

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

IMPACTO DA PROTEÇÃO DO TIPO CROWBAR DOS AEROGERADORES DE
INDUÇÃO DUPLAMENTE EXCITADOS NOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO DE
REDES DE DISTRIBUIÇÃO

PIEDY DEL MAR AGAMEZ ARIAS

DM 10 / 2016.

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
Abril/2016

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

IMPACTO DA PROTEÇÃO DO TIPO CROWBAR DOS AEROGERADORES DE
INDUÇÃO DUPLAMENTE EXCITADOS NOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO DE
REDES DE DISTRIBUIÇÃO

PIEDY DEL MAR AGAMEZ ARIAS

DM 10 / 2016.

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
Abril/2016

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

IMPACTO DA PROTEÇÃO DO TIPO CROWBAR DOS AEROGERADORES DE
INDUÇÃO DUPLAMENTE EXCITADOS NOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO DE
REDES DE DISTRIBUIÇÃO

PIEDY DEL MAR AGAMEZ ARIAS

Dissertação submetida à Banca
Examinadora do Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica da
UFPA para a obtenção do Grau de
Mestre em Engenharia Elétrica na área
de Sistemas de Energia.

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
Abril/2016

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da UFPA

Agamez Arias, Piedy Del Mar , 1987-
Impacto da proteção do tipo crowbar dos
aerogeradores de indução duplamente excitados nos
sistemas de proteção de redes de distribuição / Piedy
Del Mar Agamez Arias. - 2016.

Orientador: Marcus Vinicius Alves Nunes.
Dissertação (Mestrado) - Universidade
Federal do Pará, Instituto de Tecnologia,
Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica, Belém, 2016.

1. Turbinas eólicas - testes. 2. Geração
distribuída de energia elétrica. I. Título.

CDD 23. ed. 621.312136

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**“IMPACTO DA PROTEÇÃO DO TIPO CROWBAR DOS AEROGERADORES DE
INDUÇÃO DUPLAMENTE EXCITADOS NOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO DE
REDES DE DISTRIBUIÇÃO”**

AUTOR: PIEDY DEL MAR AGAMEZ ARIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À AVALIAÇÃO DA BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ E JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA

APROVADA EM 07/04/2016

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Marcus Vinicius Alves Nunes
(ORIENTADOR – UFPA)

Prof. Dr. Walter Barra Junior
(MEMBRO – PPGE UFPA)

Prof. Dr. Eduardo Tannus Tuma
(MEMBRO – FEEB UFPA)

VISTO:

Prof. Dr. Evaldo Gonçalves Pelaes
(COORDENADOR DO PPGE/UFPA)

DEDICATORIA

A Dios, al Cosmos y la Naturaleza por su energía de vida.

A mis familiares por su extraordinario e incondicional apoyo durante el curso de esta importante etapa de nuestras vidas.

AGRADECIMIENTOS

O deus e a minha família, que me permite sentir satisfação da minha existência com cada vivência durante as diferentes etapas da vida.

Ao *Programa de Alianzas para la Educación y la Capacitación - PAEC OEA/GCUB 2013* e a Universidade Federal do Pará, por me permitir continuar a minha formação acadêmica através do convenio com o Grupo Coimbra de Universidades Brasileiras.

A CAPES pelo financiamento o qual permitiu a realização da presente dissertação.

Ao meu orientador e os meus professores da Universidade Federal do Pará pelos conhecimentos repassados ao longo do curso de mestrado. Aos meus colegas do CEAMAZON por compartilhar dias de aulas e pesquisas misturados com brincadeiras que tornaram minha estadia agradável.

Especialmente, agradeço a minha família adotiva por me acolher e me permitir sentir através do seu apoio, que será extraordinário lembrar que morei em Belém do Pará.

RESUMO

A contínua incorporação de geração distribuída às redes de energia elétrica no mundo, a partir de fontes renováveis, tem contribuído positivamente no fornecimento de energia, na eficiência energética e na redução de gases poluentes. Apesar disso, novos desafios relacionados com as mudanças na qualidade da energia, a estabilidade do sistema e os níveis de curto circuito, dentre outros, continuam sendo alvo de pesquisas. O Brasil tem adicionado nos últimos anos uma importante quantidade de gigawatts às redes graças a conexão de grandes parques eólicos. Adicionalmente, as recentes possibilidades para que os consumidores se tornem pequenos geradores e troquem energia nas redes de distribuição, visa a conexão de outra quantidade de gigawatts. Diante disto, este trabalho apresenta as análises do impacto da atuação da proteção do tipo *crowbar* dos aerogeradores de indução duplamente excitados (DFIG) sobre os sistemas de proteção empregados nas redes de distribuição radiais, visando avaliar a influência que exerce sobre a coordenação das funções de proteção de sobrecorrente quando ocorrem faltas na rede. Para garantir este objetivo, avaliações das contribuições às correntes de curto-circuito do DFIGs ligados à rede durante perturbação, são efetuadas no software DIGSILENT Power Factory 14.1, sob a consideração de dois casos de operação do DFIG. Um deles contempla a não inserção da proteção do tipo *crowbar* e o outro considera a inserção desta proteção durante uma perturbação na rede. A estratégia para implantar a proteção do tipo *crowbar* estabelece a inserção de resistências ao circuito do rotor do DFIG quando forem ultrapassados limites de corrente no rotor e tensão no ponto de conexão. Os resultados obtidos fornecem informações relevantes relacionadas com as mudanças nos níveis de curto-circuito, as quais devem ser contempladas nos estudos prévios à conexão de novos DFIG, devido a importância que representam para coordenar as funções de proteção de sobrecorrente sob considerações dinâmicas e em regime permanente.

Palavras-Chave: Geração distribuída, DFIG, proteção do tipo *Crowbar*, sistemas de distribuição radial, sistemas de proteção, correntes de curto-circuito.

ABSTRACT

The continued incorporation of distributed generation from renewable sources to electricity networks in the world, has contributed positively in the energy supply, energy efficiency and reduction of polluting gases. Nevertheless, new challenges related to the variations in power quality, system stability, short circuit levels, among others, continue to be research. The Brazil has added in recent years an important amount of gigawatts to networks through the connection of large wind farms. In addition, recent possibilities for consumers to make small generators and exchange energy in the distribution network aims to connect another quantity of gigawatts. In this context, this work presents the analysis of the impact of Crowbar protection of double feed induction generator (DFIG) on protection systems used in radial distribution networks to evaluate its influence on the coordination of overcurrent protection functions when there are faults in the network. To reach this goal, assessments of contributions to short-circuit currents of DFIG connected to the grid during disturbance, was simulated in DIGSILENT Power Factory 14.1 software where two cases were considered. The first includes the non-inclusion of crowbar protection and the second considers the inclusion of this protection during a network disturbance. The strategy implemented on crowbar protection proposed the series resistance insertion in the rotor circuit when thresholds velocity, current in the rotor and voltage at the connection point, are exceeded. The results provide relevant short-circuit levels information that from now on must be considered during previous DFIG connection studies due to the importance they represent to coordinate overcurrent protection function under dynamic and steady state conditions.

Keywords: Distributed generation, DFIG, Crowbar protection, protection systems, radial distribution systems, short-circuit currents.

SUMARIO

LISTA DE FIGURAS	XIII
LISTA DE TABELAS	XIV
LISTA DE ABREVIATURAS	XV
LISTA DE SÍMBOLOS.....	XVI
CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Introdução	1
1.2 Revisão Bibliográfica	5
1.3 Objetivos.....	11
1.4 Estrutura do Trabalho	11
CAPÍTULO 2 - A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	13
2.1 Introdução	13
2.2 Tipos de Geração Distribuída	15
2.3 Impactos das GDs Conectadas as Redes de Distribuição.....	16
2.3.1 Mudanças nos níveis de tensão da rede	16
2.3.2 Qualidade da energia.....	17
2.3.3 Mudanças nos níveis das correntes de curto-circuito	18
2.3.4 Operação da rede	19
2.4 Condições para Acesso de GDs às Redes de Distribuição no Brasil	19
2.5 Conclusões	21
CAPÍTULO 3 - SISTEMAS EÓLICOS	22
3.1 Introdução	22
3.2 Sistemas Eólicos de Velocidade Fixa e Variável	23
3.3 Tecnologias de Aerogeradores	24
3.4 Modelagem de Aerogeradores de Indução Duplamente Excitados	28
3.4.1 Considerações na modelagem do DFIG	28
3.5 Controle do Aerogerador de Indução Duplamente Excitado.....	32
3.5.1 Estratégia de controle do conversor do DFIG	33
3.5.2 Estratégia de proteção do tipo <i>Crowbar</i>	38
3.6 Conclusões	40

CAPÍTULO 4 - SISTEMAS DE PROTEÇÕES DE SOBRECORRENTE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS.....	41
4.1 Introdução.....	41
4.2 Proteção com Relés e Religadores.....	44
4.3 Proteção com Fusível	46
4.4 Critérios de Coordenação de Proteções para Redes de Distribuição Radiais ..	47
4.4.1 Ajustes das funções de proteção de sobrecorrente e seleção do fusível	48
4.4.2 Coordenação de proteção orientada à seletividade.....	49
4.4.3 Coordenação de proteção orientada a salvar o fusível.....	50
4.5 Coordenação Relé-Religador-Fusível.....	51
4.5.1 Esquema Relé-Religador	52
4.5.2 Esquema Religador-fusível	52
4.6 Impacto da não Coordenação nos Indicadores de Qualidade DEC-FEC	54
4.7 Conclusões	55
CAPÍTULO 5 - ESTUDOS DE CASO	56
5.1 Introdução.....	56
5.2 Estudo de Caso: Rede IEEE 13 Node Test Feeder	57
5.2.1 Coordenação sob critérios à seletividade	58
5.2.2 Coordenação sob critérios a salvar o fusível	58
5.2.3 Integração do gerador DFIG	60
5.2.4 Avaliação do impacto do modo de operação do DFIG.....	63
5.2.5 Reavaliação da coordenação sob critérios a salvar o fusível	68
5.3 Estudo de Caso: Rede real de 13,8kV.....	68
5.3.1 Avaliação da coordenação sob critérios à seletividade.....	69
5.3.2 Avaliação da coordenação sob critérios a salvar o fusível.....	71
5.3.3 Impacto sobre os indicadores de qualidade do serviço	72
CAPÍTULO 6 - CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS.....	72
6.1 Conclusão	74
6.2 Trabalhos Futuros.....	75
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	76

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Potencial de geração de energia por tipo de fonte renovável	1
Figura 1.2 Acumulativo de conexão de mini e microgeração de consumidores à rede	3
Figura 1.3 Matriz energética brasileira cenário 2050: projeções BAU e FEE.....	4
Figura 2.1 Comparativo entre esquema de geração convencional (A) e geração distribuída (B).....	14
Figura 2.2 Comportamento da tensão em redes de distribuição sem e com GD.....	17
Figura 2.3 Variação do nível do curto-circuito ao longo do alimentador.....	18
Figura 2.4 Curva de capacidade a afundamentos de tensão – ONS Brasil	20
Figura 3.1 Classificação dos aerogeradores segundo a velocidade de rotação	23
Figura 3.2 Diagramas esquemáticos das tecnologias de aerogeradores.....	25
Figura 3.3 Diagrama de vectores para aplicar o controle do RSC	33
Figura 3.4 Diagrama de controle do RSC	35
Figura 3.5 Diagrama de controle do GSC.....	37
Figura 3.6 Circuito equivalente da máquina durante a inserção da proteção do tipo <i>crowbar</i>	38
Figura 3.7 Dados de entrada requeridos pela proteção <i>crowbar</i>	39
Figura 4.1 Relação entre o tipo da falta e a perda de sincronismo	42
Figura 4.2 Comportamento do curto-circuito ao longo do tempo.....	43
Figura 4.3 Curvas de operação utilizadas nas funções de proteção contra sobrecorrente	45
Figura 4.4 Curvas de operação de fusíveis de media tensão.....	47
Figura 4.5 Curvas de coordenação de proteção – Orientadas à seletividade.....	49
Figura 4.6 Curvas de coordenação de proteção – Orientadas a salvar o fusível.....	50
Figura 4.7 Esquema de proteção típico em redes de distribuição radiais	51
Figura 4.8 Rede radial com incorporação de DFIG	52
Figura 4.9 Avaliação do impacto do DFIG no esquema religador-fusível.....	53
Figura 5.1 Rede IEEE 13 node test feeder - Modificada	57
Figura 5.2 Curvas de coordenação de proteção com critério à seletividade.....	59
Figura 5.3 Curvas de coordenação de proteção com critério a salvar o fusível.....	60
Figura 5.4 Simulações dinâmicas – tensões nos terminados do DFIG	61
Figura 5.5 Simulações dinâmicas – correntes do DFIG caso A	61
Figura 5.6 Simulações dinâmicas – correntes do DFIG caso B	62
Figura 5.7 Simulações dinâmicas – Níveis de curto-circuito para diversas condições de operação ...	62
Figura 5.8 Impacto da integração do DFIG caso A sobre a coordenação à seletividade	64
Figura 5.9 Impacto da integração do DFIG caso A sobre a coordenação à salvar o fusível	65
Figura 5.10 Impacto da integração do DFIG caso B sobre a coordenação à seletividade	66
Figura 5.11 Impacto da integração do DFIG caso B sobre a coordenação à salvar o fusível	67
Figura 5.12 Rede real de 13,8kV	68
Figura 5.13 Área afetada pela falta a jusante a F1 – Coordenação seletiva.....	70
Figura 5.14 Área afetada pela falta a jusante a F1 – Coordenação para salvar o fusível.....	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1 Tempos de desligamento das GDs versus tensão no ponto de conexão	20
Tabela 4-1 Equações pela obtenção de curvas de operação.....	45
Tabela 4-2 Ajuste das funções de proteção de sobrecorrente de fases para alimentadores radiais...	49
Tabela 4-3 Equações para o cálculo dos indicadores de qualidade do serviço	54
Tabela 5-1 Dados de carga rede IEEE node test feeder	58
Tabela 5-2 Dados do aerogerador DFIG	60
Tabela 5-3 Dados de carga rede real de 13,8kV	69
Tabela 5-4 Indicadores DEC e FEC – análises para coordenação seletiva.....	70
Tabela 5-5 Indicadores DEC e FEC – análises para coordenação a salvar o fusível.....	72

LISTA DE ABREVIATURAS

DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DC	Corrente Direita
DFIG	Gerador de Indução Duplamente Excitado
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
GD	Geração Distribuída
GSC	Conversor do Lado da Rede
IGBT	Transistor Bipolar de Porta Isolada
PU	Por Unidade
RSC	Conversor do Lado do Rotor
SCR	Retificador Controlado de Silício
SIN	Sistema Interligado Nacional
ONS	Operador Nacional do Sistema

LISTA DE SÍMBOLOS

v_s	Tensão no estator
v_r	Tensão no rotor
$e,$	Tensão interna da maquina
$I_s,$	Corrente do estator
$I_r,$	Corrente do rotor
$R_r,$	Resistência do rotor
$R_s,$	Resistencia do estator
$X,$	Reatâncias de circuito aberto
$X',$	Reatância transitória
$L_s,$	Indutância de dispersão do estator
$L_{ss},$	Autoindutância dos enrolamentos do estator
$L_r,$	Indutância de dispersão do rotor
$L_{rr},$	Autoindutância dos enrolamentos do rotor
$L_m,$	Indutância mútua de magnetização entre o estator e o Rotor
$\omega_s,$	Velocidade angular elétrica do estator
$\omega_r,$	Velocidade angular elétrica do rotor
$\lambda,$	Fluxo de dispersão
$P,$	Potencia Ativa
$Q,$	Potencia Reativa
s e $r,$	Denotam subíndice para estator e o rotor, respectivamente
d e $q,$	Denotam eixo direito e em quadratura das transformadas de Park
I_f	Corrente de falta

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica tem sido tradicionalmente fornecida a partir de grandes usinas elétricas e levada aos consumidores finais através de sistemas de transmissão e distribuição, devido ao fato das usinas serem localizadas distantes dos usuários, mas próximos das fontes de produção.

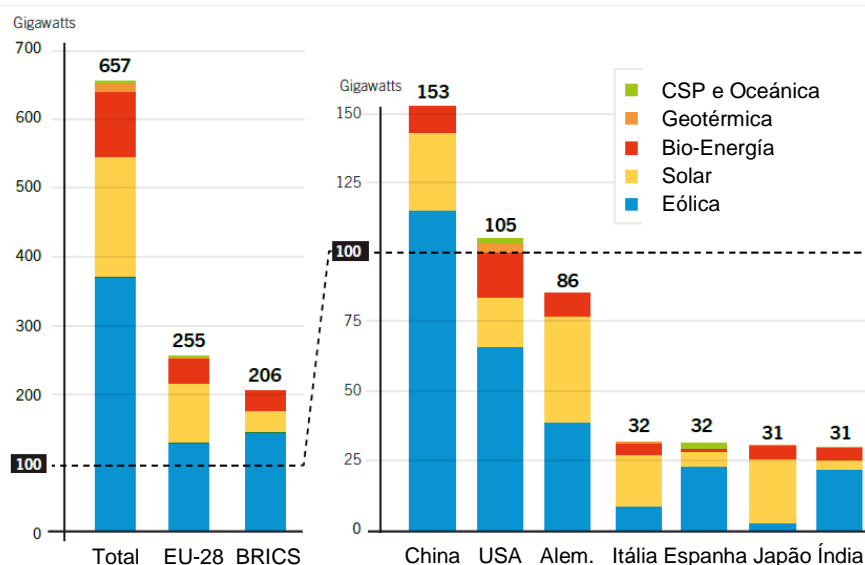
O transporte da energia é realizado a elevadas tensões, principalmente para a minimização de aspectos como: as perdas técnicas, os custos da infraestrutura elétrica, bitola exigidas dos cabos, dentre outros. Após do transporte, e a menores níveis de tensão, a energia é distribuída aos consumidores.

Nos últimos anos, no mundo, as matrizes energéticas, têm estado em constante mudança pela imperativa necessidade de se propor alternativas ou soluções para os problemas energéticos, ambientais e sociais que têm surgido como consequência da crescente demanda de energia, devido a elevada dependência e exigência dos consumidores atuais.

A relação entre o fornecimento e o consumo posicionou a energia como um bem indispensável à sociedade, sendo tão importante, que é contemplada dentro dos indicadores de competitividade expostos anualmente pelo Foro Econômico Mundial (WORLD ECONOMIC FORUM, 2015).

Por outro lado, a indispensável necessidade de minimizar a dependência de combustíveis fósseis e conseqüentemente, a redução de gases poluentes que contribuem ao aquecimento global, também forçaram que as alternativas propostas ante os problemas identificadas, dessem origem a investimentos e desenvolvimento de tecnologias para aproveitar as fontes de energia renováveis (luz solar, vento, correntes marinhas, dentre outras). A Figura 1.1 apresenta o potencial de geração de energia por tipo de fonte renovável, identificado a nível mundial.

Figura 1.1 Potencial de geração de energia por tipo de fonte renovável



Fonte: Adaptado de FOLEY et al. (2015).

O crescimento da demanda de energia no mundo vem incrementando em 1,5% anual durante os últimos anos. A geração de energia via combustíveis fósseis corresponde a 78,3%, 2,6% corresponde a forma nuclear e os 19,1% restantes por diversos tipos de geração a partir de fontes renováveis.

A China é o líder mundial em geração de energia com fontes renováveis. Na América Latina, o Brasil, é líder graças a sua adesão à geração, principalmente eólica. No entanto, foi o Uruguai quem atingiu a maior capacidade de geração de energia eólica per capita no mundo (WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION, 2015).

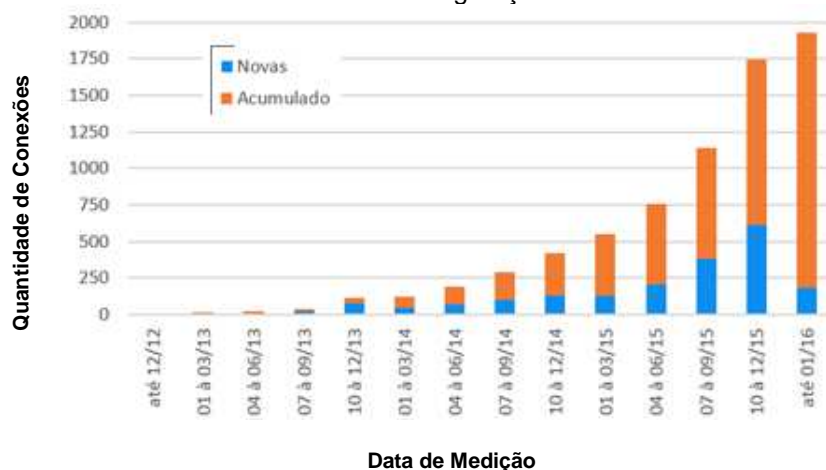
Apesar dos esforços ao nível mundial, ainda, 15% da população não tem acesso ou não recebe fornecimento de energia elétrica (FOLEY et al., 2015), devido ao custo que novos projetos exigem, tecnologias associadas aos geradores ou as dificuldades em eletrificar áreas com baixas cargas ou zonas geográficas significativamente acidentadas.

A localização geográfica do Brasil oferece privilégios pela implantação de novos pontos de geração a partir de fontes renováveis de energia. Embora a matriz energética do Brasil seja predominantemente hidráulica (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2015) os crescentes empreendimentos utilizando estas novas formas de geração têm figurado entre os mais importantes em termos de capacidade instalada, o que propicia uma significativa relevância dentro do planejamento do sistema elétrico. Esforços têm sido feitos no sentido de expandir as linhas de transmissão para conectar

os parques eólicos. Ainda assim, aproximadamente 340 Megawatts continuam aguardando para serem conectados à rede (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2015).

Por outro lado, aprimoramentos aprovados à resolução normativa Nº 482 de 2012 referente as compensações da energia elétrica, permitem que os consumidores se tornem pequenos geradores e troquem energia com a distribuidora local. As principais fontes escolhidas pelos consumidores têm sido a solar, a eólica e híbridos solar/eólica (ANEEL-NOTÍCIAS, 2015). A Figura 1.2 apresenta o comportamento das conexões de minigeração e microgeração dos consumidores à rede durante os últimos anos. Nota-se, que após da aprovação da resolução normativa Nº 482 de 2012, a conexão de novas GDs aumentaram significativamente.

Figura 1.2 Acumulativo de conexão de mini e microgeração de consumidores à rede

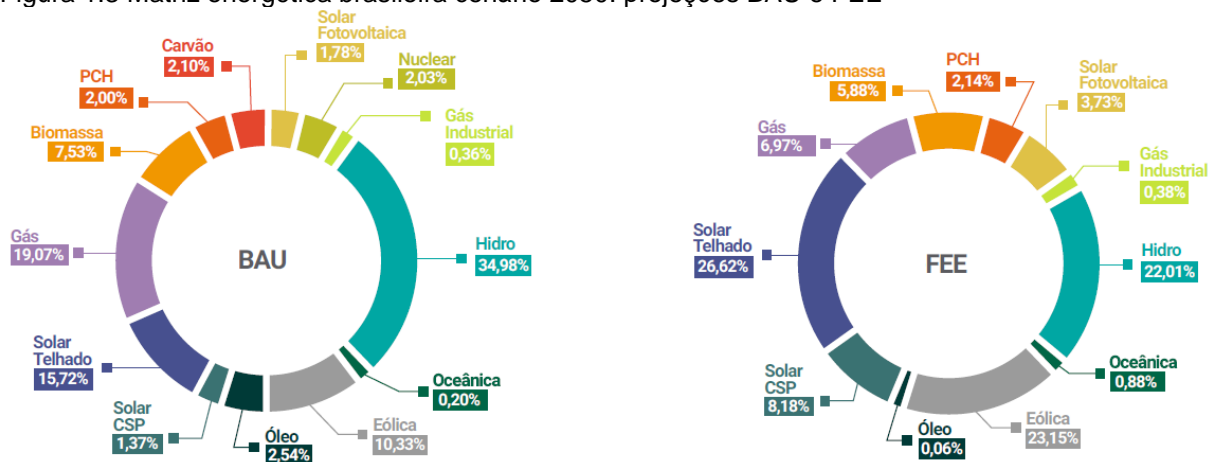


Fonte: Adaptado de ANEEL-NOTÍCIAS (2015).

Segundo GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (2015), o Brasil tem o objetivo de acrescentar anualmente dois gigawatts e participar com 12% da capacidade de geração de energia por volta do ano 2023. No entanto, estudos iniciados no Brasil em 2013 foram propostos para criar novos cenários energéticos com a participação de vários atores de forma a elaborar planos de longo prazo que contemplassem a diversificação da matriz energética, baseando-se em dois focos: (a) eficiência energética (FEE) e (b) medidas de redução de consumo sob a forma de um fator de eficiência energética (BAU) (PLATAFORMA CENÁRIOS ENERGÉTICOS, 2015).

A Figura 1.3 apresenta o planejamento da matriz energética brasileira até 2050, com visão na diversificação e quebra de paradigma do modelo centralizado. Nota-se as potencialidades das formas de energia eólica e solar.

Figura 1.3 Matriz energética brasileira cenário 2050: projeções BAU e FEE



Fonte: Adaptado de PLATAFORMA CENÁRIOS ENERGÉTICOS (2015).

A incorporação de geração de energia a partir das fontes renováveis na matriz energética do Brasil oferece vantagens apropriadas pela redução de gases poluentes e eficiência energética. Mas, tais incorporações, têm imposto aos planejadores e operadores do SIN, novos desafios promovidos pela mudança de um esquema de geração centralizada para geração distribuída, obrigando-os a reavaliar aspectos como qualidade da energia, harmônicos, estabilidade do sistema, níveis de curto-circuito em alguns pontos da rede dentre outros aspectos (JENKINS et al., 2000).

Sob estas circunstâncias e, levando em conta especificamente o contínuo crescimento da geração eólica no Brasil, o ONS estabeleceu requisitos pela conexão à rede de parques eólicos com tecnologias de geradores de indução duplamente excitados, mais conhecidos como “*Doubly Fed Induction Generator- DFIG*”. Estes requisitos estão voltados a garantir a qualidade no fornecimento do serviço, visando melhorar a capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão dos geradores durante perturbações na rede (ONS-SUBMÓDULO 3.6, 2010).

A geração eólica é uma tendência mundial. Segundo FOLEY et al. (2015) e GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (2015), a capacidade instalada de energia eólica alcançou aproximadamente 370 gigawatts em 2014, dos quais o Brasil contribuiu com uma adição de 2,5 gigawatts, posicionando-se dentro dos cinco primeiros países que a adicionou às redes. Foi superado apenas pela China, Alemanha e Estados Unidos.

As vantagens que a geração eólica oferece têm impulsionado a sua integração à rede. No caso dos DFIG, a sua configuração oferece algumas vantagens adicionais em relação às outras tecnologias pois, utilizam conversores com potenciais na faixa

de 25 a 30% da potência nominal da máquina e podem contribuir com o controle da potência reativa quando a máquina é integrada à rede elétrica (NUNES, 2003).

Por outro lado, apresentam desvantagens operacionais diante perturbações com afundamentos de tensão que afetam a barra de geração, pois nesta condição há aumento nas correntes no rotor da máquina e nas tensões do RSC, o que pode ocasionar danos aos componentes (MORREN e DE HAAN, 2005). Tal situação piora ainda mais porque os procedimentos atuais estabelecem a permanência do gerador durante afundamentos seguindo a “*Ride-Through Capability*” (ONS-SUBMÓDULO 3.6, 2010; IEEE STD 1547, 2009).

Para minimizar o impacto das correntes e tensões experimentadas pelo rotor e conversor durante afundamentos de tensão, é geralmente implantado nos DFIG o esquema de proteção do tipo *crowbar*. A atuação desta proteção propõe a inserção de resistências no circuito do rotor sempre que forem ultrapassados os limites de velocidade da máquina, tensão e corrente nos enrolamentos do rotor e/ou tensão terminal da máquina, dentre outros.

Neste sentido, este trabalho aborda e avalia o impacto da atuação da proteção do tipo *crowbar* dos DFIG sobre os sistemas de proteção de redes de distribuição radiais, sob condições de curto-circuito.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nos últimos anos, diversas pesquisas foram realizadas para avaliar o impacto da integração de GDs nas mudanças dos níveis das correntes de curto-circuito e consequentemente na operação dos sistemas de proteção das redes elétricas. Os estudos e pesquisas consideraram aspectos como o desenvolvimento de modelos e estratégias de controle sobre os aerogeradores DFIG, a localização ótima das GDs, a troca de dispositivos de proteção, a implantação de estratégias sistêmicas de controle e estratégias para limitar as contribuições das correntes de curto-circuito por parte das GDs, dentre outros.

GOMEZ et al. (2013), estudou o impacto da integração de GDs à rede sobre a qualidade da potência e os sistemas de proteção, e propõe uma metodologia para avaliar o comportamento do fusível ante os ciclos de conexão/desconexão do

religador, no esquema religador-fusível. Para isso considera análises termoelétrica, ou seja, os tempos de esfriamento e aquecimento do fusível.

NURO e ARSOY (2008), analisaram os impactos da integração das GDs à redes de distribuição radiais e malhadas sobre os perfis de tensão e níveis de curto-circuito, variando a localização e o nível de penetração das GDs.

ARRITT e DUGAN (2015), apresentaram informação real obtida de empresas do sector elétrico, referente aos impactos experimentados após da ligação das GDs, na que identificam principalmente, problemas de sobretensões que pioram quando ocorrer isolamento.

KENNEDY, CIUFO e AGALGAONKAR (2016), exploraram os impactos de grandes penetrações de GD nas redes de distribuição e faz uma revisão crítica das estratégias e critérios de proteção. Além disso, recomendam esquemas de proteções dinâmicos com funções de distância para minimizar o número de dispositivos e implementação de funções de proteção ao deslocamento do neutro para detectar faltas de alta impedância (dependendo da conexão do transformador). Esquemas de comunicações podem ser empregados como ferramentas para monitorar o esquema de proteção e minimizar os tempos de disparo, ainda assim, tais esquemas devem garantir a operação para qualquer perturbação na rede, mesmo que ocorra uma falta dos esquemas de comunicações.

ABDEL-GHANY et al. (2015), propus avaliar a localização ótima e níveis de penetração permitidos pela incorporação de GDs, empregando algoritmos genéticos para minimizar os impactos sobre as correntes de curto-circuito e melhorar os níveis de tensão. A otimização considera dois aspectos principais: os níveis de tensão e o esquema de proteção. Análises efetuadas indicaram que existem aspectos técnicos que influenciam na localização das GDs. Deste modo, a otimização dependerá das estratégias empregadas pelas concessionárias e a topologia da rede.

KHATOD, PANT e SHARMA (2013), empregaram técnicas de programação evolutiva para determinar a localização ótima de GDs em redes de distribuição radiais, implementando técnicas probabilísticas, incertezas associadas aos recursos renováveis e de requerimentos de carga.

PANDI, ZEINELDIN e XIAO (2013), abordaram o problema de otimização pela localização das GDs baseadas em geradores síncronos e em inversores, para maximizar os níveis de penetração a partir da consideração dos harmônicos e os limites de coordenação da proteção.

GOMIS-BELLMUNT et al. (2008), expôs a importância de controlar a operação dos DFIG ante a afundamentos desequilibrados de tensão. Para isto, propõe que os modelos de controle dos conversores sejam trifásicos. Os resultados obtidos durante as simulações indicam que a metodologia é apropriada e responde positivamente a comportamentos equilibrados e desequilibrados no sistema.

ZHOU et al. (2009), analisou o comportamento do DFIG durante condições de desbalanços de tensão na rede para propor controlar o conversor a partir das componentes de sequência positiva e negativa da corrente. Além disso, desenvolve um método para separar as componentes da corrente em tempo real.

YANG et al. (2012), apresentou uma estratégia de controle para implementar nos conversores, na qual o RSC permite a transformação em energia cinética da energia que libera a máquina durante afundamentos de tensão devido a perturbações na rede. Para o GSC se propõe introduzir uma compensação que permita suavizar as flutuações da tensão do link-DC. Quando a velocidade do rotor aumenta ultrapassando o limiar, o controle de passo da turbina pode ser ativado para minimizar a extração de energia do vento, então pode-se limitar o excesso de velocidade existente no rotor. A estratégia foi contrastada com a estratégia de proteção do tipo *crowbar* e os resultados mostraram que a proposta melhora o comportamento do DFIG e contribui com manutenção da rede durante as perturbações.

KONG et al. (2014), recomendou um método para análises de faltas não severas na qual a atuação do proteção do tipo *crowbar* dos DFIG não é ativada. Nestes casos, o RSC tem uma importante influência nas características das correntes com que contribui o DFIG durante o curto-circuito. Dos resultados obtidos identificaram que tais correntes caracterizam-se por: resposta dinâmica do DFIG diferente da resposta do gerador síncrono convencional; não possui componente de frequência fundamental amortecida mas uma componente contínua amortecida; componente de corrente contínua que amortece e é aproximadamente proporcional ao afundamento da tensão provocado pela perturbação; constantes de tempo de amortecimento que dependem da resistência e indutância do estator, dentre outros aspectos.

LIMA et al. (2009), apresentou uma técnica de controle para melhorar a capacidade a sobrevivência dos DFIG diante de afundamentos de tensão. Afundamentos severos de tensão resultam de faltas próximas ao ponto de acoplamento à rede, provocando incrementos nos níveis das correntes do rotor e o estator. A proposta recomenda a retroalimentação das correntes do estator no ponto

da corrente de referência do RSC quando se apresenta o afundamento. Então, o conversor sintetiza as informações e, no rotor, geram-se correntes que se refletirão no estator com igual forma de onda, mas em oposição fase oposta da corrente registrada durante o afundamento, reduzindo as sobrecorrentes no estator e conseqüentemente no rotor.

MORREN e DE HAAN (2005) analisaram o impacto da proteção do tipo *crowbar* dos DFIG quando estão ligados à rede durante afundamentos de tensão produzidos por perturbações. Ele propõe uma estratégia de controle baseada *Internal Control Model* que avalia o comportamento das correntes da máquina quando a proteção *crowbar* é inserida sem desligar o conversor. Resultados obtidos evidenciam que a operação normal é retomada sem a necessidade de sincronização do conversor centos de milissegundos após da perturbação.

YAZDANPANAHI, LI, e XU (2012), expuseram uma estratégia de controle para implementar em GDs baseadas em inversores que limita as contribuições às correntes curto-circuito durante uma falta, dependendo do nível de tensão no ponto de conexão da GD à rede. A estratégia é proposta para mitigar o impacto que impõem as GDs sobre os sistemas de proteções e a própria coordenação. Além disto, leva em conta a importância do esquema religador-fusível, o qual é um dos esquemas mais comuns em redes de distribuição radiais. A estratégia foi avaliada para diferentes níveis de penetração das GDs.

RAJAEI et al. (2014), apresentou uma técnica para administrar as correntes de curto-circuito (FCM) em um sistema de distribuição radial com GDs baseadas em inversores, que permite um controle efetivo sobre tais correntes. Sendo a magnitude e o ângulo da corrente de saída do inversor parâmetros controláveis, é o ângulo o parâmetro empregado nesta proposta para avaliar a contribuição das correntes. Sob este conceito determina-se o ângulo de fase apropriado para neutralizar as contribuições por parte da GD. RAJAEI e SALAMA, (2015), também avaliaram a técnica para GDs baseadas em geradores síncronos, obtendo ótimos resultados na neutralização das contribuições as correntes de curto-circuito.

HOOSHYAR, AZZOUZ e EL-SAADANY (2014), analisaram o funcionamento de dispositivos com funções de proteção contra sobrecorrente direcionais diante curto-circuito trifásico, quando há um DFIG é ligado às rede. A polarização dos dispositivos direcionais está estreitamente relacionada com a frequência e nos DFIGs podem

variar em função da velocidade do vento. Então, propõem um método para classificar as correntes de falta segundo as características das formas de onda.

ZEINELDIN et al. (2013), desenvolveu uma proposta para obter um índice de coordenação de proteção (PCI) para redes com topologia malhada na qual se tem implementados dispositivos com função de proteção contra sobrecorrente direcionais, a partir da identificação dos máximos níveis de penetração das GDs que provocam mudanças críticas no tempo de coordenação entre os dispositivos da rede. Além disso, foi avaliada a influência da localização das GDs sobre a coordenação das proteções. ZEINELDIN et al. (2015), propôs uma configuração dual dos dispositivos com função de proteção contra sobrecorrente direcionais em sistemas malhados, para reduzir os tempos de atuação dos relés. A configuração dual indica que os dispositivos terão uma curva de operação para faltas a jusante e outra para faltas a montante.

PETIT, LE PIVERT e GARCIA-SANTANDER (2010), consideraram a implementação de algoritmos que empregam análises por componentes simétricas para eliminar a exigência de referência de tensão dos relés direcionais implementados em redes de distribuição radiais quando ligadas GDs. Um dos algoritmos determina a relação entre correntes de sequência negativa e sequência zero (I_2/I_0) na frequência fundamental. Outro algoritmo determina a relação entre a corrente de sequência zero e de sequência positiva (I_0/I_1) no quinto harmônico. Com estas relações, definem-se as regiões que os dispositivos de proteção consideram a montante e a jusante.

CHAITUSANEY e YOKOYAMA (2008), propuseram um método para determinar o valor máximo de penetração da GD e prevenir a degradação da qualidade do serviço pela atuação não coordenada do esquemas de proteção religador-fusível.

WALLING et al. (2008), abordou vários aspectos dos sistemas que são afetados ao ligar GDs às redes, tais como: perfis de tensão; detecção de faltas e coordenação no esquema religador-fusível. Dentre os aspectos afetados identificaram-se, os danos a equipamentos, a diminuição da qualidade do serviço, os incrementos nos tempos de restauração após da perturbação e os riscos potenciais pela segurança do trabalhador de manutenção de redes.

CARDOSO, MARCHESAN e GUTIERRES (2014), desenvolveram uma metodologia para identificação de margens críticas de coordenação em esquema religador-fusível em tempo real, ao considerar GDs ligadas à rede. Uma vez identificada a criticidade no tempo de coordenação, são desligados da rede aquelas

GDs que contribuem significativamente às correntes de falta, reduzindo-a a níveis satisfatórios e garantindo a coordenação da mesma.

SALLES et al. (2010), abordou análises dinâmicas nos DFIGs ligados à rede, que estiveram focadas a determinar os impactos do valor da resistência da proteção do tipo *crowbar* na estabilidade. A inserção deste tipo de proteção no circuito do rotor permite o controle da tensão terminal pelo fato de inserir resistências que reduzem o consumo de potência reativa. Os resultados indicam que a manutenção do DFIG ligado à rede durante os afundamentos, obriga a obter um valor que deve ser suficientemente alto para garantir o menor consumo de potência reativa por parte da máquina se a falta se apresenta distante do DFIG, mas suficientemente baixo se a falta apresenta-se perto do DFIG.

MORREN e DE HAAN (2007), analisaram o comportamento dos DFIG e dos geradores de indução em gaiola durante curto-circuito para determinar o valor das contribuições e estabelecer um valor de resistência de *crowbar* a partir da máxima tensão permitida no rotor da máquina, considerando que o valor de resistência da proteção deve ser suficientemente grande para limitar as correntes no rotor, ao mesmo tempo que suficientemente pequena para evitar sobretensões no circuito do rotor, pois elevadas tensões provocarão danos nos componentes dos conversores.

ZHANG, JIN e ZHAN (2011), exploraram um método para inserir e retirar a proteção do tipo *crowbar*, na qual, a inserção da proteção depende da tensão do link-DC e a retirada depende da constante de tempo de amortecimento da componente DC do estator. O controle proposto ao conversor ligado ao rotor considera o cálculo da resistência da proteção em função da máxima corrente permitida nos enrolamentos do rotor e de um valor de tensão de funcionamento do link-DC.

HU, ZOU e KANG (2014), avaliaram a otimização do valor da resistência da proteção do tipo *crowbar* a partir da: influência das condições pré-falta das correntes do rotor e a influência do valor da resistência sobre as correntes do rotor e o estator durante uma perturbação.

YANG et al. (2015), propôs que a proteção do tipo *crowbar* fora implementada com dispositivos SCR ligados em conexão delta às resistências de inserção. A adoção tradicional de dispositivos IGBT neste tipo de proteção aumenta os custos da implementação da estratégia e injeta harmônicos prejudiciais durante o transitório. No entanto, dispositivos SCR podem ser ativados quase que instantaneamente, o que reduz os efeitos dos harmônicos presentes durante a comutação. Resultados

experimentais evidenciam a rapidez na ativação e desativação dos SCR quando comparados com a comutação natural.

1.3 OBJETIVOS

Analisar o impacto da atuação da proteção do tipo *crowbar* dos aerogeradores de indução duplamente excitados (DFIG) nos sistemas de proteção de redes de distribuição radiais e avaliar a influência que este tipo de proteção exerce sobre a coordenação dos esquemas de proteção de sobrecorrente, quando há perturbações na rede é o objetivo deste trabalho.

Para garantir este objetivo, as avaliações das contribuições nas correntes de curto-circuito por parte dos DFIG, quando estão ligados à redes de distribuição radiais são analisadas considerando dois casos: não inserção e inserção da proteção do tipo *crowbar*. A estratégia pela inserção desta proteção contempla, na sua ativação, a inserção de resistências no circuito do rotor caso seja ultrapassado o limite de corrente do rotor, velocidade de operação da máquina ou tensão no ponto de conexão durante uma perturbação na rede. Após a normalização o esquema é desativado.

As informações obtidas nas avaliações da influência do comportamento dinâmico dos DFIG na coordenação dos esquemas de proteção e mudanças nos níveis de corrente de curto-circuito de redes de distribuição radiais permitem avaliar novos casos durante os estudos prévios à conexão de aerogeradores, tais como análise da coordenação de proteção sob condições dinâmicas e em regime permanente.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Esta dissertação está estruturada em seis capítulos resumidos a seguir.

O capítulo 1 apresenta uma introdução sobre o tema e a importância do assunto proposto. Igualmente, abrange informações coletadas da revisão bibliográfica das principais fontes de pesquisa identificadas na área. Finalmente, se estabelece o objetivo deste trabalho.

O capítulo 2 aborda a temática da geração distribuída, os principais tipos de fontes de geração e os impactos do acesso das GDs nas redes de distribuição. Também, apresenta-se informação relacionada com as condições de acesso das GDs às redes no Brasil e a importância da manutenção da geração distribuída diante afundamentos ou elevações de tensão.

O capítulo 3 apresenta a informação específica de geração distribuída a partir de sistemas eólicos. Nele, são enfatizadas as principais tecnologias de aerogeradores, características, vantagens e desvantagens, modelagem dinâmica do DFIG e a estratégia a empregar para a inserção da proteção do tipo *crowbar*.

O capítulo 4 detalha as funções de proteção empregadas em redes de distribuição radiais. Os critérios de proteção e considerações na coordenação também são enfatizados nesse trabalho. Além disso, se indica a relação entre a coordenação de proteções e os indicadores de qualidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora).

O capítulo 5 aborda os estudos de caso utilizados para avaliar o impacto da não inserção e inserção da proteção do tipo *crowbar* dos DFIG sobre os sistemas de proteção quando há uma perturbação na rede. Este capítulo contém os resultados e as análises obtidas das simulações desenvolvidas.

O capítulo 6 apresenta as conclusões gerais obtidas das análises efetuadas no trabalho. Finalmente, são sugeridas propostas para trabalhos futuros envolvendo o tema da dissertação.

CAPÍTULO 2

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.1 INTRODUÇÃO

Antigamente, a energia elétrica era fornecida aos consumidores a partir de afastadas centrais de geração e através dos sistemas de transmissão e distribuição. No entanto, durante os últimos anos, tem-se desenvolvido um significativo interesse em conectar diretamente às redes de distribuição, geradores com diversos tipos de fontes. Estes geradores representam pequenas plantas instaladas próximas aos consumidores, dotadas de equipamentos de medida, controle e comando que permitem sua operação.

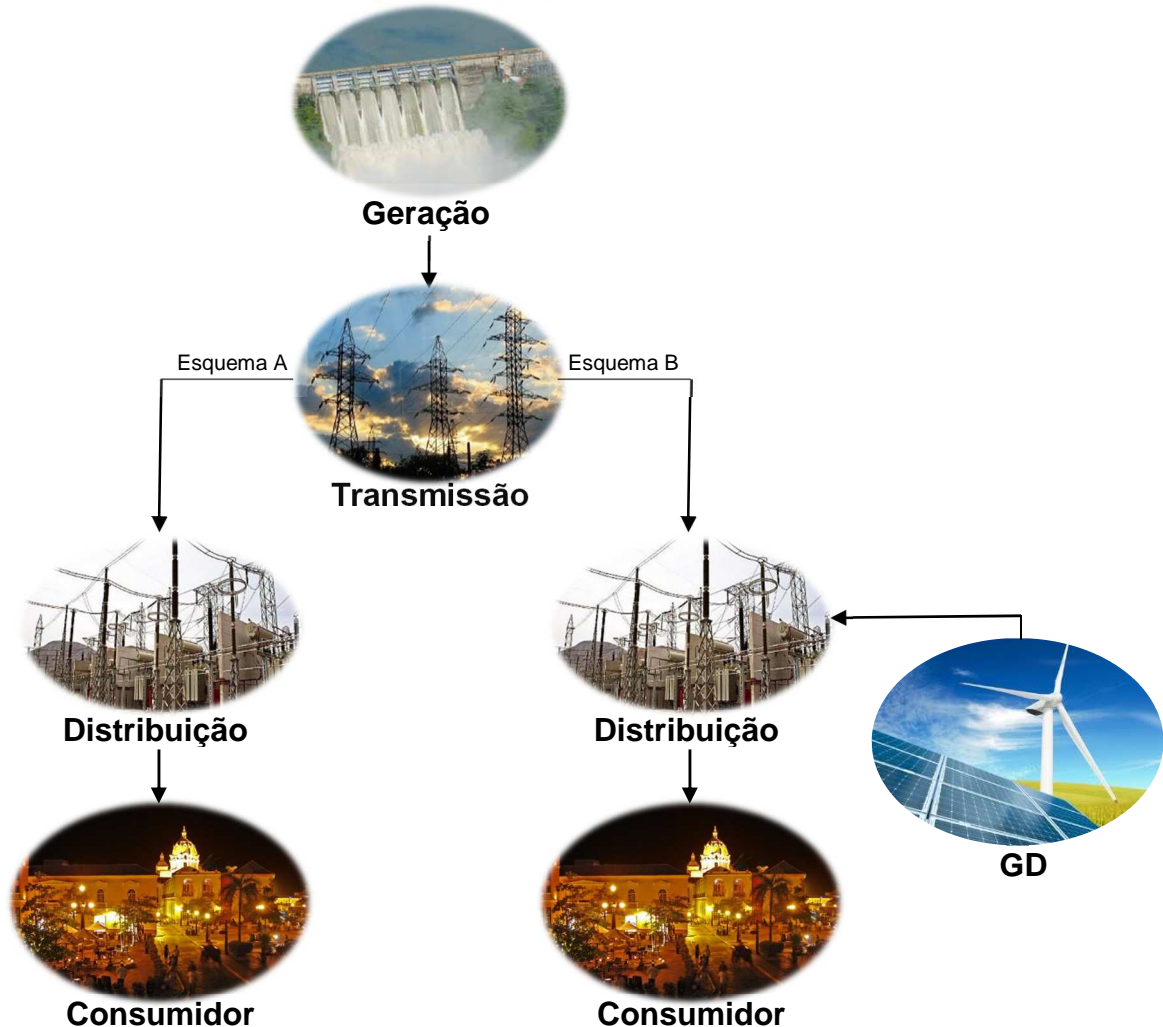
Nos esquemas convencionais, geralmente o nível de distribuição é planejado para permitir o fluxo da potência em um único sentido. Nos esquemas de geração distribuída podem-se apresentar duas modalidades: sistemas isolados que energizam locais remotos onde não se tem acesso ao serviço convencional e, frequentemente, sistemas interligados à rede no nível de distribuição. A Figura 2.1 apresenta o esquema comparativo entre a geração convencional e a geração distribuída interligada à rede.

Dentro dos principais aspectos que contribuíram com o aumento da penetração das GD nos sistemas elétricos (JENKINS et al., 2000), tem-se: as reduções de emissões de gases CO₂, a eficiência energética, a diversificação da matriz energética, a necessidade de fornecer energia ininterruptamente à população, dentre outras.

O interesse em enfrentar problemas de mudanças climáticas têm impulsionado os apoios para o desenvolvimento e pesquisa em projetos que contemplem a geração de energia a partir de fontes renováveis. Além disso, as GDs constituem uma alternativa para o fornecimento de energia sem a necessidade da expansão das redes de transmissão, pelo fato delas se ligarem diretamente às redes de distribuição. A pesar disto, a contínua integração destas GDs também tem provocado a reavaliação

dos conceitos e critérios de planejamento e operação das redes elétricas (GOMEZ et al., 2013) pois, cada tipo de fonte possui características particulares que impactam sobre a rede.

Figura 2.1 Comparativo entre esquema de geração convencional (A) e geração distribuída (B)



Fonte: Autor.

O esquema de geração distribuída tem contribuído como uma solução a problemas evidenciados nos esquemas de geração convencional. A cada dia torna-se mais difícil e menos efetivo a expansão do sistema para fornecer energia aos consumidores com baixos níveis de carregamento e, geralmente, mais afastados dos grandes centros de carga. A razão principal é que o investimento, os custos operacionais e de manutenção das novas linhas não são compensados pelo preço da energia a fornecer. É por isso que a geração distribuída em vários pontos e com fontes locais, oferece uma opção para fornecer energia em pontos remotos, cuja conexão à

rede apresenta dificuldades econômicas e ambientais quando comparada com o esquema de geração convencional.

Neste contexto, aborda-se neste capítulo a revisão dos tipos de geração distribuída incorporados nas redes, os impactos que impõe a ligação das GDs e as condições de acesso às redes de distribuição no Brasil.

2.2 TIPOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Geralmente, a geração distribuída de energia é identificada a partir da fonte primária, tais como a luz solar, o vento, a água, correntes marinhas, dentre outras. Dependendo do sistema e tecnologias implantadas pela conversão da energia, os tipos de fontes mais comuns são (FOLEY et al., 2015):

- Biomassa: aproveita a matéria de origem vegetal e animal, como o bagaço de cana de açúcar, o álcool e óleos vegetais, para produzir energia elétrica. A produção de energia a partir desta fonte aumentou em 5% no ano de 2014, o que representou 14% da geração de energia com fontes renováveis, tendo sido impulsionada por países como Estados Unidos, Brasil, Alemanha e China.

- Geotérmica: aproveita o calor do interior da terra para produzir energia elétrica. A produção de energia a partir desta fonte aumentou em 2% no ano 2014, o que representou 3,6% da geração de energia com fontes renováveis, tendo sido impulsionada por países como Estados Unidos, Filipinas, Indonésia e México.

- Pequenas Centrais Hídricas - PCH: utiliza fontes de água para produzir energia elétrica em pequena escala. A produção de energia a partir desta fonte aumentou em 3,6% no ano de 2014, o que representou 0,2% da geração de energia com fontes renováveis, tendo sido impulsionada por países como China, Brasil, Estados Unidos, Canadá e Rússia.

- Oceânica: é a energia elétrica gerada através do movimento das correntes marinhas. A produção de energia a partir desta fonte representou 0,4% da geração de energia com fontes renováveis, tendo sido impulsionada por países como China, Brasil, Estados Unidos, Canadá e Rússia.

- Sistemas Fotovoltaicos: aproveita os raios solares que, incidindo sobre painéis fotovoltaicos convertem energia solar em elétrica. A produção de energia a partir desta fonte aumentou em 29% no ano de 2014, o que representou 28% da geração de

energia com fontes renováveis, tendo sido impulsionada por países como Alemanha, Itália, Bélgica, Grécia e Japão.

- **Sistemas Eólicos:** aerogeradores convertem a força do vento captado, em energia elétrica. A produção de energia a partir desta fonte aumentou em 16% no ano de 2014, o que representou 56% da geração de energia com fontes renováveis, tendo sido impulsionada por países como China, Alemanha, Estados Unidos, Brasil e Índia.

Para estudos de integração à rede elétrica, é apropriado considerar as diversas fases utilizadas para integrar estes tipos de geração à rede e as características de operação de cada uma delas. Neste sentido, identifica-se a seguinte classificação:

- **GDs baseadas em inversores:** estas GDs entregam energia à rede através de um inversor. São os sistemas fotovoltaicos e microturbinas.
- **GDs baseadas em Máquinas Síncronas:** estas GDs entregam energia à rede através de um gerador síncrono. São os sistemas a diesel, a gás e eólicos.
- **GDs baseadas em Máquinas de Indução:** estas GDs entregam a energia elétrica à rede através de gerador de indução. São os sistemas eólicos.
- **GDs baseadas Máquinas Síncronas de Ímã Permanente:** estas GDs entregam energia à rede através de gerador síncrono de ímã permanente. São as pequenas centrais hidroelétricas - PCH.

2.3 IMPACTOS DAS GDs CONECTADAS AS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A implantação das GDs nas redes de distribuição tem contribuído para a solução de problemas relacionados ao fornecimento de energia com as fontes tradicionais tais como os custos dos recursos energéticos e, principalmente, os impactos ambientais. Isso faz com que a GD se torne uma alternativa promissora.

Apesar das numerosas vantagens que essa forma de geração possui, têm sido identificados alguns impactos negativos sobre o planejamento e operação da rede elétrica devido ao novo esquema de distribuição de energia, no qual, o fluxo deixa de ser radial, perdendo-se assim o conceito de unidirecionalidade (ANAYA-LARA et al., 2009; JENKINS et al., 2000).

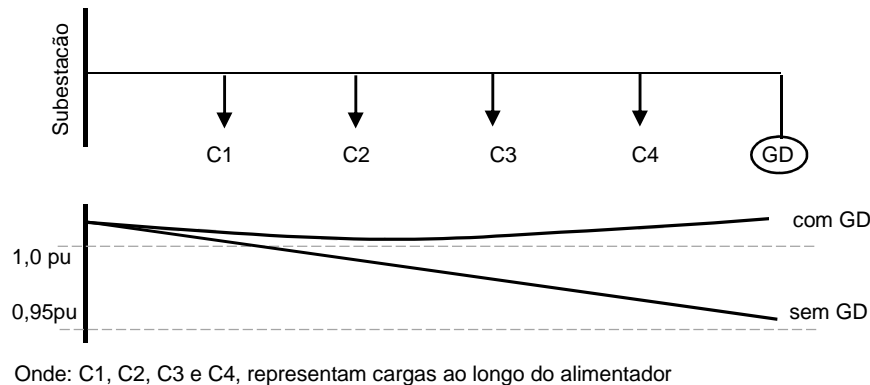
A seguir, são apresentados os principais aspectos que impactam nas redes de distribuição devido a conexão de GDs.

2.3.1 MUDANÇAS NOS NÍVEIS DE TENSÃO DA REDE

Geralmente, nas redes de distribuição com características radiais a tensão em qualquer ponto dos alimentadores depende do ajuste do TAP do transformador na subestação. Portanto, ao longo do caminho há quedas de tensão devida às próprias cargas e ao efeito Joule.

A incorporação de GDs nas redes radiais propicia mudanças no fluxo do alimentador e, conseqüentemente, na tensão ao longo do mesmo (NURO e ARSOY, 2008; WALLING et al., 2008), o que melhora os perfis de tensão dependendo da localização da GD e do modo de operação (KHATOD, PANT e SHARMA, 2013). A Figura 2.2 ilustra este comportamento.

Figura 2.2 Comportamento da tensão em redes de distribuição sem e com GD



Fonte: Autor.

Por outro lado, deve-se levar em conta que as concessionárias de energia são obrigadas a garantir algumas exigências no fornecimento energia (ANEEL-PRODIST MÓDULO 8, 2016). Dentre tais exigências encontra-se o nível da tensão, o qual, em regime permanente, deve permanecer entre limites adequados. Isso compromete ainda mais, as análises das mudanças nos perfis de tensão das redes de distribuição que incorporam as GDs de forma a evitar sobretensões.

2.3.2 QUALIDADE DA ENERGIA

As GDs produzem harmônicos gerados pelos próprios componentes semicondutores que compõem equipamentos das próprias GDs (GOMEZ et al., 2013). Quando conectadas à rede, podem propiciar problemas relacionados à qualidade da

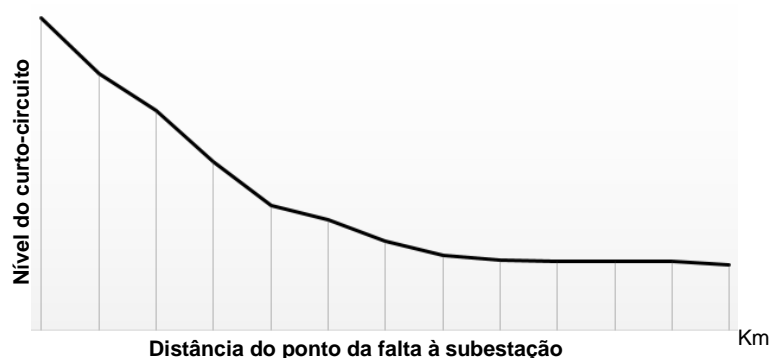
energia, principalmente as variações das tensões transitórias na rede, a distorção harmônica e a cintilação de luz (flicker).

As manifestações de tensões transitórias estão relacionadas com a presença de curto-circuito ou faltas na rede. A distorção harmônica dependerá do tipo de conversor/inversor ligado à rede e da estratégia de controle implantada. Ainda assim, ressalte-se que cada GD impõe seu próprio impacto na qualidade da energia porque em alguns casos estes se acentuam, em outros se atenuam. A cintilação pode ser provocada por irregularidades nas variações da velocidade de geradores de ciclo térmico. Entretanto, para os aerogeradores, ela se deve aos efeitos de sombreamento (GOMEZ et al., 2013).

2.3.3 MUDANÇAS NOS NÍVEIS DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

As redes de distribuição são geralmente radiais e os sistemas de proteção estão configurados a partir da consideração de que o fornecimento de energia ocorre a partir da subestação. Isso implica que o nível de curto-circuito nas redes radiais é determinado ou delimitado pela subestação ao qual está ligada a rede e cuja tendência é decrescente ao longo da rede devido a corrente fluir em só um sentido. A Figura 2.3 ilustra este comportamento.

Figura 2.3 Variação do nível do curto-circuito ao longo do alimentador



Fonte: Autor.

No entanto, a incorporação de GDs nas redes de distribuição pode alterar estas considerações e conseqüentemente provocar problemas na coordenação dos sistemas de proteção que, finalmente, afetarão os consumidores da energia. Ainda que os impactos das GDs nas redes dependam do tamanho, da localização e do nível de penetração (KHATOD, PANT e SHARMA, 2013), em alguns pontos da rede, a

integração pode se tornar crítica pelas restrições técnicas dos elementos da rede e pelos requisitos de manutenção das GDs de forma a contribuir com o comportamento da mesma durante uma perturbação (CELPA NT 31.021, 2015; IEEE STD 1547, 2009).

2.3.4 OPERAÇÃO DA REDE

A incorporação de GDs às redes nos obriga a reavaliar os critérios de operação das redes de distribuição devido ao fato dos alimentadores possuírem um ou vários pontos com fornecimento de energia, impactando no planejamento dos trabalhos de rotina de manutenção, no isolamento da rede e segurança da equipe técnica, na coordenação dos sistemas de proteção e na operação em tempo real da rede para manter as condições de regime permanente, dentre outros aspectos (ARRITT e DUGAN, 2015; WALLING et al., 2008).

2.4 CONDIÇÕES PARA ACESSO DE GDs ÀS REDES DE DISTRIBUIÇÃO NO BRASIL

O significativo crescimento da geração distribuída no Brasil e no mundo tem acrescentado maior importância das condições de acesso de novas fontes às redes de distribuição de modo a evitar instabilidades e garantir a qualidade no serviço de fornecimento de energia. Portanto, foram propostos e regulamentados requisitos para integração de GDs (ANEEL, 2012; CELPA NT 31.021, 2015; ONS-SUBMÓDULO 3.6, 2010; IEEE STD 1547, 2009).

A execução dos requisitos pretende garantir o adequado funcionamento do sistema elétrico, aumentando as margens de estabilidade e de resposta do sistema diante de perturbações como elevações e afundamentos de tensão.

Antigamente, algumas GDs eram desconectadas da rede pelas funções de proteção de subtensão ou sobretensão dos geradores e novamente conectadas após da eliminação da falta do sistema (MORREN e DE HAAN, 2005; YAZDANPANAHI, LI e XU, 2012). Mas, a necessidade de evitar a desconexão das fontes levou ao aparecimento de normas e regulamentações que obrigam as GDs a continuarem ligadas à rede durante uma perturbação no sistema. Neste contexto, as denominadas curvas *Ride Through Capability* impõem comportamentos à capacidade de resposta

das GDs diante de afundamentos ou elevações de tensão e, portanto, são definidas como a capacidade que possui um gerador para suportar as perturbações que se apresentam no sistema e permanecer conectado à rede.

A Tabela 2-1 apresenta informação relacionada com os tempos máximos para desligamento de GDs diante de determinados valores de tensão no ponto de conexão desta à rede.

Tabela 2-1 Tempos de desligamento das GDs versus tensão no ponto de conexão

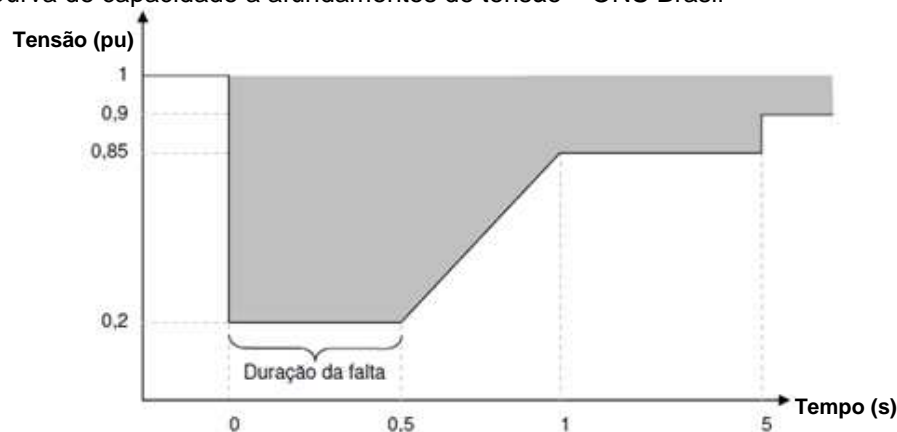
	Tensão na Conexão à Rede (PU)		Tempo de Desligamento (s)	
	Brasil	IEEE Std1547 ^a	Brasil	IEEE Std1547 ^a
Subtensão (1)	$V < 0,8$	$V < 0,5$	0,4	0,16
Subtensão (2)	----	$0,5 < V < 0,88$	----	2
Regime Permanente	$0,8 < V < 1,1$	$0,88 < V < 1,1$	Ligado	Ligado
Sobretensão (1)	$V > 1,1$	$1,1 < V < 1,2$	0,2	1
Sobretensão (2)	----	$V > 1,2$	----	0,16

^a Máximo tempo de desligamento para GDs < 30KW

Fonte: Adaptado de CELPA NT 31.021 (2015) e IEEE STD 1547 (2009).

Segundo ONS-SUBMÓDULO 3.6 (2010) e, especificamente para conexões à rede no nível de transmissão, considera-se que uma tensão entre 0,9 e 1,1p.u. no ponto de conexão está em regime permanente e portanto a atuação de proteções de subtensão e sobretensão não deve ocorrer. A Figura 2.4 apresenta informação detalhada dos requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas, adotada pelo Operador Nacional do Brasil. A área na cor cinza indica a região de operação da GD.

Figura 2.4 Curva de capacidade a afundamentos de tensão – ONS Brasil



Fonte: Adaptado de ONS-SUBMÓDULO 3.6 (2010).

Esta proposta adotada foi motivada pelos grandes problemas de estabilidade que podem provocar principalmente a desconexão súbita de grandes centros de geração distribuída. Embora as GDs contribuam com a manutenção da estabilidade e qualidade no fornecimento de energia, também contribuem com mudanças nos níveis das correntes de curto-circuito, impactando na coordenação dos esquemas de proteção de sobrecorrente empregadas nos sistemas radiais. Este impacto será abordado e analisado no presente documento.

2.5 CONCLUSÕES

Neste capítulo foi abordado o estado da geração distribuída em termos do tipo de fonte, a representação da participação destas fontes no fornecimento de energia devido ao uso de recursos renováveis, oferecendo destaque para o Brasil e a América Latina. Também, apresentou-se informação do tipo de geração distribuída segundo a sua integração à rede, as quais podem ser: GDs baseadas em inversores; GDs baseadas em Máquinas Síncronas; GDs baseadas em Máquinas de Indução; GDs baseadas Máquinas Síncronas de Ímã Permanente.

Foram descritos os principais benefícios e impactos identificados ao incorporar GDs às redes de distribuição. Dentre os benefícios ressaltam-se o suporte ao fornecimento de energia pelo esquema de geração convencional, a redução dos custos energéticos e a contaminação ambiental. Por outro lado, foram identificados os impactos técnicos negativos que devem ser avaliados ao incorporar GDs, tais como as mudanças nos níveis de tensão, a variação na qualidade da energia, as mudanças nos níveis de curto-circuito e as modificações dos critérios de operação da rede.

Finalmente, foram apresentadas as informações das condições de acesso de GDs às redes de distribuição de forma a garantir o adequado funcionamento do sistema elétrico e aumentar a margem de estabilidade e resposta do sistema diante de afundamentos de tensão provocados por perturbações na rede. Portanto, a utilização das denominadas curvas "*Ride Through Capability*", que impõem comportamentos à capacidade de resposta das GDs diante afundamentos ou elevações de tensão, constituem um requerimento indispensável que devem cumprir as GDs quando são incorporadas às redes.

CAPÍTULO 3

SISTEMAS EÓLICOS

3.1 INTRODUÇÃO

Atualmente, as questões energéticas se constituem num dos principais problemas onde estão focados os esforços e pesquisas para propor novas alternativas para gerar energia elétrica.

A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis como, por exemplo, os sistemas eólicos, têm alcançado níveis de penetração representativos no cenário mundial quando comparadas com outras fontes de geração renováveis devido às potencialidades intrínsecas que esta possui (FOLEY et al., 2015). Este crescimento está suportado pelos desenvolvimentos tecnológicos e aumento na capacidade de controle dos geradores eólicos, pois graças a isto têm sido efetuadas incorporações de até grandes parques eólicos.

A contribuição dos sistemas eólicos foi de aproximadamente 4% do total da energia fornecida no mundo no ano 2014. Este aporte é efetuado por 105 países tendo sido registrado como um recorde na incorporação destes sistemas, embora continue sendo inferior aos valores esperados.

No panorama mundial, em países como a Dinamarca, Nicarágua, Portugal e Espanha, esta fonte contribui com mais de 20% da energia fornecida. De outro lado, a China, seguida pela Alemanha, Estados Unidos, Brasil e Índia, representam o 73% da energia eólica adicionada no ano 2014. Para o caso específico da América Latina, o crescimento alcançou 63% devido às contribuições do Brasil, Uruguai e Chile (FOLEY et al., 2015; WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION, 2015).

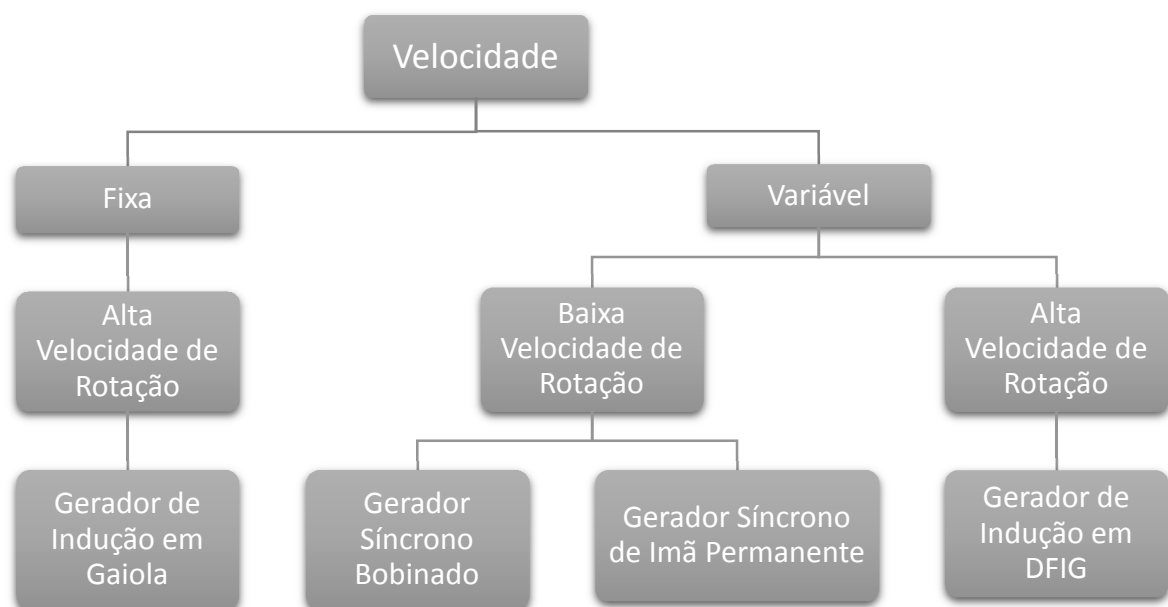
Em geral a penetração de geração distribuída com fonte renovável de energia traz impactos positivos. Entretanto, os procedimentos de planejamento e operação devem ser atualizados de forma a garantir a estabilidade e qualidade no fornecimento de energia.

Neste sentido, este documento oferece um destaque especial aos sistemas eólicos para avaliar o impacto que geram sobre os esquemas de proteção quando são conectados às redes de distribuição radiais. Portanto, aborda-se a revisão dos principais sistemas de geração eólica, características, vantagens e desvantagens, modelagem dinâmica do aerogerador DFIG e a estratégia de proteção do tipo *crowbar*.

3.2 SISTEMAS EÓLICOS DE VELOCIDADE FIXA E VARIÁVEL

Nos esquemas adotados de integração de aerogeradores à rede elétrica consideram-se dois tipos principais: os esquemas de velocidade fixa ou velocidade variável. A Figura 3.1 apresenta o diagrama esquemático de classificação dos aerogeradores segundo sua velocidade característica de operação.

Figura 3.1 Classificação dos aerogeradores segundo a velocidade de rotação



Fonte: Autor.

- Sistemas eólicos de velocidade fixa: ou também conhecidos como de velocidade constante devem essa denominação ao fato da frequência de operação estar sujeita a frequência de operação da rede elétrica. Ainda assim, apresenta-se uma pequena variação devido ao escorregamento dos geradores implantados neste sistema os quais são do tipo indução em gaiola e cuja construção é atraente para carregamentos variáveis.

O gerador de indução em gaiola possui algumas desvantagens como, por exemplo, exigir potência reativa durante a energização e operação da máquina que deve ser suprida pela rede elétrica à qual está ligada. Isso obriga ao emprego de banco de capacitores e *soft-starters* para dar partidas mais suaves, minimizar os transitórios nos sistemas e melhorar o fator de potência.

- Sistemas eólicos de velocidade variável: devem essa denominação ao fato da frequência de operação não estar relacionada com a frequência da rede elétrica. Eles possuem conversores estáticos que permitem a operação da turbina em uma faixa de velocidades. Esta característica aumenta a flexibilidade de operação, reduz o estresse mecânico, otimiza o aproveitamento eólico, dentre outros aspectos aerodinâmicos.

Tipicamente, os geradores utilizados são: geradores de indução duplamente excitados, geradores síncronos de rotor bobinados e geradores síncronos de ímã permanente. Algumas desvantagens deste sistema relacionam-se com os harmônicos gerados pelos componentes eletrônicos dos conversores (GOMEZ et al., 2013).

A escolha do aerogerador a empregar dependerá de vários aspectos tais como o comportamento do vento obtido no ponto de instalação do aerogerador, exigências de frequência e tensão no ponto de conexão à rede, características da rede, condições de instalação, manutenção e operação do sistema, dentre outras. (NUNES, 2003).

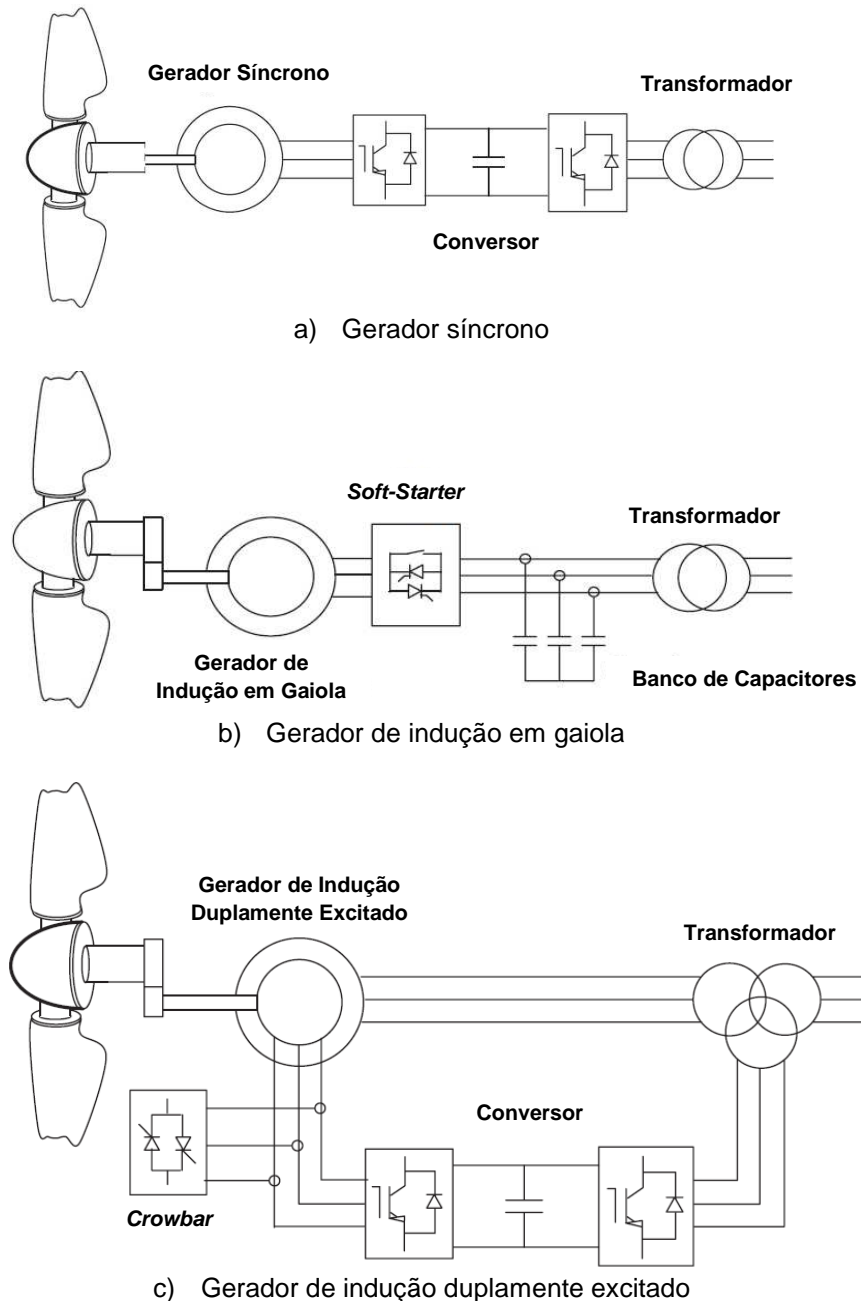
3.3 TECNOLOGIAS DE AEROGERADORES

As tecnologias que se destacam no cenário mundial são: aerogeradores síncronos com rotor bobinado; aerogeradores síncronos de ímã permanente; aerogeradores de indução em gaiola e aerogeradores de indução duplamente excitados. Indistintamente do tipo de tecnologia de aerogerador e das estratégias de controle adotadas, as contribuições energéticas e o comportamento dos sistemas de geração eólica, quando ligados à rede, estão sujeitos ao aproveitamento do vento.

Quanto a incorporação ao sistema de potência, geralmente, o aerogerador deve estar acompanhado de outras fontes de geração que garantam o controle e disponibilidade energética do sistema elétrico. Apesar disso, a incorporação de sistemas eólicos às redes continua aumentando e, conseqüentemente, também as

soluções e estratégias de controle de forma a contribuir na estabilidade do sistema durante perturbações (GOMIS-BELLMUNT et al., 2008; LIMA et al., 2009; YANG et al., 2012). A Figura 3.2 apresenta o diagrama esquemático das tecnologias de aerogeradores, destacando os principais elementos do sistema que o compõem.

Figura 3.2 Diagramas esquemáticos das tecnologias de aerogeradores



Fonte: Adaptado de ANAYA-LARA et al. (2009).

- Aerogeradores síncronos com rotor bobinado e ímã permanente: esta tecnologia de aerogerador pode ser do tipo rotor bobinado, que precisa de excitação,

e do tipo ímã permanente. Estes geradores não exigem consumo de potência reativa da rede para formar o campo girante e podem operar a velocidade variável devido ao fato da potência extraída ser transferida para um sistema de conversores que interligam o estator à rede (ver Figura 3.2, a). Por este motivo, os conversores devem ser dimensionados em função da potência nominal do gerador.

Os conversores permitem o desacoplamento da frequência do gerador à frequência da rede elétrica. O fato de operar com velocidade variável, segundo as variações na velocidade do vento, permite que a potência injetada à rede não seja afetada. Embora se deva esclarecer, no conversor ligado à rede, a frequência de saída deve ser sincronizada com a frequência do sistema ao qual será interligado.

Estratégias de controle relativas à tensão terminal e velocidade do rotor ou da potência reativa e ativa, respectivamente, são empregadas dependendo do tipo de gerador síncrono adotado.

Outro aspecto a destacar é que estes geradores não possuem caixa de engrenagens, o que reduz o peso da máquina sobre a torre, os níveis de ruídos aerodinâmicos e os custos de manutenção. De outro lado, ele opera a baixas velocidades de rotação devido ao elevado número de polos do gerador (ANAYA-LARA et al., 2009).

- Aerogeradores de indução em gaiola de esquilo: esta tecnologia permite a ligação da máquina diretamente à rede mas na realidade o estator é ligado através de um *soft-starters* que contribui com a redução das correntes alcançadas pela máquina durante a ligação devido à grande necessidade de potência reativa (ver Figura 3.2, b). Em geral, os geradores assíncronos em gaiola operam a uma velocidade fixa sobressíncrona, que é definida pelo escorregamento do gerador.

O sistema também inclui bancos de capacitores que contribuem na autoexcitação da máquina e minimiza as exigências de reativo da rede para evitar riscos de operação e a estabilidade da rede (ONS-SUBMÓDULO 3.6, 2010).

No entanto, os bancos de capacitores não oferecem um suporte completo pois, durante e após uma perturbação, a tensão nos terminais do gerador é reduzida e a potência do banco depende da tensão no barramento ao qual está ligado. Portanto, a potência reativa exigida por este tipo de aerogerador durante estas condições é suprida pela rede elétrica. Estes geradores são acoplados às turbinas através de caixas de engrenagens. Além disso, por estarem conectados diretamente à rede, as

oscilações provocadas por mudanças na velocidade do vento vão ser refletidas no eixo do gerador e conseqüentemente na rede.

- Aerogeradores de indução duplamente excitados: esta tecnologia de aerogerador também é conhecida como DFIG pelas siglas em inglês (Double Fed Induction Generator). Nela, um gerador de indução é ligado à rede através do estator e de um conversor conectado ao rotor da máquina (ver Figura 3.2, c). Os conversores permitem a operação com velocidade variável devido ao desacoplamento entre a frequência de rotação da máquina e a frequência da rede ao qual está ligada. Sua capacidade fica entre o 25% e 30% da capacidade nominal do sistema de geração eólico (NUNES, 2003).

Esta tecnologia de geradores pode gerar energia operando tanto a velocidade sobressíncrona quanto na subsíncrona. No primeiro caso, tanto o estator quanto o rotor fornecem potência ativa ao sistema. No segundo caso, o rotor consome potência ativa e o estator fornece potência ativa, estes comportamentos ocorrem porque os componentes dos conversores permitem o fluxo bidirecional de potência ativa.

As técnicas de controle vetorial, geralmente empregadas nestas tecnologias de geradores, permitem o controle independente das potências ativas e reativas, o que conseqüentemente impõe uma vantagem, pois é possível então controlar a tensão terminal e o fator de potência da máquina.

Antigamente, os DFIG trabalhavam com fator de potência unitário para fornecer unicamente potência ativa à rede, mas com o aumento nos níveis de penetração das GDs, os DFIG passaram a contribuir com o fornecimento da potência reativa, principalmente sob perturbações ou condições curtos-circuitos na rede (CELPA NT 31.021, 2015; ONS-SUBMÓDULO 3.6, 2010; IEEE STD 1547, 2009). O esquema de operação do DFIG permite que ele forneça potência reativa pelo estator e pelo conversor ligado à rede ou GSC. Este conversor, quando opera com fator de potência unitário, somente controla a tensão do link-DC.

Outro aspecto a destacar relaciona-se ao desacoplamento parcial entre o gerador e a rede. Ele faz com que o sistema seja sensível às perturbações. Assim, o esquema de proteção do tipo *crowbar* permitirá aplicar estratégias de controle que propiciem melhorias e minimizem riscos de destruição do conversor pelas sobrecorrentes ou sobretensões ao que expostos durante as perturbações (ANAYALARA et al., 2009; MORREN e DE HAAN, 2005; SALLES et al., 2010).

3.4 MODELAGEM DE AEROGERADORES DE INDUÇÃO DUPLAMENTE EXCITADOS

Durante as faltas, os geradores drenam grandes correntes para contribuir com as correntes de curto-circuito. Porém, elevadas correntes circulando pelos conversores estáticos podendo provocar danos significativos aos componentes do mesmo (ANAYA-LARA et al., 2009; GOMIS-BELLMUNT et al., 2008; KONG et al., 2014). Por este motivo, antigamente, recomendava-se desconectar o gerador. As atuais normas e regulamentações propõem que a desconexão seja efetuada seguindo algumas especificações que obrigam os geradores a suportar algumas variações de tensão devidas às perturbações que ocorrem na rede elétrica.

Neste contexto, é importante avaliar e analisar o impacto que supõe a incorporação dos DFIG sobre os esquemas de proteção de redes de distribuição radiais quando ocorre uma perturbação na rede elétrica.

3.4.1 CONSIDERAÇÕES NA MODELAGEM DO DFIG

Geralmente, a representação do DFIG é efetuada, a partir do gerador de indução, relacionando as grandezas aos eixos d - q oriundas da transformação de Park devido à vantagem que esta transformação traz de eliminação da dependência angular temporal das indutâncias da máquina com a implantação de dois eixos ortogonais que são independentes e permitem o controle vetorial da máquina. Para iniciar a modelagem, no caso de operar a máquina de indução como gerador, assume-se que as correntes estão entrando nos enrolamentos do rotor (positivas), enquanto as correntes do estator estão saindo (negativas). Lembrando que os índices “ d ” e “ q ” denotam o eixo direto e o eixo em quadratura, que giram à velocidade síncrona, estando o eixo “ q ” adiantado 90° em relação ao eixo “ d ”, são apresentadas a seguir as equações da máquina (KUNDUR, 1994; DIGSILENT, 2003).

Tensões do Estator:

$$v_{ds} = -R_s i_{ds} - \omega_s \lambda_{qs} + d\lambda_{ds}/dt \quad (3.1)$$

$$v_{qs} = -R_s i_{qs} + \omega_s \lambda_{ds} + d\lambda_{qs}/dt \quad (3.2)$$

Tensões do Rotor

$$v_{dr} = R_r i_{dr} - (\omega_s - \omega_r) \lambda_{qr} + d\lambda_{dr}/dt \quad (3.3)$$

$$v_{qr} = R_r i_{qr} + (\omega_s - \omega_r) \lambda_{dr} + d\lambda_{qr}/dt \quad (3.4)$$

Enlaces de Fluxo do Estator:

$$\lambda_{ds} = -L_{ss} i_{ds} + L_m i_{dr} \quad (3.5)$$

$$\lambda_{qs} = -L_{ss} i_{qs} + L_m i_{qr} \quad (3.6)$$

Enlaces de Fluxo do Rotor:

$$\lambda_{dr} = L_{rr} i_{dr} - L_m i_{ds} \quad (3.7)$$

$$\lambda_{qr} = L_{rr} i_{qr} - L_m i_{qs} \quad (3.8)$$

Autoindutância do Estator:

$$L_{SS} = L_S + L_m$$

Autoindutância do Rotor:

$$(3.9) \quad L_{rr} = L_r + L_m \quad (3.10)$$

Destaca-se que para o gerador de indução em gaiola as tensões v_{dr} e v_{qr} , são zeros nas equações (3.3) e (3.4), porque o rotor está curto-circuitado. Enquanto no DFIG, as tensões são diferentes de zero e através delas se faz o controle pelo rotor.

Por outro lado, os transitórios do estator ($d\lambda_{ds}/dt$ e $d\lambda_{qs}/dt$) nas equações (3.1) e (3.2) são mais rápidos do que os transitórios do rotor ($d\lambda_{dr}/dt$ e $d\lambda_{qr}/dt$) nas equações (3.3) e (3.4). Então, podem ser desprezados passando-se assim de um modelo detalhado a um modelo reduzido com esta consideração. Ainda assim, observa-se que existe uma diferença importante entre estes modelos já que o modelo detalhado apresenta correntes de maiores magnitudes que, na realidade, podem afetar a operação da máquina devido a atuação da proteção do tipo *crowbar*.

Para definir as equações do modelo da máquina em pu, efetuam-se as seguintes considerações:

v_{sbase} , representa o valor pico da tensão nominal do gerador em (V)

i_{sbase} , representa o valor pico da corrente nominal do gerador em (V)

f_{sbase} , frequência nominal em (Hz)

Obtendo-se assim, de tais considerações, as seguintes relações:

$\omega_{base} = 2\pi f_{sbase}$, velocidade angular em rad. elet/s

$Z_{sbase} = v_{sbase}/i_{sbase}$, impedância base em (Ω)

$L_{sbase} = v_{sbase}/(i_{sbase} \omega_{sbase})$, indutância base em (H)

$\lambda_{sbase} = v_{sbase}/(i_{sbase} \omega_{sbase})$, fluxo em Wb.voltas

Assumindo-se que as grandezas do rotor estão referidas ao estator, as bases acima definidas podem ser aplicadas ao rotor. Além disso, sendo o escorregamento da máquina, $s = (\omega_s - \omega_r)/\omega_s$, e a velocidade angular do rotor em rad. elet/s, pode-se reescrever as equações da máquina como apresentado a seguir:

Tensões do Estator:

$$\bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s \bar{i}_{ds} - \bar{\omega}_s \bar{\lambda}_{qs} + d\bar{\lambda}_{ds}/dt \quad (3.11)$$

$$\bar{v}_{qs} = -\bar{R}_s \bar{i}_{qs} + \bar{\omega}_s \bar{\lambda}_{ds} + d\bar{\lambda}_{qs}/dt \quad (3.12)$$

Tensões do Rotor:

$$\bar{v}_{dr} = \bar{R}_r \bar{i}_{dr} - s\bar{\omega}_s \bar{\lambda}_{qr} + d\bar{\lambda}_{dr}/dt \quad (3.13)$$

$$\bar{v}_{qr} = \bar{R}_r \bar{i}_{qr} + s\bar{\omega}_s \bar{\lambda}_{dr} + d\bar{\lambda}_{qr}/dt \quad (3.14)$$

Enlaces de Fluxo do Estator:

$$\bar{\lambda}_{ds} = -\bar{L}_{ss}\bar{i}_{ds} + \bar{L}_m\bar{i}_{dr} \quad (3.15)$$

$$\bar{\lambda}_{qs} = -\bar{L}_{ss}\bar{i}_{qs} + \bar{L}_m\bar{i}_{qr} \quad (3.16)$$

Enlaces de Fluxo do Rotor:

$$\bar{\lambda}_{dr} = \bar{L}_{rr}\bar{i}_{dr} - \bar{L}_m\bar{i}_{ds} \quad (3.17)$$

$$\bar{\lambda}_{qr} = \bar{L}_{rr}\bar{i}_{qr} - \bar{L}_m\bar{i}_{qs} \quad (3.18)$$

As equações (3.11) à (3.14) estão expressas em pu/rad, para levar a expressão ao domínio do tempo, deve-se aplicar a relação $d/d\bar{t} = d/(\omega_{base}) d\bar{t}$.

Baseado no modelamento do gerador de indução, pode-se obter o modelo do DFIG. O importante é levar em conta que, no caso do DFIG, as tensões no rotor serão diferentes de zero, pois os enrolamentos não estão curto-circuitados. Assim, as equações de uma máquina em DFIG são apresentadas a seguir:

Tensões do Estator:

$$\bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s\bar{i}_{ds} - \bar{\lambda}_{qs} + \omega_s^{-1} d\bar{\lambda}_{ds}/dt \quad (3.19)$$

$$\bar{v}_{qs} = -\bar{R}_s\bar{i}_{qs} + \bar{\lambda}_{ds} + \omega_s^{-1} d\bar{\lambda}_{qs}/dt \quad (3.20)$$

Tensões do Rotor

$$\bar{v}_{dr} = \bar{R}_r\bar{i}_{dr} - (\omega_s - \omega_r)\bar{\lambda}_{qr} + \omega_s^{-1} d\bar{\lambda}_{dr}/dt \quad (3.21)$$

$$\bar{v}_{qr} = \bar{R}_r\bar{i}_{qr} + (\omega_s - \omega_r)\bar{\lambda}_{dr} + \omega_s^{-1} d\bar{\lambda}_{qr}/dt \quad (3.22)$$

- Modelo de Ordem Reduzida: uma prática geral é desprezar do modelo dinâmico da máquina os transitórios do estator. Ao se desprezar estes transitórios, eliminam-se os termos diferenciais das equações (3.19) e (3.20) e, conseqüentemente, as oscilações resultantes da componente de corrente contínua que é excluída da corrente transitória do gerador. Portanto, os níveis de correntes serão menores se comparado com o modelo detalhado. Ao se manipular as equações (3.19) a (3.22) para desprezar os transitórios, obtém-se as equações do estator e a dinâmica do rotor, que são apresentados a seguir:

$$\bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s\bar{i}_{ds} - \bar{X}\bar{i}_{qs} + \bar{e}_d' \quad (3.23)$$

$$\bar{v}_{qs} = -\bar{R}_s\bar{i}_{qs} - \bar{X}\bar{i}_{ds} + \bar{e}_q' \quad (3.24)$$

$$d\bar{e}_d'/dt = -[1/T_0'][\bar{e}_d' - (\bar{X} - \bar{X}')\bar{i}_{qs}] + s\omega_s e_q' - \omega_s \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}} \bar{v}_{qr} \quad (3.25)$$

$$d\bar{e}_q'/dt = -[1/T_0'][\bar{e}_q' + (\bar{X} - \bar{X}')\bar{i}_{ds}] - s\omega_s e_d' + \omega_s \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}} \bar{v}_{dr} \quad (3.26)$$

Onde, X e X' , correspondem às reatâncias de circuito aberto e transitórias, respectivamente; e_d' e e_q' , são as componentes da *f.e.m.* transitórias ou tensão interna, nos eixos direto e em quadratura, respectivamente; e T_0' , é a constante de tempo a circuito aberto. Tais variáveis são definidas a seguir:

$$\bar{e}_d' = -\bar{\omega}_s [\bar{L}_m / \bar{L}_{rr}] \bar{\lambda}_{qr} \quad (3.27)$$

$$\bar{e}_q' = -\bar{\omega}_s [\bar{L}_m / \bar{L}_{rr}] \bar{\lambda}_{dr} \quad (3.28)$$

$$\bar{X}' = \bar{\omega}_s \left(\bar{L}_{ss} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{rr}} \right) = \bar{X}_s + \frac{\bar{X}_r \bar{X}_m}{\bar{X}_r + \bar{X}_m} \quad (3.29)$$

$$\bar{X} = \bar{\omega}_s \bar{L}_{ss} \quad (3.30)$$

$$\bar{T}_0' = [(\bar{L}_r + \bar{L}_m) / R_r] = \bar{L}_{rr} / R_r \quad (3.31)$$

$$T_0' = \bar{L}_{rr} / (2\pi f_{base}) \bar{R}_r \quad (3.32)$$

Para obter as informações das correntes do rotor, se combinam as equações (3.15) a (3.18) com as tensões transitórias e_d' e e_q' definidas em (3.27) e (3.28). Os resultados obtidos apresentam-se a seguir:

$$i_{dr} = [\bar{L}_m / \bar{L}_{rr}] \bar{i}_{ds} + \bar{e}_q' / \bar{L}_m \quad (3.33)$$

$$i_{qr} = [\bar{L}_m / \bar{L}_{rr}] \bar{i}_{qs} + \bar{e}_d' / \bar{L}_m \quad (3.34)$$

Em relação ao torque e aos cálculos das potências ativas e reativas, pode-se considerar as seguintes equações:

$$\bar{T}_e = \bar{e}_d' \bar{i}_{ds} + \bar{e}_q' \bar{i}_{qs} \quad (3.35)$$

$$\bar{P}_s = \bar{T}_e \omega_r = R_e \{ \bar{V}_s \bar{I}_s^* \} = \bar{v}_{ds} \bar{i}_{ds} + \bar{v}_{qs} \bar{i}_{qs} \quad (3.36)$$

$$\bar{Q}_s = \text{Im} \{ \bar{V}_s \bar{I}_s^* \} = \bar{v}_{qs} \bar{i}_{ds} - \bar{v}_{ds} \bar{i}_{qs} \quad (3.37)$$

$$\bar{P}_r = s \bar{P}_s = R_e \{ \bar{V}_r \bar{I}_r^* \} = \bar{v}_{dr} \bar{i}_{dr} + \bar{v}_{qr} \bar{i}_{qr} \quad (3.38)$$

$$\bar{Q}_r = \text{Im} \{ \bar{V}_r \bar{I}_r^* \} = \bar{v}_{qr} \bar{i}_{dr} - \bar{v}_{dr} \bar{i}_{qr} \quad (3.39)$$

- Modelo Detalhado: esta modelagem inclui os transitórios do estator, portanto se leva em conta os termos $(d\lambda_{ds}/dt$ e $d\lambda_{qs}/dt$) nas equações (3.1) e (3.2). Então, ao substituir nas equações (3.19) e (3.20) as equações dos fluxos de dispersão descritas em (3.15) e (3.16), obtém-se:

$$\bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s \bar{i}_{ds} + \bar{L}_{ss} \bar{i}_{qs} - \bar{L}_m \bar{i}_{qr} - (\bar{L}_{ss} / \omega_s) (d\bar{i}_{ds} / dt) + (\bar{L}_m / \omega_s) (d\bar{i}_{dr} / dt) \quad (3.40)$$

$$\bar{v}_{qs} = -\bar{R}_s \bar{i}_{qs} - \bar{L}_{ss} \bar{i}_{ds} + \bar{L}_m \bar{i}_{dr} - (\bar{L}_{ss} / \omega_s) (d\bar{i}_{ds} / dt) + (\bar{L}_m / \omega_s) (d\bar{i}_{qr} / dt) \quad (3.41)$$

Isolando os termos \bar{i}_{dr} e \bar{i}_{qr} das equações do enlace de fluxos do rotor (3.17) e (3.18), derivando as correntes do rotor ao longo do eixo d e substituindo estes resultados na equação (3.40) obtém-se:

$$\bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s \bar{i}_{ds} + \bar{L}_{ss} \bar{i}_{qs} - \bar{L}_m \left((\bar{\lambda}_{qr} + \bar{L}_m \bar{i}_{qs}) / \bar{L}_{rr} \right) - (\bar{L}_{ss} / \omega_s) (d\bar{i}_{ds} / dt) + (\bar{L}_m / \bar{L}_{rr} \omega_s) \left[(d\bar{\lambda}_{dr} / dt) + \bar{L}_m (d\bar{i}_{ds} / dt) \right] \quad (3.42)$$

Isolando os termos $\bar{\lambda}_{dr}$ e $\bar{\lambda}_{qr}$ nas equações (3.27) e (3.28) para substituí-los na equação (3.42), obtém-se:

$$\bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s \bar{i}_{ds} + \left[\bar{L}_{ss} - (\bar{L}_m^2 / \bar{L}_{rr}) \right] \bar{i}_{qs} + \bar{e}_d' - \left[\bar{L}_{ss} - (\bar{L}_m^2 / \bar{L}_{rr}) \right] (1 / \omega_s) (d\bar{i}_{ds} / dt) + (1 / \omega_s) (d\bar{e}_q' / dt) \quad (3.43)$$

Substituindo a equação (3.26) na equação (3.43), obtém-se a equação final da corrente do estator ao longo do eixo d . Com procedimento similar ao apresentado acima, pode-se estabelecer o equacionamento da corrente do estator ao longo do eixo q .

Finalmente, anota-se que os transitórios da corrente são significativos quando a rede elétrica é submetida a uma falta. Pelo fato de ser importante a modelagem dos transitórios do estator nas análises com DFIG quando ocorrem faltas, emprega-se neste trabalho o modelo detalhado da máquina para as avaliações das perturbações propostas no estudo de caso.

3.5 CONTROLE DO AEROGERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE EXCITADO

As técnicas e estratégias de controle que permitem empregar a tecnologia de aerogeradores em DFIG têm potencializado a incorporação destes nas redes de energia elétrica pois o controle vetorial propicia o controle independente das potências ativas e reativas da máquina. Deste modo, esta incorporação torna obrigatória a análise tanto dos impactos à estabilidade da rede quanto à qualidade, perfis de tensão, dentre outros.

O DFIG deve possuir a capacidade de operar diante de afundamentos de tensão provocados por uma falta ou perturbação nas redes ao qual esteja ligado. Para isso, as curvas “*Ride-Through Capability*” expõem uns requisitos importantes a cumprir. (CELPA NT 31.021, 2015; ONS-SUBMÓDULO 3.6, 2010; IEEE STD 1547, 2009).

Os afundamentos provocam aumentos nas tensões do RSC e nas correntes do rotor, o que pode ocasionar danos aos componentes (MORREN e DE HAAN, 2005). Para minimizar o impacto das correntes e tensões experimentadas pelo rotor e conversor, é geralmente implementado no DFIG a proteção do tipo *crowbar*.

3.5.1 ESTRATÉGIA DE CONTROLE DO CONVERSOR DO DFIG

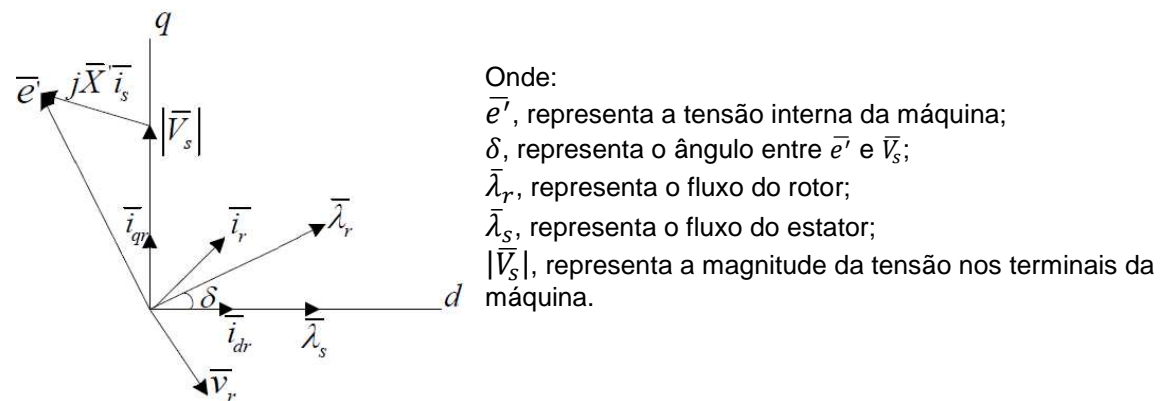
Os aerogeradores DFIG são ligados à rede através do estator e de um conversor conectado ao rotor da máquina. Fisicamente, este conversor possui dois conversores estáticos. Um deles ligado à rede (GSC) e o outro ligado ao rotor (RSC), segundo foram apresentado na Figura 3.2, c. O funcionamento do RSC pode controlar torque eletromagnético/potência ativa e tensão terminal /potência reativa. O funcionamento do conversor GSC mantém a tensão do link-DC, independentemente da direção e magnitude do fluxo de potência que o atravessa. Se necessário, este conversor pode fornecer potência reativa para controle da tensão terminal.

- Controle do conversor ligado ao rotor - RSC: controla o torque eletromagnético/potência ativa e tensão terminal da máquina/potência reativa. Para isto, empregam-se os eixos d - q oriundos da transformada de Park, pois permitem o controle independente do torque eletromagnético e a tensão terminal da máquina.

A estratégia de controle deste conversor é desenvolvida supondo que o eixo d está alinhado ao fluxo estático.

Diante do exposto, as tensões e os fluxos do estator ao longo dos eixos d e q , são definidos como: $v_{ds} = 0$, $v_{qs} = |\bar{V}_s|$, $\lambda_{qs} = |\bar{V}_s|/\bar{\omega}_s$, $\lambda_{qs} = 0$.

Figura 3.3 Diagrama de vectores para aplicar o controle do RSC



Fonte: Autor.

Para o controle deste conversor emprega o ajuste da magnitude de $\bar{\lambda}_r$ com a componente \bar{i}_{dr} para controlar a tensão terminal da máquina. Igualmente, o ajuste da fase de $\bar{\lambda}_r$ com a componente \bar{i}_{qr} para controlar a velocidade do rotor da máquina.

Sob estas condições, se manipulam as equações (3.15) à (3.18) e substituem em (3.35) e (3.37), obtendo-se novas equações para os fluxos do rotor, o torque e a potência reativa em função das componentes \bar{i}_{qr} e \bar{i}_{dr} :

$$\bar{\lambda}_{dr} = \left[\bar{L}_{rr} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{ss}} \right] \bar{i}_{dr} - \bar{L}_m \frac{|\bar{V}_s|}{\bar{\omega}_s \bar{L}_{ss}} \quad (3.44)$$

$$\bar{\lambda}_{qr} = \left[\bar{L}_{rr} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{ss}} \right] \bar{i}_{qr} \quad (3.45)$$

$$\bar{T}_e = \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_s + \bar{L}_m} \frac{|\bar{V}_s|}{\bar{\omega}_s} \bar{i}_{qr} \quad (3.46)$$

$$\bar{Q}_s = \frac{|\bar{V}_s| \bar{L}_m}{\bar{L}_{ss}} \bar{i}_{dr} - \frac{|\bar{V}_s|^2}{\bar{\omega}_s \bar{L}_{ss}} \quad (3.47)$$

Tomando as equações (3.21) e (3.22) das tensões do rotor do DFIG e substituindo as derivadas dos fluxos obtidas de (3.17) e (3.18), pode-se reescrever as tensões do rotor segundo se apresenta em (3.48) e (3.49).

$$\bar{v}_{dr} = \bar{R}_r \bar{i}_{dr} - s \bar{\omega}_s (\bar{L}_{rr} \bar{i}_{qr} - \bar{L}_m \bar{i}_{qs}) + \frac{\bar{L}_{rr}}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{dr}}{dt} - \frac{\bar{L}_m}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{ds}}{dt} \quad (3.48)$$

$$\bar{v}_{qr} = \bar{R}_r \bar{i}_{qr} + s \bar{\omega}_s (\bar{L}_{rr} \bar{i}_{dr} - \bar{L}_m \bar{i}_{ds}) + \frac{\bar{L}_{rr}}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{qr}}{dt} - \frac{\bar{L}_m}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{qs}}{dt} \quad (3.49)$$

Ao empregar a estratégia de controle descrita previamente e manipular as equações (3.15) a (3.18), as equações (3.48) e (3.49) podem ser reescritas segundo se apresenta em (3.50) e (3.51).

$$\bar{v}_{dr} = \bar{R}_r \bar{i}_{dr} - s \bar{\omega}_s \left(\bar{L}_{rr} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{ss}} \right) \bar{i}_{qr} + \left(\bar{L}_{rr} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{ss}} \right) \frac{1}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{dr}}{dt} \quad (3.50)$$

$$\bar{v}_{qr} = \bar{R}_r \bar{i}_{dr} + s \bar{\omega}_s \left(\bar{L}_{rr} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{ss}} \right) \bar{i}_{dr} + \left(\bar{L}_{rr} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{ss}} \right) \frac{1}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{qr}}{dt} + s \bar{L}_m \frac{|\bar{V}_s|}{\bar{L}_{ss}} \quad (3.51)$$

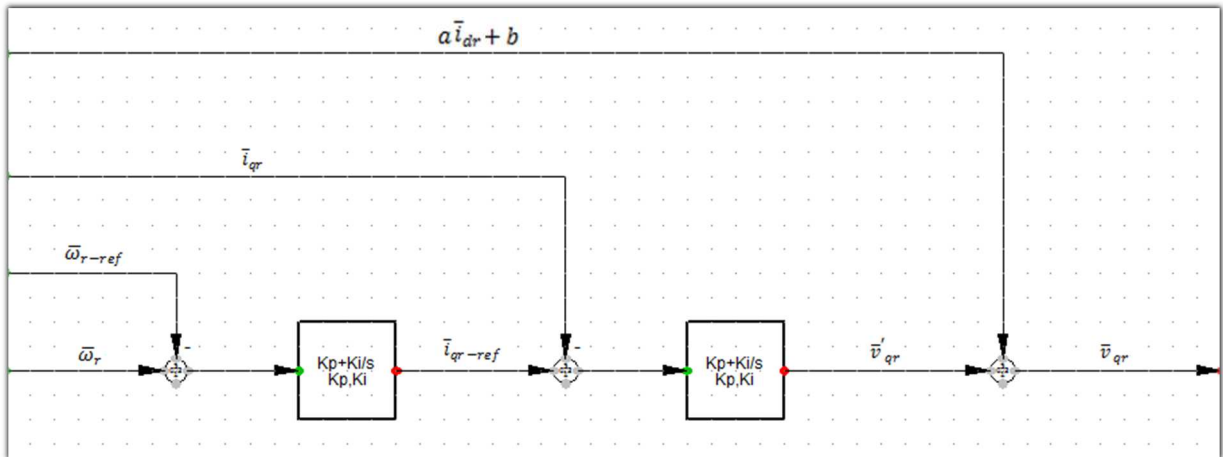
Analisando a relação entre as equações (3.46) e (3.47), e as equações (3.50) e (3.51), pode-se definir as malhas de controle pelo RSC, as quais são apresentadas na Figura 3.4 levando em conta que:

$$a = s \bar{\omega}_s \bar{L}_{rr} \alpha \quad (3.52)$$

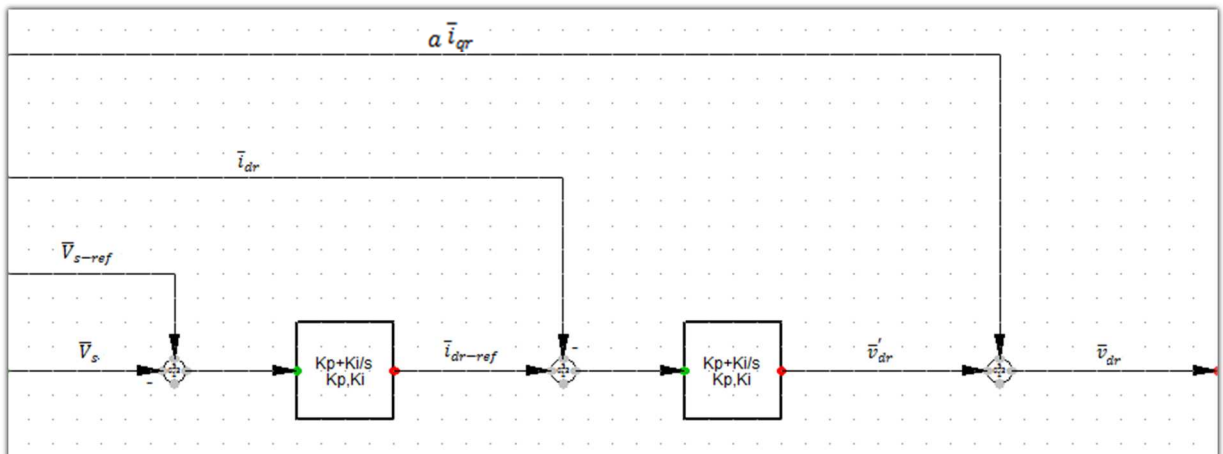
$$b = \frac{s \bar{L}_m}{\bar{L}_{ss}} \frac{|\bar{V}_s|}{\bar{L}_{ss}} \quad (3.53)$$

Na figura 3.4 note a dependência existente entre a velocidade/potência ativa e tensão terminal da máquina/potência reativa com as tensões e correntes do eixo em quadratura e direto, respectivamente.

Figura 3.4 Diagrama de controle do RSC



a) Relação velocidade/potência ativa com tensões e correntes do eixo em quadratura



b) Relação tensão terminal da máquina/potência reativa com tensões e correntes do eixo direto

Fonte: Autor.

Na prática as tensões v_{dr} e v_{qr} provenientes dos controladores, são transformados à coordenadas inversas de Park a-b-c (KUNDUR, 1994) e adotadas como sinais modulantes que quando comparadas com as sinais com a frequência de comutação, geram os sinais elétricos para a comutação das chaves eletrônicas.

- Controle do conversor ligado à rede - GSC: controla a tensão do link-DC independentemente da magnitude e direção da potência do rotor do DFIG,

principalmente, e opcionalmente, pode fornecer potência reativa para controlar a tensão terminal da máquina. Para isto, empregam-se os eixos d - q oriundos das transformadas de Park.

A estratégia de controle deste conversor é desenvolvida supondo que o eixo d está alinhado ao vector da tensão do estator. Então, a potência ativa e portanto, a tensão do link-DC, são controladas a partir da corrente \bar{i}_{dc} . No caso da potência reativa o controle é efetuado a partir da corrente \bar{i}_{qc} .

Para obter as equações e posterior diagrama de controle do GSC, emprega-se as transformadas de Clarke para um sistema referencial d - q e assume-se que o eixo d deste sistema, também está alinhado a tensão do estator. Então, obtém-se:

$$\bar{v}_{dc} = \bar{v}_{ds} - \bar{R}_c \bar{i}_{dc} + \bar{X}_c \bar{i}_{qc} - \frac{\bar{X}_c}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{dc}}{dt} \quad (3.54)$$

$$\bar{v}_{qc} = \bar{v}_{qs} - \bar{R}_c \bar{i}_{qc} - \bar{X}_c \bar{i}_{dc} - \frac{\bar{X}_c}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{qc}}{dt} \quad (3.55)$$

Onde:

\bar{R}_c , representa o valor resistivo do filtro

\bar{X}_c , representa a reatância do filtro

\bar{v}_{dc} e \bar{v}_{qc} , representam as tensões do conversor ao longo dos eixos d e q

A potência trocada com a rede elétrica desde este conversor depende do adequado controle do link-DC. Estas potencias podem ser obtidas a partir das seguintes equações:

$$\bar{P}_c = \bar{v}_{dc} \bar{i}_{dc} + \bar{v}_{qc} \bar{i}_{qc} = \bar{v}_{ds} \bar{i}_{dc} + \bar{v}_{qs} \bar{i}_{qc} \quad (3.56)$$

$$Q_c = \bar{v}_{qc} \bar{i}_{dc} + \bar{v}_{dc} \bar{i}_{qc} = \bar{v}_{qs} \bar{i}_{dc} + \bar{v}_{ds} \bar{i}_{qc} \quad (3.57)$$

Ao desprezar as perdas do link-DC e os harmônicos das frequências de chaveamento das correntes de saída do conversor, a energia armazenada no capacitor pode ser determinada por:

$$E_{cc} = \frac{1}{2} C_{cc} v_{cc}^2 \quad (3.58)$$

Onde:

C_{cc} , representa o valor da capacitância do link-DC

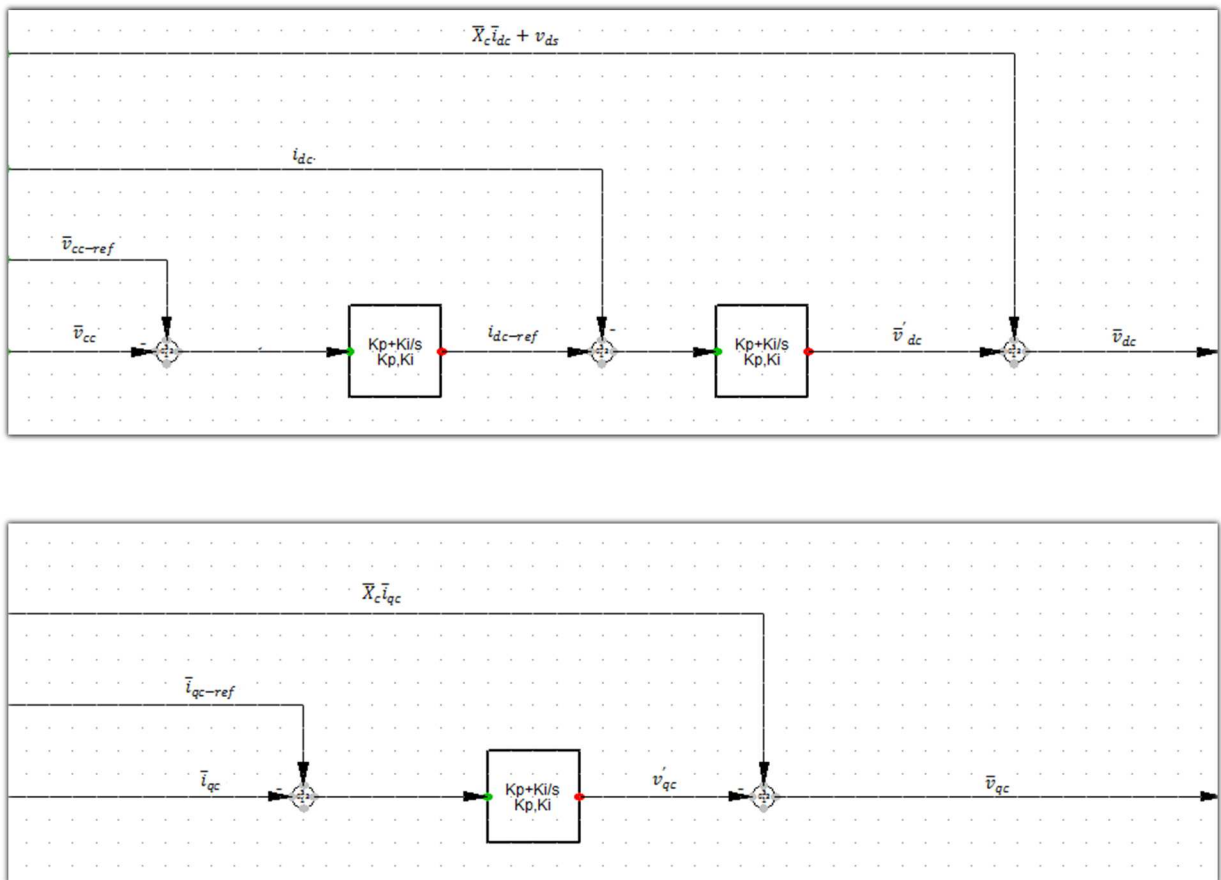
v_{cc} , representa a tensão do link-DC

Derivando a equação (3.58) e representando a dinâmica do link-DC em valores pu, obtém-se:

$$\frac{d\bar{v}_{cc}}{dt} = \frac{\bar{P}_c - \bar{P}_r + \bar{R}_s (\bar{i}_{ds}^2 + \bar{i}_{qs}^2) + \bar{R}_r (\bar{i}_{dr}^2 + \bar{i}_{qr}^2)}{\bar{v}_{cc} \bar{C}_{cc}} \quad (3.59)$$

Analisando a relação entre as equações (3.56) e (3.57), podem-se definir as malhas de controle pelo GSC, as quais são apresentadas na Figura 3.5.

Figura 3.5 Diagrama de controle do GSC



Fonte: Autor.

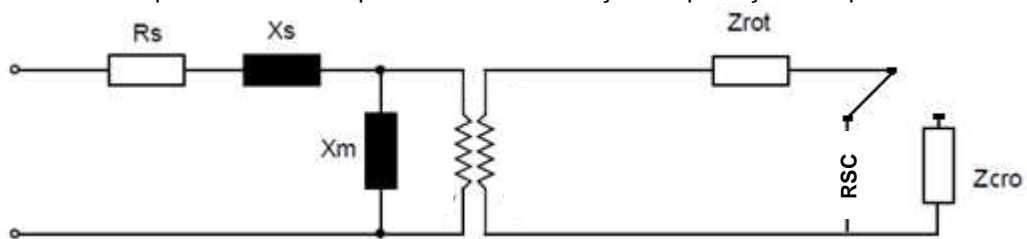
Propostas abordadas na literatura para implementar nos conversores, sugerem: empregar modelos de trifásicos dos conversores considerando as componentes de sequência positiva e negativa das correntes (GOMIS-BELLMUNT et al., 2008; ZHOU et al., 2009), implementar estratégias para transformar em energia cinética a energia que libera a máquina (YANG et al., 2012), analisar o comportamento do RSC diante faltas não severas na rede que não ativam a proteção do tipo *crowbar* (KONG et al., 2014), dentre outros aspectos.

3.5.2 ESTRATÉGIA DE PROTEÇÃO DO TIPO *CROWBAR*

Ao se apresentar uma perturbação na rede ao qual encontra-se conectado um DFIG, o barramento do ponto de conexão à rede experimenta uma queda de tensão que provoca que o DFIG reduza a potência fornecida à rede, mas, a potência mecânica de entrada é quase constante no tempo de duração da perturbação. O excesso de potência existente na máquina devido a este comportamento é refletido com altas correntes e aumento da velocidade de giro do rotor da máquina. Para combater estes problemas e proteger os conversores contra sobrecorrentes e sobretensões, a proteção do tipo *crowbar* dos DFIG é empregada como estratégia de proteção dos conversores e os enrolamentos do rotor (MORREN e DE HAAN, 2005).

Tipicamente, a estratégia de proteção atua inserindo uma resistência em serie com o bobinado do rotor da máquina para minimizar a corrente que o atravessa, assim como é apresentado na Figura 3.6. Deste modo, o DFIG se comporta como um gerador em gaiola (ANAYA-LARA et al., 2009). O aumento da impedância do circuito do rotor, reduz o consumo de potência reativa absorvida e melhora as características do torque da máquina (DIGSILENT, 2003).

Figura 3.6 Circuito equivalente da máquina durante a inserção da proteção do tipo *crowbar*



R_s e X_s , correspondem a resistência e impedância do estator da máquina; X_m , a impedância mutua; Z_{rot} , a impedância do rotor; e Z_{cro} , a impedância da proteção do tipo *crowbar*,
Fonte: Adaptado de DIGSILENT (2003).

Diferentes características de atuação da estratégia pode ser empregada. Dentre elas destaca-se (ANAYA-LARA et al., 2009):

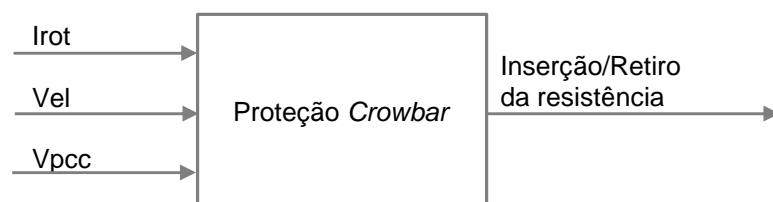
- *Crowbar* Suave: nesta característica de atuação, a proteção é inserida nos terminais do rotor a traves de uma resistência, ao mesmo tempo que se desliga o RSC dos terminais do rotor. Quando as variáveis de controle se encontrem entre patamares consideráveis a proteção é retirada e o RSC novamente ligado.
- *Crowbar* Ativo: nesta característica de atuação, a proteção é inserida nos terminais do rotor a traves de uma resistência variável controlados por IGBTs.

- *Crowbar* Simples: nesta característica de atuação, a proteção é inserida nos terminais do rotor uma única vez durante a falta e mantém este estado até a normalização dos valores das grandezas ou a normalização da rede.

Propostas abordadas na literatura para minimizar os impactos dos afundamentos sobre o conversor, propõem: a retroalimentação das correntes do estator no ponto da corrente de referência do RSC para que gerem correntes que se refletirão no estator com igual forma de onda, porém, em oposição (LIMA et al., 2009); a implementação de uma estratégia de controle baseada na avaliação do comportamento das correntes da máquina para não desligar o conversor ao ligar a proteção (MORREN e DE HAAN, 2005); a abordagem de análises dinâmicas focadas a determinar os impactos do valor da resistência da proteção de tipo *crowbar* na estabilidade (SALLES et al., 2010); a identificação do comportamento dos DFIG diante curto-circuito, para estabelecer o valor das contribuições (MORREN e DE HAAN, 2007); a determinação da resistência da proteção em função da corrente máxima permitida nos enrolamentos do rotor e de um valor de tensão de funcionamento do link-DC (ZHANG, JIN e ZHAN, 2011) e, finalmente, a otimização do valor da resistência da proteção a partir da consideração de vários aspectos (HU, ZOU e KANG, 2014).

O esquema de proteção do tipo *crowbar* empregado neste trabalho está baseado na inserção da resistência ao circuito do rotor, segundo as avaliações das grandezas indicadas na Figura 3.7.

Figura 3.7 Dados de entrada requeridos pela proteção *crowbar*



Fonte: Adaptado de DIGSILENT (2003).

Onde: I_{rot} , corresponde a máxima corrente permitida nos enrolamentos do rotor; Vel , corresponde a velocidade de operação da máquina; e V_{pcc} , corresponde a tensão no ponto de conexão do DFIG à rede (DIGSILENT, 2003).

3.6 CONCLUSÕES

Os esquemas de integração de aerogeradores à rede elétrica podem ser de dois tipos: esquemas de velocidade fixa e velocidade variável. Para escolher o tipo de aerogerador a incorporar à rede deve-se considerar aspectos como: comportamento do vento no ponto de instalação, exigências de frequência e tensão no ponto de conexão à rede e as características da rede, dentre outras.

Os aerogeradores de velocidade fixa ou constante operam na frequência da rede devido ao fato de estarem ligados diretamente a esta, o que leva a uma desvantagem porque isto exige potência reativa durante a energização e operação da máquina e esta potência deve ser suprida pela rede. Os aerogeradores de velocidade variável podem operar a frequências diferentes da frequência da rede devido ao fato de utilizar conversores estáticos.

A incorporação destas tecnologias nas redes conduziu ao desenvolvimento de modelos que permitiram avaliar o comportamento destas máquinas e os impactos que impõem sobre a rede em regime permanente e transitório. Neste contexto, foram analisados os modelos de ordem reduzida e detalhado do gerador DFIG por ser o foco deste trabalho. Da mesma forma, foram apresentadas as informações das estratégias de controle dos conversores e a estratégia do esquema de proteção do tipo *crowbar*, a qual permite inserir uma resistência em série aos enrolamentos do rotor para minimizar os impactos das altas correntes provocadas pelos afundamentos de tensão, produtos de perturbações nas redes.

CAPÍTULO 4

SISTEMAS DE PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS

4.1 INTRODUÇÃO

Os DFIG e, em geral as GDs, possuem vantagens quando estão ligadas à rede elétrica. Apesar disso apresentam impactos negativos à própria rede dentre os quais se podem destacar os ocorridos sobre os esquemas de proteção de redes de distribuição radiais. Estes são identificados como descoordenação nas funções de proteção contra sobrecorrentes (ABDEL-GHANY et al., 2015; WALLING et al., 2008).

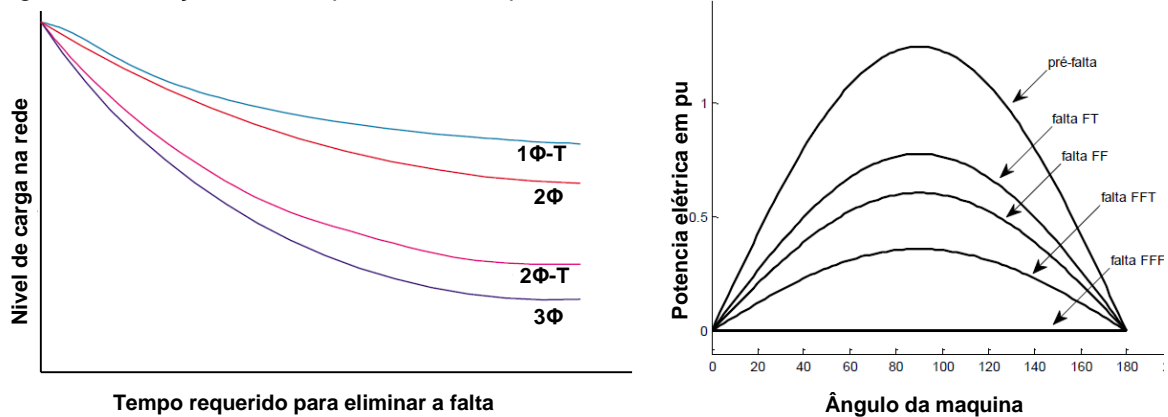
Na ocorrência de uma falta na rede elétrica, os geradores responderão à perturbação contribuindo com correntes de curto-circuito que terão maior ou menor participação dependendo do tipo e localização da falta (ALSTOM, 2002; MASON, 1956). Portanto, a incorporação de DFIG e em geral das GDs nas redes de distribuição, nos obriga a reavaliar os critérios de operação devido ao fato dos alimentadores possuírem um ou vários pontos de fornecimento de energia, o que modifica o sentido dos fluxos e muda ou altera os níveis das correntes de curto-circuito (KONG et al., 2014). As funções de proteção de sobrecorrente são ajustadas, geralmente, considerando que a corrente de curto-circuito vem da subestação a qual está ligado o alimentador.

Os sistemas de proteção são implantados para isolar os pontos de falta no menor tempo possível, pois se deve garantir a continuidade no fornecimento do serviço de energia e minimizar os riscos de perda de sincronismo e, conseqüentemente, o colapso do sistema.

A medida que aumenta a carga na rede, também aumenta com ela a probabilidade de perda de sincronismo quando ocorre uma falta na rede. (MASON, 1956). A Figura 4.1 relaciona o nível de carga do sistema e os tempos de eliminação

de falta para diferentes tipos de perturbações. Além disso, relaciona o tipo de perturbação com a margem de estabilidade dos geradores. Nota-se que as faltas trifásicas produzem maiores impactos sobre as redes quando comparadas com as faltas a terra, portanto a eliminação desta do sistema deve ser mais rápida.

Figura 4.1 Relação entre o tipo da falta e a perda de sincronismo



Fonte: Adaptado de KUNDUR (1994) e MASON (1956).

A rápida atuação dos sistemas de proteção também minimiza os danos que as faltas podem provocar nos equipamentos e elementos da rede, pois a energia liberada durante uma falta é proporcional ao produto do quadrado da corrente registrada pela duração da mesma. Ainda assim, a seleção das funções a se empregar nas redes também deve ser avaliada em termos econômicos.

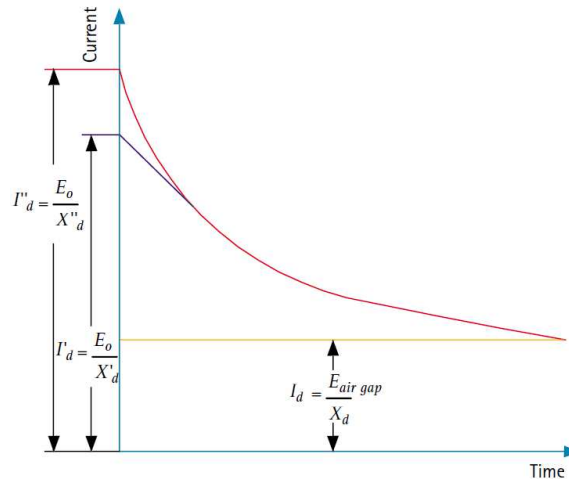
Geralmente, os alimentadores das redes de distribuição não precisam eliminar as faltas com tanta rapidez quando comparadas com as redes de transmissão. Por isso, são empregados sistemas de proteção com funções de sobrecorrentes temporizadas e instantâneas que devem responder aos seguintes requisitos:

- Vulnerabilidade dos equipamentos e elementos da rede (Curvas de dano);
- Tipos de perturbação mais comuns e frequência com que ocorre;
- As funções de proteção estarão orientadas à seletividade ou segurança;
- Tempos máximos permitidos para isolar as faltas da rede;
- Nível máximo de curto-circuito a suportar na saída do alimentador;

Nas redes de distribuição radiais, o esquema de proteção geralmente empregado abrange o elemento de proteção na saída do alimentador (geralmente um relé), religadores intermediários no alimentador e fusíveis próximos às cargas.

Dispositivos como relés e religadores possuem curvas ajustáveis. O fusível, por sua vez, possui curva fixa. Levando em conta que o fornecimento de energia inicia-se na subestação, o nível de curto-circuito é imposto por ela e descreve o comportamento que foi apresentado na Figura 2.3. Quanto ao comportamento das correntes de curto-circuito ao longo do tempo, a Figura 4.2 apresenta as etapas do mesmo.

Figura 4.2 Comportamento do curto-circuito ao longo do tempo



Fonte: Adaptado de ALSTOM (2002).

Onde,

- Nível de Curto-Circuito Subtransiente (I''_d): esta etapa depende principalmente da constante amortecedora dos enrolamentos. A duração típica é de 1 à 3 ciclos.
- Nível de Curto-Circuito Transitório (I'_d): subsequente a etapa anterior, é determinada pela excitação dos enrolamentos. A duração típica é de 3 à 6 ciclos.
- Nível de Curto-Circuito estacionário (I_d): esta etapa representa o curto-circuito consolidado na rede. A duração típica é de 6 ciclos até a eliminação da falta.

A incorporação de DFIG nas redes de distribuição pode modificar as respostas a alguns dos questionamentos diante expostos, pois o comportamento dinâmico do DFIG é diferente quando comparado com o gerador síncrono convencional (HOOSHYAR, AZZOUZ e EL-SAADANY, 2014; KONG et al., 2014) e, conseqüente, podem ocorrer problemas na coordenação dos esquemas de proteção.

Na literatura, tem-se identificado várias propostas para minimizar os impactos que impõem a incorporação de DFIG e, em geral, GDs nas redes de distribuição, como por exemplo limitar a capacidade de penetração da GDs, modificar as funções de

proteção, implementar esquemas de proteção adaptativos, otimizar o valor da resistência da proteção do tipo *crowbar*, dentre outras. Mas, a maioria delas exigem elevados investimentos em equipamentos para instalar na subestação ou esquemas de teleproteção que impossibilitam implementar as soluções nas redes no nível de distribuição (HU, ZOU e KANG, 2014; KENNEDY, CIUFO e AGALGAONKAR, 2016; YAZDANPANAHI, LI e XU, 2012).

Neste contexto, este capítulo aborda os tópicos relacionados com as funções de proteção implantadas nos sistemas de proteção nas redes de distribuição radiais, os critérios de proteção, as análises da coordenação do esquema empregado e o impacto da atuação dos sistemas de proteção sobre indicadores de qualidade do serviço DEC e FEC. Posteriormente, estas informações são empregadas para avaliar o impacto da atuação da proteção do tipo *crowbar* dos DFIG nos sistemas de proteção de redes de distribuição radiais.

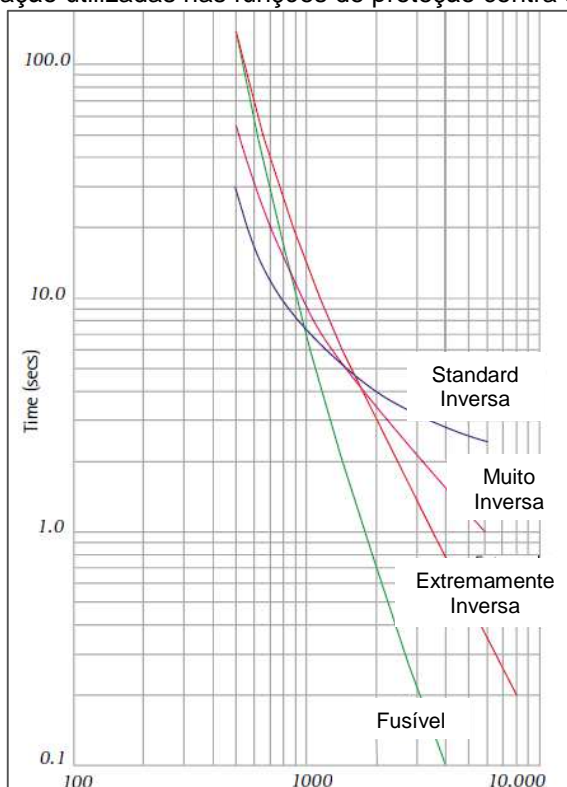
4.2 PROTEÇÃO COM RELÉS E RELIGADORES

Os sistemas de proteção com funções contra sobrecorrente representam os investimentos mais baratos das possíveis funções a implantar nas redes de distribuição devido ao fato de não precisar distinguir entre correntes de carga e correntes de curto-circuito, dado que o ajuste é proposto a partir de um limiar de corrente que é supervisionado através de transformadores de corrente. Apesar disso, representa uma das funções mais sensíveis a alterações ou mudanças na topologia da rede, precisando ser reajustada quando houver modificações porque o emprego desta função em redes radiais é efetuado considerando níveis de curto-circuito impostos pela subestação (MASON, 1956).

Funções de proteção contra sobrecorrente podem ser empregadas em relés e religadores. A Figura 4.3 apresenta os tipos de curvas utilizados para ajustar este tipo de função de proteção.

A Tabela 4-1 apresenta as equações que permitem obter as curvas de operação indicadas na Figura 4.3, as quais descrevem as curvas de operação ajustáveis tanto para fases quanto para neutro.

Figura 4.3 Curvas de operação utilizadas nas funções de proteção contra sobrecorrente



Fonte: Adaptado de ALSTOM (2002).

Tabela 4-1 Equações pela obtenção de curvas de operação

Equação da curva, segundo a norma empregada	Tipo de curva de operação			
	Normal Inversa	Moderadamente Inversa	Muito Inversa	Extremadamente Inversa
IEC 255 -4 $t = Td \cdot \frac{k}{(I/I_p)^{\alpha} - 1}$	$k = 0,02$ $\alpha = 0,14$	----	$k = 1$ $\alpha = 13,5$	$k = 2$ $\alpha = 80$
ANSI $t = Td \cdot \left(\frac{K}{(I/I_p)^{\alpha} - 1} + L \right)$	----	$k = 0,02$ $\alpha = 0,0515$	$k = 2$ $\alpha = 19,61$	$k = 2$ $\alpha = 28,2$
C37.112		$L = 0,114$	$L = 0,491$	$L = 0,1217$

k, α e L , correspondem a constantes predefinidas dependendo do tipo de curva empregada.

Td , corresponde com o tempo de sintonização da curva de operação.

Fonte: Adaptado de ALSTOM (2002) e SIEMENS AG (1995).

Geralmente, as curvas de operação que descrevem esta função possuem características temporizadas e instantâneas. As curvas podem variar dependendo da norma empregada em cada dispositivo, pois alguns possuem curvas de operação próprias devido as suas características construtivas ou considerações dos fabricantes.

A curva com característica instantânea opera com um tempo fixo quando a corrente que circula pelo alimentador a proteger ultrapassa um determinado limiar superior. No entanto, a curva com característica temporizada opera com um retardo de tempo intencional quando a corrente ultrapassa um determinado limiar inferior, no qual, o tempo é inversamente proporcional a magnitude da corrente (GERS, 2011).

Isso permite que a atuação da função de proteção seja mais rápida para altos níveis de curto-circuito e mais lenta para baixos níveis de curto-circuito. Portanto, existirá um único tempo de atuação da função da proteção para cada nível de corrente.

Lembrando a Figura 2.3, pode-se inferir que nos alimentadores de redes radiais, no início, a atuação da proteção será mais rápida e ao final, mais lenta.

4.3 PROTEÇÃO COM FUSÍVEL

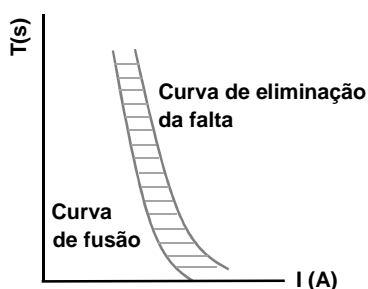
Os fusíveis são dispositivos de proteção contra sobrecargas que se conectam próximos as cargas a se proteger. Os alimentadores podem ser descritos como fontes geradoras de calor devido às características resistivas intrínsecas aos materiais.

Os fusíveis aproveitam esse calor como princípio de operação. A corrente gera calor que é proporcional ao quadrado da intensidade da corrente, e ao atingir a máxima corrente, o condutor interno no fusível se aquece rapidamente e não é possível dissipar o calor, provocando que o condutor se derreta e se efetue a abertura do circuito.

A maioria dos fusíveis utilizados nas redes de distribuição opera sob o princípio de remoção, ou seja, tem um tubo para confinar o arco com a desionização de um filamento no interior de fusível. Quando há uma falta, o filamento se aquece até que um dos componentes se funde. Isto faz com que o gás ionizante se acumule no tubo, então o arco é comprimido e expulso fora do tubo.

A característica de operação dos fusíveis não é ajustável, mas possui duas curvas importantes: uma delas é a curva de tempo mínimo para fusão do elemento e a outra é a curva de tempo máximo para eliminar a falta da rede (GERS, 2011; MASON, 1956). A Figura 4.4 apresenta o comportamento das curvas que possuem os fusíveis.

Figura 4.4 Curvas de operação de fusíveis de media tensão



Fonte: Adaptado de GERS (2011) e MASON (1956).

4.4 CRITÉRIOS DE COORDENAÇÃO DE PROTEÇÕES PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS

Geralmente, os alimentadores das redes de distribuição são protegidos com fusíveis e dispositivos com funções de proteção contra sobrecorrente, o que torna indispensável a procura da coordenação entre os dispositivos existentes nos alimentadores e a subestação. Para isto, deve-se garantir a que durante uma perturbação na rede, os dispositivos de proteção atuem de forma a eliminá-la do sistema.

A coordenação das curvas de operação das funções de proteção contra sobrecorrente em redes de distribuição radiais é desenvolvida levando em conta os seguintes critérios gerais (GERS, 2011; SCHNEIDER ELECTRIC, 2012):

- Nível de curto-circuito máximo e mínimo imposto pela subestação;
- Corrente máxima de operação e curvas de dano dos elementos da rede;
- Tempo de atuação dos equipamentos de desligamento (disjuntores e fusíveis);
- Tempo de coordenação entre as curvas dos dispositivos;
- Tipo de curva de operação empregados por cada dispositivo (ver Figura 4.3);
- Coordenação entre curvas voltada à seletividade ou a salvar o fusível;
- Outros aspectos que dependerão das características da rede;

A rapidez da atuação dos dispositivos de religamento dependerá das curvas de dano dos elementos da rede e do nível da corrente de curto-circuito.

O fusível, por sua vez, possui uma curva fixa. O critério essencial quando se utilizam fusíveis é que o tempo máximo de abertura de um fusível não deve exceder 75% do tempo mínimo de fusão do fusível a jusante, no caso de se ter este esquema

(ALSTOM, 2002; GERS, 2011). Este fator compensa os efeitos de aquecimento produto da corrente de carga e das correntes de curto-circuito que não conseguem derreter o fusível.

Ao se ligar uma GD em uma rede radial, as correntes de falta podem aumentar e, em consequência, os dispositivos deverão atuar mais rápido que nos estudos planejados sem a GD, o que pode causar a perda da coordenação.

A descoordenação é uns dos fenômenos mais indesejados devido ao fato de não permitir a localização certa dos pontos de falta. Além de interromper o fornecimento de energia aos usuários não impactados pela mesma, afetando então os indicadores de qualidade do serviço.

Na literatura se apresentam soluções que requerem canais de comunicação e esquemas de teleproteção para minimizar os impactos gerados pela incorporação de GDs tanto em redes radiais quanto malhadas, sobre os sistemas de proteção (CARDOSO, MARCHESAN e GUTIERRES, 2014; PETIT, LE PIVERT e GARCIA-SANTANDER, 2010). Esta dependência, impõe um risco importante porque a confiabilidade das redes de comunicação é baixa (KENNEDY, CIUFO e AGALGAONKAR, 2016). Outras abordagens propõem a implementação de outras funções de proteção ou algoritmos para substituí-la (PETIT, LE PIVERT e GARCIA-SANTANDER, 2010; ZEINELDIN et al., 2015), mas estas exigem mais investimentos em equipamentos pelas concessionárias.

4.4.1 AJUSTES DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE E SELEÇÃO DO FUSÍVEL

As funções de proteção de sobrecorrente monitoram permanentemente a corrente de cada fase e, ao detectar o limiar ao qual foram ajustadas, atuarão (GERS, 2011). Para determinar o limiar da corrente, deve-se levar em conta alguns aspectos que são apresentados na Tabela 4-2.

Geralmente, os equipamentos de potência não devem limitar a operação e carregamento dos alimentadores, e conseqüentemente os ajustes das proteções. Ainda assim, devem ser avaliados para garantir que o ajuste está protegendo os valores limites de operação dos mesmos.

Os critérios relacionados na Tabela 4-2 serão os avaliados para empregar neste trabalho.

Tabela 4-2 Ajuste das funções de proteção de sobrecorrente de fases para alimentadores radiais

Dispositivo	Limiar de Corrente Temporizada	Operação Temporizado	Limiar de Corrente Instantânea	Operação Instantâneo
Relé	Menor valor dentre:	Operar em 0,4s, para 4 vezes o limiar de corrente temporizado	Entre 6 e 10 vezes o limiar de corrente temporizada	Coordenar com dispositivos a jusantes
	a. $f_p I_{nom}$ do alimentador			
	b. $f_p I_{nom}$ do TC			
	c. $f_p I_{nom}$ do disjuntor			
Religador	Menor valor dentre:	Operar em 0,4s, para 4 vezes o limiar de corrente temporizado	Dependerá do esquema a empregar: voltado a seletividade ou salvar o fusível	
	a. $f_p I_{nom}$ do alimentador ou $f_p I_{nom}$ da carga			
	b. $f_p I_{nom}$ do TC			
	c. $f_p I_{nom}$ do religador			
Fusível	$f_p I_{nom}$ da carga	Definido pela curva	-----	-----

f_p , indica o fator de sobrecarga que permite o equipamento ou o elemento

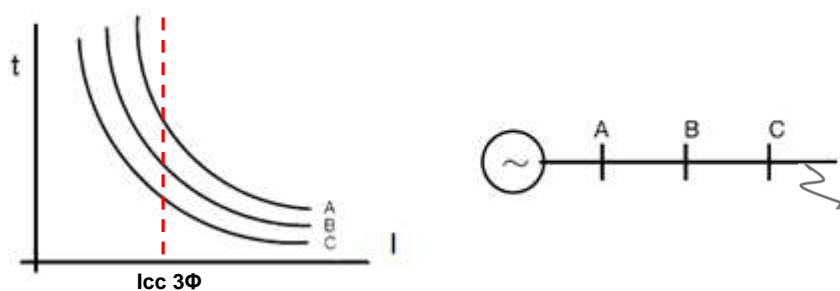
Fonte: Adaptado de ALSTOM (2002), GERS (2011) e MASON (1956).

4.4.2 COORDENAÇÃO DE PROTEÇÃO ORIENTADA À SELETIVIDADE

A seletividade está definida como a característica que possui a coordenação de dispositivos de proteção de forma a desligar unicamente a porção da rede afetada por uma falta. Para isto, os dispositivos a montante da falta, eliminam-na do sistema. A Figura 4.5 ilustra um esquema típico de coordenação orientado a seletividade.

Especificamente, a figura apresenta uma coordenação garantida na ocorrência de um curto-circuito 3 Φ a jusante do ponto “C”. O primeiro dispositivo a atuar é o “C”, e os outros ficam como retaguarda. No caso de apresentar-se mau funcionamento ou problemas nos comandos de desligamento dos disjuntores associados ao ponto “C”, o dispositivo B atuará para eliminar a falta do sistema. Mas, a eliminação ocorrerá em um tempo maior quando comparado com o dispositivo “C”.

Figura 4.5 Curvas de coordenação de proteção – Orientadas à seletividade



Fonte: Autor.

4.4.3 COORDENAÇÃO DE PROTEÇÃO ORIENTADA A SALVAR O FUSÍVEL

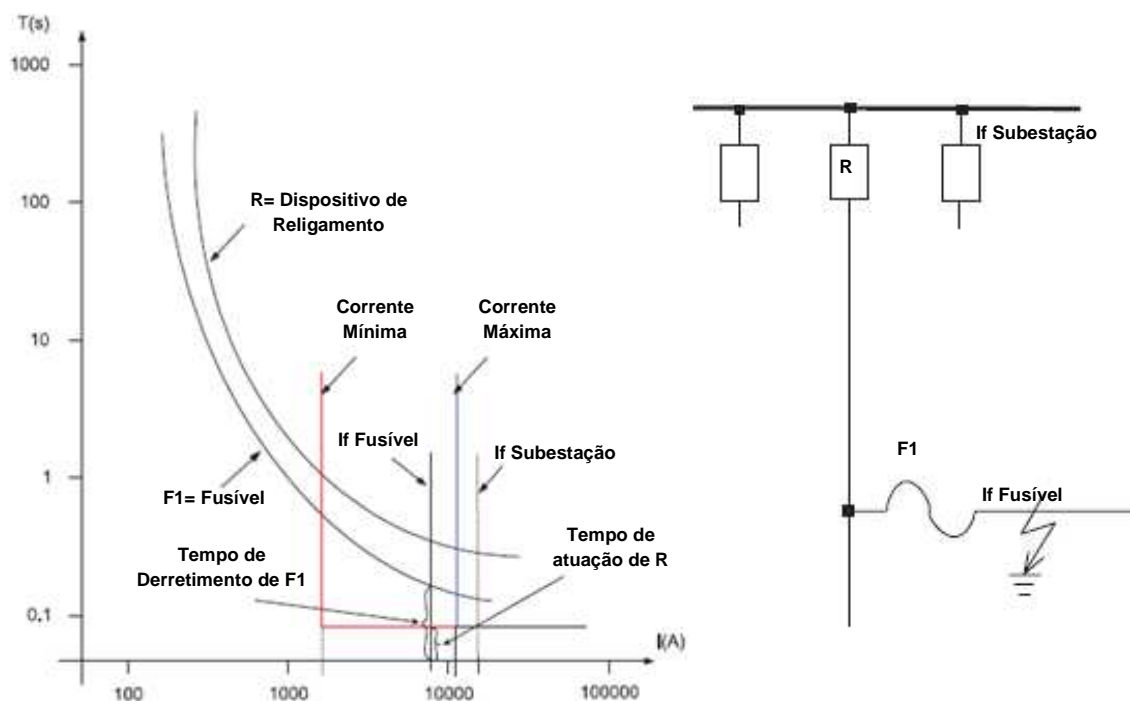
Algumas coordenações de proteção são orientadas a evitar o derretimento do fusível quando ocorrer faltas temporárias na rede pelo fato de serem as faltas mais frequentes e pelas demoras que são exigidas para a troca deste elemento.

Diante do exposto, os fusíveis não atuarão durante uma falta temporária pois a responsabilidade de eliminar a falta é repassada pelos dispositivos de religamento.

A Figura 4.6 ilustra um esquema típico de coordenação orientada a salvar o fusível. Especificamente, a figura apresenta uma coordenação na qual é necessário desistir da seletividade para permitir que o fusível atue como retaguarda os ciclos de fechamento do religador.

Para implantar este tipo de coordenação é indispensável garantir que pode-se obter tempo de coordenação entre a curva do dispositivo de religamento e a curva do fusível, para uma faixa de corrente, entre a corrente mínima e o nível de corrente de curto-circuito a jusante do fusível (GENERAL ELECTRIC, 2002).

Figura 4.6 Curvas de coordenação de proteção – Orientadas a salvar o fusível



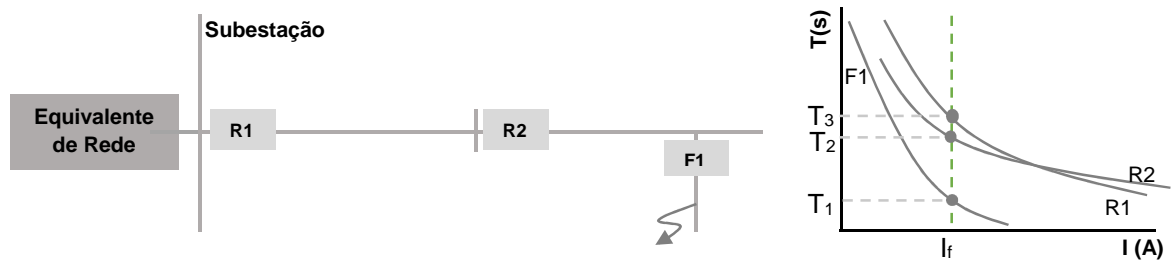
Fonte: Adaptado de GENERAL ELECTRIC (2002).

4.5 COORDENAÇÃO RELÉ-RELIGADOR-FUSÍVEL

O esquema de proteção mais comum nos alimentadores de distribuição é o Relé-Religador-Fusível. Geralmente, os relés estão localizados nas subestações, os religadores ao longo do alimentador e os fusíveis próximos das cargas (GERS, 2011; MASON, 1956). Mas, nas subestações rurais com baixas potências nominais, emprega-se comumente religadores devido ao menor investimento exigido.

Tipicamente, as redes de distribuição possuem fornecimento de energia proveniente da subestação a qual o alimentador está ligado. Portanto, a coordenação das proteções é desenvolvida dependendo do nível de curto-circuito imposto pela própria subestação, além de outros critérios. A Figura 4.7, ilustra um alimentador de distribuição simples com seus dispositivos de proteção.

Figura 4.7 Esquema de proteção típico em redes de distribuição radiais



R1 e R2, representam dispositivos de religamento; F1, representa o fusível. T1, T2 e T3, correspondem com os tempos de atuação dos dispositivos F1, R1 e R2.

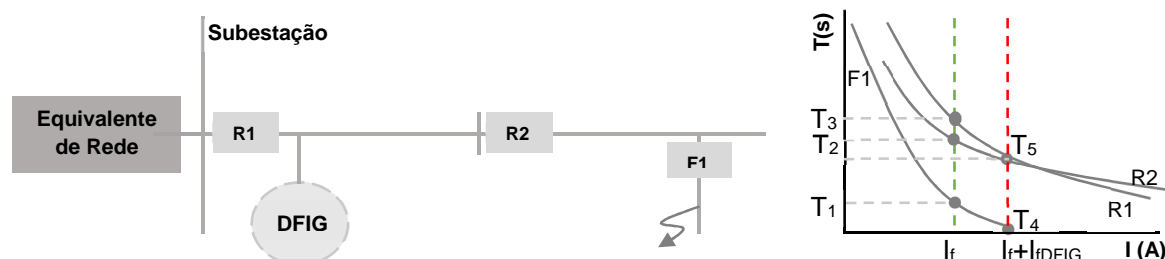
Fonte: Autor.

Na Figura 4.7 pode-se observar as curvas de operação tempo-corrente da rede sob análise. Se ocorrer a falta com nível de corrente I_f , como indicado na figura pelos dispositivos de proteção F1, R2 e R1 fluirá a corrente I_f , provocando a atuação dos mesmos nos tempos T_1 , T_2 e T_3 , isto se o esquema de coordenação está voltado a seletividade.

No entanto, ao incorporar um DFIG, o nível de curto-circuito aumenta para $I_f + I_{fDFIG}$, assim, como está apresentado na Figura 4.8. Entretanto, a corrente $I_f + I_{fDFIG}$ somente passará por F1 e R2. Além disso, os tempos de atuação destes dispositivos de proteção mudam para T_4 e T_5 e deve-se avaliar se mantém a coordenação entre eles. Diante do exposto, pode-se afirmar que a contribuição do DFIG muda os pontos de operação dos dispositivos de proteção e, assim, a avaliação da coordenação é indispensável. Também, destaca-se que os tipos de curvas empregadas contribuirão

na criticidade da coordenação quando há mudanças nos níveis de curto-circuito. A Figura 4.3 evidencia este comportamento.

Figura 4.8 Rede radial com incorporação de DFIG



R₁ e R₂, representam dispositivos de religamento; F₁, representa o fusível. T₄ e T₅, correspondem com os tempos de atuação dos dispositivos F₁ e R₂.

Fonte: Autor.

4.5.1 ESQUEMA RELÉ-RELIGADOR

A avaliação do esquema Relé-Religador deve ser efetuada sob a consideração dos seguintes aspectos: o disjuntor desliga o alimentador alguns ciclos após o comando de abertura enviado pelo relé, e o relé, por sua vez deve integrar o tempo de eliminação da falta do religador. Os tempos de reposição do relé são extensos quando comparados com o religador (SIEMENS AG, 1995), e, se a falta eliminada pelo religador persistir no sistema após do ciclo de fechamento, o relé pode continuar aguardando o momento para enviar o disparo ao equipamento de potência, desligando assim o alimentador devido a esta falta de coordenação.

A coordenação entre estes dispositivos está determinada principalmente pelo ajuste do limiar de corrente. Se o relé e o religador forem ajustados no mesmo limite, ambos atuarão ao detectarem o valor de corrente. Então, a coordenação dependerá do tempo entre curvas e das análises efetuadas para considerar os ciclos de fechamento automático. A importância deste esquema está baseada no fato de que nas redes de distribuição de 80% a 95% das faltas são temporárias e devem ser isoladas por estes dispositivos (GERS, 2011; MASON, 1956).

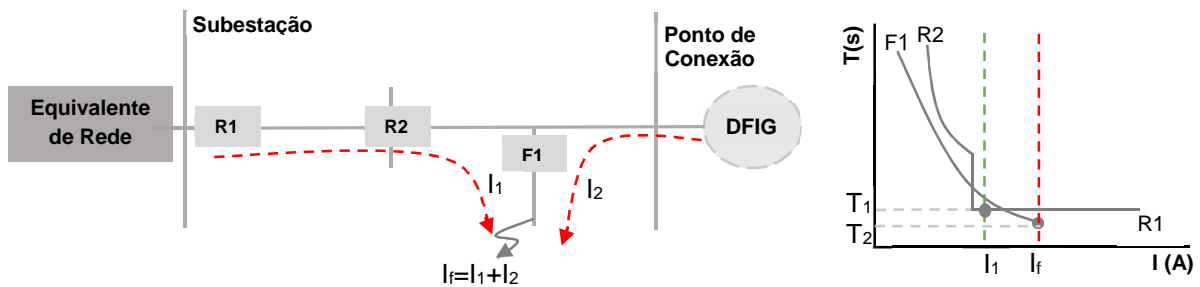
4.5.2 ESQUEMA RELIGADOR-FUSÍVEL

A avaliação do esquema Religador- Fusível deve ser efetuada sob a consideração da característica tempo-corrente dos fusíveis porque o fusível ao atuar,

deixa o ramo desligado até que este seja trocado, o que impõe elevados tempos de recomposição e/ou normalização das redes. Portanto é indispensável tentar evitar a operação do fusível. Neste contexto, segundo o objetivo proposto na coordenação, pode-se empregar a orientação a seletividade ou salvar o fusível.

Dependendo da localização das GDs, se pode interferir na filosofia do esquema de proteção (ABDEL-GHANY et al., 2015). A Figura 4.9, apresenta o esquema que permite explicar este comportamento.

Figura 4.9 Avaliação do impacto do DFIG no esquema religador-fusível



R1 e R2, representam dispositivos de religamento; F1, representa o fusível. T1 e T2, correspondem com os tempos de atuação dos dispositivos F1 e R2.
Fonte: Autor.

O DFIG incorporado a uma rede com esquema de proteção considerado para salvar o fusível, na qual se apresenta uma falta temporária a jusante do fusível como está indicada na Figura 4.9, pode provocar descoordenação da proteção porque a corrente que passa pelo fusível é maior que a corrente que passa pelo religador. Então, o tempo de eliminação da falta muda de T1 com atuação do religador à T2 com atuação do fusível, evidenciando que não se poderá salvar o fusível e ocorrendo um desligamento prolongado pelo derretimento do fusível, o que é indesejável para faltas temporárias.

Análises detalhadas podem ser efetuadas a partir da Figura 4.9. Considera-se que: V e Z , representam o nível de tensão e a impedância do equivalente de rede; Z_1 é a impedância do alimentador entre R1 e F1; Z_2 é a impedância entre o ponto conexão do DFIG à rede e F1; R_f é a resistência de falta. Então, aplicando curto-circuito 3Φ no ponto indicado na Figura 4.9, obtém-se:

- Antes de incorporar o DFIG

$$I_1 = I_{R1} = I_{R2} = I_{F1} = V / (Z + Z_1 + Z_2 + R_f) \quad (4.1)$$

- Incorporando o DFIG

$$I_1 = (V / (Z + Z_1 + Z_2 + R_f)) - I_2 (R_f Z_2 / (Z + Z_1 + Z_2 + R_f)) \quad (4.2)$$

$$I_f = (V / (Z + Z_1 + Z_2 + R_f)) + I_2 (R_f Z_1 / (Z + Z_1 + Z_2 + R_f)) \quad (4.3)$$

4.6 IMPACTO DA NÃO COORDENAÇÃO NOS INDICADORES DE QUALIDADE DEC-FEC

A descoordenação das proteções em uma rede de distribuição, leva ao desligamento de consumidores não afetados pela perturbação ou falta que provocou a atuação dos dispositivos e o fornecimento de energia será interrompido (CHAITUSANEY e YOKOYAMA, 2008).

Para obrigar as concessionárias a resolver este e outros problemas de interrupção de energia aos consumidores, foram criadas normas e regulamentações que visam o seguimento a qualidade do serviço de energia. No Brasil, só são medidas as interrupções superiores a 3 minutos (ANEEL-PRODIST MÓDULO 8, 2016). E as exigências de qualidade do serviço são efetuadas, dentre outros, pelos indicadores DEC e FEC, os quais representam o intervalo de tempo que cada unidade consumidora do conjunto avaliada, registrou descontinuidade no fornecimento da energia elétrica e o número de interrupções ocorridas em cada unidade consumidora do conjunto avaliado, respectivamente.

O equacionamento empregado para determinar estes indicadores são apresentados na Tabela 4-3.

Tabela 4-3 Equações para o cálculo dos indicadores de qualidade do serviço

Indicador	Equação de Avaliação do Indicador
DEC	$= \frac{\sum_{i=1}^N C_a(i) \times t(i)}{C_t}$ <p style="text-align: right;">Horas/Consumidor</p>
FEC	$= \frac{\sum_{i=1}^N C_a(i)}{C_t}$ <p style="text-align: right;">Interrupções/Consumidor</p>

Ca(i), número de consumidores do universo considerado, atingidos pela interrupção (i)

t(i), tempo de duração da interrupção (i).

i, número da interrupção considerada. N, número de interrupções durante o período de apuração.

Ct, número total de consumidores do universo considerado.

Fonte: Adaptado de ANEEL-PRODIST MÓDULO 8 (2016).

Destaca-se que o DEC está relacionado a logística de atendimento das interrupções e a tecnologia utilizada para o reestabelecimento e reparo da rede, bem como a dificuldade de acesso ao local ou ponto da falta. Interrupções nas quais se apresentem descoordenação de proteções, além de afetar os usuários e dificultar aos mantenedores de redes a identificação do ponto certo das faltas, afeta também os indicadores de qualidade do serviço das concessionárias.

Deste modo, é indispensável destacar a importância que representa a reavaliação da coordenação das proteções nas redes distribuição radial ao ligar uma GD (CHAITUSANEY e YOKOYAMA, 2008), pois contribuirão às correntes de falta podendo afetar os esquemas de proteção. Ressalta-se que, a abertura de uma parte do alimentador pela atuação do fusível, implicará na demora para recompor a rede pela necessidade da troca do fusível.

4.7 CONCLUSÕES

Neste capítulo foram abordados os sistemas de proteção contra sobrecorrentes permanentes e correntes de curto-circuito, implantados usualmente nas redes de distribuição radiais.

Nas redes de distribuição radiais é comum implantar sistemas de proteção com funções contra sobrecorrente porque representam investimentos menores que com outras funções que possam ser empregadas. Geralmente, os esquemas de proteção utilizados nos alimentadores consideram Relé-Religador-Fusível. Os relés estão localizados nas subestações, os religadores ao longo do alimentador e os fusíveis próximos das cargas.

Para propor os ajustes das funções deste esquema de proteção, deve-se levar em conta aspectos como: níveis de curto-circuito máximo e mínimo imposto pela subestação; curvas de dano dos elementos da rede; tempos de atuação dos equipamentos de corte; tempo estabelecido para coordenação entre curvas, proteção orientada à seletividade ou orientada a salvar o fusível, dentre outros aspectos.

Especificamente, na orientação para salvar o fusível, deve-se desistir da seletividade para permitir que o fusível atue como retaguarda ao religador e se evite o desligamento prolongado dos usuários diante de faltas temporárias pois estes tempos de interrupção também afetam os indicadores de qualidade do serviço.

CAPÍTULO 5

ESTUDOS DE CASO

5.1 INTRODUÇÃO

Para ilustrar o impacto da atuação da proteção do tipo *crowbar* nos DFIG sobre os sistemas de proteção em redes de distribuição radiais, propusemos avaliar o comportamento da proteção em duas redes.

Para desenvolver as simulações foi utilizado o software DIGSILENT Power Factory 14.1, no qual se modelaram as redes e se acrescentou um gerador DFIG. Neste contexto, destacam-se os seguintes aspectos:

- A modelagem do gerador DFIG foi efetuada segundo informações apresentadas no tópico 3.4 e DIGSILENT (2003). A velocidade do vento foi considerada constante. O GSC operando com fator de potência unitário.
- A estratégia de controle do conversor corresponde ao estabelecido no tópico 3.5.1 e DIGSILENT (2003).
- A estratégia de proteção do tipo *crowbar* foi implantada segundo definido no tópico 3.5.2 e considerado o exposto no tópico 2.4 referente as curvas *Ride Through Capability*.
- A falta aplicada corresponde a um curto-circuito 3 Φ (KUNDUR, 1994; MASON, 1956), com duração máxima é 150ms.
- Foram propostos ajustes para garantir a coordenação seletiva no esquema Relé-Religador-Fusível segundo os critérios apresentados na Tabela 4-2. As curvas de operação dos dispositivos de religamento correspondem a equação apresentada na Tabela 4-1 pela norma IEC 255-4.
- Foram estabelecidos ajustes para salvar o fusível segundo as considerações apresentadas no item 4.4 e em GENERAL ELECTRIC (2002). As curvas de operação dos dispositivos de religamento correspondem a equação apresentada na Tabela 4-1 pela norma IEC 255-4.

- O tempo mínimo de coordenação entre as curvas dos dispositivos se estabelece para estar entre 150ms e 250ms.

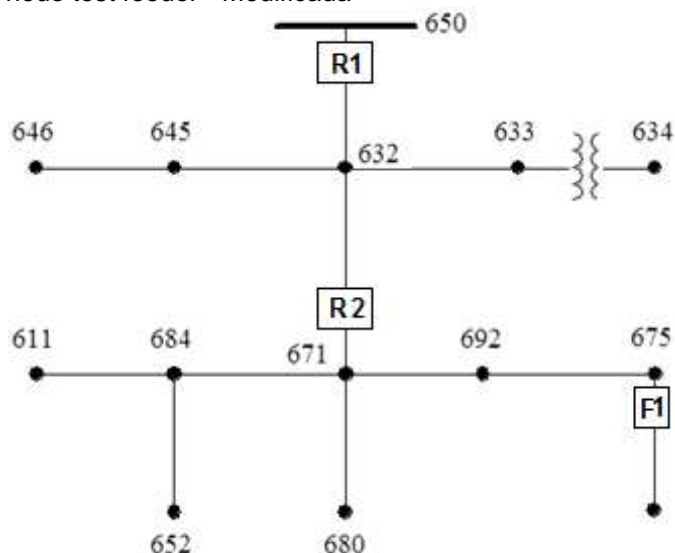
5.2 ESTUDO DE CASO: REDE IEEE 13 NODE TEST FEEDER

A rede *IEEE 13 Node Test Feeder* foi escolhida por ser de característica radial (IEEE DISTRIBUTION SYSTEM SUBCOMMITTEE, 2001). Esta rede possui carregamento desbalanceado, banco de capacitores em alguns pontos, dentre outros aspectos.

Destaca-se que para ajustar a rede sob as análises do foco deste trabalho, foram efetuadas algumas modificações na modelagem da rede, tais como: a rede foi considerada aérea e rural; a bitola do condutor principal no alimentador foi considerado de 1/0 ACSR; não foram considerados os bancos de capacitores; substituiu-se o elemento entre 671 e 692 por um elemento igual ao existente entre 692 e 675; acrescentaram-se dispositivos de religamento e fusíveis, dentre outros.

A Figura 5.1 ilustra o diagrama esquemático da rede após das modificações. A tabela 5.1 apresentam os dados de carga considerados para esta rede.

Figura 5.1 Rede IEEE 13 node test feeder - Modificada



Fonte: Adaptado de IEEE DISTRIBUTION SYSTEM SUBCOMMITTEE (2001).

Considera-se que: R₁ corresponde a um relé SIEMENS 7SJ6015(SIEMENS AG, 1995); R₂ corresponde a um religador NULEC (SCHNEIDER ELECTRIC, 2012) e F₁, corresponde a um fusível 40K.

Tabela 5-1 Dados de carga rede IEEE node test feeder

	Ph-1		Ph-2		Ph-3	
	W	kVAR	W	kVAR	W	kVAR
B634	160	110	120	90	120	90
B645	0	0	170	125	0	0
B646	0	0	230	132	0	0
B652	128	86	0	0	0	0
B671	385	220	385	220	385	220
B675	485	190	68	60	290	212
B692	0	0	0	0	170	151
B611	0	0	0	0	170	80

Fonte: Adaptado de IEEE DISTRIBUTION SYSTEM SUBCOMMITTEE (2001).

Sob estas considerações, ajustes foram propostos para obedecer a critérios de seletividade e para salvar o fusível.

5.2.1 COORDENAÇÃO SOB CRITÉRIOS À SELETIVIDADE

Nesta proposta é indispensável manter a seletividade dentre os dispositivos, portanto, o fusível atuará primeiro diante de uma falta a jusante dele para garantir que só os consumidores afetados pela perturbação sejam desligados. Destaca-se que com estes critérios, é possível afetar os indicadores de qualidade do serviço pelo fato de interromper o serviço por longo tempo (é necessário a troca do fusível) diante de qualquer falta na rede, do total das quais, aproximadamente 80% a 95% são temporárias.

A Figura 5.2 ilustra as curvas obtidas por esta coordenação. Os níveis de curto-circuito registrados correspondem aos fornecidos unicamente pela subestação ao qual está ligado o circuito alimentador diante de uma falta a jusante do dispositivo F₁.

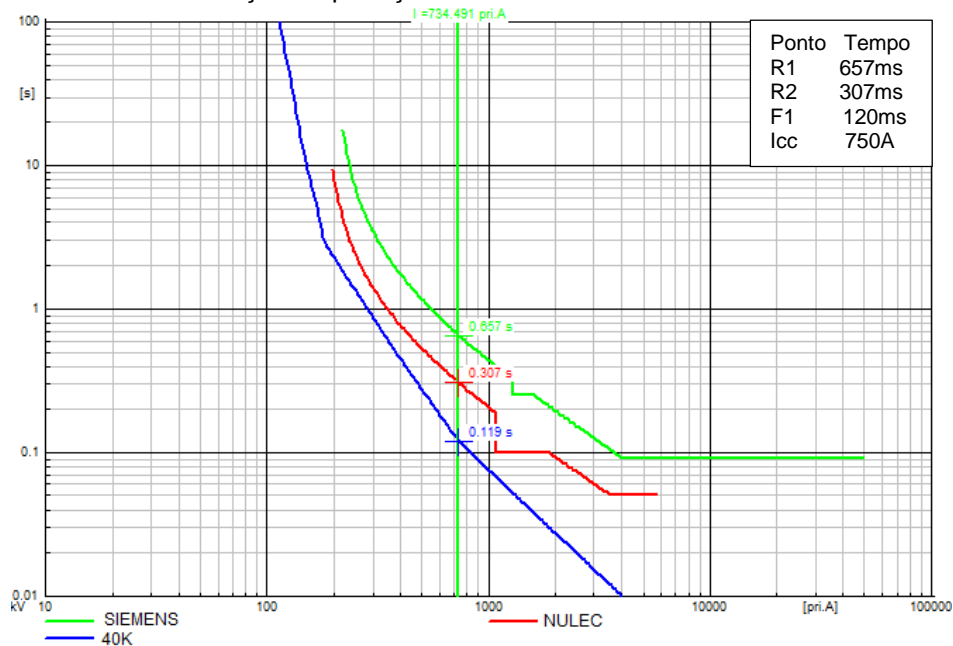
5.2.2 COORDENAÇÃO SOB CRITÉRIOS A SALVAR O FUSÍVEL

Nesta proposta não há seletividade entre o religador e o fusível para faltas temporárias na rede, portanto o religador atuará primeiro diante uma falta temporária a jusante ao fusível F₁ para evitar o derretimento do fusível. Destaca-se que com estes critérios, é possível retardar a localização da falta, pois o religador atuará

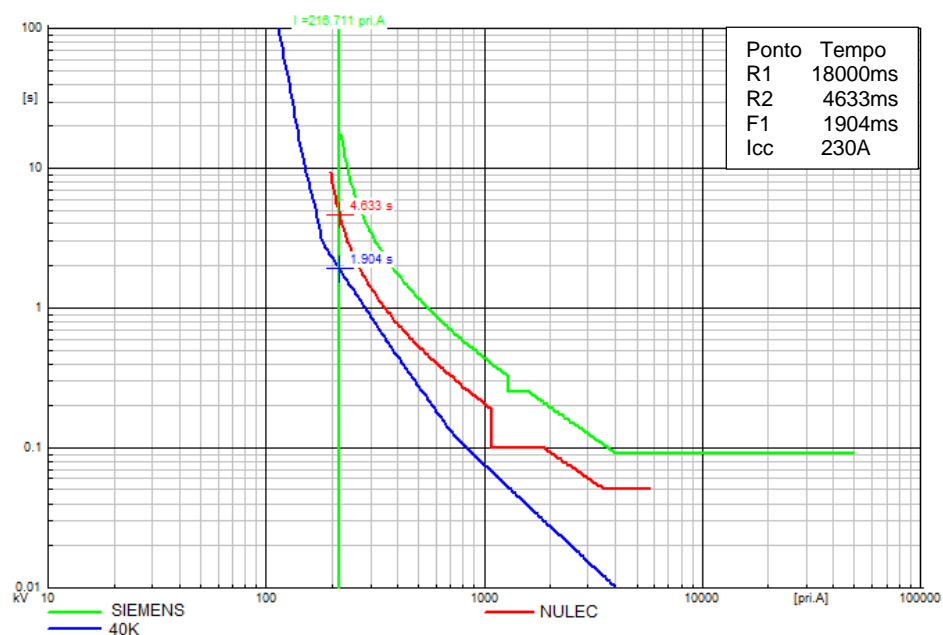
primeiro e este afeta a uma porção maior da rede quando comparado ao fusível. Mas, pelo fato dele atuar primeiro só diante de faltas temporárias a necessidade de localização da falta diminui significativamente.

A Figura 5.3 ilustra as curvas obtidas para esta coordenação. Os níveis de curto-circuito correspondem unicamente aos fornecidos pela subestação ao qual está ligado o circuito alimentador, diante uma falta a jusante ao F₁.

Figura 5.2 Curvas de coordenação de proteção com critério à seletividade



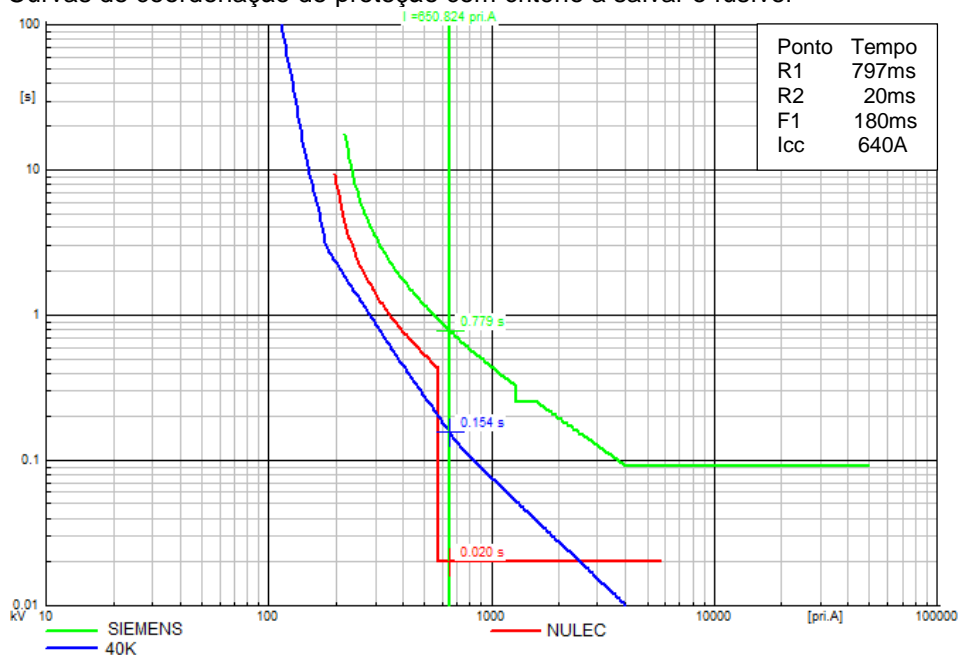
a) Impedância de falta de 0.1Ω



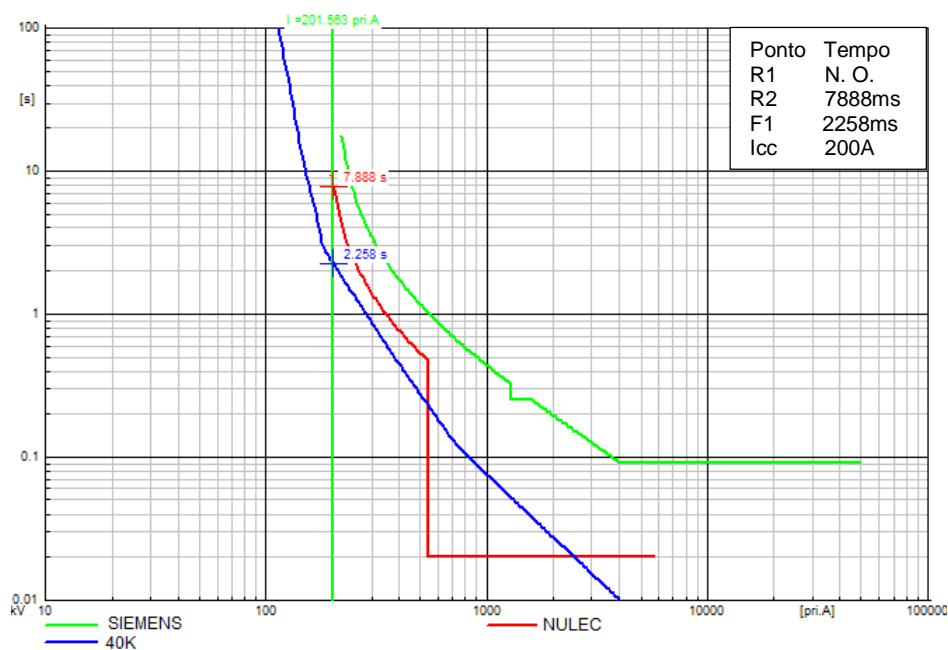
b) Impedância de falta de 10Ω

Fonte: Simulações Autor.

Figura 5.3 Curvas de coordenação de proteção com critério a salvar o fusível



a) Impedância de falta de 0.1Ω no final do ramal ao qual está ligado F1



b) Impedância de falta de 10Ω no final do ramal ao qual está ligado F1

Fonte: Simulações Autor.

5.2.3 INTEGRAÇÃO DO GERADOR DFIG

Em seguida se incorpora no ponto 680, um gerador DFIG com as características apresentadas na Tabela 5-2, para avaliar o comportamento dinâmico da máquina diante curto-circuito 3Φ a jusante ao ponto 675 que representem afundamentos de tensão de 85% no ponto de conexão.

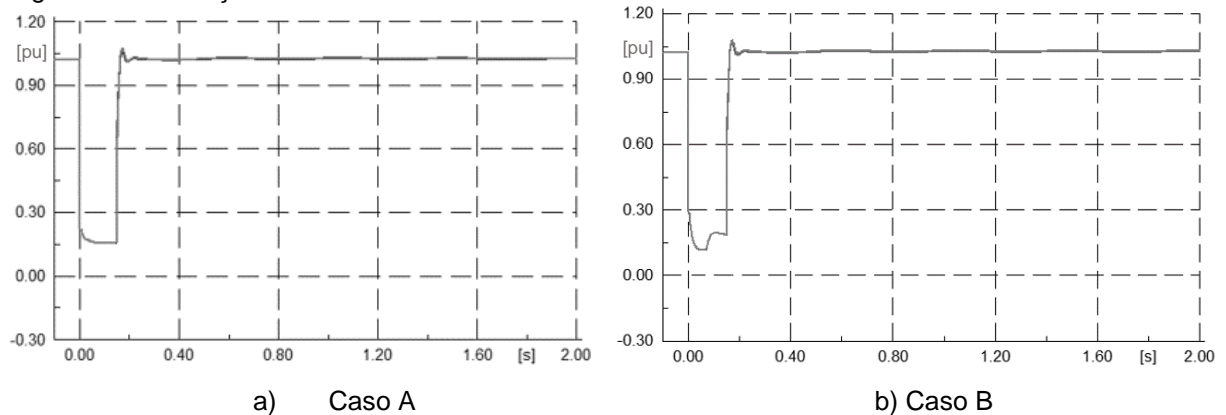
Tabela 5-2 Dados do aerogerador DFIG

Dados do Gerador					
Resistência do estator	Resistência do rotor	Reatância do estator	Reatância do rotor	Indutância de Magnetização	$R_{crowbar}$
1,7m Ω	1,5m Ω	0,12mH	0,16mH	4,07mH	21,5 m Ω

Fonte: Adaptado parcialmente de YANG et al. (2015).

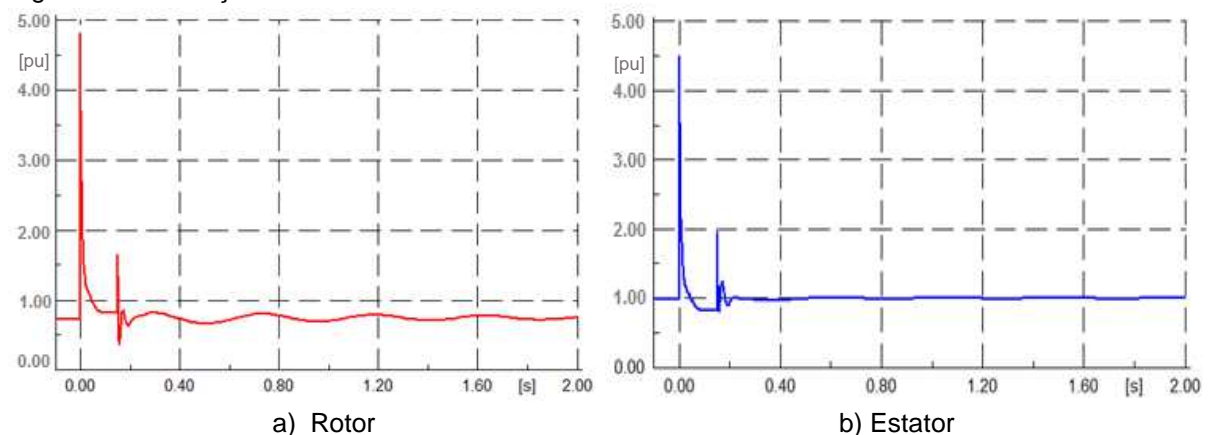
Dois modos de operação do DFIG são considerados. O caso A considera a operação da máquina sem a inserção da proteção do tipo *crowbar*, apesar de que as condições o exijam. O Caso B considera a operação da máquina com a inserção da proteção. A Figura 5.4 apresenta o comportamento da tensão nos terminais da máquina. As Figuras 5.5 e 5.6 apresentam os comportamentos dinâmicos das correntes da máquina.

Figura 5.4 Simulações dinâmicas – tensões nos terminados do DFIG



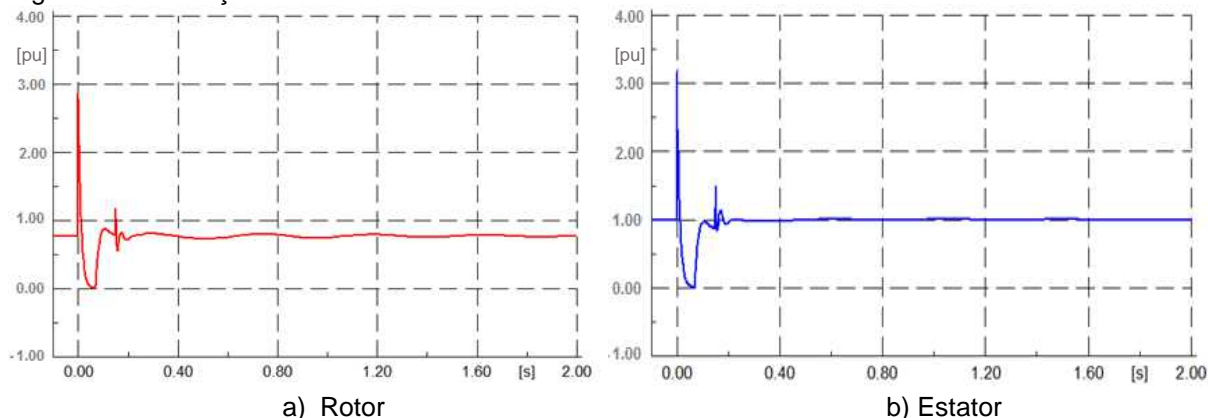
Fonte: Simulações Autor.

Figura 5.5 Simulações dinâmicas – correntes do DFIG caso A



Fonte: Simulações Autor.

Figura 5.6 Simulações dinâmicas – correntes do DFIG caso B

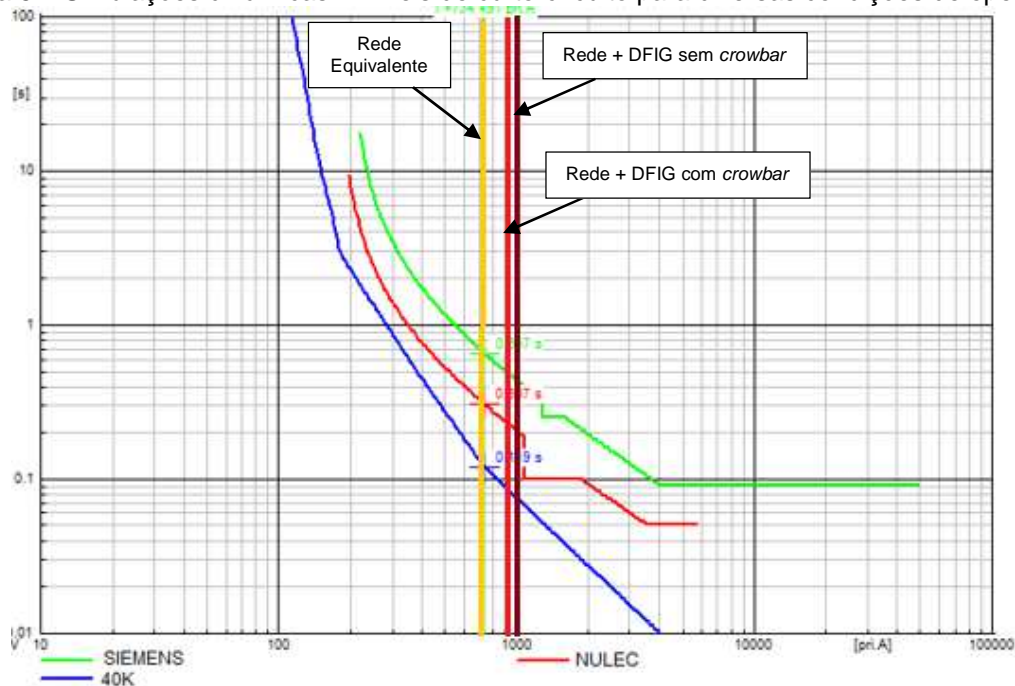


Fonte: Simulações Autor.

As contribuições da máquina às correntes de curto-circuito são maiores no caso A se comparadas com o caso B. Estas alcançam até 4.7pu e 3pu. Por outro lado, durante a perturbação o DFIG no caso A fornece uma corrente representativa quando se comparada com o caso B, o qual tem um comportamento decrescente. Resultados similares foram obtidos por (AGAMEZ A; NUNES, 2016).

Na figura 5.7 apresentam-se os resultados obtidos das análises realizadas em relação aos níveis de curto-circuito obtidos para cada condição de operação na rede. Evidencia-se que a condição mais crítica ocorre quando se incorpora à rede um DFIG sem DG.

Figura 5.7 Simulações dinâmicas – Níveis de curto-circuito para diversas condições de operação



Fonte: Simulações Autor.

5.2.4 AVALIAÇÃO DO IMPACTO DO MODO DE OPERAÇÃO DO DFIG

Informações apresentadas no tópico 1.2 enfatizam a importância da incorporação dos DFIG e em geral as GDs sobre as contribuições aos níveis de correntes de curto-circuito (KENNEDY, CIUFO e AGALGAONKAR, 2016; MORREN e DE HAAN, 2007; PANDI, ZEINELDIN e XIAO, 2013; WALLING et al., 2008). Neste contexto, este tópico contém a informação da avaliação do impacto que a incorporação de DFIG sobre os níveis de curto-circuito e, conseqüentemente, sobre os sistemas de proteção da rede em análise.

Para isto, se levam em conta os dois casos do modo de operação do DFIG definidos no tópico 5.2.3 e, os ajustes de coordenação propostos para uma coordenação orientada a seletividade e uma coordenação para salvar o fusível.

- Simulações Caso A: foi aplicado um curto-circuito 3 Φ a jusante ao ponto 675 com impedâncias de 0,1 Ω . Os resultados obtidos sobre os impactos na coordenação da proteção orientada a seletividade e a salvar o fusível, são apresentados nas Figuras 5.8 e 5.9. Note a mudança no nível de curto-circuito que se registra pelo fusível (linha cor azul) e o nível de curto-circuito que se registra pelo religador e relé na subestação (linha cor verde), pois existe uma significativa diferença entre estes dados e os apresentados nas Figuras 5.2 a. e 5.3 a.

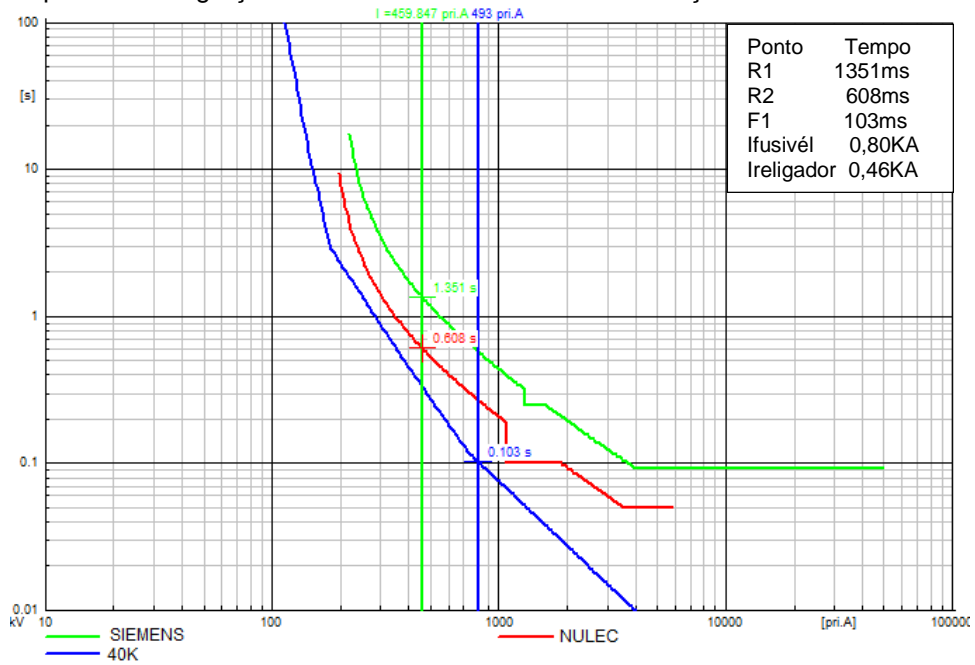
O aumento nos níveis de curto-circuito que passam pelo fusível provenientes da integração do DFIG, levam a redução do tempo de atuação do fusível. No entanto, para o relé e o religador, evidencia-se aumentos nos tempos de operação dos dispositivos pelo fato que as mudanças na topologia da rede provocam mudanças nas contribuições às correntes de curto-circuito por parte da rede equivalente.

A coordenação das proteções sob critérios à seletividade não é afetada em quanto a seletividade, indistintamente de se for avaliado curto máximo ou mínimo. Mas, o aumento nos tempos de operação obtidos pelo religador e o relé devem ser avaliados, devido ao fato que para faltas a montantes ao fusível e a jusantes ao religador, a contribuição do DFIG impõe tempos de eliminação da falta que corresponderão aos registrados na Figura 5.8.

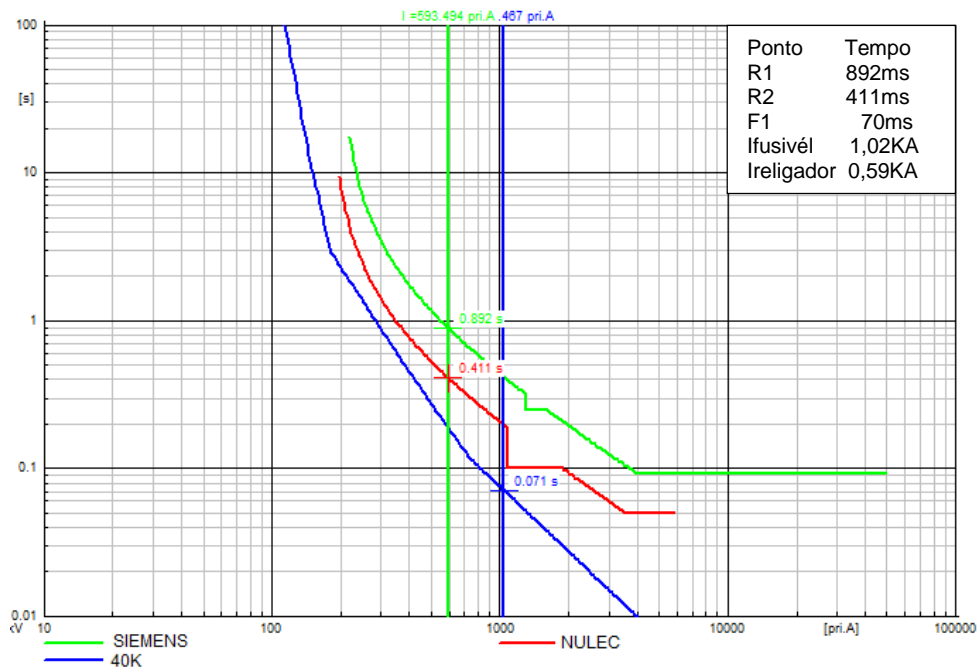
A coordenação das proteções sob critérios a salvar o fusível apresentou descoordenação, quando foi avaliado sob a consideração de curto-circuito máximo. De Outro lado, quando foi avaliado sob a consideração de curto-circuito mínimo, se

evidenciou seletividade entre as curvas, o que indica que o esquema para salvar o fusível não teria resultados positivos e o fusível derrete-se para faltas temporárias.

Figura 5.8 Impacto da integração do DIFG caso A sobre a coordenação à seletividade



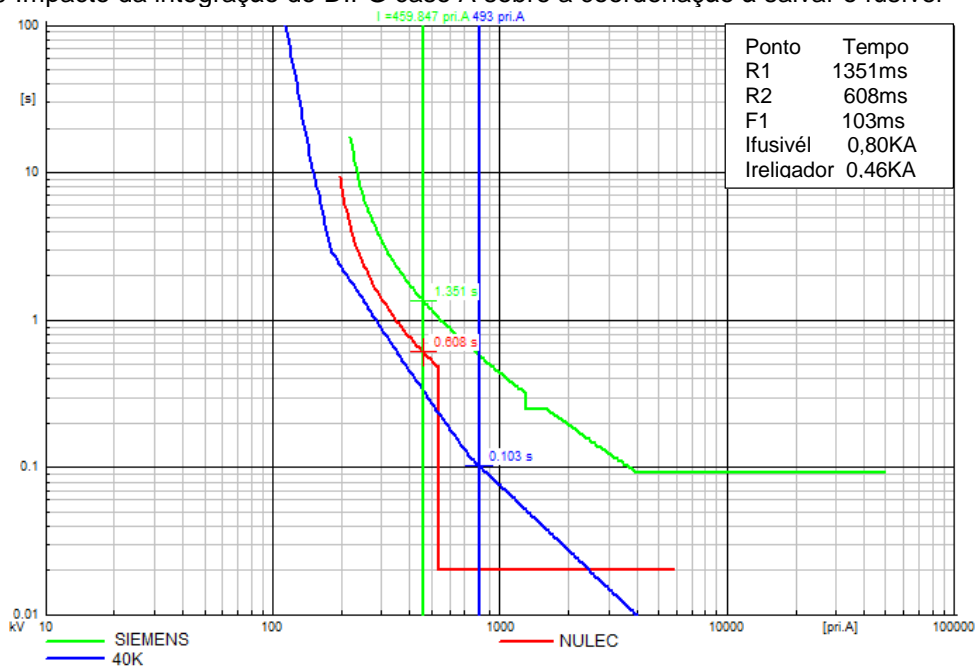
a) Nível de curto-circuito mínimo



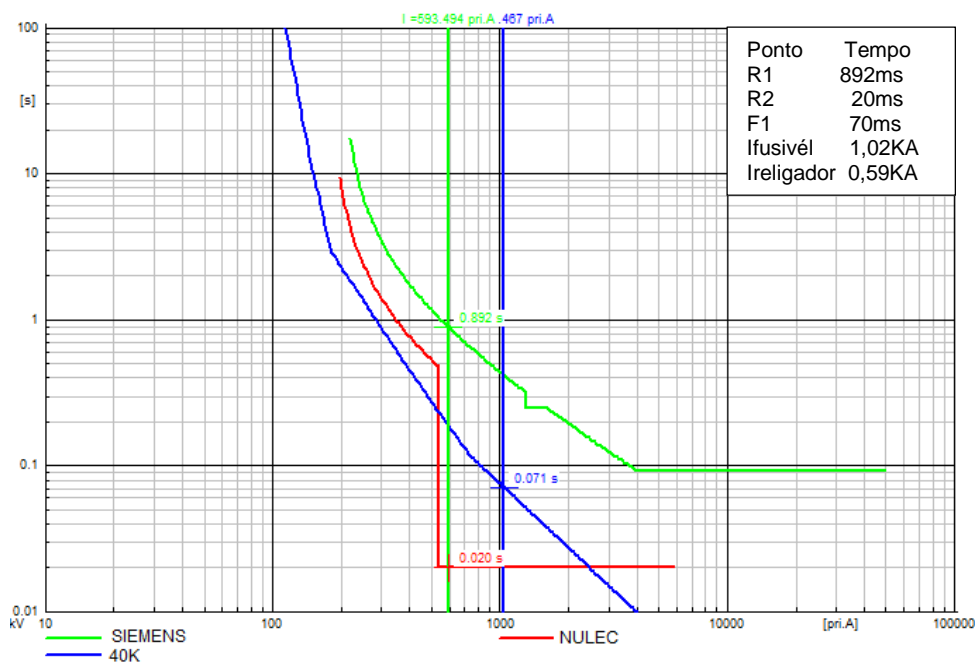
b) Nível de curto-circuito máximo

Fonte: Simulações Autor.

Figura 5.9 Impacto da integração do DIFG caso A sobre a coordenação à salvar o fusível



a) Nível de curto-circuito mínimo



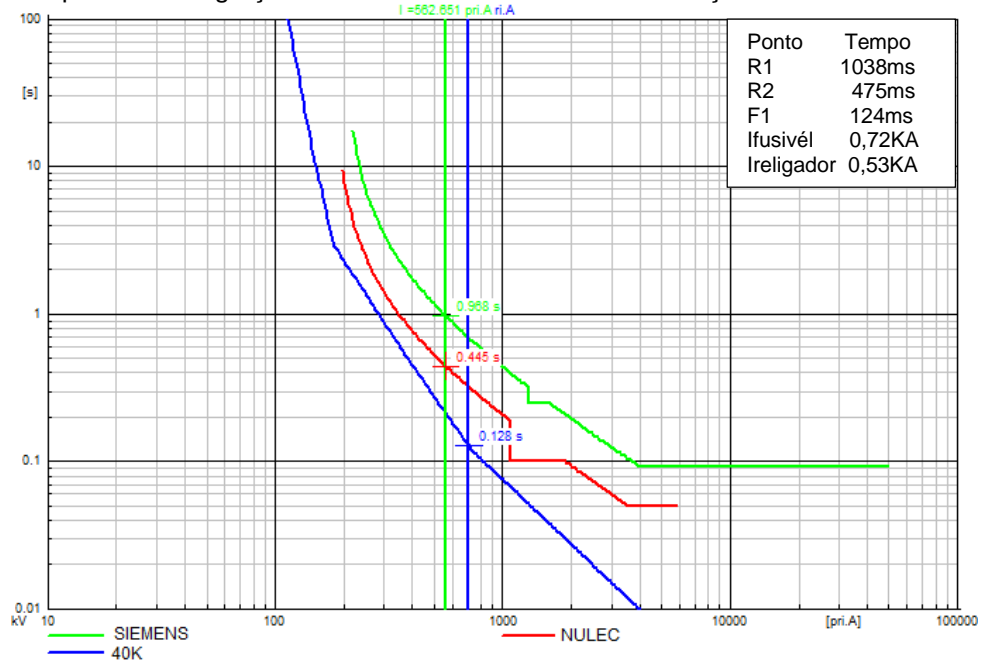
b) Nível de curto-circuito máximo

Fonte: Simulações Autor.

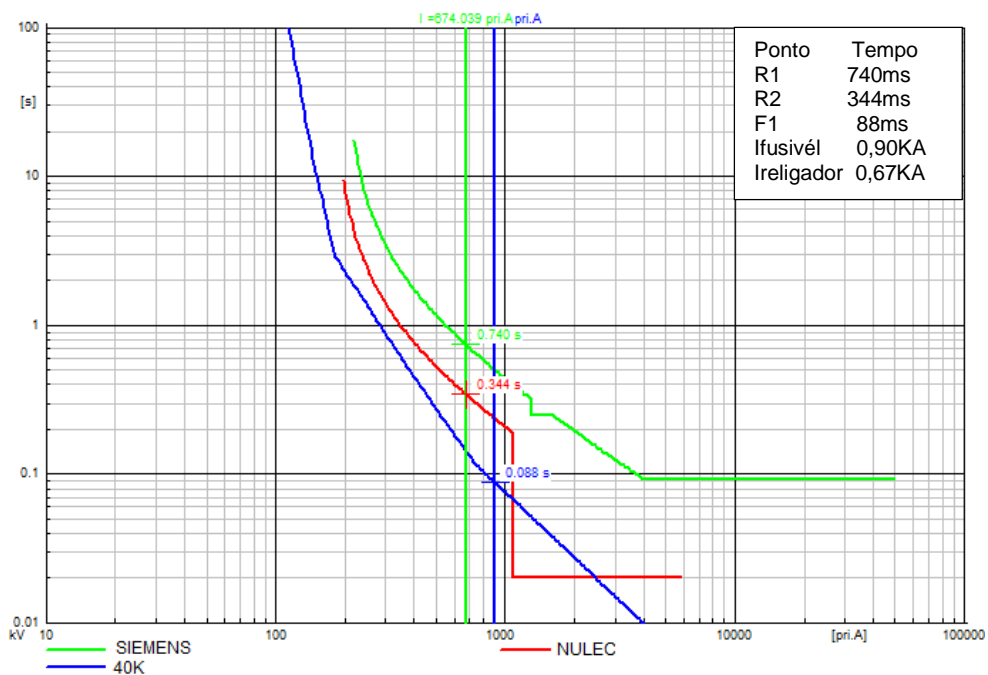
• Simulações Caso B: foi aplicado um curto-circuito 3Φ a jusante ao ponto 675 com impedâncias de 0,1Ω. Os resultados obtidos sobre os impactos na coordenação da proteção orientada a seletividade e a salvar o fusível, são apresentados nas Figuras 5.10 e 5.11. Note as mudanças no nível de curto-circuito. Ainda assim,

destaca-se que a pesar de evidenciar-se aumentos nas contribuições às correntes de falta por parte do DFIG quando comparados aos apresentados nas Figuras 5.2 a. e 5.3 a., tais contribuições são menores quando comparadas com as Figura 5.8 e 5.9. Isto ocorre devido a inserção da proteção do tipo *crowbar*.

Figura 5.10 Impacto da integração do DFIG caso B sobre a coordenação à seletividade



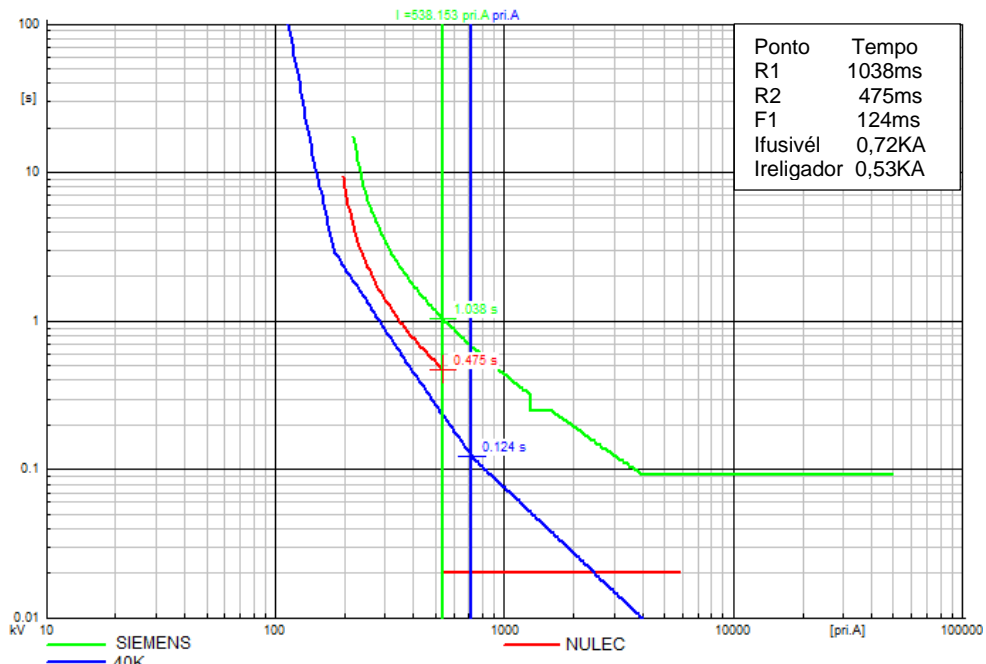
a) Nível de curto-circuito mínimo



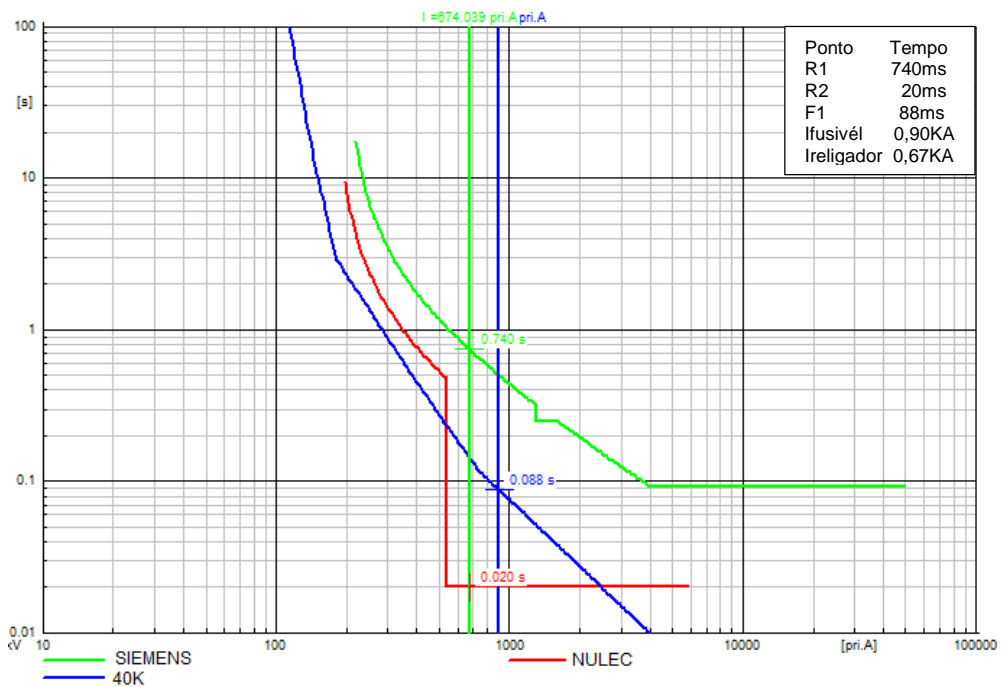
b) Nível de curto-circuito máximo

Fonte: Simulações Autor.

Figura 5.11 Impacto da integração do DFIG caso B sobre a coordenação à salvar o fusível



a) Nível de curto-circuito mínimo



b) Nível de curto-circuito máximo

Fonte: Simulações Autor.

O incremento nos níveis de curto-circuito que passam pelo fusível provenientes da integração do DFIG, também levam a redução do tempo de atuação do fusível. Neste modo de operação do DFIG, o relé e o religador, também aumentam seus tempos de operação, ainda assim, são menores quando comparados com o caso A.

A coordenação das proteções sob critérios à seletividade também não é afetada em quanto a seletividade, indistintamente de se for avaliado curto máximo ou mínimo. Mas, o aumento nos tempos de operação obtidos pelo religador e o relé também devem ser avaliados, pois as contribuições às correntes de falta desde a rede equivalente são maiores quando comparadas com o caso A.

A coordenação das proteções sob critérios a salvar o fusível também apresentou descoordenação quando foi avaliado sob a consideração de curto-circuito máximo. Os tempos de operação do religador e o fusível também registram-se quase simultaneamente. Quando foi avaliado o curto-circuito mínimo, também se evidenciou seletividade entre as curvas, o que indica que o esquema para salvar o fusível não teria resultados positivos e o fusível derrete-se para faltas temporárias.

5.2.5 REAVALIAÇÃO DA COORDENAÇÃO SOB CRITÉRIOS A SALVAR O FUSÍVEL

A falha de coordenação de proteção evidenciada no tópico 5.2.4, pela coordenação orientada a salvar o fusível, obriga a reavaliar as informações dos ajustes para tentar apresentar uma proposta que garanta que, ante a incorporação de um DFIG na rede, a coordenação possa ser mantida.

Os resultados obtidos indicam que a reavaliação da coordenação com critérios para salvar o fusível, não é viável pelo fato das características da rede impor limitações para modificar os limites dos dispositivos de religamento e a curva do fusível ser fixa, o que não permite garantir o tempo de coordenação exigido para que a atuação do religador seja antes do derretimento do fusível. Portanto, não é viável apresentar uma nova proposta de coordenação da proteção sob esta orientação.

5.3 ESTUDO DE CASO: REDE REAL DE 13,8KV

A rede de 13,8 kV corresponde a uma rede real, de característica radial, com capacidade nominal de 9 MVA e carga instalada de 6 MVA (ver Tabela 5-3)

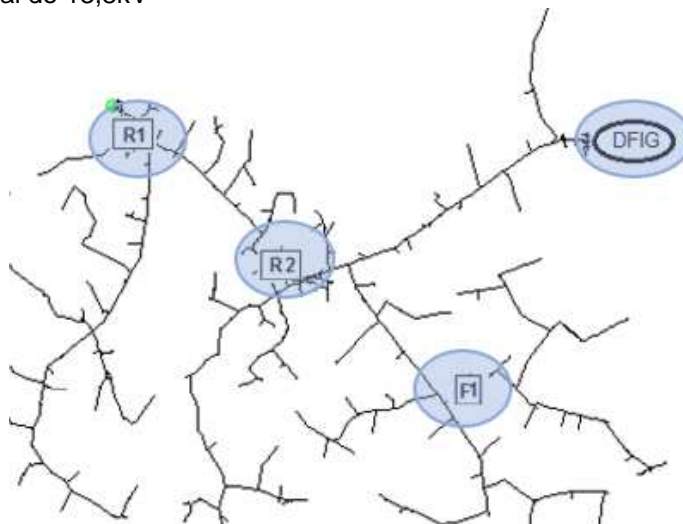
Esta rede atende a 8865 unidades consumidoras. Destaca-se que para ajustar a rede sob análise, foco deste trabalho, foram acrescentados os dispositivos de proteção de religamento e fusíveis, segundo pode-se observar na Figura 5.12. Também, foi acrescentado um DFIG com as características indicadas no tópico 5.2.

Tabela 5-3 Dados de carga rede real de 13,8kV

	Dados da rede		
	A jusante a F1	A jusante a R2	Total alimentador
Carga em MVA	0,97	4,06	6,01
Unidades Consumidoras	1112	6721	8865

Fonte: Adaptado de rede real.

Figura 5.12 Rede real de 13,8kV



Fonte: Adaptado de rede real

Considera-se que: R₁ corresponde a um relé SIEMENS 7SJ6015(SIEMENS AG, 1995); R₂ corresponde a um religador NULEC (SCHNEIDER ELECTRIC, 2012) e F₁, corresponde a um fusível 65K.

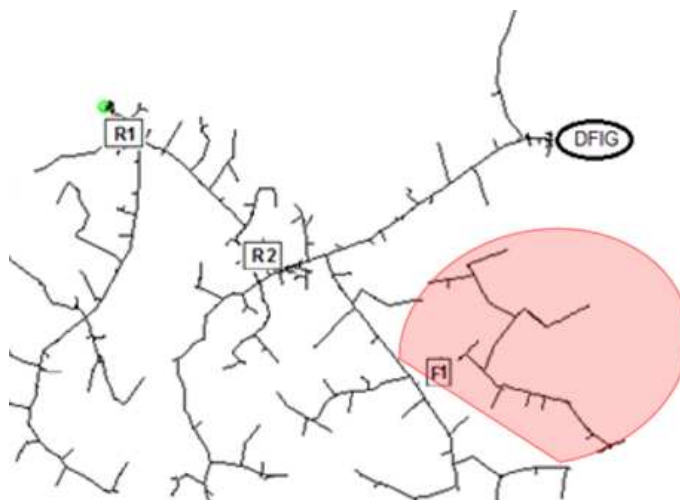
Sob estas considerações, foram realizados ajustes para obedecer a critérios de seletividade e para salvar o fusível. Posteriormente, análises do impacto da atuação da proteção do tipo *crowbar* do DFIG, incorporado à rede, foram efetuados para avaliar o impacto sobre os sistemas de proteção e, conseqüentemente, sobre os indicadores de qualidade do serviço.

5.3.1 AVALIAÇÃO DA COORDENAÇÃO SOB CRITÉRIOS À SELETIVIDADE

Foi proposta coordenação da proteção considerando os critérios apresentados no tópico 4. As análises dos resultados corresponderam com as obtidas no tópico 5.2.4, tanto para o caso A quanto para o caso B. Portanto, diante uma falta trifásica a jusante ao fusível F₁, indistintamente se foi avaliado o curto-circuito máximo ou mínimo, o fusível é o primeiro responsável pela eliminação da falta, o que garante que somente os consumidores afetados pela falta sejam desligados da rede.

A figura 5.13 apresenta a informação da área afetada pela falta, a qual foi ressaltada em cor vermelha.

Figura 5.13 Área afetada pela falta a jusante a F1 – Coordenação seletiva



Fonte: Adaptado de rede real.

Note-se que os consumidores afetados estão ligados à rede e protegidos primeiramente por F1. Segundo as informações apresentadas na Tabela 5-3 a carga afetada é de 0,97MVA.

O tempo para recompor a rede dependerá da logística de atendimento das interrupções e a tecnologia utilizada para o reestabelecimento e reparo da rede, bem como a dificuldade de acesso ao local ou ponto da falta. Para continuar com as análises neste tópico, considera-se que o tempo requerido para efetuar a troca do fusível é de 2 hora.

A Tabela 5-4 apresenta informação dos indicadores de qualidade do serviço calculados para o alimentador sob análises, a partir das indicações da Tabela 4-3.

Tabela 5-4 Indicadores DEC e FEC – análises para coordenação seletiva

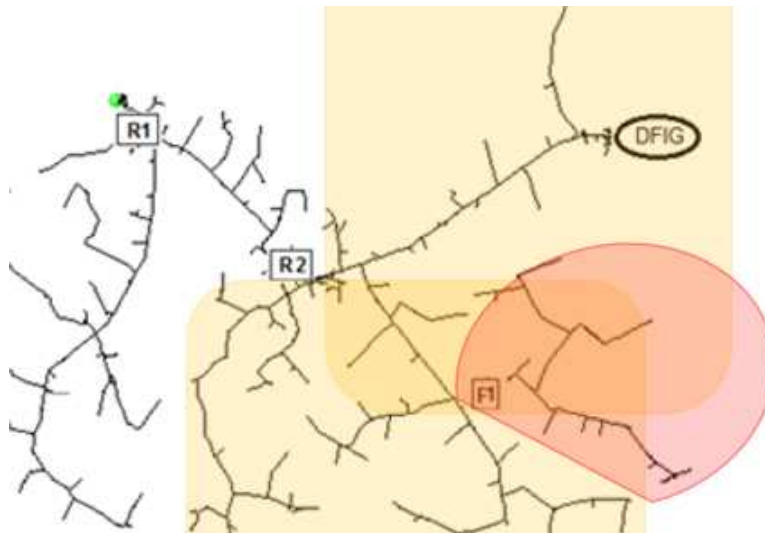
Consumidores Afetados		
	DEC	FEC
1112	0,25 Horas/Consumidor	0,125 Interrupções/Consumidor

Fonte: Adaptado de rede real.

5.3.2 AVALIAÇÃO DA COORDENAÇÃO SOB CRITÉRIOS A SALVAR O FUSÍVEL

Foi proposta coordenação da proteção considerando os critérios apresentados no tópico 4. As análises dos resultados corresponderam com as obtidas no tópico 5.2.4, tanto para o caso A quanto para o caso B. Portanto, diante uma falta trifásica a jusante ao fusível F_1 e quando foi avaliado o curto-circuito mínimo evidenciou-se seletividade entre as curvas pelo que área afetada correspondeu com a apresentada na figura 5.13. Quando foi avaliado o curto-circuito máximo evidenciou-se descoordenação da proteção. A figura 5.14 apresenta a informação da área afetada pela falta.

Figura 5.14 Área afetada pela falta a jusante a F_1 – Coordenação para salvar o fusível



Fonte: Adaptado de rede real.

A falha na coordenação pode provocar o derretimento do fusível F_1 ao mesmo tempo que a atuação do dispositivo de religamento R_2 . Neste caso, os consumidores a jusantes a F_1 são desligados da rede até a troca do fusível (área cor vermelha). Mas, os consumidores a jusante de R_2 são desligados da subestação e mantidos pelo DFIG (área cor amarela).

Neste momento o DFIG fica isolado da subestação e fica responsável pelo fornecimento de energia da carga ressaltada em cor amarela, a qual representa 3,09MVA ou 5609 unidades consumidoras. Entretanto, esta carga supera a capacidade nominal da máquina o que ativará os seus esquemas de proteção.

Considerando que o religamento do dispositivo é efetuado em 500ms, o DFIG deve manter o fornecimento de energia pelas cargas durante este tempo. Entretanto, a proteção do DFIG tem uma atuação mais rápida, provocada pelo aporte às correntes durante o curto-circuito e pela sobrecarga que experimenta durante o isolamento, o que provoca a atuação, apesar de F₁ ter eliminado a falta. Portanto, por esta análise, ocorre um desligamento na área amarela antes da recomposição automática da rede.

Finalmente, o religamento automático ocorre e as cargas ressaltadas na área amarela são ligadas novamente a subestação. Com relação ao DFIG, este deverá ser religado à rede.

A Tabela 5-5 apresenta informação dos indicadores de qualidade do serviço calculados para o alimentador sob análise, a partir das indicações da Tabela 4-3.

Tabela 5-5 Indicadores DEC e FEC – análises para coordenação a salvar o fusível

Consumidores Afetados	DEC	FEC
1112 a jusantes a F1	0,25 Horas/Consumidor	0,125 Interrupções/Consumidor
5609 a jusantes a R2	1,95 Horas/Consumidor	0,633 Interrupções/Consumidor

Fonte: Adaptado de rede real.

5.3.3 IMPACTO SOBRE OS INDICADORES DE QUALIDADE DO SERVIÇO

Ao confrontar a coordenação da proteção orientada à seletividade com aquela orientada a salvar o fusível pode-se notar que os consumidores a jusantes de F₁ ficam desligados da rede, indistintamente do modo de operação da máquina ou da orientação da coordenação da proteção empregada, devido à incorporação do DFIG à rede.

Ainda assim, ressalta-se que durante a perturbação, o atingimento aos consumidores foi maior na orientação a salvar o fusível sob a consideração de curto-circuito máximo, pelo fato de se apresentar falha na coordenação da proteção, pois, tanto o fusível F₁ quanto o religador R₂ efetuam o desligamento da carga.

A Tabela 5-5 destaca que para as análises têm sido considerados os cálculos dos indicadores DEC e FEC das cargas a jusante de R₂, mas, segundo o indicado em ANEEL-PRODIST MÓDULO 8 (2016), os cálculos são efetuados para interrupções maiores que 3 minutos.

Neste contexto, pode-se notar que na coordenação orientada a salvar o fusível a percepção real dos consumidores diante a perturbação é mais crítica pelo fato de ocorrer o desligamento dos consumidores da área amarela. Entretanto a concessionária somente acumula prejuízo correspondente a interrupção das cargas a jusantes a F_1 .

CAPÍTULO 6

CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

6.1 CONCLUSÃO

Nesta dissertação se abordaram análises para avaliar o impacto da inserção ou não inserção da proteção do tipo *crowbar* nos DFIG sob os sistemas de proteção empregados em redes de distribuição radiais. Para isto, foi proposto avaliar os impactos sobre duas orientações da coordenação das funções de proteção. Uma que considera a orientação à seletividade das curvas de operação dentro dispositivos e outra orientada a salvar o fusível da queima.

Para avaliar o impacto da inserção ou não inserção da proteção do tipo *crowbar* do DFIG, foi modelada a rede teste e o DFIG no software DIGSILENT Power Factory 14.1.

Os resultados obtidos das análises do comportamento dinâmico da máquina evidenciam que as contribuições da máquina às correntes de curto-circuito são maiores no caso no que não há inserção da proteção do tipo *crowbar* quando comparado com o caso onde há inserção desta proteção.

Evidenciam-se aumentos nas contribuições às correntes de falta devido a incorporação do DFIG, indistintamente do modo de operação avaliado. O aumento dos níveis de curto-circuito que passam pelo fusível, reduz o tempo de atuação do fusível. Para o relé e o religador, apresentam-se aumentos nos tempos de operação dos dispositivos quando comparados com as respostas deles diante contribuições unicamente com a rede equivalente.

Com relação a coordenação proposta sob a orientação voltada a seletividade entre curvas, a seletividade não é afetada, mas, o aumento nos tempos de operação obtidos pelo religador e o relé devem ser avaliados porque os tempos registrados nos resultados também corresponderão a resposta dos dispositivos diante de faltas a montante do fusível e a jusante do religador.

Em relação a coordenação proposta sob a orientação de salvar o fusível, apresentou-se falha na coordenação quando foi avaliado sob a consideração de curto-circuito máximo. Quando foi avaliado sob a consideração de curto-circuito mínimo, se evidenciou seletividade entre as curvas, o que implica na perda do esquema para salvar o fusível.

Finalmente, enfatiza-se que a orientação escolhida pela coordenação da proteção impacta na percepção que o cliente possui em relação a qualidade do serviço fornecido pela concessionária. Embora, os cálculos dos indicadores de qualidade sejam iguais para todos os casos analisados.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

Como continuação e aprimoramento desta dissertação, sugere-se:

- Avaliar o impacto da integração do DFIG sobre as proteções com função de sobrecorrente em redes radiais diante de faltas monofásicas. Pode-se considerar a modelagem monofásica e trifásica dos conversores para contrastar as respostas da máquina.
- Avaliação do impacto da integração do DFIG em relação às curvas de esfriamento e aquecimento do fusível, na coordenação das curvas de proteção dos ciclos de fechamento programados ao religador e relé dos alimentadores.
- Avaliação da integração de outros geradores DFIG e/ou outros tipos de geração distribuída à rede, sobre as proteções com função de sobrecorrente em redes radiais.
- Avaliação dinâmica das respostas dos dispositivos de proteção de redes de distribuição radiais quando há integração de geradores DFIG para determinar o impacto dos avanços da proteção do DFIG diante da coordenação da proteção da rede.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDEL-GHANY, H. a; AZMY, A. M.; ELKALASHY, N. I.; RASHAD, E. M. Optimizing DG penetration in distribution networks concerning protection schemes and technical impact. **Electric Power Systems Research**, v. 128, p. 113–122, 2015.

AGAMEZ A, P. D. M.; NUNES, M. V. A. Análisis del Impacto de la Protección Crowbar de los DFIG Sobre los Niveles de Cortocircuito en Redes de Distribución Radiales. **V Congreso Internacional en Eficiencia y Gestión Energética. Cartagena, Colombia**, 2016.

ALSTOM. **Network protection and automation guide**. United States: Alstom, 2002.

ANAYA-LARA, O.; JENKINS, N.; EKANAYAKE, J.; CARTWRIGHT, P.; HUGHES, M. **Wind energy generation: modelling and control**. United Kingdom: Wiley Publications. ISBN: 9780470714331, 2009.

ANEEL. Resolução Normativa Nº 482, DE 17 de Abril de 2012. **Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências**, p. 5, 2012.

ANEEL-NOTÍCIAS. **ANEEL Amplia Possibilidades para Micro e Minigeração Distribuída**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 15 dez. 2015.

ANEEL-PRODIST MÓDULO 8. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, p. 76, 2016.

ARRITT, R. F.; DUGAN, R. C. Review of the Impacts of Distributed Generation on Distribution Protection. **IEEE Rural Electric Power Conference. Asheville, USA**, p. 69–74, 2015.

CARDOSO, G.; MARCHESAN, G.; GUTIERRES, L. F. F. Recloser-fuse coordination protection for distributed generation systems: methodology and priorities for optimal disconnections. **12th IET International Conference on Developments in Power System Protection. Copenhagen, Dinamarca**, p. 12.68–12.68, 2014.

CELPA NT 31.021. Conexão de Minigeração Distribuída ao Sistema de Distribuição em Média Tensão. **Requisitos para a conexão de minigeração, através de fontes renováveis com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada**, p. 28, 2015.

CHAITUSANEY, S.; YOKOYAMA, A. Prevention of reliability degradation from recloser-fuse miscoordination due to distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 4, p. 2545–2554, 2008.

DIGSILENT. Dynamic Modelling of Doubly-Fed Induction Machine Wind-Generators. **Technical Documentation**, p. 38, 2003.

FOLEY, T.; THORNTON, K.; HINRICHS-RAHLWES, R.; SAWYER, S.; SANDER, M.; TAYLOR, R.; TESKE, S.; LEHMANN, H.; ALERS, M.; HALES, D. Renewables Global Status Report. **Paris. Annual. ISBN 978-3-9815934-6-4**, 2015.

GENERAL ELECTRIC. **Fuse saving schemes in feeder relays**. United States: General Electric, 2002.

GERS, J. **Protection of electricity distribution network**. United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology, IET ISBN: 9781849192231, 2011.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. Global Wind Report Annual Market Update. **Bélgica**, 2015.

GOMEZ, J. C.; VASCHETTI, J.; COYOS, C.; IBARLUCEA, C. Distributed Generation: Impact on Protections and Power Quality. **IEEE Latin America Transactions**, v. 11, n. 1, p. 460–465, 2013.

GOMIS-BELLMUNT, O.; JUNYENT-FERRÉ, A.; SUMPER, A.; BERGAS-JANÉ, J. Ride-Through Control of a Doubly Fed Induction Generator Under Unbalanced Voltage Sags. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 23, n. 4, p. 1036–1045, 2008.

HOOSHYAR, A.; AZZOUZ, M. A.; EL-SAADANY, E. F. Three-Phase Fault Direction Identification for Distribution Systems With DFIG-Based Wind DG. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 5, n. 3, p. 747–756, 2014.

HU, S.; ZOU, X.; KANG, Y. A novel optimal design of DFIG crowbar resistor during grid faults. **2014 International Power Electronics Conference. Hiroshima, Japao**, p. 555–559, 2014.

IEEE DISTRIBUTION SYSTEM SUBCOMMITTEE. IEEE 13 Node Test Feeder. 2001.

IEEE STD 1547, 2009. IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. 2009.

JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P.; KIRSCHEN, D.; STRBAC, G. **Embedded generation**. United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology, IET. ISBN: 9780852967744, 2000.

KENNEDY, J.; CIUFO, P.; AGALGAONKAR, A. A review of protection systems for distribution networks embedded with renewable generation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 58, p. 1308–1317, 2016.

KHATOD, D. K.; PANT, V.; SHARMA, J. Evolutionary Programming Based Optimal Placement of Renewable Distributed Generators. **IEEE Transaction on Power System**, v. 28, n. 2, p. 683–695, 2013.

KONG, X.; ZHANG, Z.; YIN, X.; WEN, M. Study of Fault Current Characteristics of the DFIG Considering Dynamic Response of the RSC. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 29, n. 2, p. 278–287, 2014.

KUNDUR, P. **Power system stability and control**. India: McGraw-Hill. ISBN 9780070635159, 1994.

LIMA, K.; LUNA, Á.; WATANABE, E. H.; RODRÍGUEZ, P. Control strategy for the rotor side converter of a DFIG-WT under balanced voltage sag. **Brazilian Power Electronics Conference. Bonito-Mato Grosso do Sul, Brasil**, p. 842–847, 2009.

MASON, R. **The art and science of protective relaying**. United States: General Electric series. ISBN: 0471575526, 1956.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Resenha Energética Brasileira: Exercício de 2014. **Brasil: MME**, 2015.

MORREN, J.; DE HAAN, S. W. H. Ridethrough of Wind Turbines with Doubly-Fed Induction Generator During a Voltage Dip. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 20, n. 2, p. 435–441, 2005.

MORREN, J.; DE HAAN, S. W. H. Short-Circuit Current of Wind Turbines With Doubly Fed Induction Generator. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 22, n. 1, p. 174–180, 2007.

NUNES, M. V. A. Avaliação do Comportamento de Aerogeradores de Velocidade Fixa e Variável Integrados em Redes Elétricas Fracas. **Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina. Brasil**, 2003.

NURO, F. M.; ARSOY, A. B. Voltage Profile and Short Circuit Analysis in Distribution Systems with DG. **IEEE Electrical Power & Conference. Vancouver, Canadá**, p. 1–5, 2008.

ONS-SUBMÓDULO 3.6. Submódulo 3.6. Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão às Instalações de Transmissão. **Operador Nacional do Sistema Elétrico**, 2010.

PANDI, V. R.; ZEINELDIN, H. H.; XIAO, W. Determining Optimal Location and Size of Distributed Generation Resources Considering Harmonic and Protection Coordination Limits. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 1245–1254, 2013.

PETIT, M.; LE PIVERT, X.; GARCIA-SANTANDER, L. Directional relays without voltage sensors for distribution networks with distributed generation: Use of symmetrical components. **Electric Power Systems Research**, v. 80, n. 10, p. 1222–1228, 2010.

PLATAFORMA CENÁRIOS ENERGÉTICOS. Cenários Para a Matriz Elétrica 2050: Aportes ao Debate Energético Nacional e ao Planejamento Participativo de Longo Prazo. **Brasil: PCE. ISBN: 978-85-69028-00-0**, 2015.

RAJAEI, N.; AHMED, M. H.; SALAMA, M. M. a; VARMA, R. K. Fault Current Management Using Inverter-Based Distributed Generators in Smart Grids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 5, p. 2183–2193, 2014.

RAJAEI, N.; SALAMA, M. M. A. Management of Fault Current Contribution of Synchronous DGs Using Inverter-Based DGs. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 6, p. 3073–3081, 2015.

SALLES, M. B. C.; HAMEYER, K.; CARDOSO, J. R.; GRILO, A. P.; RAHMANN, C. Crowbar System in Doubly Fed Induction Wind Generators. **Energies**, v. 3, n. 4, p. 738–753, 2010.

SCHNEIDER ELECTRIC. **User manual: three-phase recloser**. Australia: Schneider Electric, 2012.

SIEMENS AG. **Instruction manual: numerical overcurrent protection siprotec 7sj600**. Alemanha: SIEMENS AG, 1995.

YANG, L.; XU, Z.; OSTERGAARD, J.; DONG, Z. Y.; WONG, K. P. Advanced Control Strategy of DFIG Wind Turbines for Power System Fault Ride Through. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 2, p. 713–722, 2012.

YANG, S.; ZHOU, T.; ZHEN, X.; ZHANG, X.; SHAO, R.; CHANG, L. A SCR crowbar commutated with rotor-side converter for doubly fed wind turbines. **IEEE 6th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems**, p. 1–7, 2015.

YAZDANPANAHI, H.; LI, Y. W.; XU, W. A New Control Strategy to Mitigate the Impact of Inverter-Based DGs on Protection System. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 3, p. 1427–1436, 2012.

WALLING, R. A.; SAINT, R.; DUGAN, R. C. ; BURKE, J.; KOJOVIC, L. a. Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 3, p. 1636–1644, 2008.

WORLD ECONOMIC FORUM. **The Global Competitiveness Index 2014-2015**. Disponível em: <<http://reports.weforum.org/global-competitiveness-report-2014-2015/rankings/>>. Acesso em: 20 nov. 2015.

WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION. World Wind Energy Report 2014. **Beijing. Especial Issue**, 2015.

ZEINELDIN, H. H.; MOHAMED, Y. A.-R. I.; KHADKIKAR, V.; PANDI, V. R. A Protection Coordination Index for Evaluating Distributed Generation Impacts on Protection for Meshed Distribution Systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 4, n. 3, p. 1523–1532, 2013.

ZEINELDIN, H. H.; SHARAF, H. M.; IBRAHIM, D. K.; EL-ZAHAB, E. E.-D. A. Optimal Protection Coordination for Meshed Distribution Systems With DG Using Dual Setting

Directional Over-Current Relays. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 1, p. 115–123, 2015.

ZHANG, L.; JIN, X.; ZHAN, L. A Novel LVRT Control Strategy of DFIG Based Rotor Active Crowbar. **Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference. Wuhan, China**, p. 1–6, 2011.

ZHOU, Y.; BAUER, P.; FERREIRA, J. a.; PIERIK, J. Operation of grid-connected DFIG under unbalanced grid voltage condition. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 24, n. 1, p. 240–246, 2009.