restante da rede em casos de transitórios longos e elevados (estabilidade da proteção).

Para assegurar que a proteção atue corretamente, isto é, que os relés de interconexão do gerador independente com a rede estejam coordenados com os relés do sistema elétrico, devem ser realizados estudos elétricos que considerem as piores condições operativas para cada relé do sistema. Em alguns casos, o resultado desses estudos pode indicar que não será possível a coordenação adequada entre os relés de sobrecorrente do sistema. A fim de solucionar esse problema, o relé 51V (relé de sobrecorrente alternada com restrição de tensão) pode ser empregado (ELMORE, 2004).

O relé 51V monitora a tensão do sistema e sua sensibilidade está diretamente relacionada a este valor, ou seja, se o valor da tensão do sistema diminui, o ajuste de *pick-up* do relé decresce proporcionalmente (aumento de sensibilidade), assim como o seu tempo de atuação (REIMERT, 2006).

Sobrecorrente direcional

Com a mudança na topologia da rede ocasionada pela utilização da GD no sistema elétrico, as correntes de faltas podem fluir em ambas as direções num ramal alimentador. Os relés de sobrecorrente tradicionais, 50/51 detectam somente a sobrecorrente de falta que flui no sentido de operação do circuito. A direção em sentido contrário ao fluxo normal de corrente é denominada direção reversa ou montante, e conseqüentemente, a direção normal do fluxo de corrente é denominada de direta ou jusante. Sendo assim, torna-se necessário o uso do relé de sobrecorrente direcional, função 67, a qual detecta sobrecorrentes de faltas no sentido reverso. (MASON, 1956; BEEMAN, 1955).

A detecção da direção da falta no relé 67 dá-se com a medida do ângulo da corrente de falta. Esse ângulo é em seguida comparado com um referencial, o qual pode ser um ângulo de tensão (relé 67 com polarização por tensão) ou um ângulo de corrente (relé 67 com polarização por corrente). Após esta comparação o relé determina a direção da falta, fazendo com que o disjuntor opere de maneira adequada. Os relés direcionais digitais permitem ainda

a utilização curvas padronizadas (inversa, extremamente inversa, dentre outras) para promover a abertura do disjuntor em casos de falta no sentido reverso (MASON, 1956).

A figura 7 mostra a aplicação típica dos relés de sobrecorrente direcional em um sistema de distribuição com GD.

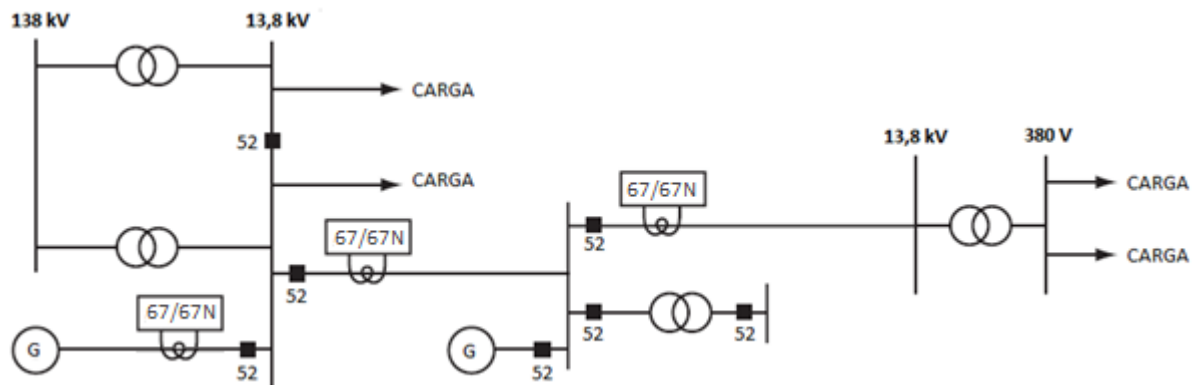


Figura B3 - Relés de sobrecorrente direcional aplicado em um sistema de distribuição radial com GD
 Fonte: Jenkins et al, 2008, adaptado.

Sobrecorrente de sequência negativa

A função sobrecorrente de sequência negativa, função 46, também é conhecida como relé de desbalanceamento de corrente de fase. A função 46 é principalmente utilizada para a detecção de curto-circuito fase-fase, pois o seu ajuste possui grande sensibilidade para correntes de sequência negativa, característica marcante de faltas que geram desequilíbrio no sistema elétrico, tais como, curto-circuito fase-fase ou fase-terra. Para evitar que a função 46 atue como função principal no caso de um curto-circuito fase-terra, os ajustes das proteções 50N/51N normalmente são mais sensíveis para a detecção de correntes de sequência negativa (ELMORE, 2004).

Proteção de Subcorrente ou subpotência

A função de subcorrente, também chamada de subpotência ou de mínima corrente, função 37, é sensibilizada quando a corrente elétrica monitorada diminui abaixo de um valor pré-ajustado. Pode-se utilizar um *delay* (atraso de tempo) a fim de estabilizar a proteção e evitar falsas operações (AREVA, 2005).

A proteção de subcorrente é comumente utilizada para a perda de excitação em geradores ou motores síncronos (MASON, 1956). Entretanto, a Companhia Paranaense de

Energia (COPEL), tem solicitado a utilização do relé 37 juntamente com o relé 46, a fim de que ambos trabalhem em conjunto e detectem condições anormais de funcionamento, como por exemplo, uma abertura de fase (COPEL, 2010).

Proteção de Sub e sobretensão

O relé de proteção contra subtensão, função 27, é utilizado para detectar subtensões no sistema elétrico, ou seja, quando o valor da tensão elétrica diminui abaixo de um valor limite pré-ajustado ocorre a atuação do relé. A ocorrência de subtensões nos sistemas de transmissão e distribuição está normalmente ligada a situações nas quais o sistema de geração não consegue fornecer potência reativa suficiente para manter o perfil de tensão do sistema. Nestes casos, a função 27 deverá atuar para evitar que ocorram maiores danos ao sistema elétrico de potência.

A função 59, relé de sobretensão, entra em operação quando o valor da tensão ultrapassa um valor pré-ajustado. As sobretensões no sistema elétrico estão comumente associadas a transitórios no sistema elétrico de potência.

Em geradores com um bom sistema de regulação de tensão não deveriam ocorrer situações de sobretensão, no entanto, as seguintes situações podem gerar transitórios com elevada sobretensão (AREVA, 2005):

- Defeitos/falhas no regulador de velocidade;
- Variação repentina de grandes cargas, especialmente cargas altamente reativas;
- Perda repentina de cargas, devido às manobras/operações das linhas de transmissão e distribuição.

Proteção de Sub e sobrefrequência

O relé de proteção contra subfrequência e sobrefrequência são, respectivamente, as funções 81U e 81O. A função 81U detecta valores de subfrequência, ou seja, o relé atua quando a frequência do sistema elétrico cai abaixo de um valor estabelecido durante um determinado intervalo de tempo devidamente ajustado.

A subfrequência na rede geralmente está associada à sobrecarga em geradores ou, em casos mais graves, a faltas que geram um déficit na potência gerada, desequilibrando o valor de potência gerado com o valor de potência consumido. A diminuição da frequência também

pode estar ligada ao mau funcionamento ou a defeitos nos reguladores de velocidade dos geradores (AREVA, 2005).

Em sistemas com geração distribuída, os relés de subfrequência são utilizados principalmente para detectar a situação de sobrecarga de um produtor independente devido à perda total ou parcial da rede elétrica com a qual está conectado. Nesse caso, os relés de subfrequência normalmente atuam sobre o disjuntor do ponto de interconexão entre o gerador independente e a rede elétrica da concessionária (JENKINS et al, 2008).

O relé 81O, de sobrefrequência, funciona analogamente ao relé 81U, porém para valores que excedam durante certo tempo o valor pré-ajustado da frequência da rede. O relé de sobrefrequência visa proteger o gerador de sobrevelocidades causadas por perdas e/ou rejeições de cargas. Em situações normais o sistema de regulação de velocidade deve atuar, diminuindo a velocidade e conseqüentemente a potência gerada. Dessa forma, o relé 81O funciona como uma função de *backup* do regulador de velocidade, atuando somente em casos de falha na regulação (AREVA, 2005; JENKINS et al, 2008).

Transferência de disparo

A transferência direta de disparo (*direct transfer trip*) é um método de proteção bastante eficaz e que pode ser utilizado para evitar o ilhamento não intencional. A ideia básica desse tipo de sistema é monitorar o estado dos disjuntores e religadores em um sistema de distribuição e transmissão, assim como comandar a abertura e/ou fechamento destes equipamentos quando necessário (KINDERMANN, 2006).

O funcionamento do sistema de transferência de disparo é bastante simples, pois quando da ocorrência de alguma falta no sistema elétrico de potência e da abertura de um dos disjuntores do sistema, um sinal gerado pelo sistema de proteção da linha de distribuição/transmissão ou pelo disjuntor aberto é enviado diretamente para o sistema de proteção do gerador do produtor independente, com a intenção de abrir o disjuntor de conexão do gerador com a rede, retirando este de funcionamento e evitando o ilhamento. Esse método é ilustrado na figura 8 (PUJHARI, 2009).

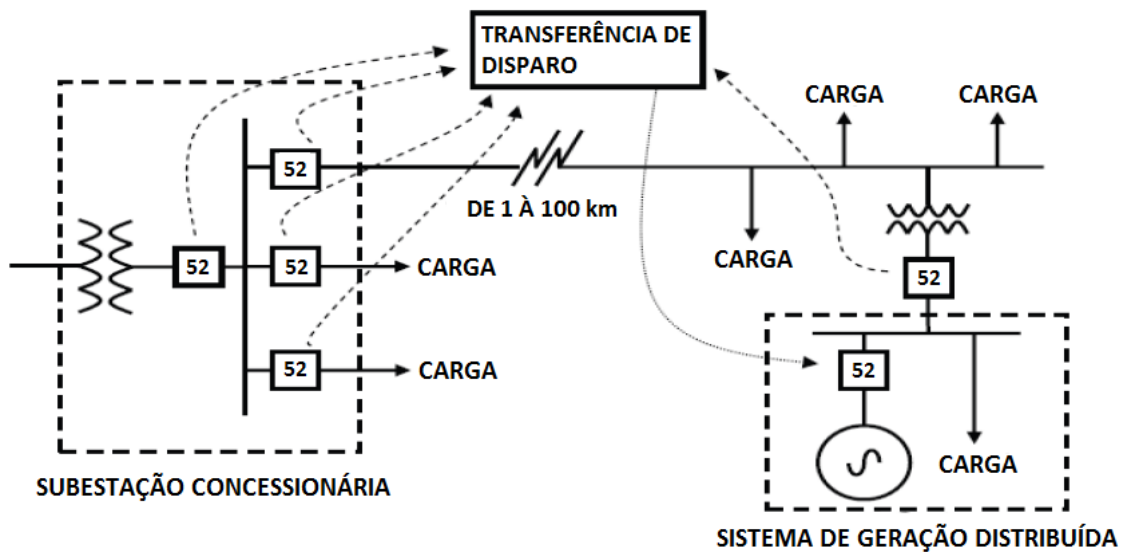


Figura B4 - Geração Distribuída com sistema de transferência de disparo
 Fonte: Pujhari, 2009, adaptado.

Apesar da simplicidade de funcionamento deste método, os custos para a instalação podem ser onerosos e muitas vezes acabam inviabilizando completamente a instalação de um produtor independente de energia.

Relé direcional de potência

O relé direcional de potência, função 32, também é conhecido como relé de potência reversa. É empregado para proteção de geradores síncronos, evitando que estes venham a operar como motores, consumindo potência ativa da rede.

Quando o gerador e a turbina perdem a fonte de energia primária (água, vapor, diesel, dentre outras) ou quando o gerador sai de sincronismo devido a algum distúrbio no sistema elétrico, este começa a acelerar e operar como um motor síncrono, consumindo potência ao invés de fornecê-la. Caso a turbina perca a sua fonte de energia, além do gerador sofrer motorização, a turbina pode sofrer graves danos mecânicos estruturais. A fim de evitar tal condição adversa de operação, utiliza-se a proteção direcional de potência. Sua principal função é a detecção de circulação de potência no sentido reverso, ou seja, da rede para o gerador (REIMERT, 2006; AREVA, 2005).

De acordo com Jenkins et al (2008), o ajuste da função 32 é feito de acordo com o tipo de geração (hidráulica, carvão, gás, eólica e demais). Os parâmetros de tempo e sensibilidade podem sofrer grandes alterações dependendo do tipo de fonte de energia.

Desbalanceamento de carga

A situação de desbalanceamento de carga para um gerador pode ser crítica para o seu funcionamento caso as correntes geradas no interior do rotor sejam elevadas. O desbalanceamento de carga pode ser mais facilmente compreendido através da decomposição da corrente elétrica em correntes de sequência positiva, negativa e zero (FORTESCUE, 1918).

Na situação de desbalanceamento de carga, o fluxo de sequência negativa produz correntes com o dobro da frequência no rotor. O aquecimento em excesso no núcleo do rotor, devido as correntes geradas, pode causar o derretimento do mesmo, gerando danos estruturais graves além de comprometer a vida útil do gerador (REIMERT, 2006).

Logo, é de extrema necessidade a proteção do gerador contra cargas desequilibradas. Para evitar a situação de sobreaquecimento do gerador é também recomendada a utilização de relés de sobrecorrente de sequência negativa, função 46 (AREVA, 2005).

ESQUEMAS DE PROTEÇÃO PARA SISTEMAS COM GERAÇÃO DISTRIBUIDA

Cada país possui suas próprias regras e regulamentações referentes às exigências mínimas quanto às proteções necessárias para a interconexão de geração distribuída ao sistema elétrico, conforme descrito no capítulo 2 deste trabalho.

Um esquema de proteção típico para sistemas com GD deve considerar a utilização dos seguintes relés:

- Relé de sobrecorrente alternada instantâneo e temporizado (50/51);
- Relé de sobrecorrente alternada instantâneo e temporizado de neutro (50N/51N);
- Relé de sobrecorrente alternada temporizado com restrição de tensão (51V);
- Relé de sobrecorrente de sequência negativa ou desbalanceamento de corrente de fase (46);
- Relé de sobrecorrente alternada direcional (67);
- Relé de sobrecorrente alternada direcional de neutro (67N);
- Relé de subcorrente alternada (37);
- Relé de proteção diferencial (87);
- Relé direcional de potência (32);
- Relé de sobre e subfrequência (81O e 81U);
- Relé de sub e sobretensão (27 e 59);
- Relé de taxa de variação de frequência (ROCOF);

➤ Relé de salto vetorial (78).

O esquema de proteção referente à utilização dos relés citados anteriormente é mostrado na figura 9. O esquema apresentado refere-se a um esquema típico, portanto cada produtor independente deve adaptar seu esquema de proteção de acordo com as exigências locais.

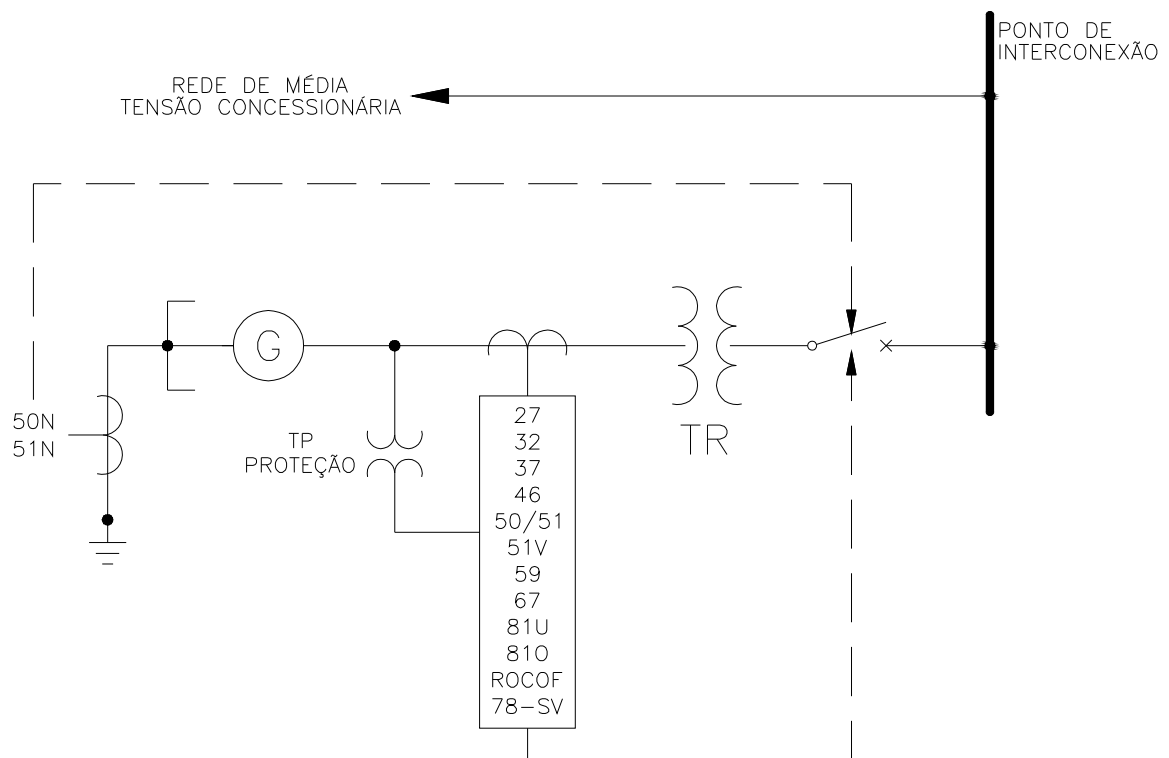


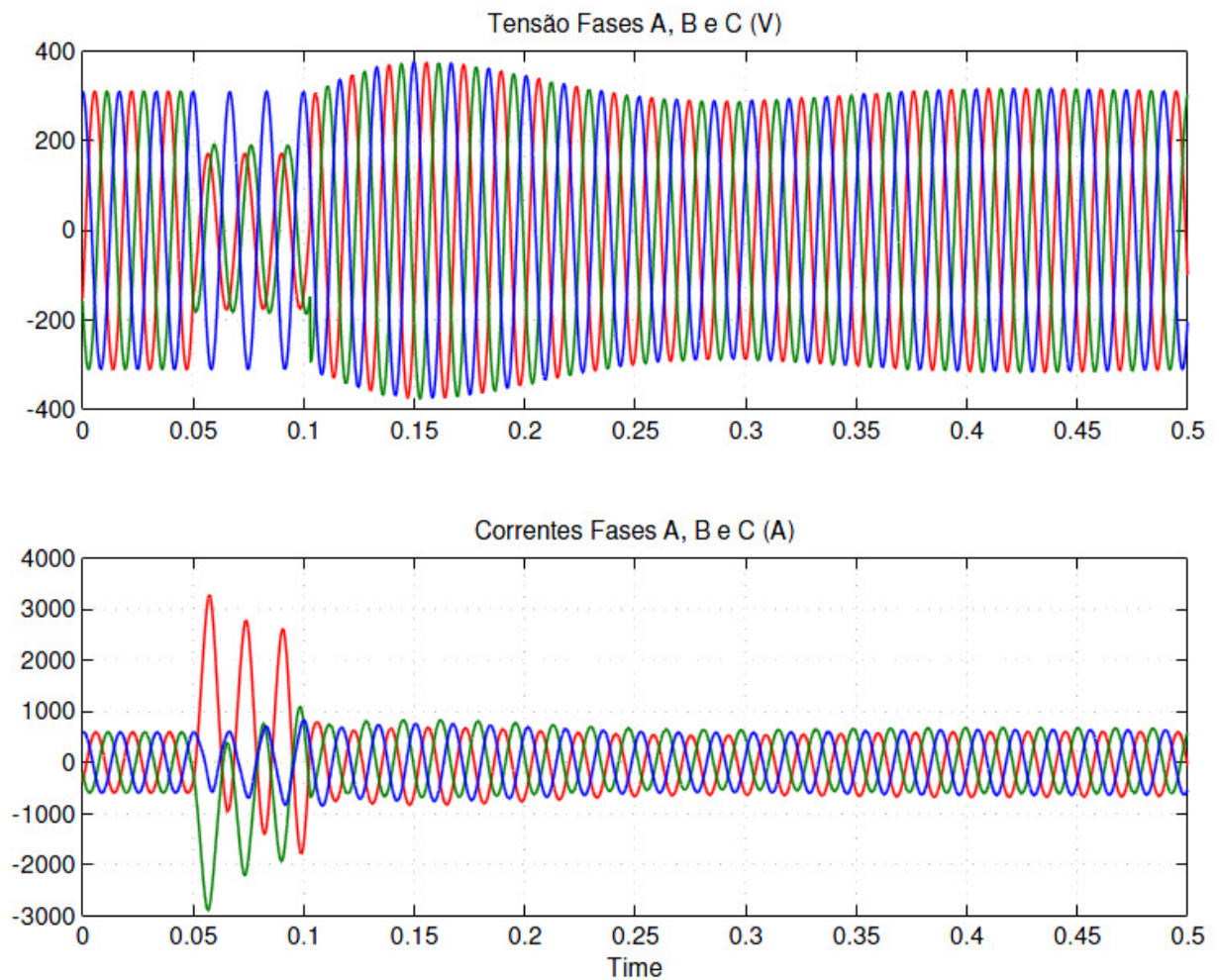
Figura B5 - Esquema de proteção típico para sistemas com GD
Fonte: Jenkins et al, 2008, adaptado.

APÊNDICE C

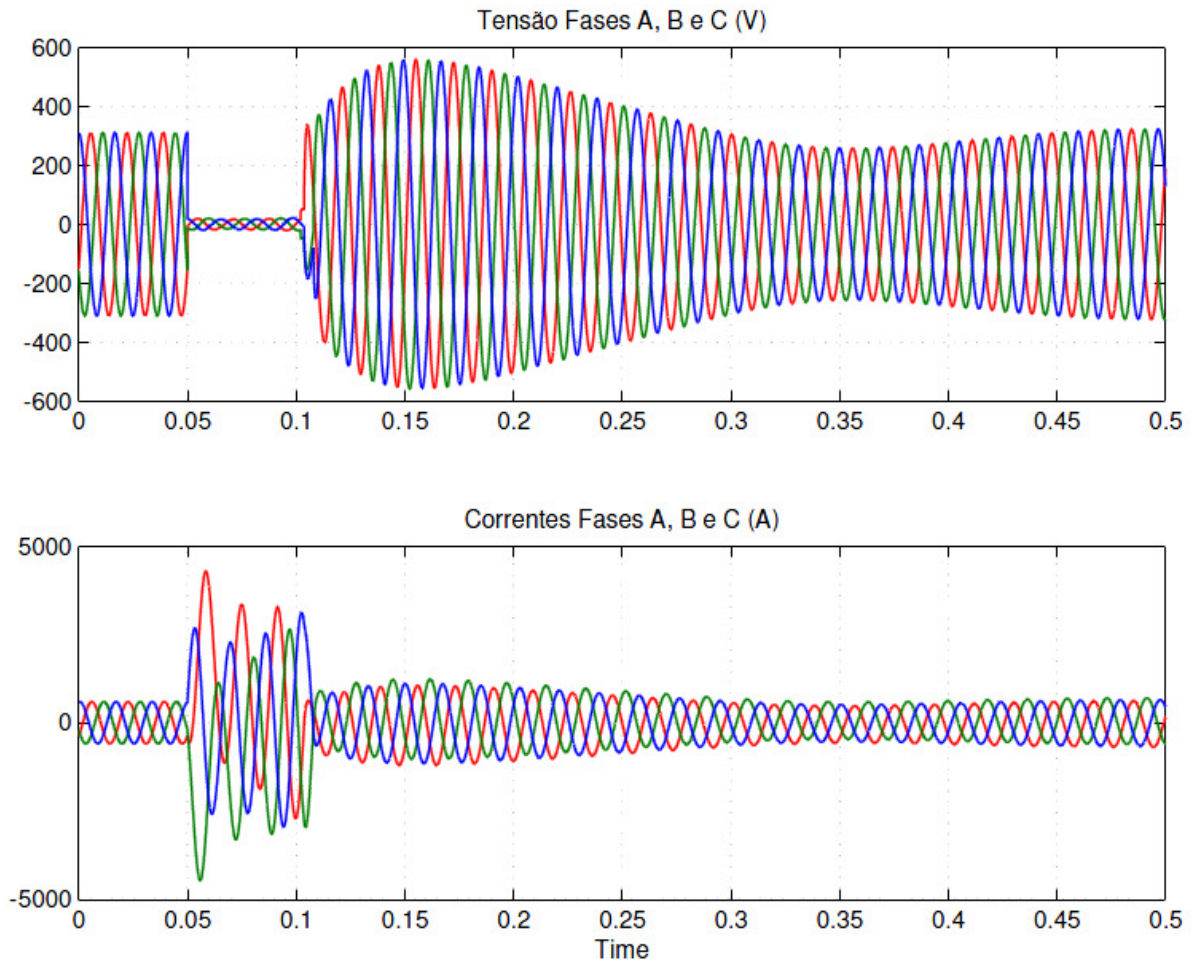
GRÁFICOS DE TENSÃO E CORRENTE NO GERADOR DA CGH CONFORME CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO

O apêndice C destina-se a apresentar os gráficos de tensão e corrente no barramento 380 V do gerador da CGH conforme cenários de simulação para testes de estabilidade, cenários E1 a E9, numeração conforme quadro 9, capítulo 6.

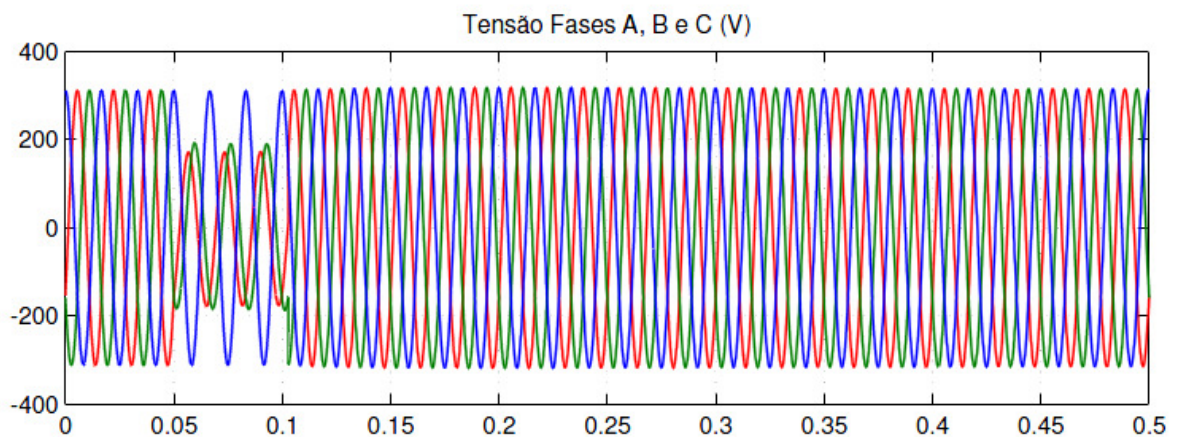
1. Cenário E1: Curto-circuito Fase-Terra na concessionária (P1) seguido da abertura do disjuntor da concessionária

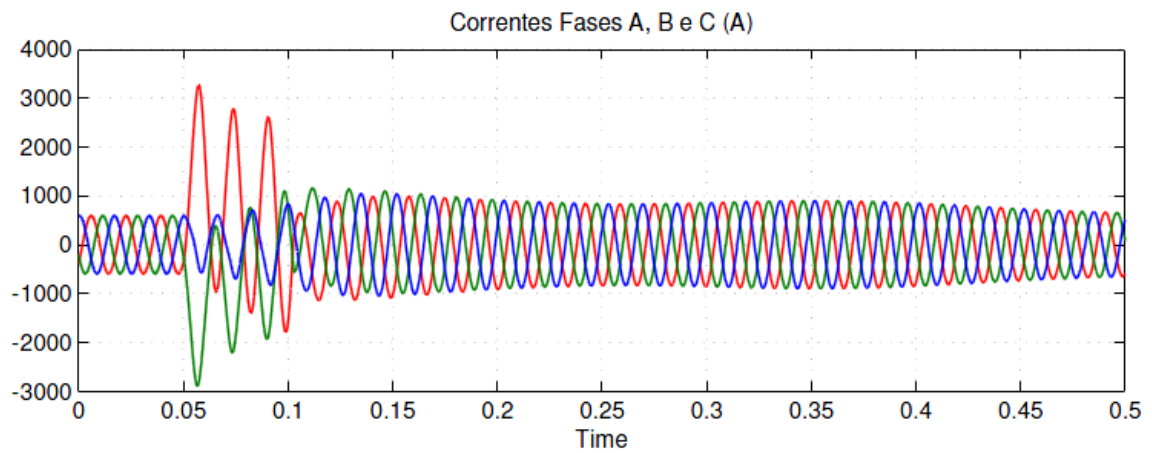


2. Cenário E2: Curto-circuito Trifásico na concessionária (P1) seguido da abertura do disjuntor da concessionária

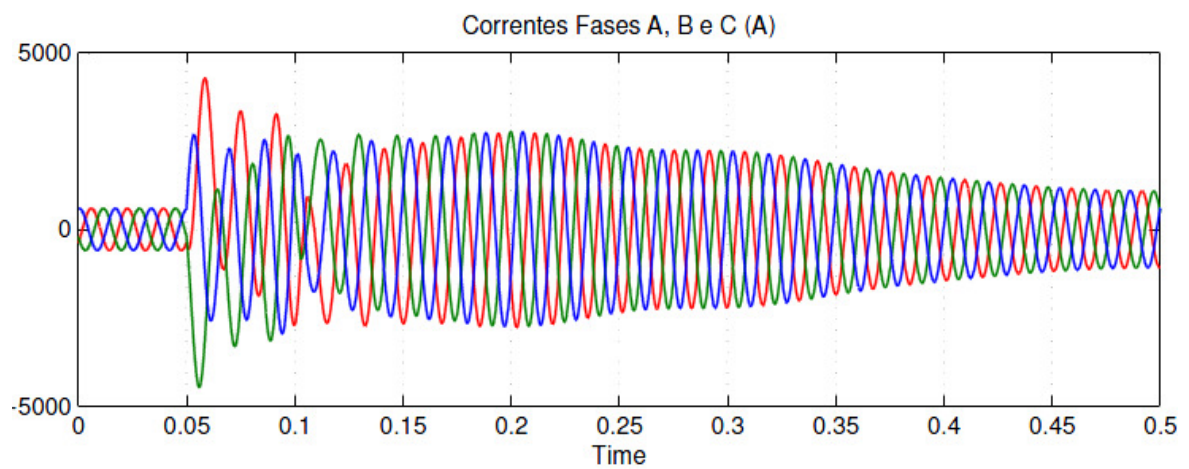
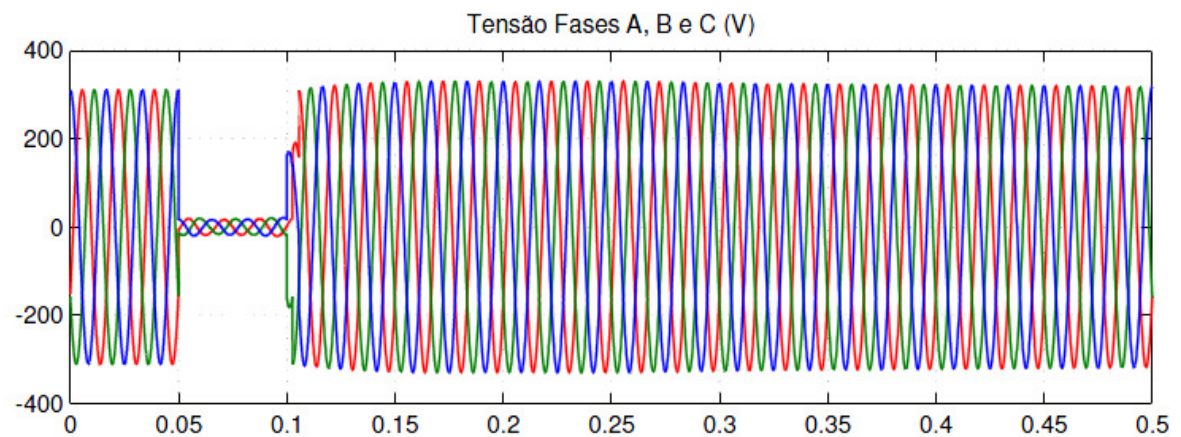


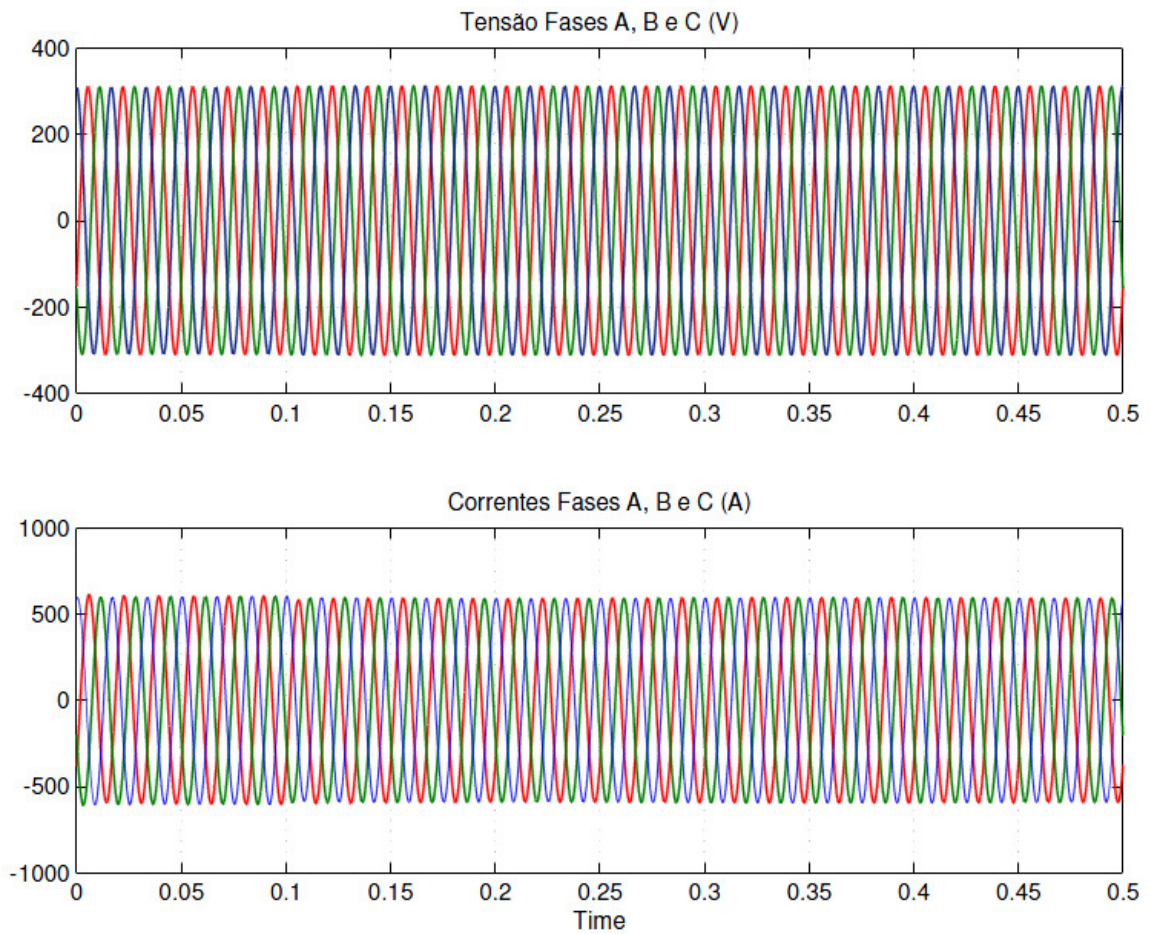
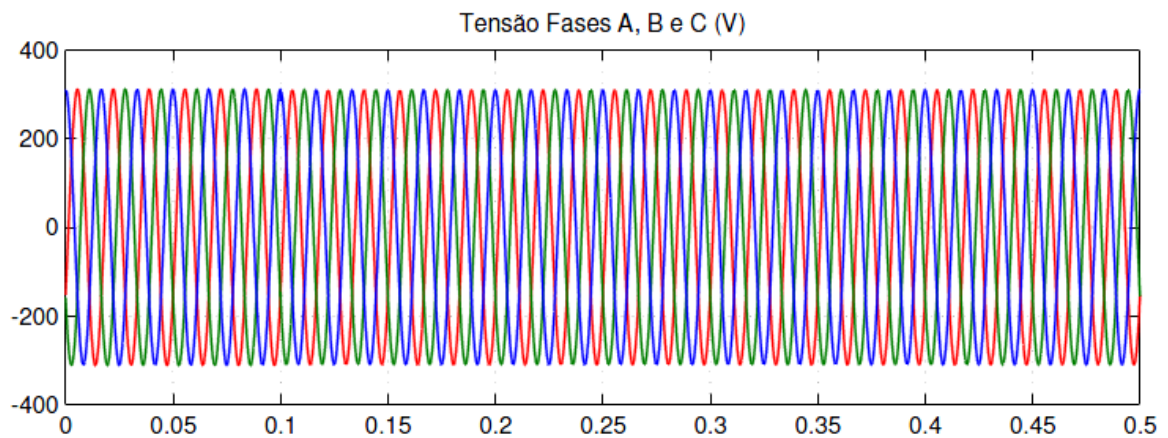
3. Cenário E3: Curto-circuito Fase-Terra no alimentador das cargas (P2) seguido da abertura do disjuntor do alimentador das cargas

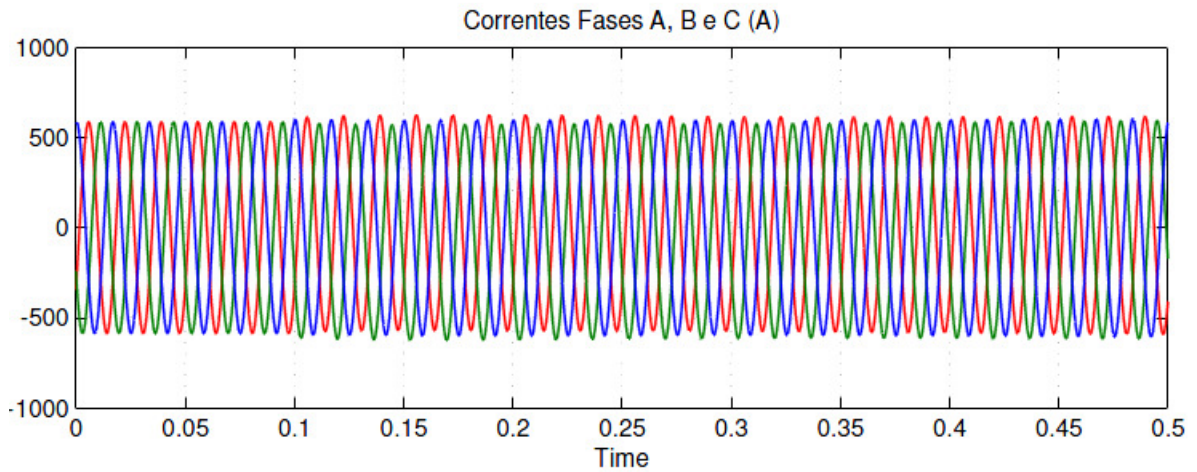




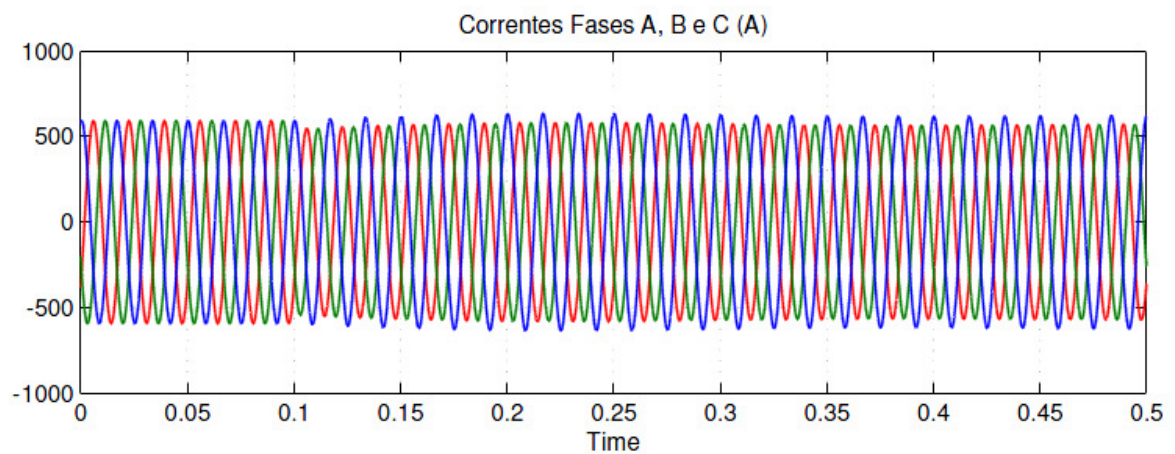
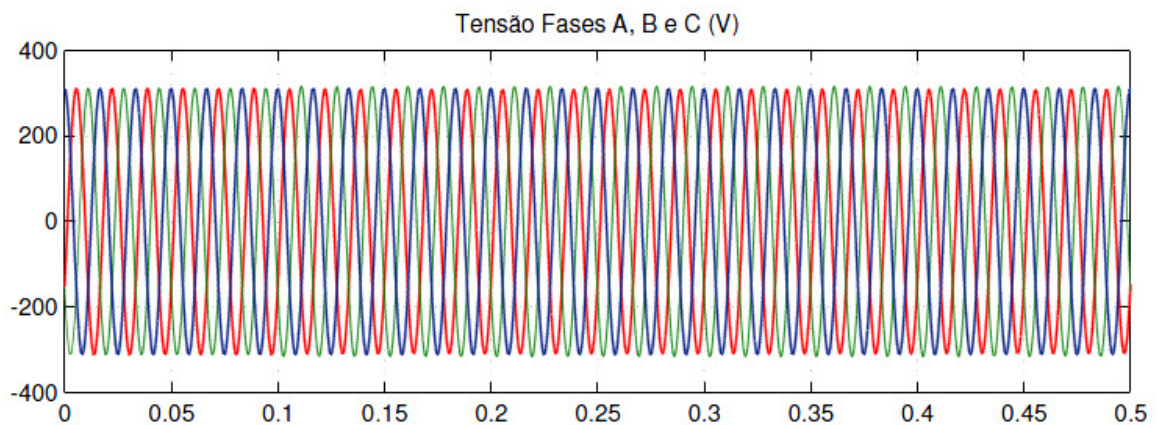
4. Cenário E4: Curto-circuito Trifásico no alimentador das cargas (P2) seguido da abertura do disjuntor do alimentador das cargas



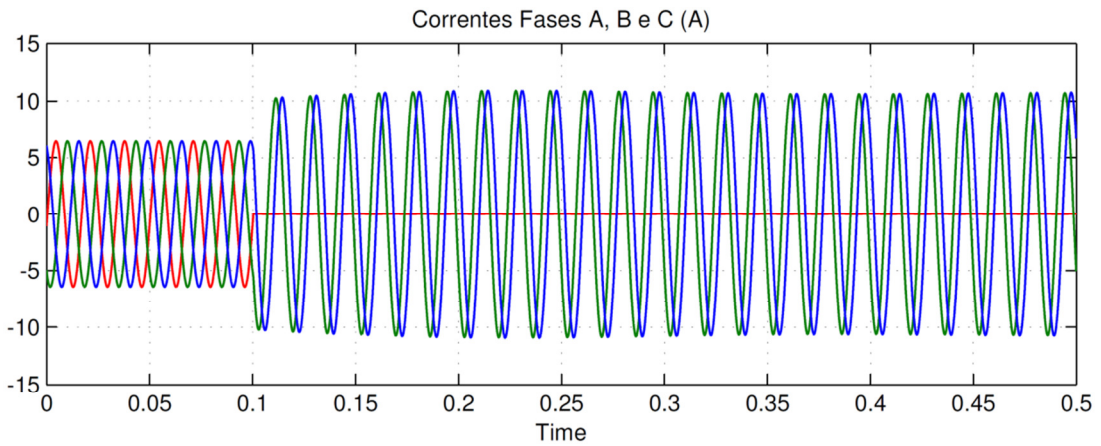
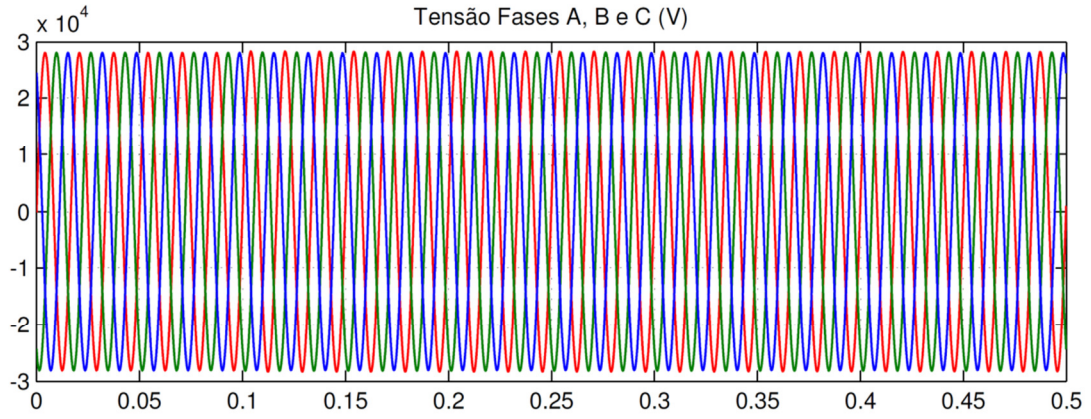
5. Cenário E5: Rejeição de Carga ($S = 800 \text{ kVA}$; $FP = 0,88$)**6. Cenário E6: Tomada de Carga ($S = 800 \text{ kVA}$; $FP = 0,88$)**



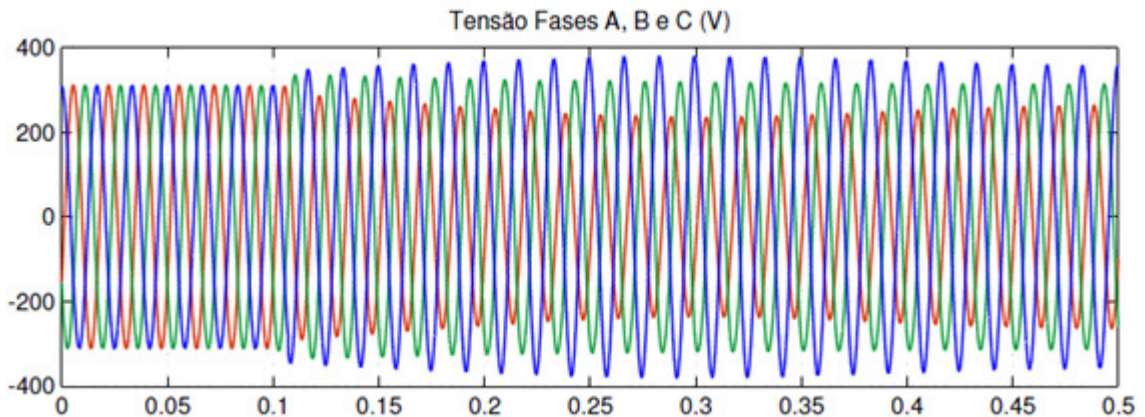
7. Cenário E7: Abertura fase A do disjuntor de interconexão (Gerador injetando potência nominal no sistema) – Tensões e Correntes no barramento do Gerador (Lado Delta do Transformador T1)

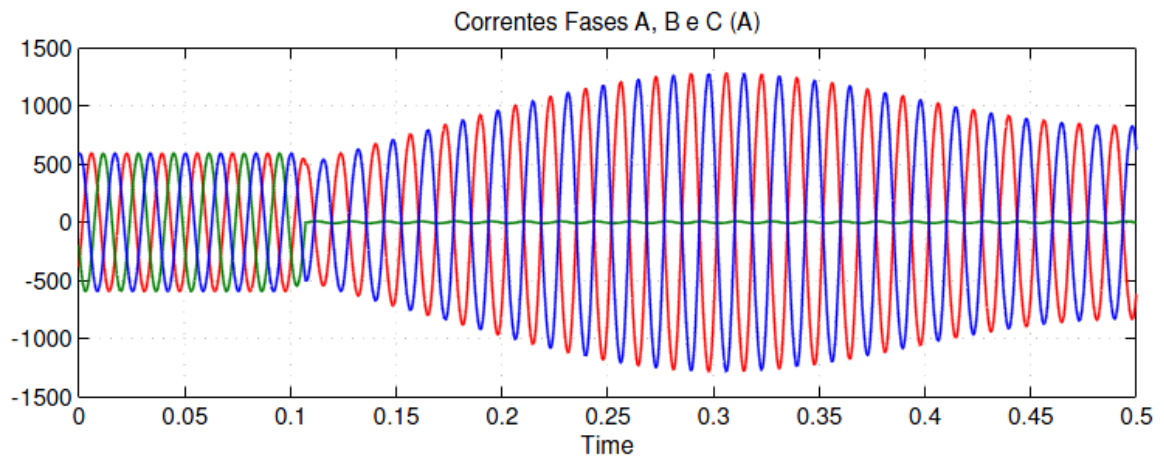


8. Cenário E7: Abertura fase A do disjuntor de interconexão (Gerador injetando potência nominal no sistema) – Tensões e Correntes do Lado Estrela do Transformador T1

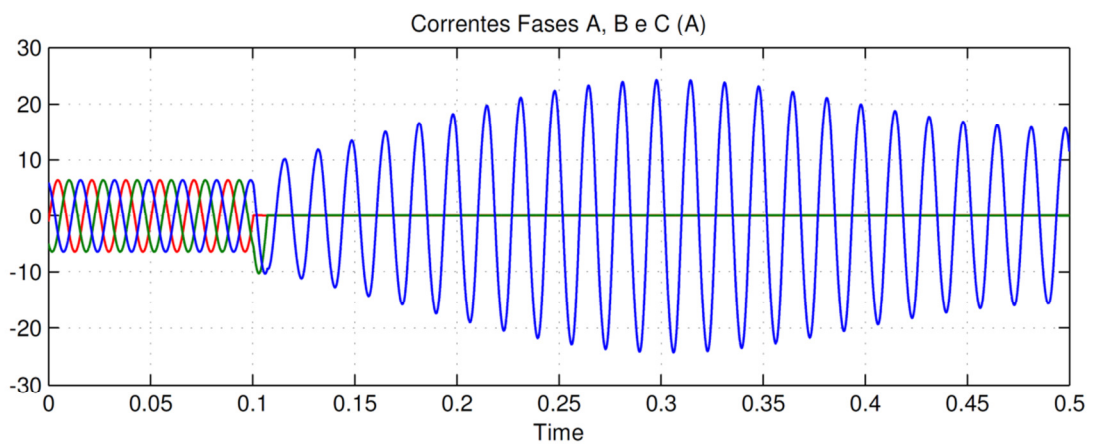
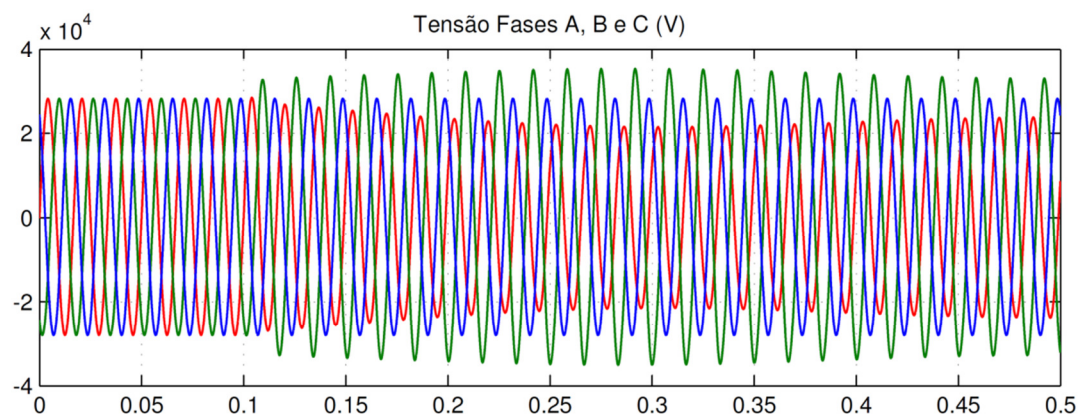


9. Cenário E8: Abertura fase A e B do disjuntor de interconexão (Gerador injetando potência nominal no sistema) – Tensões e Correntes no barramento do Gerador (Lado Delta do Transformador T1)

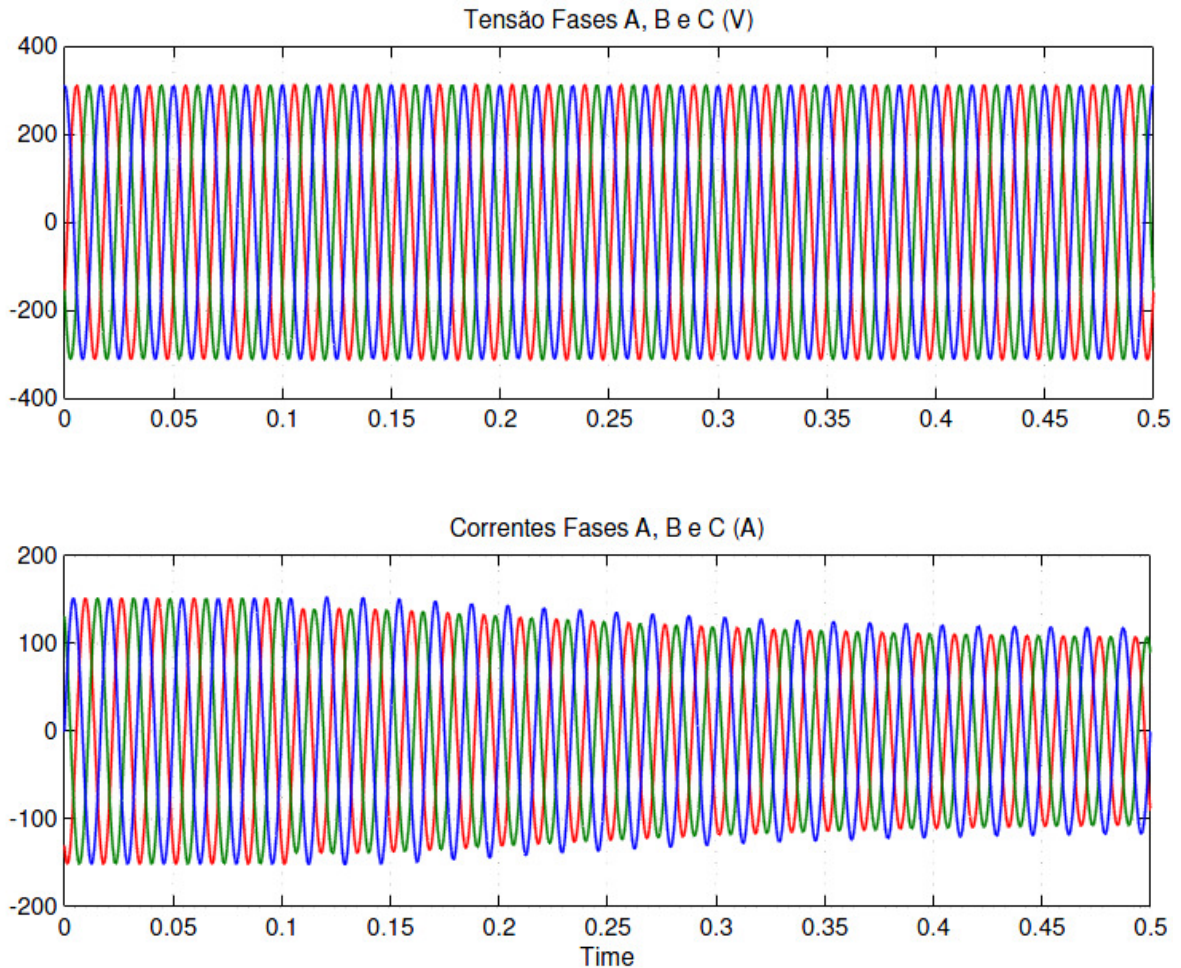




10. Cenário E8: Abertura fase A e B do disjuntor de interconexão (Gerador injetando potência nominal no sistema) – Tensões e Correntes do Lado Estrela do Transformador T1



11. Cenário E9: Abertura fase A do disjuntor de interconexão (Gerador injetando potência ativa nula no sistema) – Tensões e Correntes no barramento do Gerador (Lado Delta do Transformador T1)



12. Cenário E9: Abertura fase A do disjuntor de interconexão (Gerador injetando potência ativa nula no sistema) – Tensões e Correntes do Lado Estrela do Transformador T1

