

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

APLICAÇÕES DE CONTROLE PREVENTIVO BASEADAS EM ÁRVORE DE
DECISÃO PARA AUMENTAR A CAPACIDADE DE SOBREVIVÊNCIA A
AFUNDAMENTOS DE TENSÃO DOS GERADORES DE INDUÇÃO
DUPLAMENTE EXCITADOS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

DIONE JOSE ABREU VIEIRA

TD 13 / 2018

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2018

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

DIONE JOSE ABREU VIEIRA

APLICAÇÕES DE CONTROLE PREVENTIVO BASEADAS EM ÁRVORE DE
DECISÃO PARA AUMENTAR A CAPACIDADE DE SOBREVIVÊNCIA A
AFUNDAMENTOS DE TENSÃO DOS GERADORES DE INDUÇÃO
DUPLAMENTE EXCITADOS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

TD 13 / 2018

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2018

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

DIONE JOSE ABREU VIEIRA

APLICAÇÕES DE CONTROLE PREVENTIVO BASEADAS EM ÁRVORE DE
DECISÃO PARA AUMENTAR A CAPACIDADE DE SOBREVIVÊNCIA A
AFUNDAMENTOS DE TENSÃO DOS GERADORES DE INDUÇÃO
DUPLAMENTE EXCITADOS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

Tese submetida à Banca Examinadora do
Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica da UFPA para a obtenção do Grau
de Doutor em Engenharia Elétrica na área
de Sistema de Energia Elétrica.

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2018

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

V657a VIEIRA, DIONE
APLICAÇÕES DE CONTROLE PREVENTIVO BASEADAS EM ÁRVORE DE DECISÃO PARA
AUMENTAR A CAPACIDADE DE SOBREVIVÊNCIA A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO DOS
GERADORES DE INDUÇÃO DUPLAMENTE EXCITADOS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA / DIONE
VIEIRA. — 2018
124 f. : il. Color

Tese (Doutorado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica (PGEE), Instituto de
Tecnologia, Universidade Federal do Pará, Belém, 2018.
Orientação: Prof. Dr. MARCUS VINÍCIUS NUNES

1. ÁRVORE DE DECISÃO. 2. CONTROLE PREVENTIVO. 3. CAPACIDADE DE SOBREVIVÊNCIA
A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO. 4. GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE EXCITADO. I.
NUNES, MARCUS VINÍCIUS, orient. II. Título

CDD 621.3191

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

**APLICAÇÕES DE CONTROLE PREVENTIVO BASEADAS EM ÁRVORE DE
DECISÃO PARA AUMENTAR A CAPACIDADE DE SOBREVIVÊNCIA A
AFUNDAMENTOS DE TENSÃO DOS GERADORES DE INDUÇÃO DUPLAMENTE
EXCITADOS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA**

AUTOR: DIONE JOSÉ ABREU VIEIRA

TESE DE DOUTORADO SUBMETIDA À AVALIAÇÃO DA BANCA EXAMINADORA E PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA.

AVALIADA EM 21/09/2018
BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Marcus Vinícius Alves Nunes
(Orientador – PPGEE/UFPA)

Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra
(Avaliador Interno ao programa – PPGEE/UFPA)

Prof. Dr. Walter Barra Júnior
(Avaliador Interno ao programa – FEE/UFPA)

Prof.^a Dra. Carolina de Mattos Affonso
(Avaliadora Interna ao programa – PPGEE/UFPA)

Prof. Dr. Edson Ortiz de Matos
(Avaliador externo ao programa – FEE/UFPA)

Prof. Dr. Manoel Firmino de Medeiros Junior
(Avaliador externo – UFRN)

Prof. Dr. Ghendy Cardoso Júnior
(Avaliador externo – UFSM)

VISTO:

Prof.^a Dra. Maria Emília de Lima Tostes
(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a minha família e aos meus amigos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pelo dom da vida, por estar sempre ao meu lado, iluminando e guiando o meu caminho.

Agradeço a minha família, o meu alicerce. A minha esposa, Milla, pelo carinho, amor, cumplicidade e incentivo demonstrado a todo instante. A minha mãe, Maria do Socorro, que me apoiou nos momentos difíceis com amor, força e confiança. Ao meu irmão, João Paulo, pela amizade, inspiração e exemplo. A minha irmã, Daiana, pelo carinho e incentivo, ensinando-me a persistir nos meus objetivos e ajudando a alcançá-los. Ao meu sobrinho, Jenner Patrick Jr, pelos momentos de descontração vividos a cada dia.

Agradeço ao Professor Ubiratan, pelas contribuições técnicas, e ao Professor Marcus Vinicius pela orientação, incentivo e pela amizade adquirida ao longo dos anos.

Agradeço ao grupo CEAMAZON e a todos que direta ou indiretamente contribuíram para a realização deste trabalho.

Agradeço a CAPES pelo incentivo financeiro.

“No meio da dificuldade encontra-se a oportunidade.”

Albert Einstein

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA.....	vii
AGRADECIMENTOS	viii
EPÍGRAFE.....	ix
LISTA DE FIGURAS.....	xiii
LISTA DE TABELAS	xvi
LISTA DE ABREVIATURAS.....	xvii
RESUMO.....	xix
ABSTRACT.....	xx
1 CAPÍTULO – INTRODUÇÃO	1
1.1 – CONTEXTUALIZAÇÃO	1
1.2 – MOTIVAÇÕES	6
1.3 – OBJETIVO GERAL.....	7
1.4 – OBJETIVO ESPECÍFICO.....	7
1.5 – PUBLICAÇÃO EM PERIÓDICO	8
1.6 – REVISÃO DE LITERATURA	8
1.7 – ESTRUTURA DA TESE	15
2 CAPÍTULO – SISTEMAS EÓLICOS	17
2.1 – INTRODUÇÃO.....	17
2.2 – SISTEMAS EÓLICOS DE VELOCIDADE FIXA.....	17
2.3 – SISTEMAS EÓLICOS DE VELOCIDADE VARIÁVEL	19
2.4 – PRINCIPAIS COMPONENTES DO SISTEMA EÓLICO	19
2.4.1 – TURBINAS EÓLICAS.....	20
2.4.2 – CAIXA DE ENGRENAGENS.....	21
2.4.3 – GERADOR	21
2.5 – CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	28
3 CAPÍTULO – CÓDIGOS DE REDE	29
3.1 – INTRODUÇÃO.....	29
3.2 – CAPACIDADE DE SOBREVIVÊNCIA A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO..	30

3.3 – REVISÃO DE REGULAMENTOS EXISTENTES PARA CAPACIDADE DE SOBREVIVÊNCIA A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO DE SISTEMAS EÓLICOS.....	32
3.4 – CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	36
4 CAPÍTULO – ESTABILIDADE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA	37
4.1 – INTRODUÇÃO.....	37
4.2 – DEFINIÇÃO.....	39
4.3 – CLASSIFICAÇÃO.....	40
4.3.1 – ESTABILIDADE ANGULAR.....	40
4.3.1.1 – ESTABILIDADE A PEQUENAS PERTURBAÇÕES	41
4.3.1.1.1 – CARACTERIZAÇÃO DOS MODOS DE OSCILAÇÃO	43
4.3.1.1.2 – ESTABILIDADE TRANSITÓRIA.....	44
4.3.1.1.2.1 – METODOLOGIAS DE ANÁLISE	45
4.3.1.1.2.1.1 – MÉTODO TRAPEZOIDAL IMPLÍCITO ADOTADO.....	46
4.3.2 – ESTABILIDADE TENSÃO	48
4.3.2.1 – ESTABILIDADE DE TENSÃO A GRANDES PERTURBAÇÕES	49
4.3.2.2 – ESTABILIDADE DE TENSÃO A PEQUENAS PERTURBAÇÕES	50
4.3.2.3 – MÉTODOS DE ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO.....	50
4.4 – CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	51
5 CAPÍTULO – INTELIGÊNCIA COMPUTACIONAL E MINERAÇÃO DE DADOS.....	52
5.1 – INTRODUÇÃO.....	52
5.2 – ÁRVORES DE DECISÃO	53
5.2.1 – CONSTRUÇÃO DE ÁRVORES DE DECISÃO	56
5.2.1.1 – CRITÉRIOS PARA A SELEÇÃO DE ATRIBUTOS	57
5.2.1.2 – GANHO DE INFORMAÇÃO.....	58
5.2.1.3 – CRITÉRIO GINI	60
5.2.2 – ALGORITMO PARA CONSTRUÇÃO DE ÁRVORES DE DECISÃO.....	60
5.2.3 – MÉTRICAS DE AVALIAÇÃO DE MODELOS DE CLASSIFICAÇÃO.....	61
5.3 – CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	62
6 CAPÍTULO – METODOLOGIA DE CONTROLE PREVENTIVO	64
6.1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS	64

6.2 – METODOLOGIA ADOTADA	66
6.3 – CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	72
7 CAPÍTULO – RESULTADOS	74
7.1 – ESTUDOS DE CASOS	74
7.1.1 – ESTUDO DE CASO DA APLICAÇÃO DO CONTROLE PREVENTIVO COM FOCO NA FRTC DO DFIG – TREINO E TESTE DO MÉTODO DE ANÁLISE SISTÊMICO	75
7.1.2 – ESTUDO DE CASO DA APLICAÇÃO DO CONTROLE PREVENTIVO COM FOCO NA FRTC DO DFIG – TREINO E TESTE DO MÉTODO DE ANÁLISE LOCAL	84
7.2 – CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	91
8 CAPÍTULO – CONCLUSÕES	92
8.1 – CONSIDERAÇÕES FINAIS	92
8.2 – PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS	93
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	94
ANEXO.....	103

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Gráficos com dados mundiais sobre a capacidade eólica instalada em 2017.....	03
Figura 1.2 – Matriz energética brasileira.....	03
Figura 2.1 – Gerador de indução em gaiola conectado diretamente à rede elétrica.....	22
Figura 2.2 – Gerador de indução duplamente excitado conectado à rede elétrica.....	23
Figura 2.3 – Eixo de referência do controle do conversor 1.....	25
Figura 2.4 – Malha de controle do link CC.....	25
Figura 2.5 – Malha de controle da potência reativa.....	26
Figura 2.6 – Eixo de referência para o controle do conversor 2.....	26
Figura 2.7 – Malha de controle de potência ativa/ Velocidade do rotor.....	27
Figura 2.8 – Malha de controle da tensão terminal/ fator de potência.....	27
Figura 2.9 – Gerador síncrono conectado diretamente à rede elétrica.....	28
Figura 3.1 – Curva de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão.....	30
Figura 3.2 – Tensão nos terminais dos geradores ou inversores da central geradora.....	31
Figura 3.3 – Curva de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão para parques eólicos conectados a rede elétrica com tensão nominal abaixo de 100 kV.....	32
Figura 3.4 – Curva de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão para parques eólicos conectados a rede elétrica com tensão nominal acima de 100 kV.....	33
Figura 3.5 – Curva de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão para parques eólicos conectados a rede de transmissão na Espanha.....	33
Figura 3.6 – Curva de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão para parques eólicos conectados a rede de transmissão na Itália.....	34
Figura 3.7 – Curva de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão para parques eólicos conectados a rede de transmissão em Portugal.....	35
Figura 3.8 – Curva de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão para parques eólicos conectados a rede de transmissão nos EUA.....	36
Figura 4.1 – Sistema instável aperiódico.....	42
Figura 4.2 – Sistema instável oscilatório.....	42
Figura 4.3 – Sistema estável.....	42
Figura 4.4 – Resposta do ângulo do rotor no tempo frente a um distúrbio transitório....	45
Figura 4.5 – Representação do método da regra do trapézio.....	47
Figura 5.1 – Exemplo de uma árvore de decisão.....	55

Figura 5.2 – Indução de árvore de decisão por profundidade.....	56
Figura 5.3 – Indução de árvore de decisão por largura.....	57
Figura 5.4 – Diagrama da entropia.....	58
Figura 6.1 – Etapa off-line para o processo de criação da árvore de decisão.....	67
Figura 6.2 – Módulo de avaliação de segurança dinâmica do esquema de etapas em tempo real com base na árvore de decisão.....	69
Figura 6.3 – Módulo de Controle Preventivo baseado em árvore de decisão.....	70
Figura 6.4 – Esquema de controle preventivo para ações locais e sistêmicas.....	71
Figura 7.1 – Sistema teste do IEEE 39 Bus – New England.....	75
Figura 7.2 – Árvore de decisão para aplicações do controle preventivo em ações sistêmicas.....	76
Figura 7.3 – Ramo da árvore de decisão da topologia completa.....	78
Figura 7.4 – Tensão terminal do gerador de indução duplamente excitado (DFIG) na barra 40 após o curto-circuito na linha LT 28–29.....	78
Figura 7.5 – Tensão terminal do DFIG na barra 40 após um curto-circuito com as regras da árvore de decisão (DT) e otimização do FLUPOT.....	79
Figura 7.6 – Comportamento do ângulo do rotor do gerador síncrono conectado à barra 38 do sistema elétrico New England.....	80
Figura 7.7 – Ramo da árvore de decisão da topologia N-1: 22-23.....	81
Figura 7.8 – Tensão terminal do gerador de indução duplamente excitado (DFIG) na barra 40 após o curto-circuito na linha LT 28–29.....	82
Figura 7.9 – Tensão terminal do DFIG na barra 40 após um curto-circuito com as regras da árvore de decisão (DT) e otimização do FLUPOT.....	82
Figura 7.10 – Comportamento do ângulo do rotor do gerador síncrono conectado à barra 38 do sistema elétrico New England.....	83
Figura 7.11 – Árvore de decisão para aplicações do controle preventivo em ações locais.....	84
Figura 7.12 – Primeiro ramo da árvore de decisão com topologia completa.....	85
Figura 7.13 – Tensão terminal do DFIG na barra 40 após um curto-circuito.....	86
Figura 7.14 – Tensão terminal do DFIG na barra 40 após o curto-circuito com as regras da DT e otimização do FLUPOT.....	87
Figura 7.15 – Comportamento do ângulo do rotor do gerador síncrono conectado à barra 38 do sistema elétrico New England.....	87
Figura 7.16 – Quarto ramo da árvore de decisão com topologia N-1: 14-15.....	89

Figura 7.17 – Tensão terminal do DFIG na barra 40 após um curto-circuito.....	89
Figura 7.18 – Tensão terminal do DFIG na barra 40 após o curto-circuito com as regras da DT e otimização do FLUPOT.....	90
Figura 7.19 – Comportamento do ângulo do rotor do gerador síncrono conectado à barra 38 do sistema elétrico New England.....	90

LISTA DE TABELAS

Tabela 6.1 – Estrutura da base de dados sistêmica.....	72
Tabela 6.2 – Estrutura da base de dados Local.....	72
Tabela 7.1 – Informações das turbinas eólicas.....	75
Tabela 7.2 – Matriz de confusão para o controle preventivo das ações sistêmicas....	77
Tabela 7.3 – Matriz de confusão para o controle preventivo das ações locais.....	84

LISTA DE ABREVIATURAS

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ANAREDE	Análise de Redes Elétricas
ANATEM	Análise de Transitórios Eletromecânicos
BFCL	Bridge Type Fault Current Limiter
CART	Classification And Regression Trees
CBR	Case-Based Reasoning
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
DFIG	Doubly-fed induction generator
DSA	Dynamic Security Assessment
DT	Decision tree
DVR	Dynamic Voltage Restoration
EPE	Empresa de Pesquisas Energéticas
ESD	Energy storage device
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System
FCL	Fault current limiter
FLUPOT	Fluxo de potência ótimo
FRTC	Fault ride through capability
GPS	General Problem Solvers
GSC	Grid side converter
GWEC	Global Wind Energy Council
HCC	Hysteresis Current Control
IA	Inteligência artificial
IC	Inteligência computacional
ID3	Iterative Dichotomiser 3
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
MBFCL	Modified bridge-type fault current limiter
NC-MBFCL	Nonlinear control-based modified bridge-type fault current limiter
OEL	Over excitation limiter
OLTC	On load tap changer
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCM	Positive-sequence d-q current modification

PROINFA	Programa de incentivo as fontes alternativas de energia elétrica
PIC	Parallel interleaved converters
PWM	Pulse Width Modulation
RSC	Rotor side converter
SC	Superconducting coil
SCADA/EMS	Supervisory Control and Data Acquisition/Energy Management System
SCIG	Squirrel cage induction generator
SDBR	Series Dynamic Braking Resistor
SEP	Sistema elétrico de potência
SFCL	Superconducting fault current limiter
SMES	Superconducting magnetic energy storage
SMES-FLC	Superconducting magnetic energy storage-fault current limiter
SIN	Sistema interligado Nacional
STATCOM	Static synchronous compensator
TCSC	Thyristor Controlled Series Compensator
VSC	Voltage source converter

Vieira, Dione José Abreu. **Aplicações de Controle Preventivo Baseadas em Árvore de Decisão para Aumentar a Capacidade de Sobrevivência a Afundamentos de Tensão dos geradores de Indução duplamente Excitado em Sistemas de Potência.** 2018. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica – Universidade Federal do Pará. Belém-Pa.

RESUMO

Esta tese apresenta o desenvolvimento de uma metodologia de controle preventivo com o objetivo de aumentar a capacidade de recuperação a afundamentos de tensão (FRTC) dos geradores de indução duplamente excitados (DFIG) integrados à rede elétrica. A metodologia, baseada em árvore de decisão (DT), auxilia na monitoração e no suporte à segurança e ao controle preventivo, garantindo que os sistemas eólicos permaneçam conectados após a ocorrência de perturbações na rede elétrica. Com base em estudos off-line, a DT é utilizada com o intuito de descobrir atributos inerentes ao sistema elétrico relacionado à FRTC, fornecendo um modelo de predição rápido para aplicações em tempo real. A partir dos resultados obtidos, é possível verificar que o DFIG contribui neste contexto para a segurança da operação através da disponibilidade de despacho de potência e participação no controle de tensão. Verifica-se também que o uso da DT, além de classificar com boa precisão o estado operacional do sistema, facilita de maneira significativa a tarefa do operador, uma vez que o mesmo vai estar direcionado ao acompanhamento das variáveis realmente críticas de operação para uma determinada configuração topológica do sistema elétrico.

Palavras chaves — Árvore de decisão, controle preventivo, capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão e gerador de indução duplamente excitado.

Vieira, Dione José Abreu. **Decision Tree-Based Preventive Control Applications to Enhance Fault Ride Through Capability of Doubly-Fed Induction Generator in Power Systems**. 2018. Doctoral Thesis in Electrical Engineering – Federal University of Pará. Belém-Pa.

ABSTRACT

The development of a preventive control methodology to increase the capacity of voltage sag recovery (Fault Ride Through Capability (FRTC)) of a doubly-fed induction generator (DFIG) connected in an electrical network is presented. This methodology, which is based on the decision trees (DT) technique, assists with monitoring and support for security and preventive control, ensuring that wind systems remain connected to the power system even after the occurrence of disturbances in the electric system. Based on offline studies, DT discovers inherent attributes of the FRTC scenario related to electrical system behavior and provides a quick prediction model for real-time applications. From the obtained results, it is possible to check that the DFIG is contributing to a system's operation security from the availability of power dispatch and participation in the voltage control. It is also noted that the use of DT, in addition to classifying the system's operational state with good accuracy, also significantly facilitates the operator's task, by directing him to monitor the most critical variables of the monitored operation state for a given system's topological configuration.

Keywords — Decision tree, preventive control, fault ride through capability, and doubly-fed induction generator.

1 CAPÍTULO – INTRODUÇÃO

1.1 – CONTEXTUALIZAÇÃO

A energia elétrica é um bem essencial para a humanidade e fundamental para o desenvolvimento econômico de uma nação. O aumento de demanda por energia em função do contínuo crescimento populacional trouxe progresso tecnológico aos países industrializados, uma vez que os mesmos dependem cada vez mais de uma infraestrutura energética complexa e interdependente. Gerir de maneira racional o uso das diversas fontes de energia é imprescindível para qualquer sociedade funcional.

Os investimentos em fontes renováveis mais sustentáveis para atender a necessidade por energia elétrica estão acelerando a mudança de paradigma para longe de um mundo movido a combustíveis fósseis.

Nessa perspectiva, a energia eólica vem se destacando no cenário energético mundial, pois proporciona maior diversificação da matriz energética e aumento da segurança no abastecimento de energia elétrica. Dentre as diversas fontes renováveis, a energia eólica é considerada uma das fontes de energia mais limpa do planeta. A eficácia na produção de energia eólica depende de aspectos, como: velocidade dos ventos, topografia do terreno, eficiência na instalação e operação. Ainda que sua integração proporcione benefícios aos Sistemas Elétricos de Potência (SEP), sua característica intermitente traduz-se em aumento da incerteza para a operação. Garantir a robustez e segurança sistêmica mediante a constante expansão e integração de novas formas de geração nos sistemas elétricos requer investimentos em equipamentos e tecnologia para atender as exigências dos padrões de qualidade e confiabilidade (LIU et al., 2014).

No Brasil, a partir da desregulamentação do mercado energético, a energia eólica ganhou novo rumo através da promulgação da lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, na qual as concessões e permissões de serviços públicos passaram a ser outorgadas através de licitações públicas. Foi introduzida a livre concorrência, a qual criou um cenário favorável a novos investimentos em fontes alternativas, principalmente na figura do produtor independente e do autoprodutor de energia.

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), conforme a lei nº. 10.238, de 26 de abril de 2002, foi instituído com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes

eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas no Sistema Interligado Nacional (SIN). O objetivo era promover a diversificação da matriz energética brasileira, buscando alternativas para aumentar a segurança no abastecimento de energia elétrica, além de permitir a valorização das características e potencialidades regionais e locais. O programa foi pioneiro, que impulsionou essas fontes, mas em especial a energia eólica.

No dia mundial do vento, 15 de junho, a Associação Brasileira de Energia Eólica divulgou que já são mais de 13 GW de capacidade instalada, distribuídos em mais de 520 parques eólicos com aproximadamente 6.600 aerogeradores instalados, operando em 12 estados brasileiros, sendo 80% no Nordeste, abastecendo, mensalmente, aproximadamente 22 milhões de residências (ABEEólica, 2018).

A partir de dados consolidados do Boletim Infomercado Mensal, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica apontou que a produção de energia eólica em operação comercial no SIN, entre janeiro e abril de 2018, foi 30% superior à geração no mesmo período do ano anterior. No ano de 2017, em média, 7,4% de toda a geração injetada no SIN foi proveniente dos sistemas eólicos, sendo que em agosto e setembro de 2017, meses que fazem parte do período chamado de “safra dos ventos”, abasteceram mais de 10% do país (CCEE, 2018).

Em 2017, o Brasil ultrapassou o Canadá e subiu uma posição no Ranking Mundial no Conselho Global de Energia Eólica (GWEC) chegando à oitava posição em capacidade eólica acumulada. Em 2012 o Brasil ocupava a 15ª posição. A figura 1.1 (a) apresenta o gráfico com dados dos 10 países com melhor capacidade eólica acumulada até o ano de 2017.

No Ranking Mundial do GWEC que contabiliza somente a nova capacidade instalada no ano, o Brasil está em 6º lugar, tendo instalado 2,0 GW de nova capacidade em 2017. Nesta categorização, o Brasil caiu uma posição, já que o Reino Unido subiu do 9º para o 4º lugar, instalando 4,27 GW de capacidade de energia eólica em 2017. A figura 1.1 (b) apresenta o gráfico com dados dos 10 países com melhor aumento de capacidade eólica instalada no ano de 2017.

A geração eólica, no ano de 2017, passou para o quarto lugar na participação de todas as fontes de geração na matriz energética brasileira, conforme ilustra o diagrama na figura 1.2. Aproximadamente 60,4% da energia elétrica produzida no Brasil são provenientes das hidrelétricas; 9,2% de biomassa, principalmente de bagaço de cana; e o gás natural com 8,3%, seguido da energia eólica com 8,1%.

O vento deve se tornar a segunda principal fonte de energia elétrica do Brasil em 2019. Atualmente, 67 milhões de pessoas são abastecidas pela energia eólica no Brasil, e estima-se que em 2022 esse valor aumente para 100 milhões de brasileiros (ABEEólica, 2018).

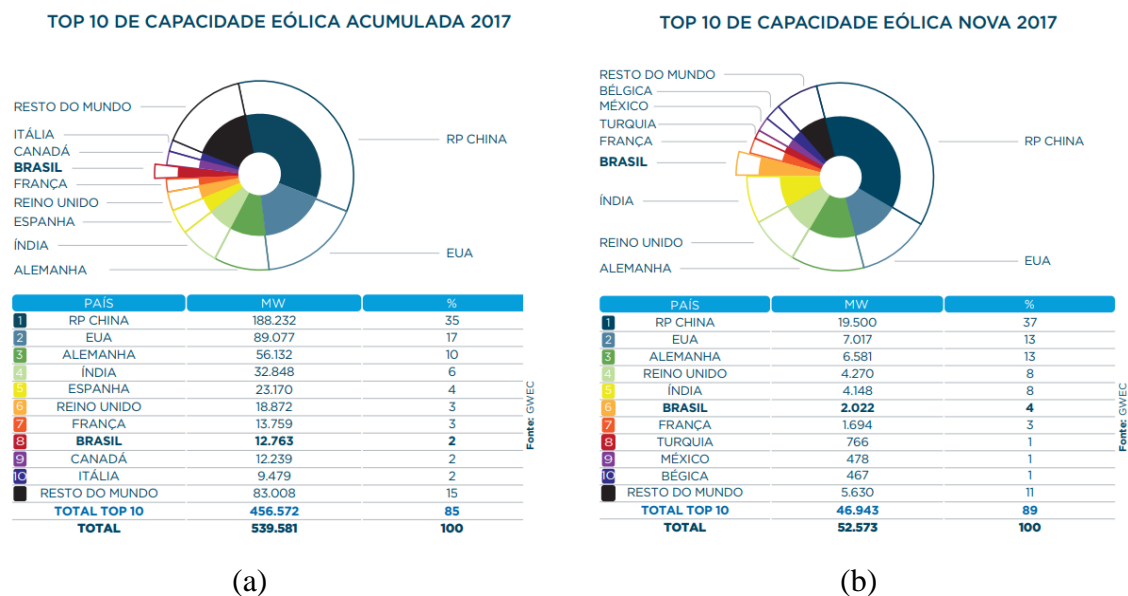


Figura 1.1 – Gráficos com dados mundiais sobre a capacidade eólica instalada em 2017 (Fonte: ABEEólica, 2018).

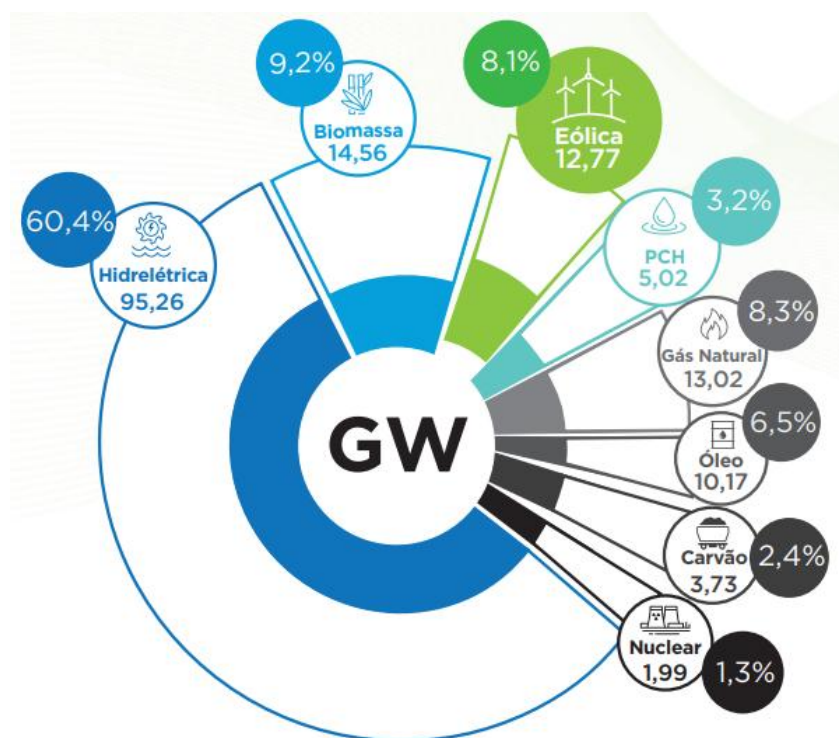


Figura 1.2 – Matriz energética brasileira (Fonte: ABEEólica, 2018).

Em tempos de racionamento, reservatórios baixos e cobranças de bandeiras tarifárias, a geração eólica vem ajudando o nordeste brasileiro. De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), as usinas eólicas abasteceram em julho de 2018 mais de 70% da demanda média do Nordeste. A região nordestina possui ventos com velocidade média boa e razoavelmente constante, o que proporciona uma capacidade de geração que se situa entre as melhores do mundo (ONS, 2018).

Além desses dados, a energia eólica também traz outros benefícios: é renovável e não poluente o que contribui para os acordos climáticos internacionais; os parques eólicos não emitem CO₂; tem um dos melhores custos-benefícios na tarifa de energia elétrica; gera renda para os proprietários de terra com o arrendamento para colocação das torres; está em harmonia com as atividades de agropecuária e agricultura; capacitação da mão de obra local.

A integração das tecnologias de aerogeradores à rede elétrica é significativamente diferente das tecnologias hidráulicas convencionais, principalmente devido à natureza aleatória do vento. Na maioria das vezes, a tecnologia de aerogeradores, na concepção de velocidade fixa, com geradores de indução em gaiola, é utilizada na integração à rede elétrica, devido a fatores econômicos, simplicidade de operação e baixa manutenção. No entanto, esta concepção é desprovida da capacidade de operação à velocidade variável, ou seja, apresenta baixo aproveitamento na captação da energia disponível no vento. Além disso, estes geradores têm sido integrados ao sistema de potência, sem a presença de um sistema de controle de tensão, o que implica em menor margem de estabilidade transitória e de tensão, podendo ainda ser desconectados da rede elétrica, quando da ocorrência de afundamentos de tensão devido a distúrbios no sistema.

A utilização da tecnologia de aerogeradores de velocidade variável integrada à rede elétrica apresenta-se como melhor alternativa para aproveitamento da energia do vento. Contudo, para que seja possível o controle da velocidade e da potência máxima injetada no sistema elétrico, é necessária a utilização das máquinas conectadas à rede através de conversores. Os conversores permitem o controle da velocidade do rotor do gerador e o controle de tensão (NUNES et al., 2004).

As tecnologias de aerogeradores de velocidade variável para integração à rede elétrica que apresentam maiores destaques são: o Gerador de Indução Duplamente Excitado (DFIG) e o Gerador Síncrono Diretamente Conectado (Direct-Drive). Entretanto, a utilização do DFIG ganhou maior destaque no cenário mundial devido a algumas vantagens em relação às outras tecnologias, como: o fato de serem utilizados

conversores de potência equivalentes a 25% até 30% da potência nominal da máquina e também por apresentarem baixa distorção harmônica na forma de onda de correntes (NUNES et al., 2004). Diante do crescimento da integração de aerogeradores de velocidade variável, em pouco tempo será requerida a capacidade de despachar potência, participar do controle de tensão e controle de frequência para auxiliar na operação dos sistemas elétricos e contribuir para o amortecimento das oscilações eletromecânicas (VIEIRA et al., 2009).

Os geradores de indução duplamente excitados possuem excelente capacidade de controle e alta eficiência energética, quando comparados aos sistemas eólicos de velocidade fixa, o que os torna a melhor escolha para muitos parques eólicos em todo o mundo (YANG et al., 2010). As técnicas de controle vetorial, em especial a de campo orientado, permitem o desacoplamento entre as malhas de controle de potência ativa e reativa na máquina, semelhante aos geradores síncronos convencionais. Assim, o DFIG pode controlar independentemente as potências, permitindo o controle da tensão terminal ou do fator de potência da máquina.

No entanto, quando comparado aos sistemas eólicos de velocidade variável com geradores síncronos, o DFIG é facilmente afetado diante de perturbações, porque seus enrolamentos do estator estão diretamente conectados à rede elétrica. Na ocorrência de perturbações na rede elétrica, por exemplo, curtos-circuitos, a tensão terminal do DFIG pode ser muito baixa em relação ao seu valor nominal e as correntes nos enrolamentos do estator e do rotor podem se tornar muito elevadas, representando uma ameaça à segurança operacional que pode levar à queima de componentes do gerador ou do conversor (RASHID et al., 2015). Convencionalmente, o DFIG era desconectado da rede elétrica e retornava à operação normal somente quando o sistema estivesse recuperado de uma ocorrência de perturbação. À medida que aumentou a integração dos sistemas eólicos na rede elétrica, foi estabelecido que os mesmos permanecessem conectados durante as perturbações, uma vez que a desconexão de grandes parques eólicos poderia causar problemas de estabilidade nos sistemas elétricos. A este respeito, diferentes agências reguladoras em muitos países estabeleceram requisitos técnicos como o de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão (FRTC), visando o aumento da segurança operacional (TSILI e PAPATHANASSIOU, 2009).

Os principais métodos existentes para aumentar a FRTC, dividem-se em duas categorias: melhoria de controle e modificação de hardware. Diversos estudos são realizados, na literatura especializada, com o objetivo de garantir que os parques eólicos

permaneçam conectados mesmo após a ocorrência de falhas no sistema elétrico e se adequem aos requisitos técnicos impostos pelas concessionárias de energia.

1.2 – MOTIVAÇÕES

O crescimento da energia renovável no Brasil teve como consequência, uma maior importância destas fontes de energia na estabilidade e no funcionamento dos sistemas de potência. No caso dos parques eólicos, fatores como variações bruscas de tensão em relação ao seu valor nominal, levaram a novos desafios e a obrigatoriedade da alteração de procedimentos nas redes elétricas, de modo a evitar instabilidades angulares e de tensão, e garantir a segurança do sistema.

Os requisitos técnicos exigidos aos acessantes de parques eólicos são atos de assistência às redes elétricas com a finalidade de melhorar a segurança operacional e a qualidade de serviço. A gestão destes requisitos é essencial para o bom funcionamento dos sistemas elétricos e tem como objetivos: a capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão, controle de potência reativa/tensão e controle de frequência. Por consequência, no Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico propôs mudanças nos requisitos técnicos de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão, visando à segurança operacional do sistema elétrico (ONS SUBMODULO 3.6, 2009).

Nos últimos anos, várias técnicas de controle e novos dispositivos de hardware têm sido propostas, assim como estratégias de controle combinadas nestes novos dispositivos para garantir a suportabilidade a subtensão de aerogeradores DFIG, no entanto, até agora, nenhum trabalho apresentou aplicações de ações preventivas com base no método da árvore de decisão. O uso de técnicas de aprendizado de máquinas fornece uma abordagem promissora para definir as principais variáveis de controle e seus limites de segurança em operação do DFIG.

Tradicionalmente, a técnica de mineração de dados denominada como árvore de decisão (DT) foi amplamente aplicada na área de sistemas de energia elétrica para fins de avaliação da segurança e aplicação de controle preventivo, relatados em SUN et al., (2007); DIAO et al. (2010); GENC et al. (2010); GAIA et al., (2012); RODRIGUES et al. (2013); LIU et al. (2014); VIEIRA e NUNES (2016) e OLIVEIRA et al. (2017).

A árvore de decisão utiliza os estudos “*off-line*” para descobrir atributos intrínsecos do sistema elétrico. O conhecimento obtido pela DT pode ser diretamente utilizado para o auxílio à tomada de ações preventivas, no sentido de garantir a melhoria

da segurança operacional dos sistemas de energia, além de fornecer um modelo de predição rápida para aplicações em tempo real (WHENKEL et al., 1998).

Além disso, a DT reduz significativamente o conjunto de opções a serem usadas nas ações de controle preventivo, permitindo que as operadoras permaneçam mais focadas nas variáveis realmente críticas relacionadas à segurança. Outro aspecto significativo da DT é o fato de apresentar uma descrição das variáveis críticas que afetam o sistema elétrico. Esta característica sistêmica é importante porque o conjunto de variáveis críticas para cada configuração topológica da rede pode ser distribuído por várias partes do sistema elétrico, muitas vezes em locais que não seriam necessariamente tão aparentes para o operador.

1.3 – OBJETIVO GERAL

O Objetivo geral desta tese encontra-se no desenvolvimento de uma metodologia que garanta a suportabilidade as subtensões e a continuidade no fornecimento de energia elétrica dos geradores de indução duplamente excitados, interligados às turbinas eólicas, após a ocorrência de perturbações na rede elétrica.

1.4 – OBJETIVO ESPECÍFICO

Especificamente este trabalho propõe uma metodologia de controle preventivo, baseado em árvore de decisão, para aumentar a FRTC do DFIG. A base de dados necessária à árvore de decisão é gerada a partir de históricos de operação e dados simulados em programas de fluxo de carga e simulações no domínio do tempo. A árvore de decisão treinada identifica os limites de segurança operacional do DFIG para cada configuração topológica do sistema elétrico. A metodologia inovadora proposta possui dois métodos de análise: um sistêmico e outro local. O primeiro escolhe os atributos das principais variáveis de controle do sistema elétrico e o segundo escolhe apenas os atributos controláveis do DFIG que foram selecionados pela DT durante o treinamento “*off-line*”, como aqueles a serem ajustados durante o processo de controle preventivo. Os limites indicados são finalmente usados como um guia para projetar estratégias de controle preventivo, garantindo assim que o sistema de energia eólica permaneça conectado à rede elétrica após a ocorrência de uma perturbação no sistema de energia.

1.5 – PUBLICAÇÃO EM PERIÓDICO

A presente Tese de Doutorado possui uma publicação em periódico internacional QUALIS CAPES: VIEIRA, D., NUNES, M. V. A., BEZERRA, U. H., **Decision Tree-Based Preventive Control Applications to Enhance Fault Ride Through Capability of Doubly-Fed Induction Generator in Power Systems**. *Energies*, v. 11, n. 7, p. 1760, 2018.

1.6 – REVISÃO DE LITERATURA

Neste subitem será realizado um levantamento do estado da arte em termos de trabalhos publicados em periódicos, congressos e teses que abordam as questões relativas à recuperação a afundamentos de tensão dos geradores de indução duplamente excitados integrados às redes elétricas, assim como o uso do método das árvores de decisão aplicado à segurança dos sistemas de energia.

WEHENKEL e PAVELLA, (1993) apresentaram uma metodologia baseada em árvore de decisão como proposta para a solução dos problemas de estabilidade transitória, mostrando aspectos importantes como a capacidade de descobrir mecanismos intrínsecos que regem processos físicos, fornecendo descrição em termos de parâmetros tratáveis do sistema. Uma característica importante citada é que são muito robustas para identificar corretamente o problema que se deseja resolver desde que a base de dados usada seja suficientemente grande. Os resultados apresentados mostram que a técnica da árvore de decisão é viável e tem grande potencial para aplicação na segurança de sistemas de potência.

ROVNYAK, (1994) apresentou um método utilizando árvores de decisão para previsão de estabilidade transitória em tempo real. Este trabalho demonstrou que as árvores de decisão podem ser construídas “*off-line*” e, em seguida, utilizadas “*on-line*” para prever a estabilidade transitória em tempo real do sistema elétrico. As características do método incluem a construção de uma única árvore de decisão para todas as possíveis contingências.

SWARUP et al., (2005) apresentaram o uso das árvores de decisão para classificar os estados de operação dos sistemas de potência como seguro e inseguro utilizando para este fim os fluxos de potência ativa, as tensões nas barras e o nível de severidade das violações. O trabalho sugere o uso da árvore de decisão, por ser uma importante ferramenta de recuperação de informações de uma base de dados diversificada, além de

que a árvore de decisão apresenta eficácia, flexibilidade e robustez tornando-a adequada para a classificação e identificação dos estados de operação de um sistema elétrico de potência.

XIANG et al., (2006) propuseram um método de controle para aumentar a probabilidade de sucesso na recuperação a afundamentos de tensão de um gerador de indução duplamente alimentado, dadas as capacidades de corrente e tensão do conversor do lado do rotor, avaliando ainda suas limitações e desempenho. O método propõe controlar o conversor do lado do rotor de modo que a corrente do rotor contenha componentes que se oponham aos componentes indesejados na ligação do fluxo do estator. Um modelo de simulação computacional no domínio do tempo foi desenvolvido e experimentos em laboratório foram conduzidos para verificar o modelo e o método de controle proposto. Os estudos de caso foram executados em um sistema de tamanho representativo com diferentes tipos de perturbações na rede. Os resultados mostraram que a velocidade máxima da turbina eólica determina o cenário mais exigente para o controle de afundamentos de tensão no sistema elétrico. O método proposto limitou-se a ações de controle remediais, sem levar em consideração o controle preventivo e as possíveis mudanças topológicas do sistema.

BARROS, (2006) propôs uma estratégia de controle para o gerador de indução duplamente excitado (DFIG) visando realizar o controle de potência e tensão, e ainda atuar para evitar os altos picos de corrente no rotor na ocorrência de perturbações na rede elétrica. A estratégia de controle foi baseada na realimentação ótima dos estados do aerogerador conectado à rede elétrica. O uso da teoria de controle ótimo possibilitou o projeto de controladores segundo a minimização de uma função objetivo, através da qual foi possível definir os critérios para a atuação do sistema de controle do DFIG, reduzindo assim a ação da proteção crowbar e a retirada de operação dos conversores, aumentando a confiabilidade e continuidade de operação do gerador. Os resultados obtidos, comparados aos controladores convencionais, demonstraram eficiência na redução da sobrecorrente no rotor. O método proposto não considerou o controle preventivo, restringindo-se apenas as ações de controle corretivo.

SUN et al., (2007) apresentaram um esquema de avaliação da segurança dinâmica para sistemas interligados em grande escala usando unidade de medição fasorial e árvore de decisão. O esquema constrói e atualiza periodicamente as árvores de decisão “*off-line*” para decidir atributos críticos como indicadores de segurança. As árvores de decisão fornecem diretrizes de avaliação de segurança e controle preventivo “*on-line*”

com base em medições em tempo real dos indicadores das unidades de medição fasorial. Os resultados demonstraram que o esquema proposto é capaz de identificar os principais indicadores de segurança e fornecer previsões de segurança dinâmica “*on-line*” confiáveis e precisas.

LOPEZ et al., (2009) apresentaram brevemente as limitações de duas técnicas de proteção do DFIG perante quedas de tensão: o crowbar e a injeção de correntes desmagnetizantes. O crowbar é eficaz para a proteção da turbina, no entanto impede a geração de potência reativa, restrição cada vez mais solicitada pelos códigos de rede. A técnica de desmagnetização possibilita manter o conversor ativo e assim injetar potência reativa na rede, no entanto esta solução exige uma grande capacidade de corrente do conversor do lado do rotor e geralmente não pode ser cumprida. Uma nova estratégia combinada apresentando as vantagens das duas técnicas foi proposta e validada experimentalmente. Nesta estratégia o crowbar foi ativado brevemente, somente quando a desmagnetização não era viável. Depois do período de ativação do crowbar, o conversor retomava sua operação fornecendo potência reativa para a rede elétrica. Os resultados mostraram que o uso da corrente de desmagnetização permite encurtar o tempo de ativação do crowbar, acelerando assim a injeção de potência reativa.

DIAO et al., (2010) desenvolveram uma ferramenta de avaliação da segurança dinâmica em tempo real aproveitando as unidades de medição fasorial e as árvores de decisão para avaliar quatro importantes problemas de segurança pós-contingência, incluindo violação de magnitude da tensão, violação de limite térmico, estabilidade de tensão e estabilidade transitória. As árvores de decisão devidamente treinadas demonstraram excelente desempenho de previsão.

RAMIREZ et al., (2011) propuseram uma solução quanto ao problema do afundamento de tensão dos parques eólicos com geradores assíncronos baseados no uso de um restaurador dinâmico de tensão (DVR). Juntamente com um esquema de controle especificamente desenvolvido, ele fornece ao gerador eólico a capacidade de permanecer conectado durante perturbações na rede elétrica, atendendo também as exigências dos requisitos de potência reativa impostos pelos códigos de rede.

GAIA et al., (2012) desenvolveram uma metodologia de avaliação da segurança dinâmica (DSA) em tempo real com foco na estabilidade transitória de sistemas elétricos de potência utilizando árvore de decisão. A metodologia proposta utiliza uma nova abordagem de geração da base de dados, considerando todas as contingências em

operação N-1 (um elemento do sistema elétrico por vez); e a aplicação de curto-circuito em todos os trechos da rede elétrica, em ambas as extremidades da linha de transmissão, para fins de rótulo da base de dados via cálculo do desempenho dinâmico. Para tanto, a metodologia proposta utiliza um algoritmo rápido para identificação de ilhas em sistemas de potência, de modo a filtrar da base de dados os casos que provocam ilhamentos. Os resultados mostraram que a metodologia proposta possui grande potencial como ferramenta de DSA em tempo real de sistemas elétricos, permitindo ao operador a tomada de decisões a partir de um modelo de conhecimento compreensível baseado em árvore de decisão, com elevada precisão de classificação. A metodologia de controle preventivo desenvolvida não considerou a integração de parques eólicos nas redes elétricas e o estudo da suportabilidade a subtensões.

TIAKO et al., (2012) apresentaram O método de Raciocínio Baseado em Casos (CBR) para avaliar em tempo real da segurança dinâmica de sistemas de energia com alta penetração eólica. O CBR é uma metodologia de inteligência computacional. Os princípios da CBR consistem em usar soluções de casos anteriores ou antigos para calcular soluções de alta precisão de casos subsequentes ou em tempo real. O trabalho apresenta a estrutura e as funcionalidades do CBR. Um modelo de sistema teste de 19 barras é usado para demonstrar a eficiência da metodologia. Os resultados sugerem que a avaliação de segurança dinâmica em tempo real do sistema de energia com grande quantidade de sistemas eólicos usando a metodologia CBR é robusta e proporciona menor tempo de simulação computacional. A metodologia de controle preventivo baseada em CBR não levou em consideração o estudo da capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão dos parques eólicos integrados as redes elétricas.

RODRIGUES et al., (2013) desenvolveram uma metodologia para avaliação da segurança estática em tempo real de sistemas elétricos de potência utilizando árvore de decisão, onde a partir de simulações “*off-line*” de fluxo de carga foi gerada uma extensa base de dados rotulada relacionada ao estado do sistema, para diversas condições operacionais. Esta base de dados foi utilizada para indução das árvores de decisão, fornecendo um modelo de predição rápida e precisa que classifica o estado do sistema (seguro ou inseguro) para aplicação em tempo real. Esta metodologia reduz o uso de computadores no ambiente “*on-line*”. Os resultados mostraram que a metodologia é uma importante ferramenta para avaliação da segurança estática em tempo real para uso em um centro de operação do sistema.

YUNNUS et al., (2013) propuseram a aplicação de um controlador de armazenamento da energia magnética (SMES) baseado em controle de corrente de histerese (HCC) e lógica fuzzy para melhorar o despacho de potência do gerador de indução duplamente excitado (DFIG) e o seu desempenho dinâmico diante perturbações no sistema elétrico. O DFIG é interligado à rede elétrica através dos conversores de fonte de tensão (VSC) no lado da rede e do lado do rotor para permitir a operação de velocidade variável da turbina eólica e fornecer suporte de potência reativa à rede elétrica durante eventos de perturbação. O mau funcionamento da comutação do conversor pode influenciar na capacidade de despacho de potência do DFIG. O armazenamento de energia é uma forma de tornar a utilização de energia mais eficiente. O sistema SMES apresenta-se como um dos mais eficientes para falhas momentâneas. Uma unidade de armazenamento de energia magnética (SMES) supercondutora foi utilizada para melhorar o despacho de potência e o desempenho dinâmico do DFIG durante falhas no chaveamento do conversor. Os Resultados mostraram que a metodologia desenvolvida pode melhorar o despacho de potência do DFIG na ocorrência de perturbações no conversor.

LIU et al., (2014) apresentaram uma abordagem sistemática baseada em árvore de decisão (DT) para a avaliação da segurança dinâmica (DSA) on-line de sistemas de potência. Esta abordagem adota uma metodologia que treina diariamente duas DTs orientadas por contingências pelos bancos de dados gerados a partir de simulações de sistemas de energia. Alimentadas com medições em tempo real, uma DT é empregada para DSA on-line identificando possíveis problemas de segurança e a outra DT fornece suporte a decisões on-line sobre estratégias de controle preventivo contra esses problemas. Um algoritmo de custo efetivo é adotado para otimizar o controle preventivo. O trabalho também propõe um algoritmo de amostragem de importância na preparação do banco de dados para treinamento eficiente da DT para sistemas de potência com alta penetração de energia eólica e geração distribuída. O desempenho da abordagem é demonstrado em um modelo operacional de 200 barras e 200 linhas do sistema de energia dinamarquês ocidental. Os resultados verificados mostraram que o reescalonamento de geração guiado pelas DTs é capaz de controlar de forma confiável e trazer o sistema para a região de segurança. A otimização custo-efetiva proposta para o controle preventivo é capaz de apresentar a trajetória de controle ideal. Neste caso não foram levantados estudos sobre o requisito técnico de sustentabilidade a subtensão de parques eólicos após a ocorrência de perturbações.

HOSSAIN e ALI, (2016) apresentaram um limitador de corrente de falta supercondutor resistivo CC (SFCL) que reduz as perdas de potência do sistema durante operação estável com melhor eficiência, em comparação ao SFCL convencional de um sistema de energia eólico com DFIG. Os resultados obtidos com o uso do SFCL resistivo da CC proposto foram: o aumento da margem de estabilidade transitória do sistema com o DFIG, tanto para as falhas simétricas como para as assimétricas; diminuição da queda de tensão; os altos níveis de corrente de falta foram suprimidos; melhor desempenho comparado ao resistor de frenagem dinâmica em série (SDBR) e o sistema crowbar.

GOUNDER et al., (2016) propuseram o aprimoramento da análise do afundamento de tensão de sistemas de distribuição compostos por sistemas eólicos de velocidade fixa e variável usando o compensador síncrono estático (STATCOM). O estudo visava à alocação ótima do STATCOM em um sistema teste com centro de carga composto por geradores em gaiola de esquilo (SCIG) e geradores de indução duplamente excitados (DFIG).

OKEDU, (2016) propôs o reforço do gerador de indução duplamente alimentado durante falha trifásica usando conversores intercalados paralelos (PIC) e resistor de frenagem dinâmica em série (SDBR) conectado ao lado do estator. Intercalar os conversores de turbinas eólicas em configuração paralela ajuda a aumentar a capacidade de corrente, enquanto o SDBR auxilia na recuperação pós-falha da turbina eólica. O desempenho da turbina eólica foi analisado considerando uma perturbação trifásica para testar a rigidez do sistema de turbina eólica. Os resultados da simulação apresentados mostraram um desempenho melhorado do sistema de turbina eólica de velocidade variável usando o esquema proposto.

SHEN et al., (2016) apresentaram um controle avançado de um dispositivo de armazenamento de energia (ESD) de um gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) para auxiliá-lo a fornecer potência reativa durante falhas severas na rede elétrica. O uso proposto do ESD para o controle de potência reativa transitória do DFIG não é apenas uma alternativa tecnicamente avançada, mas também economicamente viável e promissora aos métodos de controle existentes para melhorar o desempenho transitório dos aerogeradores. Simulações computacionais foram realizadas validando o método de controle proposto.

NGAMROO, (2016) propôs o ajuste ótimo dos parâmetros do armazenamento de energia magnética supercondutora e do limitador de corrente de falta (SMES-FCL)

com a parte comum da bobina supercondutora (SC) visando o aumento da capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão (FRTC) e também suavizar a potência de saída das turbinas eólicas dos geradores de indução duplamente excitados (DFIG) conectados à rede elétrica. Os resultados de simulação mostraram que a potência utilizada pelo SC para a estabilização da rede é reduzida e o SMES-FCL apresentou melhor desempenho, quando comparado a uma unidade individual do SMES.

OLIVEIRA et al., (2017) desenvolveram uma metodologia de controle preventivo baseada em árvore de decisão para a melhoria da segurança estática e dinâmica do sistema interligado da Eletronorte, neste caso sem introdução de fontes renováveis. Os dados utilizados para a formação da base de dados necessária a árvore de decisão eram exportados pelo estimador de estados do Sistema de Gerenciamento de Energia – SAGE. O projeto resultou num conjunto de softwares e serviços para monitoração e suporte à segurança de tensão em tempo real e ao controle preventivo, visando garantir a segurança estática e dinâmica (foco na estabilidade transitória) do sistema elétrico da Eletronorte, por meio da técnica de mineração de dados árvore de decisão.

RASHID et al., (2017) propuseram um limitador de corrente de falha do tipo ponte modificado baseado em controle não linear (NC-MBFCL) para garantir a capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão (FRTC) de geradores de indução duplamente alimentados (DFIG). A eficácia do NC-MBFCL é avaliada através da comparação de desempenho com a do limitador de corrente de falha do tipo ponte (BFCL) controlador convencional e do BFCL modificado (MBFCL). Extensas simulações computacionais foram realizadas e os resultados mostraram que o NC-MBFCL proposto aumenta a FRTC de parques eólicos baseados em DFIG e supera os convencionais controladores BFCL e MBFCL. Além disso, verificou-se que o BFCL demonstra melhor desempenho do que o MBFCL.

XIAO et al., (2018) apresentaram um novo esquema de proteção baseado em um limitador de corrente de falta de armazenamento de energia magnética supercondutor (SMES-FCL) por controle modificado de bobina supercondutora (SC) e conversor do lado do rotor (RSC) visando o aprimoramento da capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão (FRTC) e estabilidade transitória do gerador de indução duplamente excitado (DFIG) integrado a rede elétrica. Duas estratégias de controle modificadas de operação cooperativa SMES-FCL e modificação de corrente de sequência positiva d-q (PCM) são propostas para controlar o SC e RSC para melhorar a estabilidade transitória do DFIG. Além de manter um bom desempenho de FRTC do

SMES-FCL na estabilização do torque eletromagnético, tensão do link CC, potência ativa e reativa, e corrente do estator e do rotor durante falha de rede, o controle PCM também é demonstrado nas simulações para suprimir oscilações transitórias e, assim, encurtar o tempo de recuperação após a ocorrência de perturbações na rede elétrica. Entretanto, comparado com o esquema SMES-FCL convencional, o requisito de capacidade de corrente SC é muito reduzido para suavizar a potência de saída do DFIG mediante uma condição variável de velocidade de vento e para melhorar o desempenho FRTC perante uma condição de falha na rede elétrica.

Observa-se pela revisão da literatura a originalidade desta tese, pois os artigos até então publicados, relacionados à problemática da FRTC do DFIG, propuseram soluções com ações corretivas baseadas na melhoria de controle e modificação de hardware, ou no uso combinado das mesmas.

O método da árvore de decisão, adotado neste trabalho, foi largamente empregado em estudos na área de sistemas de energia para fins de avaliação da segurança e aplicações de controle preventivo, no entanto sem considerar a avaliação do requisito técnico da FRTC de sistemas eólicos. A aplicação do controle preventivo com base na árvore de decisão para garantir a FRTC do DFIG após a ocorrência de falhas no sistema elétrico é um método autêntico e inovador.

1.7 – ESTRUTURA DA TESE

Esta tese está estruturada em oito capítulos, distribuídos da seguinte forma:

O Capítulo 1 apresenta uma breve descrição sobre a energia eólica no contexto nacional e internacional, levantando alguns aspectos relevantes sobre a integração de parques eólicos às redes elétricas. São discutidas questões relacionadas à segurança da operação diante do novo cenário energético. É apresentado o objetivo da tese e realizada uma revisão bibliográfica sobre os principais trabalhos na área.

O capítulo 2 aborda as principais tecnologias de aerogeradores de velocidade fixa e velocidade variável, as vantagens e desvantagens para conexão à rede elétrica. Em seguida, são apresentados os principais componentes de um sistema eólico.

O capítulo 3 apresenta os requisitos técnicos dos procedimentos de rede relativos aos limites operacionais de tensão para parques eólicos após a ocorrência de perturbações nas redes elétricas.

O capítulo 4 mostra uma descrição histórica, definição, conceito e classificação de estabilidade em sistemas elétricos de potência, assim como o método de simulação no domínio do tempo utilizado neste trabalho.

O capítulo 5 trata sobre a técnica computacional utilizada neste trabalho a árvore de decisão, sua construção e critério para seleção de atributos.

O capítulo 6 apresenta a metodologia de controle preventivo desenvolvida, assim como o processo de construção da base de dados e sua aplicação na manutenção dos parques eólicos após a ocorrência de perturbações nos sistemas de energia.

O capítulo 7 apresenta os resultados obtidos a partir da aplicação da metodologia de controle preventivo desenvolvida nesta tese.

Finalmente, no capítulo 8, apresentam-se as conclusões gerais sobre a tese e as sugestões para trabalhos futuros na área em estudo.

2 CAPÍTULO – SISTEMAS EÓLICOS

2.1 – INTRODUÇÃO

Atualmente, os modernos sistemas elétricos de potência tendem a operar sob maior estresse com linhas de transmissão transportando energia elétrica próxima de seus limites físicos e operacionais para atender o aumento da demanda e a desverticalização das empresas de energia elétrica (MORISON et al., 2004). A utilização da energia eólica na matriz energética, além de complementar a geração com predominância hidráulica, apresenta-se como uma das mais importantes opções para geração limpa e sustentável, garantindo maior eficiência energética.

Neste cenário, a energia eólica vem despontando mundialmente alcançando elevados níveis de penetração no sistema elétrico. Os aerogeradores de concepção dinamarquesa se popularizaram nos anos 80 em função do baixo custo de instalação e simplicidade operacional. No entanto, oferecem sérios riscos à segurança operacional dos sistemas, uma vez que são incapazes de fornecer suporte à rede elétrica, principalmente do ponto de vista da estabilidade. Na atualidade, os aerogeradores de velocidade variável dominam o mercado internacional, pois operam suavemente nas redes elétricas, acompanhando as variações de velocidade dos ventos e maximizando o seu aproveitamento.

Neste capítulo, serão apresentados os sistemas eólicos de velocidade fixa e velocidade variável, as vantagens e desvantagens para conexão à rede elétrica. Em seguida, serão apresentados os principais componentes dos sistemas eólicos.

2.2 – SISTEMAS EÓLICOS DE VELOCIDADE FIXA

Os sistemas eólicos que operam em velocidade fixa ou constante, também conhecidos como tecnologia eólica de concepção dinamarquesa, foram os primeiros sistemas de grande porte a serem instalados no mundo, dominando o mercado de geração eólica nos anos 80 (VIEIRA et al., 2009) e (LONDERO et al., 2014).

Nesses sistemas, o gerador possui frequência fixa mantida pela frequência da rede elétrica. O rotor não pode girar em uma velocidade acima da velocidade síncrona, ainda que tenha uma pequena variação devido ao escorregamento do gerador, no caso das máquinas de indução, relativo ao torque gerado. Alterações na velocidade dos ventos não comprometem a velocidade do rotor, porém provocam flutuações no torque

eletromagnético, o que compromete a qualidade da energia gerada, principalmente em redes elétricas fracas (NUNES et al., 2004). O aumento da capacidade destes parques eólicos proporciona também o aumento do nível de curto-circuito no ponto de conexão com a rede elétrica.

O gerador de indução em gaiola, do inglês “*Squirrel Cage Induction Generator*” (SCIG), é o gerador mais adotado dos sistemas eólicos de velocidade fixa, porque possui velocidade constante o que o torna mais atraente para carregamento variável. Este gerador é conectado diretamente à rede elétrica devido a sua estrutura simples, além de ser a alternativa mais atrativa economicamente para produção de energia eólica. Nas altas velocidades de vento, o SCIG pode ser sobrecarregado, o que o leva a uma condição de instabilidade dinâmica para a velocidade do rotor, sendo assim a potência mecânica extraída da turbina precisa ser limitada utilizando o controle por estol (VIEIRA et al., 2009).

O controle de potência em rotor por estol é um controle passivo que se baseia em um projeto aerodinâmico das pás de forma que quando a velocidade do vento atinge determinados valores as pás automaticamente entram em “*stall*”, ou seja, quando a velocidade do vento supera a velocidade nominal, o escoamento em torno do perfil da pá do rotor “descola” da superfície da pá aumentando a força de arrasto (PINHO et al., 2008). Para evitar a ocorrência do efeito estol em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo, o que proporcionaria uma redução na potência do rotor, as pás possuem uma pequena torção longitudinal que as levam a um suave desenvolvimento deste efeito. Sob todas as condições de ventos superiores à velocidade nominal, o fluxo em torno dos perfis das pás do rotor é, pelo menos, parcialmente descolado da superfície, produzindo sustentações menores e forças de arrasto muito mais elevadas.

As máquinas de indução em gaiola de esquilo necessitam consumir potência reativa em sua operação, o que tem levado muitas operadoras de sistemas de energia a exigir a instalação de bancos de capacitores para correção do fator de potência (ONS SUBMÓDULO 3.6, 2009). Essas máquinas não possuem excitação, logo existe a necessidade de absorção de potência reativa para formar o campo magnético girante durante o processo de energização e partida da máquina. Utilizam-se dispositivos “*soft-starters*” para controlar a corrente absorvida pela máquina do banco de capacitores de modo a realizar uma partida mais suave sem transitórios para os sistemas de potência (ANAYA-LARA et al., 2009).

2.3 – SISTEMAS EÓLICOS DE VELOCIDADE VARIÁVEL

Os sistemas eólicos de velocidade variável utilizam conversores estáticos interligados ao estator e/ou rotor do gerador fazendo com que a frequência da rede elétrica seja desacoplada da frequência do rotor. Os conversores estáticos baseados na eletrônica de potência associados a sistemas de controle proporcionam a operação em velocidade variável do rotor da turbina desta tecnologia. É justamente em função deste desacoplamento que surge a denominação dos aerogeradores de velocidade variável. Os aerogeradores que se destacam na atualidade são os geradores de indução duplamente excitados e o gerador síncrono diretamente conectado (Direct-Drive) (LONDERO et al., 2014).

A possibilidade de variar a velocidade do eixo do rotor proporciona um aumento na flexibilidade de operação das turbinas e oferece também vantagens comparadas aos sistemas de velocidade constante. Para velocidades elevadas, a potência da turbina é mantida pelo controle do ângulo de passo, o qual não permite que a estrutura seja submetida a cargas mecânicas excessivas.

Em conjunto com a regulação de velocidade do rotor, deve ser adicionado um controle para limitar a potência nas altas velocidades, através do ângulo de passo. A variação do ângulo de passo da pá, aplicada nas altas velocidades do vento, é realizada de modo a reduzir o valor do coeficiente de potência, evitando que a velocidade do rotor se torne muito elevada, aliviando assim o carregamento sobre o gerador e o conversor.

A operação em velocidade variável apresenta vantagens em relação aos sistemas eólicos de velocidade constante, como:

- A redução da fadiga e da carga em altas velocidades de vento;
- Melhor aproveitamento da energia eólica;
- Diminuição do nível de ruído aerodinâmico;
- Diminuição no custo de manutenção;
- Melhora na qualidade de energia elétrica, dependendo das características dos conversores eletrônicos utilizados.

2.4 – PRINCIPAIS COMPONENTES DO SISTEMA EÓLICO

Os sistemas eólicos de eixo horizontal com turbina posicionada de frente para o vento tem sido a configuração mais utilizada no aproveitamento da força do vento. Esta configuração apresenta como vantagens: a diminuição da influência da sombra

aerodinâmica da torre, um menor esforço de fadiga, um par aerodinâmico mais estável e pouca emissão de ruídos. Estes sistemas possuem vários equipamentos mecânicos e elétricos que trabalham de forma conjunta para proporcionar um maior rendimento. Para efeito de estudos de estabilidade, devem ser considerados os seguintes componentes:

- **Turbina Eólica:** É responsável por transformar a energia cinética do vento em energia rotacional no eixo do rotor;
- **Caixa de Engrenagens:** É responsável por transmitir a energia mecânica entregue pelo eixo do rotor até o gerador. Alguns geradores não utilizam este componente, e neste caso o eixo do rotor acopla diretamente a turbina ao gerador. Estes sistemas são conhecidos como de acoplamento direto “*Direct-Drive*”;
- **Gerador Elétrico:** Os geradores mais utilizados para aplicações em sistemas eólicos são as máquinas de indução com rotor em gaiola, em esquemas eólicos de velocidade fixa, as máquinas assíncronas duplamente excitadas, em esquemas de velocidade variável, e finalmente as síncronas com rotor bobinado e a ímã permanente, nos sistemas de velocidade variável.

2.4.1 – TURBINAS EÓLICAS

As turbinas eólicas são os principais componentes de um sistema eólico, sendo responsáveis pela conversão da energia cinética dos ventos para a energia mecânica de rotação, por esta razão exercem influência no rendimento global do sistema. Podem ser classificadas de várias formas e a mais importante é de acordo com a disposição do eixo do gerador: aerogeradores de eixo horizontal ou de eixo vertical.

Os rotores de eixo horizontal são movidos por forças aerodinâmicas conhecidas como forças de sustentação e de arrasto. A força de sustentação atua na direção tangencial à trajetória circular descrita por cada ponto superficial da pá e em favor do sentido de rotação desejado para o eixo principal. Já a componente de arrasto atua na direção tangencial ao perfil da pá, sendo responsável pelas principais solicitações mecânicas impostas ao equipamento como um todo.

Os rotores que giram predominantemente sob o efeito de forças de sustentação permitem liberar mais potência do que aqueles sob o efeito de forças de arrasto, para uma mesma velocidade de vento. Os rotores de eixo horizontal ao longo do vento (aerogeradores convencionais) são predominantemente movidos por forças de

sustentação e devem possuir mecanismos capazes de permitir que o disco varrido pelas pás esteja sempre em posição perpendicular ao vento. Nestes sistemas, o ângulo de ataque em qualquer ponto da pá é aproximadamente constante para uma dada velocidade do vento.

2.4.2 – CAIXA DE ENGRENAGENS

A caixa de engrenagens multiplica a velocidade da turbina pela relação de engrenagens para que a velocidade do eixo do gerador seja alta. A rotação da turbina encontra-se na faixa de 20 a 150 rpm, enquanto que no eixo do gerador a rotação é na faixa de 1200 a 1800 rpm, tornando necessária a instalação de um sistema de multiplicação entre eixos. Quanto maior a relação de engrenagens, mais caro e complexo torna-se a caixa de engrenagens. É o equipamento mecânico que mais apresenta falhas, necessitando de mais manutenções (LONDERO et al., 2014). Alguns fabricantes já desenvolvem sistemas eólicos sem a caixa de engrenagem, ou seja, com acoplamento direto entre turbina e o gerador, como no caso das máquinas síncronas.

2.4.3 – GERADOR

O gerador é o elemento que transforma a energia mecânica de rotação existente do eixo de alta velocidade em energia elétrica, baseando-se no princípio da indução eletromagnética de Faraday. Existem dois tipos de geradores: o gerador síncrono, o menos utilizado, e o gerador assíncrono, que devido à elevada robustez e simplicidade de seus componentes é o mais utilizado nos sistemas eólicos.

A escolha dos aerogeradores a serem inseridos nos parques eólicos depende do esquema a ser adotado (velocidade constante ou variável), envolvendo também aspectos relativos à energia primária e características da rede elétrica na qual o sistema eólico será interligado, como:

- Característica específica da velocidade do vento e conseqüentemente do torque mecânico de entrada na turbina no local onde se pretende introduzir o sistema eólico, já que as alterações da energia eólica captada produzem variações da potência mecânica disponível no eixo do rotor do gerador;
- Frequência e tensão constantes na energia elétrica final produzida;
- Rede elétrica fraca, com limitações na transmissão da potência elétrica, ou sistema forte com reservas de potência reativa;

- Facilidade na instalação, operação e manutenção dos geradores em situações de isolamento geográfico.

Neste contexto, destacam-se quatro tecnologias de aerogeradores: os geradores de indução de rotor em gaiola, os geradores de indução duplamente excitados, os geradores síncronos de rotor bobinado e os geradores síncronos a ímãs permanentes. A seguir, serão descritas as tecnologias de geradores eólicos mais utilizados.

2.4.3.1 – GERADOR DE INDUÇÃO EM GAIOLA (SCIG)

Os fabricantes dos geradores assíncronos de indução em gaiola consideram predominantemente a ligação direta do estator da máquina na rede elétrica. No estator, durante a partida para a formação do campo magnético girante, o gerador consome potência reativa. De forma a suavizar a partida, utiliza-se uma chave estática “*soft-starter*”, com o objetivo de reduzir a corrente de partida durante o processo de energização do gerador. Esta corrente é gerada pelo aumento na solicitação de reativo durante a partida da máquina de indução. A figura 2.1 apresenta o gerador de indução em gaiola conectado à rede elétrica.

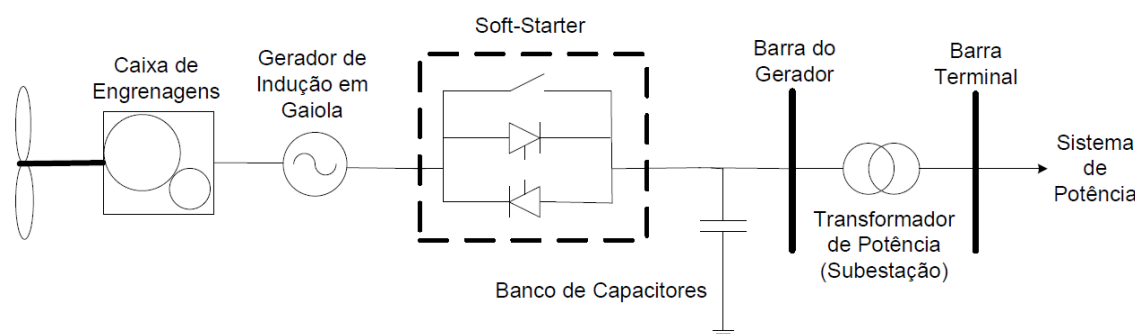


Figura 2.1 – Gerador de indução em gaiola conectado diretamente à rede elétrica

Estes sistemas são compostos por chaves estáticas e por banco de capacitores que, em conjunto com o magnetismo residual do rotor, são responsáveis pela excitação da máquina. O banco de capacitores é importante para complementar a demanda de potência reativa do sistema elétrico e auxiliar no controle de tensão na barra de conexão do aerogerador. A característica de operação em baixo fator de potência destas máquinas e altas demandas de reativos da rede elétrica pode comprometer sua operação

e estabilidade, quando integradas ao sistema elétrico. Como descrito, o banco de capacitores não oferece total suporte ao gerador, uma vez que a potência reativa fornecida depende da tensão da barra, que pode estar sendo afetada por fatores externos, proporcionando baixa qualidade no fornecimento de potência reativa. As máquinas de indução em gaiola com poucos polos trabalham em altas velocidades, pois suas turbinas são interligadas indiretamente através de caixas de engrenagens (KUNDUR, 1994).

2.4.3.2 – GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE EXCITADO (DFIG)

O gerador de indução duplamente excitado apresenta como configuração mais comum adotada pelos fabricantes um esquema com dois conversores estáticos com modulação PWM interligados ao circuito do rotor e à rede elétrica, permitindo ao gerador operar com valores de velocidade do eixo do rotor acima e abaixo da velocidade síncrona, desacoplando a frequência do sistema da rotação do gerador. Esses sistemas são projetados para aproveitar ao máximo o potencial eólico em diferentes velocidades de vento e rotação do eixo do gerador. O conversor do lado do rotor (RSC), a partir das correntes e potências injetadas no rotor, controla a potência ativa e reativa que circulam pelo estator, conforme ilustra a figura 2.2. Durante as altas velocidades de vento, a sobrecarga nos geradores e conversores é evitada a partir do controle do ângulo de passo (LONDERO et al., 2014).

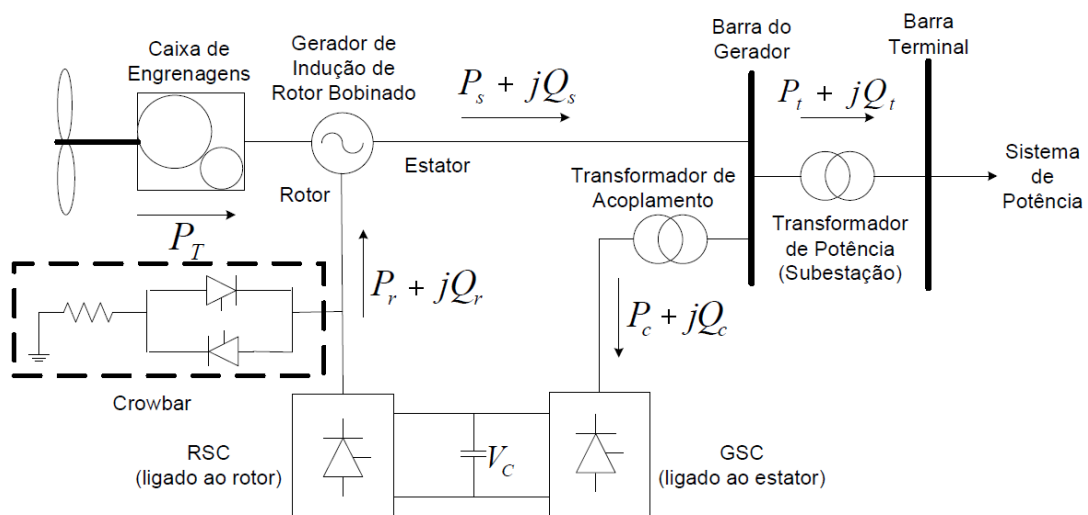


Figura 2.2 – Gerador de indução duplamente excitado conectado à rede elétrica

A geração de potência ocorre tanto em operação acima da velocidade síncrona quanto abaixo da velocidade síncrona. Acima da velocidade síncrona, o estator e o rotor fornecem potência ativa à rede elétrica, enquanto que abaixo da velocidade síncrona, o rotor consome potência ativa, porém o estator sempre fornece potência ativa, graças aos conversores estáticos que permitem o fluxo de potência ativa entrando ou saindo do conversor.

Os primeiros aerogeradores de indução duplamente alimentados adotavam controle por fator de potência constante, geralmente unitário, fornecendo assim o máximo de potência ativa. Com o aumento da penetração dos sistemas eólicos, o DFIG, obrigatoriamente, passou a fornecer potência reativa em condições de falta (ULLAH et al., 2007). No entanto, muitos operadores de sistemas elétricos de potência, oferecem aos geradores de velocidade variável compensações financeiras quando fornecem serviços auxiliares à rede elétrica, conforme relatados em BRAUN et al. (2008) e ULLAH (2009).

O DFIG fornece potência reativa tanto pelo estator quando pelo conversor do lado da rede (GSC). No entanto, geralmente o GSC opera com fator de potência unitário, não fornecendo potência reativa à rede elétrica, controlando somente a tensão do link CC. Para oferecer maior suporte ao controle de tensão e aumentar a capacidade de potência reativa, esse conversor deve operar com fator de potência diferente do unitário (ENGELHARDT et al., 2011).

O modelo dinâmico do gerador adotado nesta tese foi o modelo padrão do software ANATEM (Versão 10.4.6) do CEPEL para estudos de transitórios eletromecânicos. Os modelos adotados para o controle dos conversores e o controle das turbinas foram o da ALSTOM ECO74, os quais são similares aos modelos descritos em RANGEL et al. (2005) e encontram-se disponíveis em ONS (2018) e EPE (2018). A estratégia de controle adotada nos conversores é descrita em seguida.

a) Estratégia de controle dos conversores:

- Conversor 1 (conectado ao estator): a potência ativa controla a tensão no capacitor e a potência reativa controla o fator de potência no conversor.
- Conversor 2 (conectado ao rotor): a potência ativa controla a velocidade (escorregamento) da máquina e a potência reativa controla a geração de potência reativa (Q constante, V constante ou F.P. constante).

Baseada na orientação do controle vetorial, a figura 2.3 apresenta o eixo de referência utilizado para o controle do conversor conectado ao estator da máquina. O

controle é realizado pelo eixo d-q e a tensão terminal V_1 (tensão do estator) encontra-se alinhada com o eixo q.

O principal objetivo do conversor conectado ao estator é manter a tensão do link CC constante, independente da direção e magnitude do fluxo de potência que o atravessa. No conversor 1, a componente V_d é utilizada para controlar a tensão no capacitor, V_c , conforme ilustra a figura 2.4. $K_{p_{d1}}$ e $K_{I_{d1}}$ são os ganhos da malha de controle do link CC.

Na figura 2.5, a componente V_q da tensão é utilizada para controlar no valor zero ($Q_{ref} = 0$) a potência reativa, Q_c , drenada pelo conversor 1 do estator da máquina (conversor com fator de potência unitário). $K_{p_{q1}}$ e $K_{I_{q1}}$ são os ganhos da malha de controle da potência reativa.

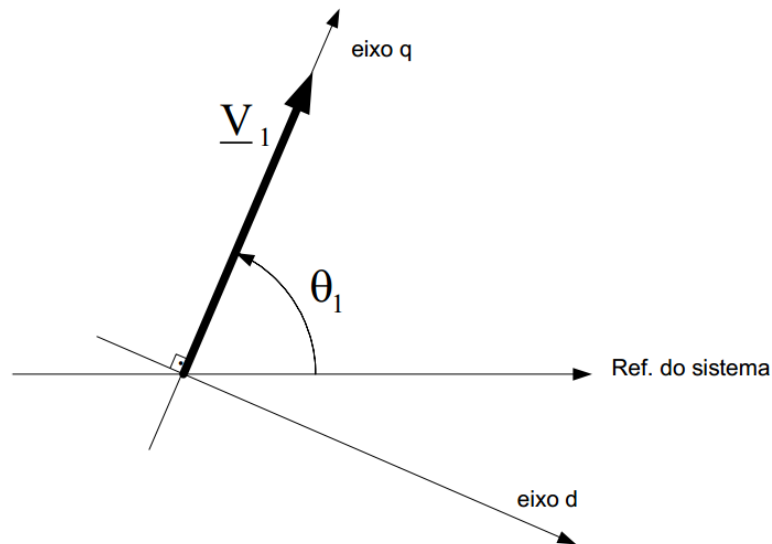


Figura 2.3 – Eixo de referência do controle do conversor 1 (ligado ao estator)

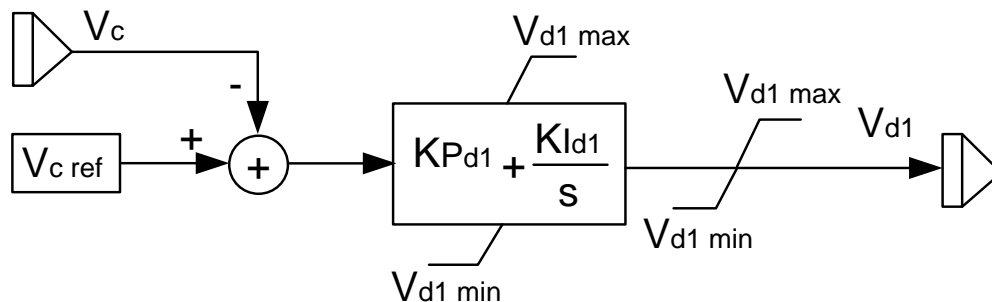


Figura 2.4 – Malha de controle do link CC

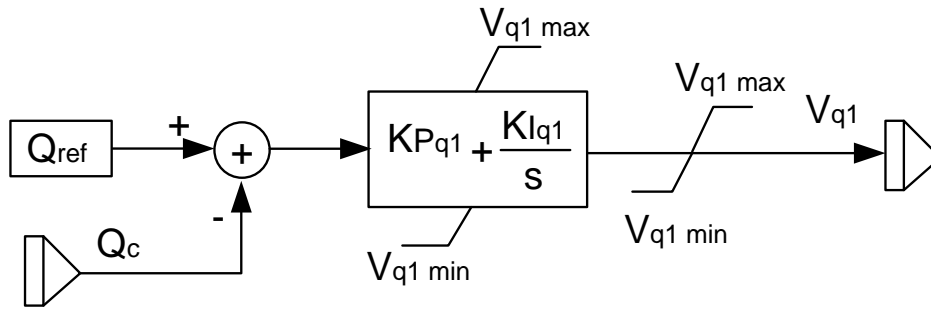


Figura 2.5 – Malha de controle da potência reativa

Também baseada na orientação do controle vetorial (ou controle de campo orientado), a figura 2.6 apresenta o eixo de referência utilizado para o controle do conversor conectado ao rotor da máquina. O eixo “d” encontra-se alinhado com o fluxo do estator, λ_s .

O objetivo do conversor ligado ao rotor é controlar a potência ativa do estator e a tensão terminal. No conversor 2, a potência ativa P_s pode ser controlada por um laço de controle mais externo pelo torque eletromagnético T_e através da velocidade do rotor ω_r e mais internamente pela componente $I_{qr} = I_{qr2}$, conforme ilustra a figura 2.7. K_{pw} , KI_w , K_{pq2} , KI_{q2} , K_{pq3} , KI_{q3} são os ganhos e T_p é a constante de tempo da malha de controle de potência ativa.

A tensão terminal V_1 é controlada pela potência reativa Q_s e mais internamente pela componente I_d da corrente do rotor ($I_{dr} = I_{d2}$, ilustrada na figura 2.8). K_{pv} , KI_v , K_{pd2} , KI_{d2} , K_{pd3} e KI_{d3} são os ganhos da malha de controle da tensão terminal.

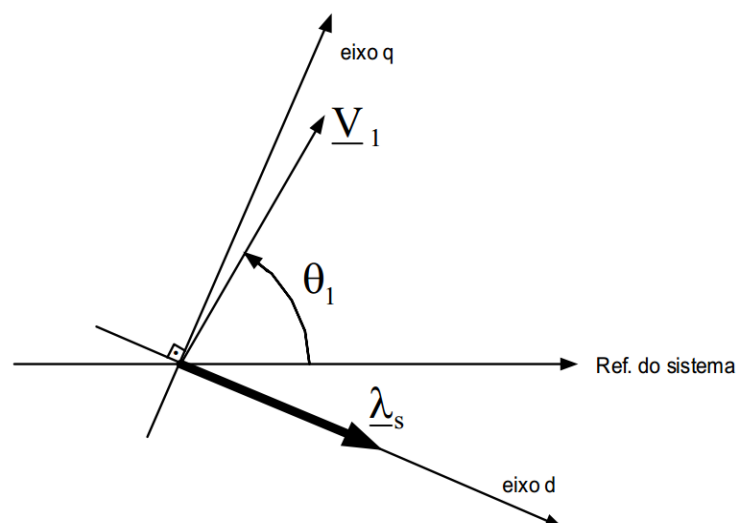


Figura 2.6 – Eixo de referência para o controle do conversor 2 (ligado ao rotor)

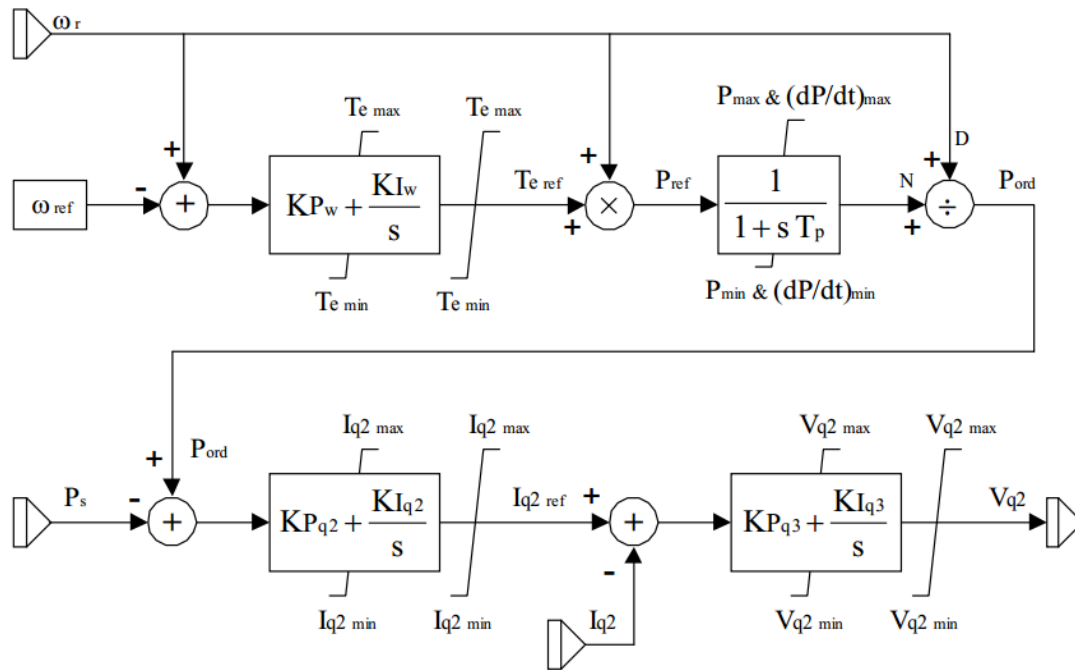


Figura 2.7 – Malha de controle de potência ativa / velocidade do rotor

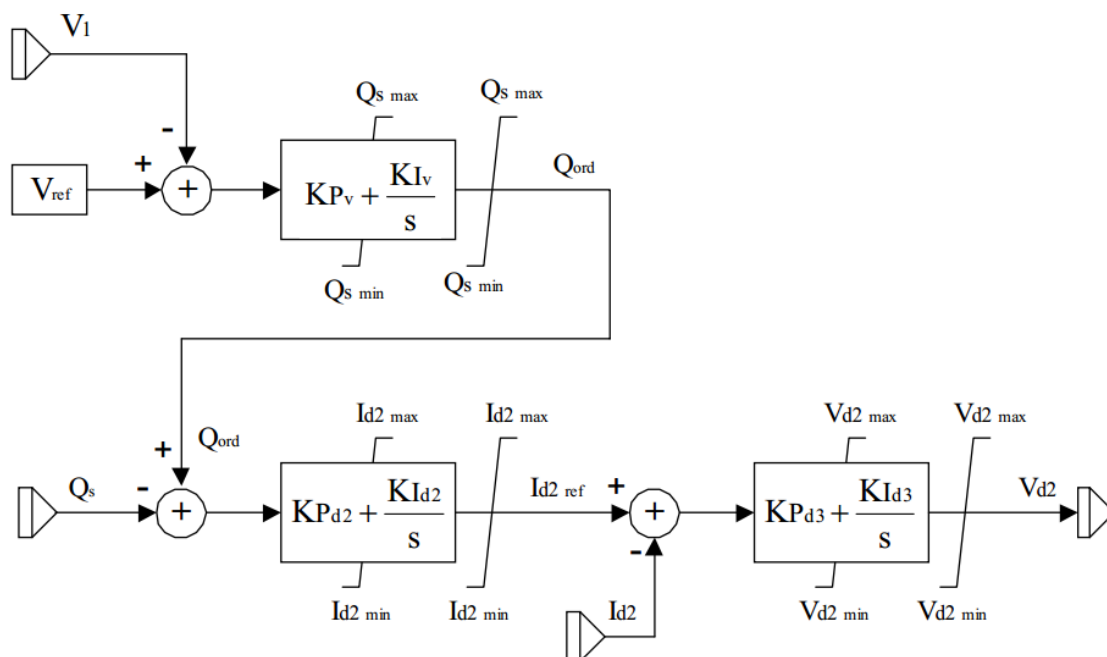


Figura 2.8 – Malha de controle da tensão terminal / fator de potência

2.4.3.3 – GERADOR SÍNCRONO BOBINADO

Os geradores síncronos de rotor bobinados geralmente apresentam configuração de rotor de polos salientes com grande número de polos e baixa velocidade de rotação, o que proporciona o acoplamento direto do gerador à turbina eólica, sem a necessidade de

caixa de engrenagens, conforme ilustra a figura 2.9. A caixa de engrenagens encarece o preço do aerogerador, além de ser um equipamento suscetível a falhas, necessita de constante manutenção. O sistema eólico sem caixa de engrenagens reduz o peso sobre a torre e “Nacelle” e aumenta a eficiência do sistema mecânico com redução de ruído aerodinâmico. (VIEIRA et al., 2009) e (LONDERO et al., 2014).

Estes sistemas se caracterizam por rotores e estatores de grande diâmetro interligados à rede elétrica através de conversores estáticos em esquemas eólicos de velocidade variável. A desvantagem deste sistema encontra-se na necessidade de utilização de um conversor estático de potência idêntica a potência nominal do gerador elétrico para processamento da toda a energia proveniente do estator, por outro lado, diferente dos geradores DFIG, estes últimos tem o desacoplamento total da frequência da rede elétrica em relação à frequência de operação do gerador.

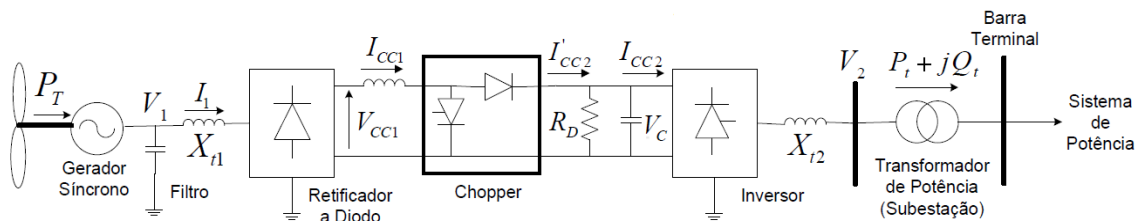


Figura 2.9 – Gerador síncrono conectado diretamente à rede elétrica

2.5 – CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

A utilização dos conversores estáticos trouxe vantagens aos sistemas eólicos de velocidade variável, pois implicou em um sistema com maior aproveitamento da energia eólica, possibilidade de controle no fator de potência, redução de harmônicos e fluxo de energia bidirecional. Na maioria dos casos, estes conversores adotam as técnicas de controle vetorial com modulação PWM (Pulse Width Modulation) que proporcionam o controle independente de potências ativa e reativa, utilizando chaves IGBT com menores perdas de comutação e de condução quando comparados aos antigos tiristores usados nos primeiros aproveitamentos.

Optou-se, nesta tese, pelo estudo do gerador de indução duplamente excitado, pois além da capacidade de controle da tensão terminal ou do fator de potência da máquina, é um dos sistemas eólicos de velocidade variável mais comercializado no mercado mundial (PEREIRA et al., 2010).

3 CAPÍTULO – CÓDIGOS DE REDE

3.1 – INTRODUÇÃO

Os procedimentos de rede ou códigos de rede, do inglês “*Grid Codes*”, são atos de assistência às redes elétricas com a finalidade de melhorar a segurança operacional e a qualidade de serviço exigido aos acessantes de parques eólicos. Os requisitos técnicos dos procedimentos de rede para a conexão às instalações de transmissão são importantes para o bom funcionamento dos sistemas elétricos e tem como principais objetivos a regulação de potência ativa e reativa, limites da operação de tensão e frequência e o comportamento do parque eólico durante distúrbios no sistema elétrico. (TSILI e PAPATHANASSIOU, 2009).

A elaboração do código de rede é especificada por uma autoridade competente para garantia da integridade e operação dos SEPs e geralmente envolve operadores de redes de transmissão e distribuição, representantes de consumidores e, em alguns casos, entre países, o órgão regulador. Para garantir estes padrões, cada país possui uma série de parâmetros definidos em sua regulamentação para acesso a rede elétrica.

O crescimento da integração de fontes renováveis teve como consequência, um aumento na importância destas fontes de energia para a estabilidade e a operação dos sistemas elétricos de potência. No caso dos sistemas eólicos, fatores como variações bruscas de tensão em relação ao seu valor nominal, levaram a novos desafios e a obrigatoriedade da alteração de procedimentos nas redes elétricas, de modo a evitar instabilidades angulares e de tensão, garantindo a segurança operacional e a qualidade de energia. Deste modo, foram criados novos requisitos técnicos para a integração dos parques eólicos às redes elétricas.

No Brasil, as primeiras tecnologias de aerogeradores integradas ao SIN eram desconectadas das redes elétricas para níveis de tensão inferior a 0,85 pu, devido à atuação das proteções de subtensão das máquinas, retornando à operação normal quando o sistema estivesse recuperado. A necessidade de evitar-se a retirada de aerogeradores motivou a alteração desta filosofia de proteção, uma vez que a desconexão de grandes parques eólicos pode causar grandes problemas de estabilidade para os sistemas elétricos. Desta forma, o ONS propôs os requisitos técnicos de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão, visando à segurança operacional do sistema (SUBMÓDULO ONS 3.6, 2009).

Neste capítulo, serão apresentados os requisitos técnicos adotados no Brasil relativos aos limites operacionais de tensão para parques eólicos após a ocorrência de falhas nas redes elétricas. Em seguida, será feita uma breve revisão dos códigos de rede regulamentados em outros países com considerável penetração eólica.

3.2 – CAPACIDADE DE SOBREVIVÊNCIA A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

O requisito técnico de suportabilidade a subtensões ou capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão, do inglês “*fault ride-through capability*” (FRTC), é definido como sendo a capacidade de um gerador em suportar perturbações na rede elétrica com consequentes afundamentos de tensão e permanecer conectado à rede elétrica. Para isto, é necessário que o valor eficaz da tensão nos seus terminais do gerador permaneça acima da curva definida da Figura 3.1, e que a falta seja eliminada durante os tempos definidos pela mesma curva (SUBMÓDULO ONS 3.6, 2009).



Figura 3.1 - Curva de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão

Fonte: SUBMÓDULO ONS 3.6 (2009).

O Submódulo 3.6 do ONS, referente aos requisitos técnicos dos procedimentos de rede para conexão às instalações de transmissão, vem passando por constantes modificações. Estas alterações visam o aprimoramento geral dos regulamentos, dentre

os quais se destaca a aplicação dos requisitos técnicos mínimos das centrais geradoras eólicas até as centrais geradoras fotovoltaicas.

Os requisitos técnicos de suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas para perturbações na rede elétrica com unidades de central geradora eólica ou de central geradora fotovoltaica devem ser definidos pelos respectivos fabricantes. (SUBMÓDULO 3.6, 2017).

Caso ocorram variações temporárias de tensão em uma ou mais fases no ponto de conexão da central geradora eólica ou fotovoltaica em relação às instalações sob responsabilidade de transmissora ou de distribuidora, decorrentes de distúrbios na Rede Básica, a central geradora deve continuar operando (sem desconexão) se a tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores permanecer dentro da região indicada na Figura 3.2. Esta característica aplica-se a qualquer tipo de distúrbio, sejam eles provocados por rejeição de carga, defeitos simétricos ou assimétricos, devendo ser atendida pela tensão da fase que sofrer maior variação.

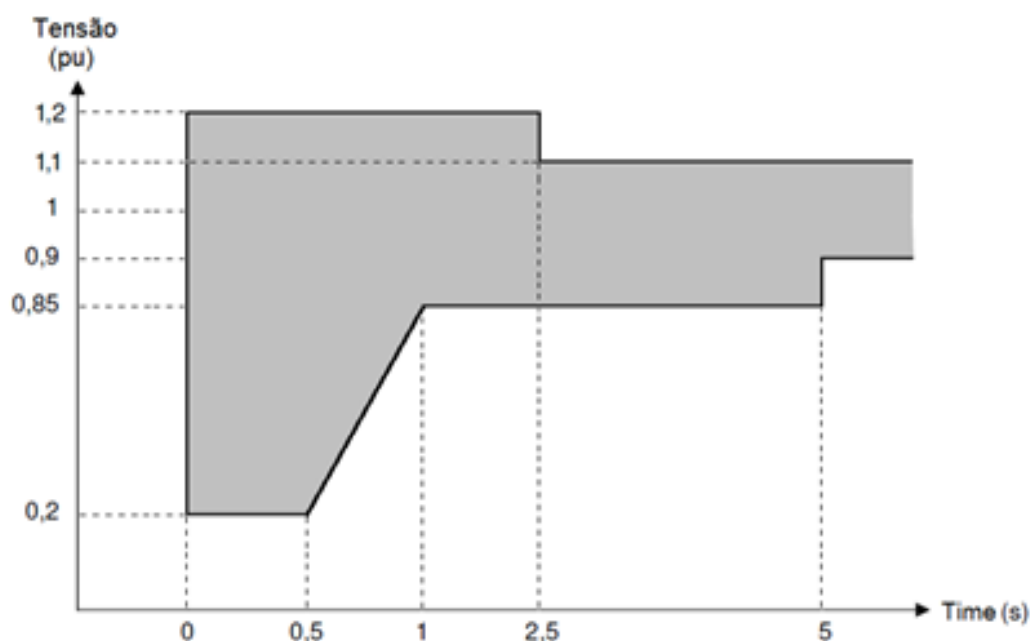


Figura 3.2 – Tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores da central geradora

Fonte: SUBMÓDULO ONS 3.6 (2017)

O aumento da integração de fontes renováveis nos sistemas elétricos vem provocando mudanças nos padrões e códigos de rede para garantir que as redes elétricas permaneçam confiáveis e robustas.

3.3 – REVISÃO DE REGULAMENTOS EXISTENTES PARA CAPACIDADE DE SOBREVIVÊNCIA A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO DE SISTEMAS EÓLICOS

Conforme já abordado, os regulamentos incluindo limites de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão surgiram com a necessidade de manter estes geradores em operação e conectados na rede elétrica mesmo na ocorrência de perturbações. São definidos, principalmente, para parques eólicos conectados aos sistemas de transmissão, onde a participação de energia eólica é mais expressiva. Entretanto, alguns países apresentam regulamentos diferentes para sistemas de alta e baixa tensão como, por exemplo, para o caso da Dinamarca.

Na Dinamarca, por exemplo, quando os parques eólicos estão conectados em tensão nominal abaixo de 100 kV, a curva de suportabilidade a subtensão deve seguir a forma definida na Figura 3.3. Para parques conectados em tensões superiores a 100 kV, as turbinas eólicas devem suportar uma variação de tensão de acordo com a Figura 3.4 (ENERGINET, 2004a).

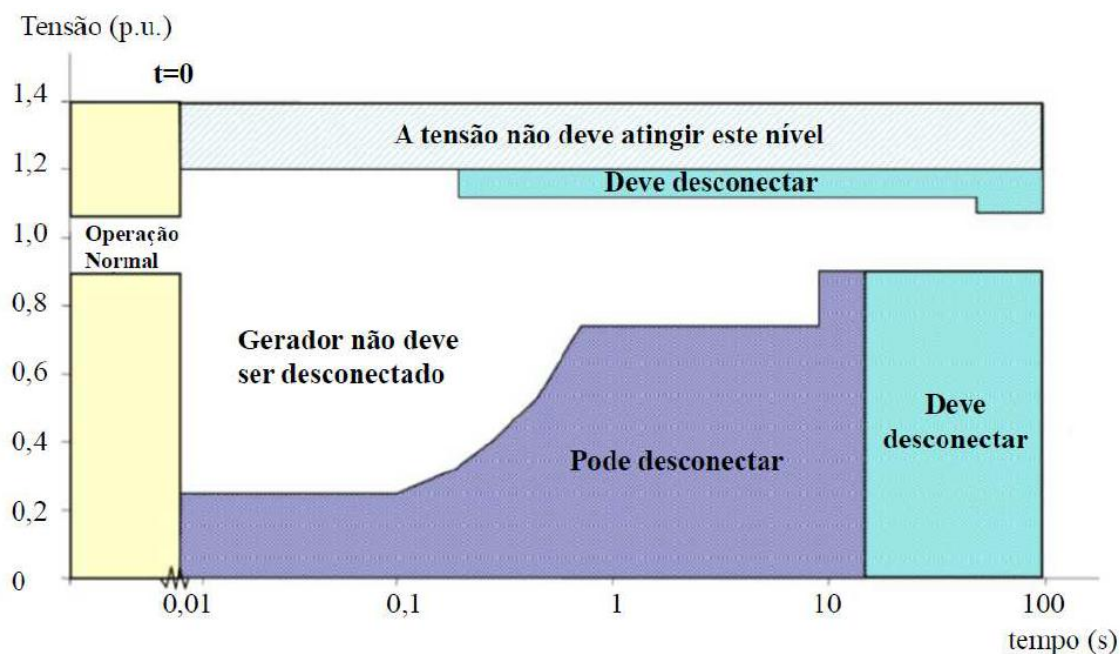


Figura 3.3 – Curva de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão para parques eólicos conectados a rede elétrica com tensão nominal abaixo de 100 kV.

Fonte: ENERGITNET, (2004a).

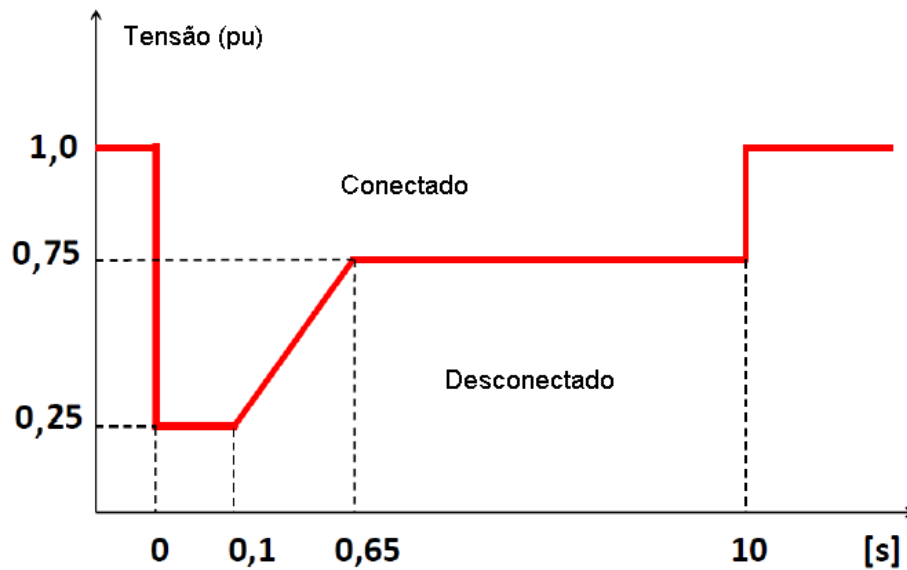


Figura 3.4 – Curva de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão para parques eólicos conectados a rede elétrica com tensão nominal acima de 100 kV.

Fonte: ENERGITNET, (2004b).

Na Espanha, de acordo com o REE (Operador do Sistema na Espanha), os parques eólicos devem respeitar os limites de tensão estabelecidos por norma. Na ocorrência de perturbações no sistema elétrico as turbinas eólicas devem ser desconectadas no caso de violação dos limites pré-estabelecidos, conforme a figura 3.5. Na ocorrência de distúrbios, caso a tensão no ponto de conexão do parque eólico com o sistema permaneça acima da curva, o aerogerador deve permanecer conectado.

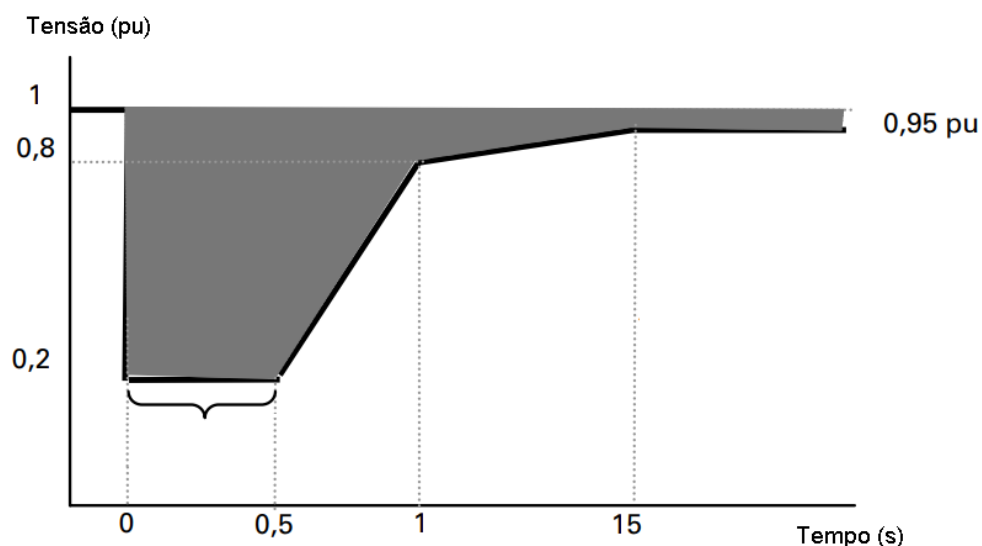


Figura 3.5 – Curva de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão para parques eólicos conectados a rede de transmissão na Espanha.

Fonte: REE, (2006).

Na Itália, em caso de perturbações na rede elétrica, as turbinas eólicas devem proceder de acordo com a regulamentação estabelecida em CEI 11/32 (2006). Os parques eólicos com potência nominal acima de 25 MW devem atender os limites operativos, conforme a figura 3.6, em caso de curtos-circuitos na rede elétrica.

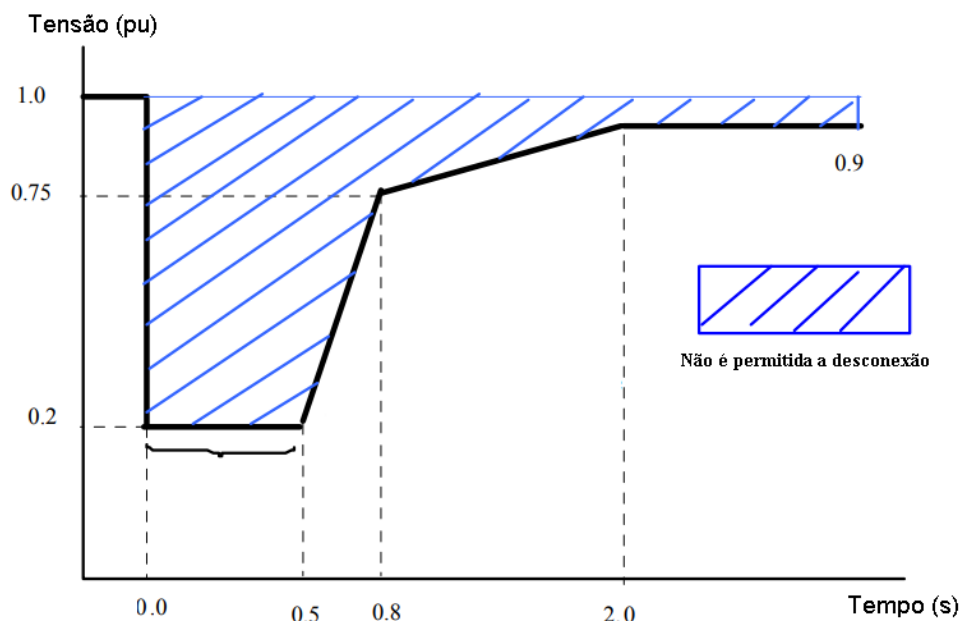


Figura 3.6 – Curva de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão para parques eólicos conectados a rede de transmissão na Itália.

Fonte: CEI 11/32, (2006).

Em Portugal, na ocorrência de perturbações no sistema, os parques eólicos devem permanecer conectados à rede elétrica sempre que a tensão do secundário do transformador da geração eólica estiver acima dos limites estabelecidos pela curva apresentada na figura 3.7, não podendo consumir potência ativa e reativa durante a perturbação na fase de recuperação da tensão. A curva de suportabilidade aos afundamentos de tensão exige que os centros geradores suportem um afundamento de tensão de 80% por um tempo de 0,5 segundos, subindo linearmente para um afundamento de 20% após 0,8 segundos e de 10% após 10 segundos.

O fornecimento de potência reativa também é exigido durante a ocorrência de perturbações. Esta medida tem por objetivo estabilizar novamente a tensão, uma vez que quedas acentuadas de tensão podem ser atenuadas com a injeção de potência reativa, proporcionando melhorias na qualidade da energia elétrica. (BARROS, 2011).

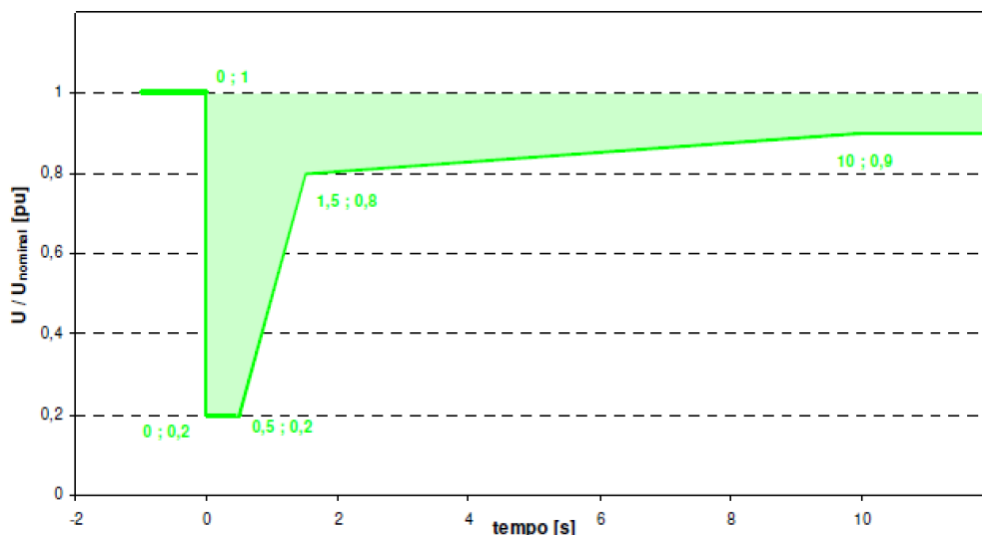


Figura 3.7 – Curva de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão para parques eólicos conectados à rede de transmissão em Portugal.

Fonte: BARROS (2011).

Após a eliminação do distúrbio e a recuperação da tensão no enrolamento do lado da rede do transformador que liga o centro de produção de energia eólica ao sistema de transmissão, a potência ativa produzida deve ser recuperada até seus valores pré-falta a uma taxa de crescimento por segundo não inferior a 5% da sua potência nominal. Esta medida visa uma rápida recuperação do sistema após a extinção da perturbação.

Nos Estados Unidos, foi onde surgiram as primeiras exigências aos sistemas eólicos no sentido de estabelecer, para as condições de afundamentos de tensão, critérios de permanência dos aerogeradores, influenciando muitos outros países na implementação de seus critérios em função das especificidades na integração de parques eólicos às suas redes de energia elétrica. A FERC (Federal Energy Regulatory Commission) incluiu um requisito de suportabilidade a afundamentos de tensão nos regulamentos, cuja curva é apresentada na figura 3.8. Este requisito é aplicado aos parques eólicos com potência nominal acima de 20MW. Entretanto a FERC também possui regulamentos para conexão de geradores de pequeno porte, com capacidade registrada menor que 20MW. Este regulamento estabelece ainda que os parques eólicos devem ser capazes de operar continuamente em 90% da tensão nominal, medida no lado de alta tensão do transformador da subestação.

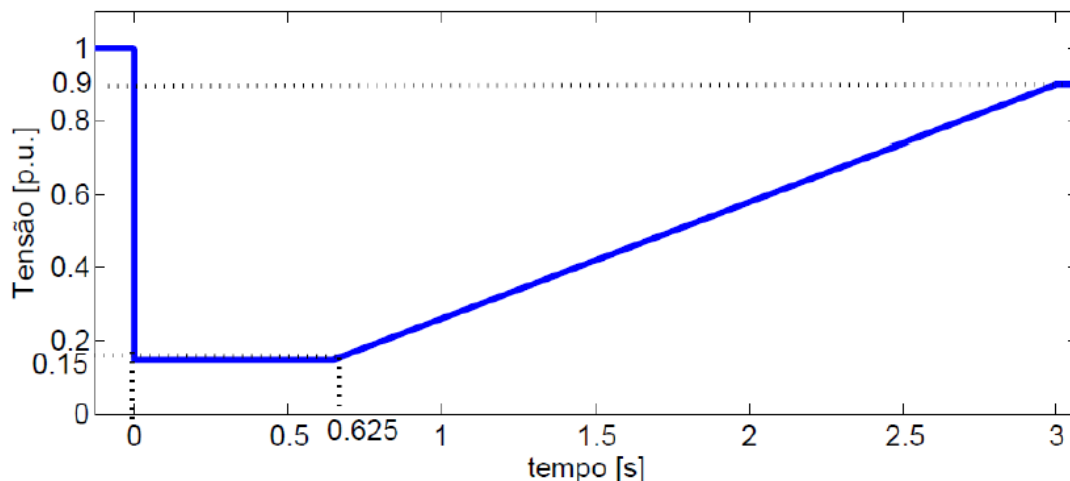


Figura 3.8 – Curva de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão para parques eólicos conectados a rede de transmissão nos EUA.

Fonte: FERC (2005).

3.4 – CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

A expansão dos sistemas elétricos em função do aumento da integração de fontes renováveis vem levantando questionamentos técnicos e econômicos a fim de garantir segurança operacional e a qualidade no fornecimento de energia elétrica. Para os sistemas eólicos, a sua evolução técnica tem estado intimamente relacionada com o desenvolvimento de padrões internacionais e códigos de rede (ABB, 2016).

As curvas de suportabilidade a faltas definem como deve ser o comportamento da proteção dos parques eólicos em situações de perturbações e consequente afundamentos de tensão. O estudo das variações de tensão no ponto de conexão dos parques eólicos decorrentes de perturbações na rede elétrica é realizado utilizando-se programas de simulações no domínio do tempo. O método numérico adotado neste trabalho para a realização das simulações computacionais será abordado no próximo capítulo.

Nesta tese, foi dada ênfase à curva de suportabilidade a subtensão estabelecida pelo SUBMÓDULO ONS 3.6 (2009) para avaliar o comportamento dos geradores eólicos de sistemas de velocidade variável após a ocorrência de falhas na rede elétrica.

4 CAPÍTULO – ESTABILIDADE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

4.1 – INTRODUÇÃO

Desde o surgimento dos primeiros sistemas de energia elétrica que a tarefa de garantir a estabilidade dos sistemas elétricos de potência tem sido reconhecida como um dos grandes problemas para a operação dos mesmos. Dois aspectos do problema sempre foram analisados historicamente nos estudos da estabilidade angular. O primeiro, conhecido como estabilidade transitória, refere-se às dificuldades do sistema elétrico de se manter em equilíbrio após a ocorrência de grandes distúrbios. O segundo, denominado como estabilidade a pequenas perturbações, refere-se às variações lentas na operação do sistema elétrico, ocasionadas por pequenas perturbações na rede elétrica.

Nos estudos de estabilidade transitória avalia-se a possibilidade de ocorrência de instabilidades monotônicas, que são identificadas a partir do crescimento contínuo do ângulo dos geradores síncronos. Neste estudo, a avaliação da estabilidade transitória restringe-se a primeira oscilação, do inglês “*first swing*”, do ângulo do gerador síncrono subsequente à ocorrência de uma grande perturbação. Por outro lado, o estudo da estabilidade a pequenas perturbações é baseado na avaliação dos valores dos coeficientes de torques sincronizante e de amortecimento do gerador, sendo também representado pelo crescimento contínuo e oscilatório do ângulo do gerador síncrono (KIMBARK, 1956).

No final dos anos 50, alguns estudos mostravam-se satisfatórios para a análise da estabilidade angular, uma vez que o amortecimento das oscilações não era um fator crítico. No entanto, as interligações dos sistemas elétricos, em função da expansão econômica e do desenvolvimento industrial, permitiram uma utilização mais racional das fontes energéticas, minimizando os custos e a poluição ambiental, em função da redução na utilização de usinas térmicas supridas por combustíveis fósseis. Em contrapartida, devido a sua maior complexidade, estas favoreceram também o aparecimento de oscilações eletromecânicas de baixa frequência pouco amortecidas.

Para grandes perturbações na rede elétrica, verifica-se que mesmo não perdendo a estabilidade na primeira oscilação durante um curto intervalo de tempo, o sistema pode tornar-se instável. A perda de estabilidade na forma de oscilações de amplitudes crescentes é constatada alguns segundos ou até mesmo minutos após a perturbação. A utilização de reguladores automáticos de tensão contribui para o surgimento dessas

oscilações pouco amortecidas, muito embora, o uso desses dispositivos com altos ganhos permita o aumento do coeficiente de torque sincronizante dos geradores síncronos.

Nos anos 60, os estudos realizados por DE MELLO e CONCORDIA (1969) esclareceram a influência dos reguladores automáticos de tensão sobre a estabilidade dos sistemas elétricos de potência. Nestes estudos foi utilizado o modelo linearizado de Heffron-Phillips para representar um gerador conectado à barra infinita, conforme relatado em HINGORANI e GYUGYI (2000). Para fornecer torque de amortecimento adicional às oscilações do gerador síncrono, propôs-se a introdução de sinais suplementares nos sistemas de excitação dos geradores síncronos, tais sinais estabilizantes são fornecidos por dispositivos chamados de estabilizadores de sistemas de potência (ESP).

Nos dias de hoje, os dispositivos estabilizadores de sistemas de potência por serem considerados uma solução simples, efetiva e barata, são amplamente utilizados pelas concessionárias de energia elétrica para proporcionar um adequado amortecimento das oscilações eletromecânicas. Outra solução bastante efetiva, que vem ganhando destaque, é a utilização dos dispositivos FACTS, do inglês “*Flexible Alternating Current Transmission System*”. No Brasil existem controladores TCSC, do inglês, “*Thyristor Controlled Series Compensator*” instalados nas linhas que interligam o norte ao sul do país, com o objetivo de amortecer oscilações eletromecânicas de modo inter-área do sistema interligado nacional. A expansão das redes elétricas aumenta assim a sua complexidade, proporcionando o surgimento de novos modos de oscilações eletromecânicas, pouco amortecidos, e que devem ser considerados nos estudos de estabilidade para garantir resultados consistentes e fiéis em termos da avaliação das margens de estabilidade do sistema elétrico de potência.

O estudo da estabilidade a grandes perturbações é realizado tradicionalmente utilizando-se programas de simulação no domínio do tempo adotados no presente trabalho, os quais permitem a solução de equações não lineares diferenciais e algébricas por meio das técnicas de integração numérica. Os principais métodos de integração numérica utilizados na resolução de equações diferenciais podem ser classificados como: métodos explícitos, métodos implícitos, métodos de passo único (ou método passo-a-passo) e métodos de passos múltiplos.

O problema da estabilidade de tensão passou a ser estudado mais recentemente em função das peculiaridades dos modernos sistemas de potência, que por falta de

investimentos nos sistemas de transmissão por restrições econômicas e ambientais, tendem a operar mais carregados próximo de seus limites (LONDERO et al., 2014). A instabilidade de tensão é caracterizada pela diminuição progressiva das tensões em parte ou em todo o sistema, em períodos de tempo que variam de segundos até intervalos da ordem de dezenas de minutos. É importante destacar que o problema da instabilidade de tensão é um problema local, no entanto também pode se tornar sistêmico.

Neste capítulo serão apresentadas definição e classificação da estabilidade em sistemas elétricos de potência, assim como, o método de integração numérico implícito aplicado na resolução das equações diferenciais do presente trabalho e que serviu de base para os estudos realizados nesta tese de doutorado.

4.2 – DEFINIÇÃO

A estabilidade em sistemas elétricos de potência pode ser definida como sendo a capacidade deste, para uma dada condição operacional, recuperar o seu estado de equilíbrio após a ocorrência de uma perturbação, com todas as variáveis do sistema elétrico operando dentro de seus limites nominais, de modo a manter a integridade do sistema (KUNDUR, 1994). A integridade é mantida quando praticamente todo o sistema elétrico permanece intacto, ou seja, sem perda de geração, sem cortes de cargas e sem abertura de linhas, exceto quando estes últimos são desconectados pela isolação de uma falta, ou de modo intencional a fim de preservar a continuidade de operação do restante da rede elétrica.

Quando sujeito a uma perturbação, de pequena ou grande magnitude, a estabilidade do sistema elétrico depende da natureza da perturbação e da condição de operação inicial. As pequenas perturbações ocorrem nas variações constantes de carga e as grandes perturbações, de natureza mais severa, são representadas principalmente pelos curtos-circuitos em linhas de transmissão ou corte de geração de grande porte.

O desempenho de um sistema elétrico de potência é influenciado por uma ampla gama de dispositivos com características e tempos de respostas diferentes. Devido à elevada dimensionalidade e complexidade dos sistemas elétricos é essencial fazer simplificações e analisar os problemas específicos com grau de detalhamento adequado. Não é muito eficaz estudar o problema da estabilidade de sistemas de potência como um único problema. Contudo, deve-se buscar sempre a estabilidade global do sistema, pois soluções para problemas de uma categoria não devem prevalecer em relação às outras.

4.3 – CLASSIFICAÇÃO

A estabilidade de sistemas elétricos de potência refere-se à capacidade que estes sistemas possuem de se manter em equilíbrio sob condições normais de operação, assim como, atingir um estado aceitável de operação após a ocorrência de um distúrbio (KLEIN et al., 1991) e (KUNDUR, 1994). O problema da estabilidade para os sistemas elétricos pode ser classificado como sendo de estabilidade angular, estabilidade de frequência e estabilidade de tensão (KUNDUR et al., 2004).

A estabilidade angular consiste, essencialmente, na capacidade dos geradores síncronos se manterem em sincronismo após a ocorrência de uma perturbação, a estabilidade de frequência é a capacidade que o sistema possui de manter a frequência dentro de seus limites nominais após uma perturbação, que pode resultar em um significativo desequilíbrio entre geração e carga. E por fim, a estabilidade de tensão é a capacidade que o sistema possui de manter as tensões em níveis adequados em todas as barras do sistema após ser submetido a uma perturbação.

4.3.1 – ESTABILIDADE ANGULAR

A estabilidade depende da habilidade do sistema elétrico em manter o equilíbrio entre o conjugado eletromagnético e o conjugado mecânico de cada máquina síncrona. Em regime permanente, existe equilíbrio entre o conjugado mecânico e o torque elétrico na saída de cada gerador síncrono, fazendo com que o gerador permaneça com velocidade constante. Quando o sistema é submetido a uma perturbação, esse equilíbrio é comprometido, resultando em aceleração e desaceleração dos rotores das máquinas síncronas.

Em sistemas de potência, após uma perturbação, a variação do conjugado elétrico ΔT_e de uma máquina síncrona pode ser decomposta em duas componentes, como apresentado a seguir (KUNDUR, 1994):

$$\Delta T_e = T_s \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad (4.1)$$

onde:

T_D - Coeficiente de torque de amortecimento

T_s - Coeficiente de torque sincronizante

$\Delta\omega$ - Variação da velocidade do rotor

$\Delta\delta$ - Variação do ângulo do rotor

A parcela de torque de amortecimento ($T_D\Delta\omega$) oscila em fase no tempo com a variação de velocidade do rotor e a parcela de torque sincronizante ($T_S\Delta\delta$) oscila em fase com a variação do ângulo do rotor.

A instabilidade pode ocorrer sob a forma aperiódica ou oscilatória, traduzidas por uma aceleração contínua ou por oscilações de amplitudes crescentes dos geradores síncronos, respectivamente. No primeiro caso, a instabilidade ocorre devido à falta de coeficiente de torque sincronizante dos geradores síncronos e no segundo devido à falta de coeficiente de torque de amortecimento (KUNDUR, 1994). Pode-se ainda subdividir os estudos de estabilidade angular em estabilidade a pequenas perturbações e transitória.

4.3.1.1 – ESTABILIDADE A PEQUENAS PERTURBAÇÕES

A estabilidade a pequenas perturbações refere-se à capacidade dos sistemas elétricos de potência de manter o sincronismo entre seus geradores síncronos sob condições de pequenas perturbações no sistema elétrico. Por conseguinte, torna-se possível, para efeito de análise, a linearização das equações que compõem a modelagem do sistema elétrico.

A resposta do sistema frente a pequenas perturbações depende da condição inicial de operação, da robustez do sistema de transmissão e do tipo de sistema de excitação. Para um gerador síncrono operando sem regulador automático de tensão, com excitação de campo constante, a instabilidade é proporcionada pela insuficiência de torque sincronizante. Isso resulta em instabilidade aperiódica, através de um modo não oscilatório, conforme ilustra a figura 4.1. No caso do gerador operando com regulador automático de tensão, através da variação da corrente de excitação de campo, o coeficiente de torque sincronizante é melhorado, conforme é ilustrado na figura 4.2.

Esta melhora no torque sincronizante é obtida utilizando-se um sistema de excitação rápido em conjunto com um regulador de tensão com ganho elevado. Entretanto, devido à própria natureza do sistema, o uso do regulador de tensão com ganho elevado acarreta na redução do coeficiente de torque de amortecimento. Por fim, a figura 4.3 ilustra um caso de sistema estável (KUNDUR, 1994).

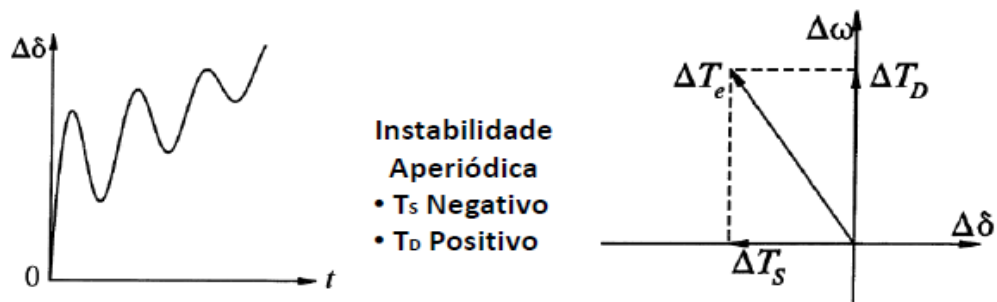


Figura 4.1 – Sistema instável aperiódico

Fonte: Kundur, 1994.

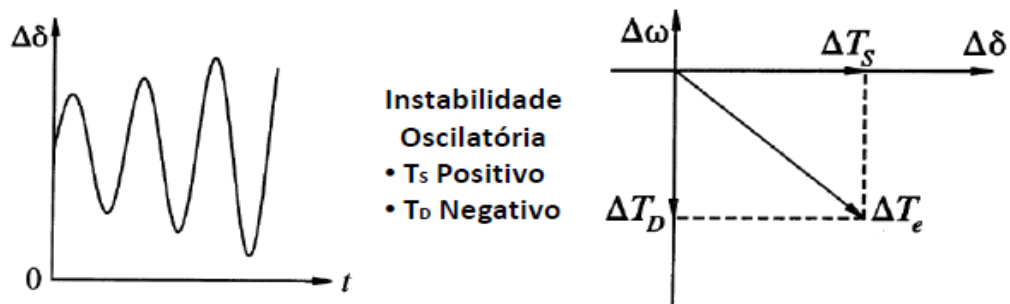


Figura 4.2 – Sistema instável oscilatório

Fonte: Kundur, 1994.

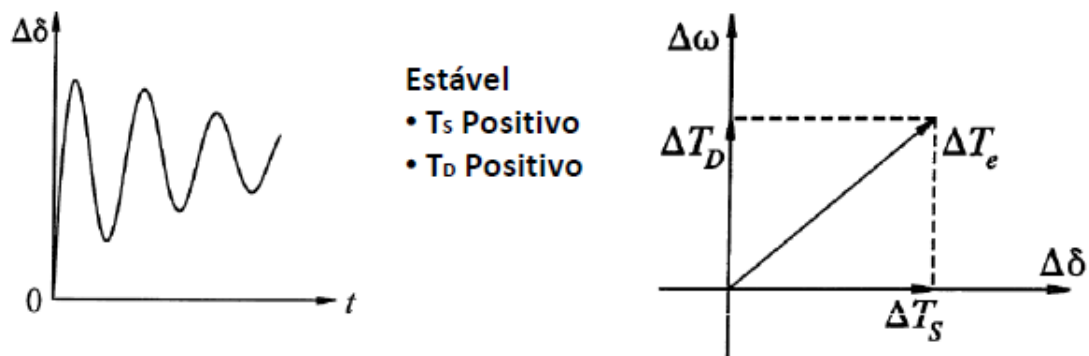


Figura 4.3 – Sistema estável

Fonte: Kundur, 1994.

Desde os primeiros estudos sobre as interligações dos sistemas elétricos de potência que um dos principais aspectos deste problema tem sido a estabilidade oscilatória, traduzida por um amortecimento positivo para todos os modos naturais de oscilação do sistema, quando o mesmo é submetido a pequenas perturbações ou variações de carga.

4.3.1.1.1 – CARACTERIZAÇÃO DOS MODOS DE OSCILAÇÃO

Nos sistemas de energia elétrica, as pequenas variações de carga que ocorrem continuamente ao longo do dia, podem excitar os modos de oscilação que são intrínsecos do sistema. Chamadas, usualmente, de oscilações eletromecânicas de baixa frequência, podem ser observadas no sistema como oscilações nos ângulos e velocidades dos rotores das máquinas síncronas, assim como nas oscilações dos fluxos de potência ativa das linhas. Tais oscilações quando mal amortecidas podem trazer vários danos ao sistema elétrico.

Em geral, estes modos eletromecânicos podem ser classificados em: modos locais, modos inter-área, modos intra-planta, modos torcionais e modos de controle ou das excitatrizes.

- **Modos inter-área:** são caracterizados pela oscilação de um grupo de unidade geradoras de uma área contra um grupo de unidades geradoras de outra área e por possuírem frequência na faixa de 0,1 a 0,7 Hz (PAI et al., 2005). As oscilações de modo inter-área ocorrem quando as áreas interligadas de um sistema elétrico possuem linhas de transmissão fracas, ou seja, com baixa capacidade de transmissão de energia. Cada sistema elétrico possui características particulares e contribuem de maneira bastante diversa no aparecimento dessas oscilações, o que torna difícil a especificação do fator que tenha maior influência sobre a estabilidade destes modos.
- **Modos Locais:** são caracterizados pela oscilação de um gerador ou grupo de unidades geradoras de uma área contra o resto do sistema elétrico e por possuírem frequência na faixa de 0,7 a 2,0 Hz (CALDEIRA, 2009). As oscilações de modo local ocorrem quando os geradores são conectados ao sistema por linhas de transmissão com altas reatâncias. Isto ocorre principalmente em casos que usinas hidrelétricas, quando situadas a longas distâncias da carga, são conectadas por linhas de transmissão longas, geralmente radiais, em alta e extra-alta tensão.
- **Modos Intra-planta:** são identificados por oscilações entre geradores de usinas próximas e por possuírem frequência na faixa de 2,0 a 3,0 Hz (KUNDUR, 1994).
- **Modos torcionais, de controle ou das excitatrizes:** são causados pela interação dos controladores, quando os mesmos são projetados de maneira inadequada

com a dinâmica do eixo do conjunto turbo-gerador e com o sistema de excitação. Possuem algumas dezenas de hertz.

Os modos de oscilações eletromecânicos são reconhecidos, em virtude do baixo amortecimento natural do sistema, como modos críticos. Em determinadas condições de operação, geralmente as de elevado carregamento, as características combinadas das cargas e dos controladores dos geradores, podem diminuir ou até mesmo tornar negativo o amortecimento dos modos de oscilação do sistema. Deste modo, as oscilações pouco amortecidas podem inviabilizar a operação do sistema.

Para que os sistemas elétricos de potência operem com segurança é necessário que o amortecimento dos modos eletromecânicos seja adequado. Muitos problemas podem ser desencadeados em sistemas interligados tais como desligamentos parciais ou totais (blecautes), caso os modos não estejam apropriadamente amortecidos.

4.3.1.2 – ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

A estabilidade transitória pode ser definida como sendo a capacidade dos geradores síncronos em se manter em sincronismo após a ocorrência de uma grande perturbação. Neste estudo, a resposta do sistema envolve grandes excursões dos ângulos dos rotores dos geradores, sendo influenciada pela relação não linear entre potência elétrica e ângulo do rotor.

A avaliação da estabilidade transitória depende do ponto de operação pré-falta, do ponto de operação pós-falta e da severidade da perturbação. Geralmente, o tempo para a análise da estabilidade transitória é de 3 a 5 segundos após a ocorrência do distúrbio. A figura 4.7 ilustra o ângulo do rotor no tempo em uma situação de estabilidade e em duas situações de instabilidade.

No primeiro caso, o ângulo do rotor atinge um valor máximo e então oscila com amplitude decrescente até atingir o seu estado de equilíbrio. No segundo caso, o ângulo do rotor cresce continuamente até a perda do sincronismo. Este tipo de instabilidade é conhecido como instabilidade de primeira oscilação devido à falta de suficiente torque sincronizante. Por fim, no terceiro caso, o sistema é estável na primeira oscilação, entretanto se torna instável devido ao crescimento das oscilações no decorrer do tempo.

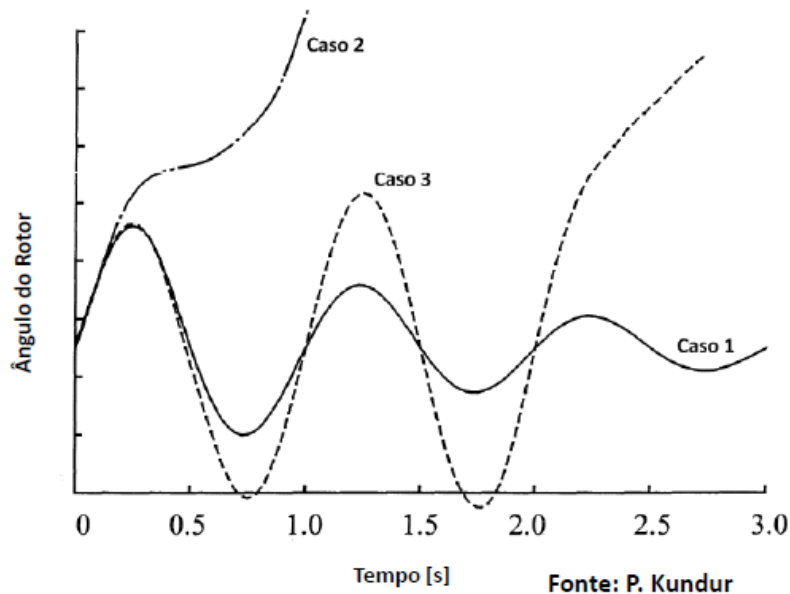


Figura 4.4 – Resposta do ângulo do rotor no tempo frente a um distúrbio transitório

Fonte: Kundur, 1994.

4.3.1.2.1 – METODOLOGIAS DE ANÁLISE

O estudo de estabilidade retratado na seção 4.3.1.1 relacionava-se aos efeitos de pequenas perturbações nos sistemas elétricos de potência. Por conseguinte, a análise para estes problemas pode ser feita a partir da utilização de modelos linearizados, o que permite o uso de ferramentas da teoria de sistemas lineares.

Nesta seção será dada ênfase aos problemas resultantes da ocorrência de grandes perturbações nos sistemas de potência, como curtos-circuitos, desligamentos de unidades geradoras, etc. As magnitudes dessas perturbações não permitem mais a utilização de modelos linearizados, para tanto, faz-se necessário o uso de modelos não lineares para os geradores e equipamentos constituintes do sistema nos estudos da estabilidade transitória.

No estudo de sistemas formados por um gerador conectado a uma barra infinita, utiliza-se um método derivado da interpretação gráfica do problema de estabilidade transitória, chamado de critério das áreas iguais. Trata-se de uma técnica gráfica de análise bastante usual que permite o entendimento dos fenômenos físicos envolvidos nos problemas de estabilidade transitória (KUNDUR, 1994).

A aplicação do critério das áreas iguais, no entanto, já não é mais viável nos estudos dos efeitos de grandes perturbações para sistemas multi-máquinas. Nestes

casos, são necessários métodos quantitativos para a análise do problema. Estes métodos são baseados na integração numérica das equações diferenciais ordinárias não lineares que modelam o sistema.

O processo de cálculo consiste na solução de um conjunto de equações diferenciais e algébricas não lineares que descrevem o comportamento dinâmico dos elementos do sistema dado pela equação (4.3):

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x, r, u) \\ 0 = g(x, r, u) \end{cases} \quad (4.3)$$

Onde:

x é o vetor de variáveis de estado (velocidade da máquina, ângulo do rotor, etc.);

r é o vetor de variáveis algébricas (módulos, ângulos das tensões terminais, etc.);

u é o vetor de variáveis de entrada (controles);

f é o vetor de funções não lineares das equações diferenciais dos modelos dos dispositivos dinâmicos do sistema (geradores, motores de indução, os diversos controles, etc.);

g é o vetor de funções não lineares que descreve as equações algébricas da rede e de alguns modelos de dispositivos presentes no sistema.

A solução do sistema de equações descrito em (4.3) é realizada através de técnicas de integração numérica no domínio do tempo. Será apresentado o método numérico de integração bastante usual na solução de problemas de estabilidade transitória: método trapezoidal implícito.

4.3.1.2.1.1 – MÉTODO TRAPEZOIDAL IMPLÍCITO ADOTADO

Considerando a equação diferencial a seguir:

$$\frac{dx}{dt} = f(x, t) \quad (4.4)$$

Que tem como condição inicial $t = t_0$ e $x = x_0$.

A solução para x em $t = t_1 = t_0 + \Delta t$ pode ser expressa como:

$$x_1 = x_0 + \int_{t_0}^{t_1} f(x, \tau) d\tau \quad (4.5)$$

Os métodos implícitos usam funções de interpolação para a expressão sob a forma integral. O processo de interpolação implica que as funções devem passar através de pontos ainda desconhecidos no tempo t_1 .

Dentre os métodos de integração implícita, o mais simples é a regra do trapézio, que utiliza interpolação linear, conforme a figura 4.8.

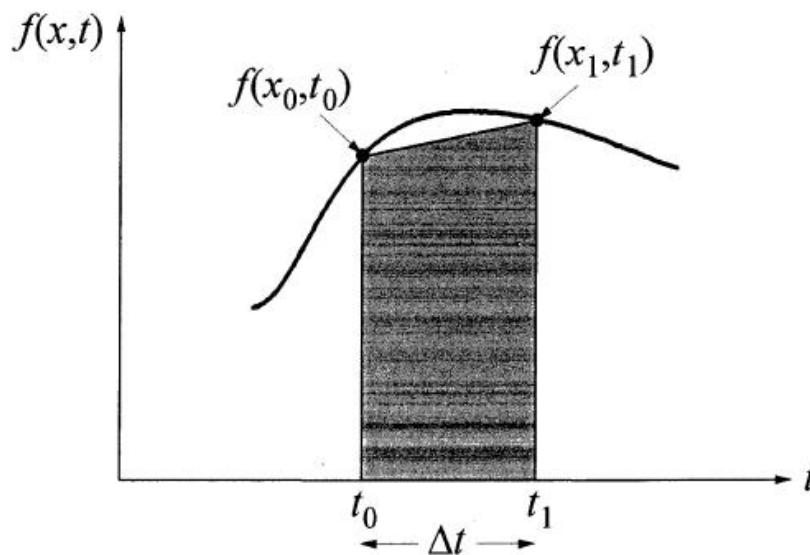


Figura 4.5 – Representação do método da regra do trapézio

Fonte: KUNDUR (1994).

Como demonstrado, a área sob a integral é aproximada por trapézios, por isso, este método é chamado de regra do trapézio.

Reescrevendo a equação (4.4) pela regra do trapézio:

$$x_1 = x_0 + \frac{\Delta t}{2} [f(x_0, t_0) + f(x_1, t_1)] \quad (4.6)$$

Sendo a forma generalizada da equação (4.6):

$$x_{n+1} = x_n + \frac{\Delta t}{2} [f(x_n, t_n) + f(x_{n+1}, t_{n+1})] \quad (4.7)$$

Na equação (4.7), observa-se que x_{n+1} encontra-se em ambos os lados da equação, o que implica em calculá-lo em função do seu valor no passo anterior bem como em função do seu valor atual (o qual é desconhecido). Logo, uma equação implícita deve ser solucionada.

A regra do trapézio é um método de segunda ordem e, dentre os métodos implícitos, é apropriado para aplicações em sistemas elétricos de potência. Outros métodos implícitos de ordem mais elevada são de difícil programação e não são tão estáveis numericamente quanto à regra do trapézio (KUNDUR, 1994).

4.3.2 – ESTABILIDADE TENSÃO

A estabilidade de tensão pode ser definida como a habilidade de um sistema de potência em permanecer com as tensões estacionárias em todas as barras do sistema elétrico após ser submetido a um distúrbio para uma dada condição operacional (IEEE/CIGRE, 2004). A estabilidade é uma condição de equilíbrio entre forças opostas de um sistema, sendo que estas forças se cancelam instantaneamente quando esta condição é alcançada. Para a estabilidade de tensão as forças opostas são a potência reativa fornecida e a potência reativa demandada do sistema de potência, a tensão permanece constante. Caso a demanda seja maior do que a potência reativa fornecida, a tensão tende a cair podendo levar o sistema de potência a instabilidade, caso nenhuma ação seja tomada.

A instabilidade de tensão é verificada no declínio da tensão em algumas barras do sistema elétrico após a ocorrência de uma perturbação. Tal instabilidade não representa o blecaute do sistema elétrico, mas pode leva-lo a essa condição. Outro termo bastante usual na literatura é o colapso de tensão, o qual se caracteriza como uma sequência de eventos que levam ao blecaute ou a tensões muito baixas nas barras do sistema elétrico de potência (IEEE/CIGRE, 2004).

Alguns autores apresentam definições diferentes relacionadas aos termos instabilidade e colapso de tensão. De acordo com KUNDUR (1994) e TAYLOR (1994) a instabilidade de tensão é o declínio incontrolável a níveis extremamente baixos, ocasionando o blecaute do sistema, e o colapso de tensão é o processo pelo qual o

sistema é conduzido à instabilidade. Segundo VAN CUTSEN (1998) a instabilidade de tensão é o processo pelo qual a tensão atinge um ponto de operação inaceitável, enquanto que o colapso de tensão refere-se à inexistência do ponto de operação, conduzindo ao declínio incontrolável da tensão.

O fenômeno da instabilidade de tensão geralmente é associado a situações de carga pesada, as quais provocam subtensões nas barras do sistema elétrico. No entanto, embora menos comum, a instabilidade de tensão também pode ocorrer por sobretensão (IEEE/CIGRE, 2004). Nesse caso, a carga é baixa e o sistema de transmissão torna-se capacitivo, elevando a tensão de maneira incontrolável e causando a atuação dos equipamentos de proteção, ocasionando desligamentos de linhas e barras, levando o sistema de potência ao blecaute.

O conceito de estabilidade não implica necessariamente em uma operação satisfatória do sistema de potência. O sistema de potência pode ser estável após um corte de carga, por exemplo. Desse modo, o conceito de segurança de um sistema de potência é importante e será apresentado a seguir (IEEE/CIGRE, 2004):

A Segurança de um Sistema de Potência refere-se ao grau de risco de sobrevivência de iminentes distúrbios (contingências) sem interrupção do serviço ao consumidor. Depende da condição de operação do sistema bem como a probabilidade do conjunto de contingências.

O conceito de segurança está relacionado ao critério N-1, em que o sistema de potência deve ser capaz de operar sem interrupções de serviços ao consumidor, mediante a ocorrência de contingências.

A segurança de tensão refere-se à operação estável e satisfatória seguida de uma contingência ou aumento de carga (TAYLOR, 1994). Implica em uma relevante margem de estabilidade de tensão do ponto de operação até o ponto de instabilidade de tensão, seguido de contingências.

4.3.2.1 – ESTABILIDADE DE TENSÃO A GRANDES PERTURBAÇÕES

A estabilidade de tensão a grandes perturbações pode ser definida como a habilidade do sistema de potência em manter as tensões de suas barras dentro de seus valores nominais após a ocorrência de grandes perturbações, como: curto-circuito, perda

de geração, saída de grandes blocos de carga (IEEE/CIGRE, 2004). Requer a análise não linear do sistema por meio de simulações no domínio do tempo, por um período de tempo suficientemente grande, podendo variar de alguns segundos a dezenas de minutos (IEEE/CIGRE, 2004).

4.3.2.2 – ESTABILIDADE DE TENSÃO A PEQUENAS PERTURBAÇÕES

A estabilidade de tensão a pequenas perturbações pode ser definida como a habilidade que o sistema de potência possui em manter as tensões dentro de seus limites operacionais após a ocorrência de pequenas perturbações como, por exemplo, a mudança gradual na carga do sistema. Nesses estudos geralmente empregam-se análises estáticas, baseadas nas equações dos fluxos de carga para avaliar a estabilidade de tensão por meio das curvas PV para fornecer uma aproximação da margem de estabilidade de tensão. Através da linearização das equações estáticas do fluxo de carga, pode-se obter informações sobre a sensibilidade do sistema, determinando as linhas, barras e geradores que podem oferecer riscos a estabilidade de tensão (IEEE/CIGRE, 2004). No entanto, a linearização não leva em conta os efeitos não lineares das ações do OLTC (Comutador de Tap sob Carga) e OEL (Limitador de Sobre-excitação). Portanto, a combinação da análise linear e não-linear, baseadas em simulações no domínio do tempo, devem ser usadas de forma complementar para solucionar o problema da instabilidade de tensão (KUNDUR, 1994) e (IEEE/CIGRE, 2004).

4.3.2.3 – MÉTODOS DE ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO

Os estudos sobre estabilidade de tensão podem ser realizados através de análises estáticas e dinâmicas. Como a dinâmica dos equipamentos que influenciam na estabilidade de tensão é relativamente lenta, muitos aspectos do problema podem ser estudados utilizando-se métodos estáticos, que avaliam o ponto de equilíbrio representado por uma condição de operação específica do sistema. Os métodos de análise estática possibilitam uma rápida e simples avaliação das condições críticas do sistema elétrico. As técnicas estáticas baseiam-se em análises de fluxo de carga, nas curvas PV e QV, e no cálculo de índices de proximidade da instabilidade de tensão. As análises estáticas são muito úteis para análise de contingências, onde diversos cenários são analisados.

Entretanto, a análise estática não leva em consideração a atuação dos equipamentos dinâmicos do sistema, como coordenação da proteção e equipamentos de controle. Sendo assim, utiliza-se o método dinâmico por meio de simulações no domínio do tempo, com maior detalhamento dos equipamentos do sistema, o que implica em um tempo computacional mais elevado e uma resposta fiel ao comportamento dinâmico do sistema após a ocorrência de perturbações na rede elétrica.

Este trabalho analisa a estabilidade de tensão de curto-prazo por meio da análise dinâmica apresentando o comportamento transitório do sistema, representando todos os componentes da rede elétrica como geradores síncronos, aerogeradores e controles associados.

4.4 – CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

O crescimento da integração de fontes renováveis nas redes elétricas teve como resultado uma maior importância na estabilidade e no funcionamento dos sistemas de energia. Evitar problemas relacionados a instabilidades angulares e de tensão é importante devido aos graves efeitos que trazem para o sistema, como, por exemplo, grandes desligamentos na rede elétrica. Dependendo da forma com que são gerenciados, os sistemas eólicos podem causar impactos significativos na segurança operacional dos sistemas elétricos e comprometer a qualidade da energia fornecida ao consumidor.

Neste trabalho, para a realização das simulações no domínio do tempo utilizou-se o software ANATEM (análise de transitórios eletromecânicos) do CEPTEL que adota o método trapezoidal implícito para algebrização das equações diferenciais.

5 CAPÍTULO – INTELIGÊNCIA COMPUTACIONAL E MINERAÇÃO DE DADOS

5.1 – INTRODUÇÃO

A inteligência computacional (IC), do inglês “*Computational Intelligence*”, é o estudo de metodologias computacionais inspiradas na natureza que busca reproduzir aspectos do comportamento humano, como: aprendizado, percepção, raciocínio, evolução e adaptação (EBERHART, 2007). A IC é uma das áreas da ciência da computação que possui como técnicas computacionais as redes neurais, computação evolucionária, lógica fuzzy, entre outras. Observam-se ainda, em diversas situações, uma falta de clareza quanto à correta utilização das nomenclaturas inteligência computacional e inteligência artificial (IA). Entretanto, existem razões históricas para estas diferenças.

A inteligência artificial foi a primeira a surgir, em meados de 1956, com o objetivo de desenvolver um sistema capaz de solucionar uma grande quantidade de problemas, sistema que ficou conhecido como resolvidores universais de problemas, do inglês “*General Problem Solvers*” (GPS). O GPS não alcançou o seu objetivo, e as pesquisas passaram a focar em ferramentas de uso dedicado. As técnicas mais tradicionais de IA eram simbólicas, ou seja, propunham que uma manipulação algorítmica de estruturas simbólicas é necessária e suficiente para o desenvolvimento de sistemas inteligentes.

Em meados de 1960, surgiram novos sistemas através da observação de outros fenômenos inteligentes naturais além da inteligência humana, como: evolução das espécies, coleta de comida das formigas, construção de colmeia das abelhas, etc. As dificuldades encontradas pela IA em sustentar suas promessas, geraram discordâncias em abordagens como as redes neurais. Um dos motivos principais era a disputa por financiamentos. Sendo assim, houve uma necessidade de dissociar os estudos das redes neurais das técnicas de IA clássica, para isso criou-se uma nova linha de pesquisa denominada de inteligência computacional.

As técnicas computacionais até então existentes somente imitam o comportamento dos sistemas inteligentes, sem copiá-los de forma fiel. Porém, mesmo com algumas limitações, as soluções de problemas em inteligência computacional

funcionam bem, desde que o ambiente e algumas condições do problema sejam limitados a subsistemas da realidade com a qual o ser humano interage.

Nas últimas décadas, inúmeras técnicas de inteligência computacional foram desenvolvidas e podem ser encontradas na literatura. Desde as primeiras aplicações, as técnicas de inteligência computacional têm atraído a atenção da comunidade científica devido aos numerosos empregos em diferentes áreas da ciência e da engenharia.

Em sistemas elétricos de potência as técnicas computacionais que têm sido empregadas com bastante sucesso são: redes neurais, algoritmos genéticos, lógica fuzzy, técnica de aprendizado de máquina, entre outras.

Atualmente, um dos problemas enfrentados pela engenharia é a avaliação da segurança e o auxílio ao controle preventivo de sistemas elétricos de potência. A sua utilização consiste em solucionar diversos cenários e contingências. O uso de métodos tradicionais, dependendo do tipo de avaliação que se deseja realizar, estática ou dinâmica, pode ser inviável. Em tais casos, a utilização de uma ferramenta de inteligência computacional pode ser recomendada como ferramenta complementar às técnicas de análise convencionais. Essas ferramentas acumulam conhecimento da experiência de operação ou de resultados de análises em ambiente “*off-line*”, o que representa uma vantagem em relação às técnicas tradicionais. Deste modo, não seria necessário o uso exaustivo de simulações e a segurança poderia ser avaliada com maior rapidez e precisão. Na avaliação da segurança estática e dinâmica, as ferramentas computacionais têm aplicações tanto na monitoração da segurança quanto no controle preventivo.

Neste capítulo, será dada ênfase a técnica computacional utilizada na metodologia desenvolvida que corresponde à árvore de decisão, sua construção e critério para seleção de atributos.

5.2 – ÁRVORES DE DECISÃO

As árvores de decisão, do inglês “*Decision Trees*”, são algoritmos de classificação no ambiente da Mineração de Dados, do Inglês “*Data Mining*”, que possuem a habilidade de aprender por meio de exemplos com o objetivo de classificar registros em uma base de dados. Uma de suas características mais importantes é particionar de forma recursiva um conjunto de dados, em diversos subconjuntos até que eles contenham apenas os casos de uma única classe desejada para uma melhor análise do problema. A

árvore de decisão, assim que construída, apresenta resultados gráficos e dados organizados de forma simples e de fácil interpretação que podem ser utilizados como uma ferramenta de suporte a tomada de decisões.

Os primeiros classificadores baseados em árvore de decisão surgiram nos anos 50. As ideias para a construção das árvores de decisão surgiram a partir do trabalho de HUNT et al. (1966), posteriormente foram apresentados vários experimentos para indução de regras como o algoritmo CART, do inglês “*Classification And Regression Trees*” por BREITMAN et al. (1984), e QUINLAN (1986) desenvolveu o algoritmo ID3, do inglês “*Iterative Dichotomiser 3*” e como seu sucessor surgiu o algoritmo C4.5 (QUINLAN, 1993). Quilan e Breitman são os personagens mais conhecidos no desenvolvimento dos algoritmos de indução de árvores de decisão, sendo que os seus softwares CART e ID3 tornaram-se famosos no final da década de 80 e início dos anos 90. O software ID3 tornou-se popular na sua versão aperfeiçoada melhorada denominada de C4.5, e destaca-se ainda que a popularização das aplicações da mineração de dados foi fortemente influenciada pelo uso de ferramentas de máquinas de aprendizado, como o software C4.5.

As árvores de decisão são modelos estatísticos que utilizam treinamento supervisionado para a classificação e previsão de dados. Sua construção baseia-se no modelo hierárquico “*top-down*”, isto é, do nó raiz em direção às folhas. Embora haja diferenças na forma de realizar os passos, os algoritmos utilizam a técnica dividir para conquistar. Esta técnica está baseada nas sucessivas divisões do problema estudado em vários subproblemas de menores dimensões, até que seja encontrada uma solução mais simples para cada um dos problemas.

Uma árvore de decisão é essencialmente uma série de declarações “*if-then*”, que quando aplicados a um registro de uma base de dados, resultam na classificação daquele registro. A Figura 5.1 representa um exemplo de uma árvore de decisão, e é constituída dos seguintes elementos:

- Raiz: é o nó do topo da árvore;
- Nós: são todos os elementos que estão conectados por ramos;
- Ramos: Ligações entre nós;
- Folhas: são os últimos nós da árvore e representam as classes do conjunto de dados.

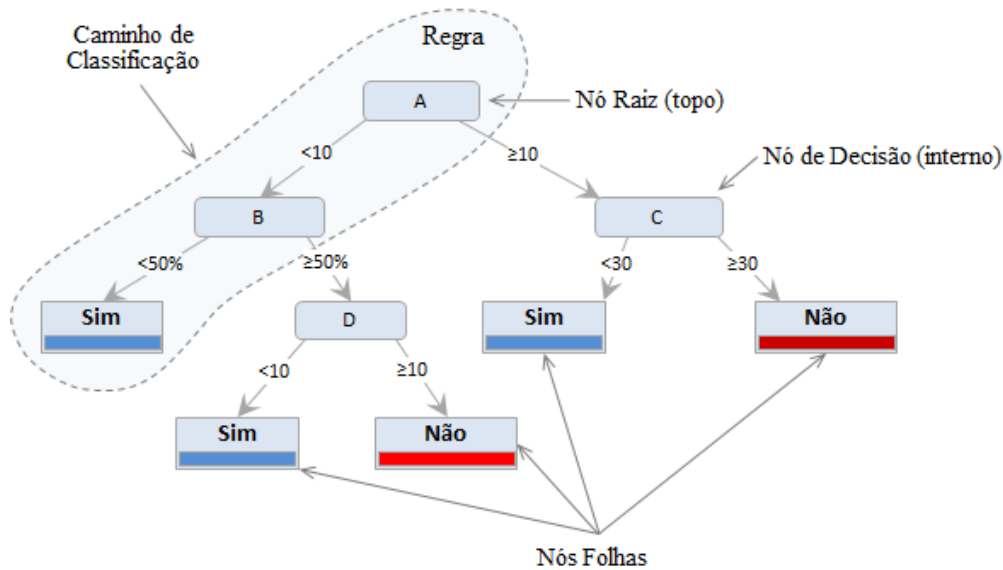


Figura 5.1 – Exemplo de uma árvore de decisão

No exemplo da figura 5.1, os atributos A, B, C e D são os nós da árvore dispostos de acordo com o seu nível de informação. Saindo dos nós têm-se os ramos de ligação onde são testados os valores dos atributos correspondentes, até chegar à classificação final no nó folha que representam as diferentes classes a que pertence o dado. A classificação ocorre seguindo o caminho que vai do nó raiz até as folhas, onde o atributo denominado A tem valor < 10 e o atributo B valor $< 50\%$.

Então, pode-se afirmar sobre uma árvore de decisão que:

- Cada nó interno representa um teste em um atributo;
- O ramo que sai de um nó interno representa o resultado do teste no atributo;
- A folha da árvore representa um rótulo de classe (*Sim/Não*);
- Uma nova observação é classificada seguindo um caminho na árvore, da raiz até a folha;

Observa-se, na figura 5.1, que é possível extrair regras do tipo “*if-then*” para uma melhor compreensão e interpretação dos resultados. As regras de decisão seguem de acordo com o trajeto dos nós sucessivos até um nó folha com a sua respectiva classe atribuída e geralmente essas regras são utilizadas juntamente com a árvore, em alguns casos as regras substituem as árvores de decisão (OLIVEIRA et al., 2017). Assim, podem ser derivadas as seguintes regras para o exemplo em questão:

- Se $A < 10$ e $B < 50\%$ então Sim.
- Se $A < 10$ e $B \geq 50\%$ e $D < 10$ então Sim.

Recomendam-se testes em todos os nós definidos para que seja escolhido o caminho a percorrer na árvore durante o processo de classificação. Os resultados destes testes dependem da natureza dos atributos, que podem ser numéricos, categóricos ou simbólicos. Deve-se utilizar apenas um nó para cada teste, pois, isso torna a árvore bem mais simples.

5.2.1 – CONSTRUÇÃO DE ÁRVORES DE DECISÃO

As árvores de decisão são construídas através do processo chamado de indução. A abordagem mais comum para indução é particionar recursivamente, conjuntos de exemplos, classificados até que seja encontrado um critério de parada. A partição é definida relacionando um teste que tenha um pequeno conjunto de saídas, criando uma ligação para cada uma possível, passando cada exemplo para sua correspondente ligação e tratando cada bloco de partição como um subproblema para o qual uma sub-árvore é construída recursivamente. Como critério de parada é comum adotar quando todos os exemplos de uma ligação pertencem a uma mesma classe (HALMENSCHLAGER, 2002).

Para realizar o processo de indução da árvore de decisão é utilizada a estratégia “*top-down*”, onde se inicia a geração da árvore a partir do nó raiz, percorrendo os ramos até o próximo nó interno. Este processo de indução pode ser realizado de duas maneiras distintas, conforme descritas a seguir:

- a) *Por profundidade* – Conforme mostrado na figura 5.2, a partir de um nó inicial, é feita ligação até um novo nó, caso este nó não seja uma folha, é acrescentada uma nova ligação e um novo nó, e assim sucessivamente. Quando chegar a uma folha, retornar até o nó que gerou a folha e acrescentar um novo ramo e um novo nó. Caso novamente não seja possível adicionar um novo nó, retornar até o nó que seja possível incluir uma nova ligação. O processo termina somente quando todos os caminhos terminarem por uma folha e nenhum nó puder ser encontrado.

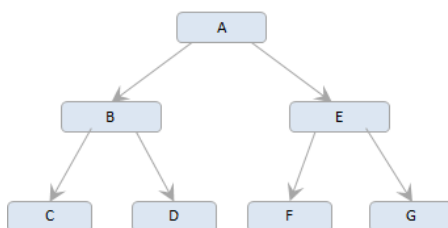


Figura 5.2 – Indução de árvore de decisão por profundidade

b) *Por largura* – Faz todas as ligações de um nó chegando a novos nós, e para cada nó resultante, o critério é testado e uma folha ou novos nós são adicionados, e assim continua, até que não haja nenhum nó a ser testado. Este método de indução não retorna ao nó raiz.

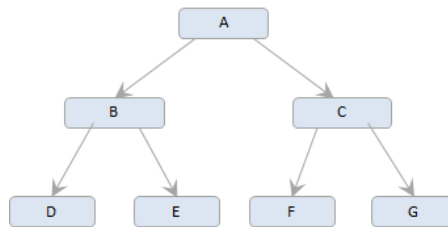


Figura 5.3 – Indução de árvore de decisão por largura

5.2.1.1 – CRITÉRIOS PARA A SELEÇÃO DE ATRIBUTOS

No processo de indução de uma árvore de decisão, a escolha correta do atributo definirá o sucesso do algoritmo de indução. Vários critérios foram desenvolvidos para a escolha do melhor atributo que poderá ser utilizado em um nó. Este critério verifica cada atributo candidato e seleciona aquele que maximiza (ou minimiza) alguma função heurística sobre os subconjuntos (HALMENSCHLAGER, 2002).

Entre os vários critérios para escolha de um atributo candidato a nó, serão abordados dois deles neste trabalho: o Ganho de Informação e o Critério de Gini. O critério de ganho de informação está fundamentado em uma medida conhecida como Entropia.

A entropia pode ser definida como a medida de informação calculada pelas probabilidades de ocorrência de eventos individuais ou combinados. Pode-se afirmar ainda que a entropia é uma medida do grau de impureza em um conjunto arbitrário de amostras, ou seja, é a medida da desordem de um conjunto de amostras. O critério da entropia mede a quantidade de informação necessária para codificar a classe do nó (HALMENSCHLAGER, 2002).

Dado um atributo classe A , de um conjunto de amostras (S), em que A pode assumir v_i valores de classes diferentes, então a entropia de A relativa a esta classificação é definida com a seguinte equação:

$$Entropia(A) = -\sum_{i=1}^m p_i \log_2 p_i \quad (5.1)$$

onde m é o número total de classes e $p_i = p(A = v_i)$ é a probabilidade do atributo classe A ser igual à classe cujo índice é (i) , isto é, a proporção do número de amostras com valores v_i em relação ao número total de amostras de S .

Quanto maior a entropia de um atributo, mais uniforme é a distribuição dos seus valores. Entropia igual a zero significa que ocorreu apenas uma classe no conjunto de dados, e será igual a um se o número de amostras de cada classe for igual. Para uma entropia próxima de zero, indica-se que as classes são pouco uniformes. A figura 5.4 representa a variação da entropia ($H(p)$) em função da probabilidade (p).

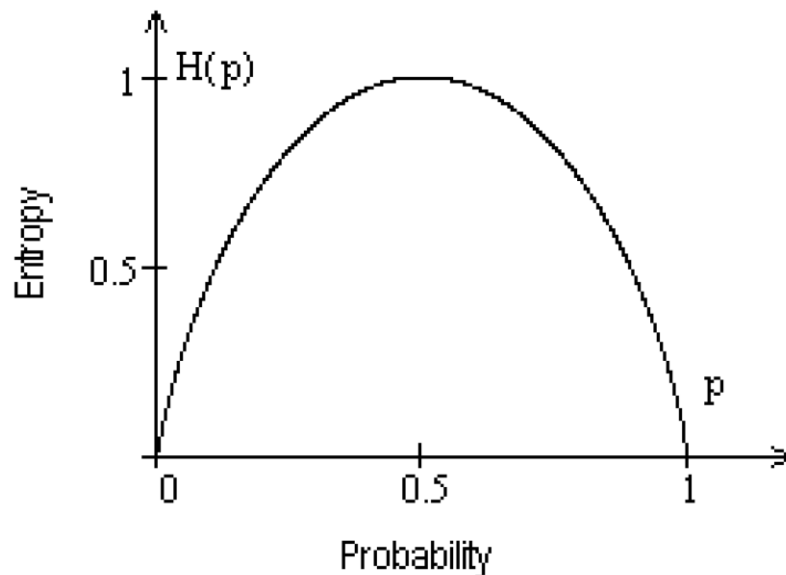


Figura 5.4 – Diagrama da entropia.

5.2.1.2 – GANHO DE INFORMAÇÃO

O ganho de informação é dado pela soma das entropias individuais menos a entropia conjunta, sendo uma medida de correlação entre duas variáveis. É uma propriedade estatística que mede como um determinado atributo separa as amostras de treinamento de acordo com sua classificação.

A construção de uma árvore de decisão visa reduzir o valor da entropia. A medida do ganho de informação representa a redução esperada na entropia de um atributo

preditivo, considerando que o atributo classe já foi determinado. No processo de construção da árvore, o atributo que possuir o maior ganho de informação deve ser colocado como nó raiz da árvore, pois será este atributo que fornecerá a maior redução na entropia, possibilitando a classificação dos dados de forma mais rápida.

Para poder determinar o valor do ganho de informação devem ser realizados os seguintes cálculos:

- Calcular a entropia conjunta, isto é, para todo o conjunto de dados;
- Calcular a entropia individual para cada atributo do conjunto de dados.

Considere um conjunto de amostras, contendo um atributo classe definido como A e um dos atributos preditivos definido como B . O ganho de informação (GI) do atributo preditivo B é definido como sendo a diferença entre a entropia do atributo classe A ($Entropia(A)$) menos a entropia condicional do atributo preditivo B , tendo sido definido o valor do atributo classe A ($Entropia(B|A)$). O ganho de informação será dado pela equação:

$$GI(B, A) = Entropia(A) - Entropia(B | A) \quad (5.2)$$

onde o segundo termo da equação é a entropia condicional, definida como a entropia de um atributo preditivo B , sendo conhecido o atributo classe A , é dada por:

$$Entropia(B | A) = - \sum_{i=1}^m p_i \cdot Entropia(B | A = v_i) \quad (5.3)$$

onde m é o número total de classes do conjunto de amostras, B é o atributo preditivo que está sendo considerado. A é o atributo classe assumindo o valor v_i . O termo $Entropia(B | A = v_i)$ é a entropia do atributo preditivo B sendo dado o valor do atributo classe $A = v_i$.

$$Entropia(B | A = v_i) = - \sum_{i=1}^m p(B | A = v_i) \log_2 p(B | A = v_i) \quad (5.4)$$

onde m é o número de classes que o atributo classe A pode assumir, $p(B | A = v_i)$ é a probabilidade condicional do atributo B , isto é, a proporção dada pela razão entre o número de exemplos de B com $A = v_i$ e o número total de amostras na classe $A = v_i$.

5.2.1.3 – CRITÉRIO GINI

O critério de Gini foi desenvolvido por BREIMAN (1998) e visa minimizar a impureza de cada nó. Onde a impureza do nó é máxima quando todas as classes possuem igual distribuição e mínima quando existe apenas uma classe. Considerando um conjunto de dados S , que contém n registros, cada um com uma classe A , o índice Gini de S é dado pela equação:

$$Gini(S) = 1 - \sum_{i=1}^m p_i \left[\frac{A}{n} \right]^2 \quad (5.5)$$

onde:

p_i - é a probabilidade relativa da classe A em S .

n - é o número de registros em S .

m - é o número de classes.

Se S for particionado em dois subconjuntos S_1 e S_2 , um para cada ligação, o índice Gini dos dados particionados será dado pela equação,

$$Gini(S | A) = \frac{n_1}{n} Gini(S_1) + \frac{n_2}{n} Gini(S_2) \quad (5.6)$$

onde:

n_1 - é o número de exemplos de S_1 .

n_2 - é o número de exemplos de S_2 .

5.2.2 – ALGORITMO PARA CONSTRUÇÃO DE ÁRVORES DE DECISÃO

O algoritmo ID3 criado por QUINLAN (1983) avalia a informação contida nos atributos segundo o seu ganho de informação. O atributo mais importante, com o maior valor de ganho de informação, é colocado na raiz e, de forma “*top-down*”, a árvore é construída recursivamente. Se um atributo classificar perfeitamente um conjunto de treinamento o algoritmo vai parar; senão ele opera recursivamente nos subconjuntos particionados para conseguir o melhor atributo. Uma forte limitação do algoritmo ID3 é que ele não trabalha com atributos do tipo contínuo (GARCIA, 2003).

O algoritmo CART, por sua vez, tem como principais características a grande capacidade de gerar árvores de decisão com dimensões reduzidas, elevado desempenho, e com grande capacidade de generalização.

A árvore gerada é baseada na técnica recursiva de divisão binária. O processo binário consiste na divisão de cada nó em dois subconjuntos e à medida que se percorre a árvore, do nó raiz até as folhas, são respondidas questões simples como sim ou não. A recursividade ocorre a cada subconjunto gerado, até que não seja mais possível efetuar partições da árvore. Neste algoritmo a escolha do atributo é realizada normalmente pelos critérios de ganho de informação ou Gini.

Outro algoritmo muito utilizado na construção de árvore de decisão, é o C4.5. Durante o processo de construção da árvore de decisão no C4.5, os atributos categóricos podem ser particionados de duas maneiras: um ramo distinto a cada valor do atributo ou a formação de agrupamentos de valores em vários conjuntos. Para as partições efetuadas com base em atributos contínuos é utilizado o método de pesquisa exaustiva do ponto de divisão, gerando árvores binárias. Neste algoritmo a escolha do atributo pode ser feita pelo critério de ganho de informação (GARCIA, 2003).

5.2.3 – MÉTRICAS DE AVALIAÇÃO DE MODELOS DE CLASSIFICAÇÃO

Uma ferramenta muito importante para analisar a precisão do modelo para as diferentes classes é a matriz de confusão, tabela 5.1. Uma matriz de confusão para um problema de classificação binária discrimina, para ambas as classes, os casos corretamente classificados e os erros de classificação. As colunas dizem respeito às classes reais e as linhas às classes previstas.

Tabela 5.1 - Matriz de confusão

Matriz de confusão		Classe Real	
		Seguro	Inseguro
Classe Prevista	Seguro	PV	PF
	Inseguro	NF	NV

A matriz de confusão é uma matriz que contém os dados dos testes realizados no modelo induzido, tais como:

PV – positivos verdadeiros, ou seja, o número de exemplos classificados como “seguro” que são verdadeiramente “seguro”.

PF – Positivos falsos, ou seja, o número de exemplos classificados como “seguro” que são do tipo “inseguro”.

NV – Negativos verdadeiros, ou seja, o número de exemplos classificados como “inseguros” e são verdadeiramente “inseguros”.

NF – Negativos falsos, ou seja, o número de exemplos classificados como “inseguro” que são do tipo “seguro”.

A partir da matriz de confusão é possível calcular alguns índices de desempenho para classificação, estes são:

A taxa de acerto, que é dada pela equação (5.1):

$$Pa\% = \frac{PV + NV}{PV + PF + NV + NF} \quad (5.1)$$

A precisão de classe, que é proporção de positivos verdadeiros do total de exemplos classificados como positivos é dados pela equação (5.2):

$$Pc\% = \frac{PV}{PV + PF} \quad (5.2)$$

A sensibilidade é a proporção de exemplos positivos corretamente classificados e é dada pela equação (5.3):

$$Ps\% = \frac{PV}{PV + NF} \quad (5.3)$$

5.3 – CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

As árvores de decisão constituem uma técnica amplamente utilizada em problemas de classificação. Uma das razões dessa técnica ser muito aplicada é pelo fato do conhecimento adquirido ser representado através de regras. Essas regras são

expressas em linguagem simples e de fácil interpretação, o que facilita o entendimento e utilização por parte do usuário.

As DT foram amplamente aplicadas em estudos na área de sistemas de energia elétrica para fins de avaliação da segurança e controle preventivo. A árvore de decisão utiliza estudos “*off-line*” para descobrir atributos específicos do sistema elétrico. O conhecimento obtido pela DT pode ser utilizado para auxiliar as ações preventivas, no sentido de garantir a melhoria da segurança operacional dos sistemas de energia.

Neste trabalho, foi adotado o algoritmo C4.5 para o processo de construção das árvores de decisão por suas vantagens apresentadas no presente capítulo, utilizando-se o software RAPIDMINER versão 5.3.

6 CAPÍTULO – METODOLOGIA DE CONTROLE PREVENTIVO

6.1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Nas últimas décadas, o crescimento da demanda por energia elétrica tem aumentado a complexidade dos sistemas elétricos de potência no mundo. O contínuo crescimento em dimensões, número de interligações e aumento do carregamento nas linhas de transmissão, tem levado as empresas do setor energético a procurar um melhor aproveitamento das linhas de transmissão e recursos de geração. Como resultado, os SEPs tendem a operar mais próximos de seus limites físicos e operacionais, onde pequenos distúrbios podem levar a severas consequências para a integridade dos mesmos. Nesse contexto, o interesse pelo desenvolvimento e utilização de metodologias para avaliação da segurança estática e dinâmica, assim como o auxílio ao controle preventivo, vem aumentando nos centros de operação que adotam os tradicionais softwares de Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados, do inglês, “*Supervisory Control and Data Acquisition/Energy Management System*” (SCADA/EMS).

O SCADA/EMS é um software de supervisão que permite monitorar e operar partes ou todo um processo. A sua utilização traduz-se em aumento da qualidade, redução de custos operacionais e aumento no desempenho da produção. Um dos seus objetivos na operação dos sistemas elétricos de potência é manter os fluxos de potência e as tensões das barras dentro de limites aceitáveis, mesmo diante de mudanças de carregamento ou alterações topológicas da rede elétrica. No entanto, a operação segura exige dos profissionais da operação a capacidade para a análise de inúmeras configurações do sistema elétrico e condições de operação dentro de um curto intervalo de tempo. Um trabalho minucioso, que exige bastante conhecimento baseado na experiência e observação por parte dos operadores.

A avaliação da segurança dos sistemas elétricos de potência divide-se em análise estática e dinâmica. Na avaliação da segurança estática monitoram-se as restrições operativas referentes a sobrecargas em equipamentos (transformadores, linhas de transmissão e geradores) e verificação de limites de tensão nas barras. A análise da segurança estática é realizada a partir de cálculos em regime permanente, onde as condições de regime pós-contingência são utilizadas para verificar possíveis violações de limites de fluxos ou tensões. Nesse estudo, a dinâmica é ignorada. Logo, este não permite saber se o estado pós-contingência será alcançado sem a perda de sincronismo

do sistema. A ferramenta computacional utilizada para a avaliação da segurança estática normalmente é o programa de fluxo de potência.

Na avaliação da segurança dinâmica verifica-se se o sistema elétrico atingirá um ponto de operação aceitável após a ocorrência de uma perturbação, como: curtos-circuitos, perda de geração, desligamento de linha, etc. Na estabilidade transitória, por exemplo, monitora-se a capacidade dos geradores síncronos em se manterem em sincronismo após a ocorrência da perturbação, ou seja, se o sincronismo tende a ser mantido ou se o sistema ficará instável. Nesse estudo, o sistema é representado por um conjunto de equações diferenciais e algébricas não lineares. A análise da estabilidade transitória é realizada tradicionalmente utilizando programas de simulação no domínio do tempo, os quais permitem a modelagem dos principais componentes do sistema elétrico.

A capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão faz parte dos requisitos técnicos exigidos aos acessantes de parques eólicos como atos de assistência as redes elétricas com o objetivo de melhorar a segurança operacional. Fatores como variações bruscas de tensão em relação ao seu valor nominal devem ser monitorados de modo a evitar instabilidade de tensão, garantindo a segurança e a continuidade no fornecimento de energia elétrica. A análise desse estudo é realizada utilizando-se programas de simulações no domínio do tempo.

As metodologias de avaliação da segurança e o auxílio ao controle preventivo, empregando ferramentas rápidas e automáticas, são funções que devem ser empregadas nos centros de operação e controle para realizar o planejamento da operação de curto e muito curto prazo, conforme as necessidades do momento. Esta preocupação tem levado diversos pesquisadores a desenvolver novas metodologias computacionais para o suprimento de tais necessidades.

O uso de técnicas computacionais, baseadas na aprendizagem de máquinas, tais como: redes neurais, árvores de decisão, máquinas de vetor suporte e os mapas auto-organizáveis, vêm sendo estudadas como soluções, com bons resultados relatados em DIAO et al., (2010) e LIN (2013). Estudos realizados “*off-line*” servem como base para essas máquinas de aprendizado, por meio de simulação ou de dados históricos para descobrir atributos críticos e inerentes aos SEPs, relacionados a um objetivo (atributo alvo). Desta forma, o conhecimento obtido dessas máquinas de aprendizado pode ser diretamente utilizado para auxílio à tomada de ações preventivas, no sentido de garantir a melhoria da segurança, além de fornecer um modelo de predição rápida para

aplicações em tempo real (DIAO et al, 2010). Esses modelos de predição em tempo real são alimentados por dados de medição, que podem ser provenientes do sistema SCADA/EMS.

Neste capítulo será apresentado um método de controle preventivo para sistemas elétricos de potência baseado na técnica de árvore de decisão com foco na suportabilidade a subtensões de aerogeradores de indução duplamente excitados integrados à rede elétrica. Em seguida, será apresentado o desenvolvimento da metodologia com a preparação da base de dados e a construção da árvore de decisão.

6.2 – METODOLOGIA ADOTADA

A metodologia de controle preventivo desenvolvida nesta tese pode ser aplicada na operação em tempo real e em estudos de planejamento de curtíssimo prazo, com foco na avaliação da segurança operacional de sistemas eólicos integrados à rede elétrica. A metodologia também permite a realização de uma avaliação preventiva do estado operacional futuro com alterações topológicas, como interrupções não planejadas de linhas de transmissão, unidades geradoras e a comutação de bancos de capacitores e reatores, entre outras contingências. Esse recurso permite que os operadores analisem ações preventivas a serem tomadas se essas contingências ocorrerem em operações futuras. A Figura 6.1 mostra o fluxograma dos procedimentos “*off-line*” usados para estabelecer o banco de dados.

É importante observar que o procedimento proposto envolve uma etapa “*off-line*” e outra etapa em tempo real. A criação da base de dados é realizada “*off-line*”, como a etapa de integração da metodologia com o Sistema SCADA/EMS.

A base de dados é formada a partir da informação de cada ponto de operação fornecido pelo estimador de estado e para cada configuração topológica determinada pelo configurador de rede. A partir dos dados de operação, dados de planejamento e variações de carga em torno de cada ponto de operação, vários casos são criados para o treinamento da árvore de decisão.

Inicialmente, o sistema SCADA exporta os dados históricos em arquivos com extensão .PWF, que representam a história do estado operacional do sistema elétrico. Uma lista das contingências mais críticas ou com maior probabilidade de ocorrência é acrescentada a esses dados. Com a finalidade de enriquecer a base de dados, são acrescentados ainda novos casos com incremento de $\pm 5\%$ nas barras de carga.

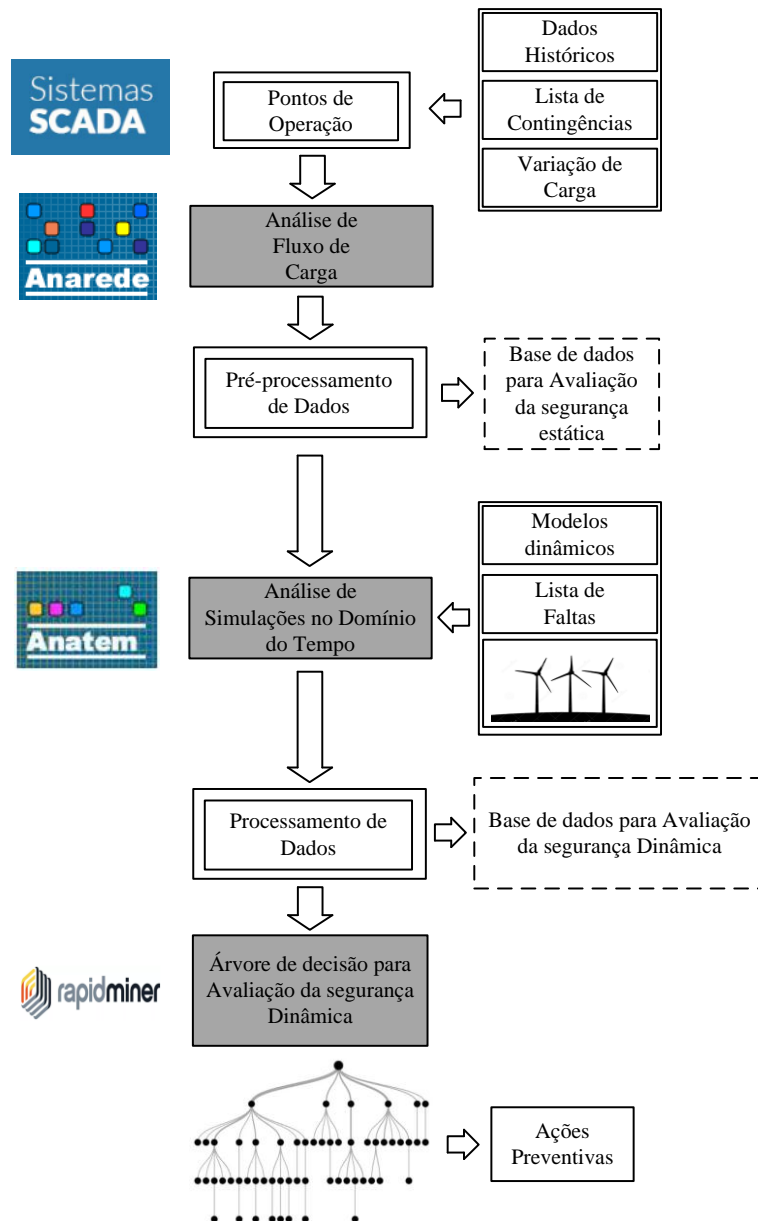


Figura 6.1 - Etapa off-line para o processo de criação da árvore de decisão.

Os arquivos com extensão .PWF são simulados no programa de computador ANAREDE (Versão 9.7.2), software de análise de redes elétrica do CEPEL, para a obtenção dos arquivos com extensões .SAV (condições iniciais) e .TXT (relatórios de fluxo de carga, monitoração da tensão, monitoração de carregamento e monitoração da potência reativa gerada).

Na etapa de pré-processamento de dados, ou conversão da base de dados estática, os relatórios com extensão .TXT são tratados e então é gerada a base de dados estática com os atributos simbólicos: assinatura topológica; e numéricos: V_i (módulo da tensão), θ_i (fase), P_{gi} (potência ativa gerada), Q_{gi} (potência reativa gerada), constituem as

condições pré-falta; e são acrescidos do atributo alvo “seguro” ou “Inseguro”, que pode ser voltado para a segurança da tensão das barras, segurança de carregamento das linhas de transmissão e segurança na geração de potência reativa.

A base de dados construída para avaliação da segurança estática será parcialmente aproveitada para a formação da base de dados da avaliação da segurança dinâmica. Os arquivos com extensão .SAV serão utilizados como condições iniciais na ferramenta computacional ANATEM (Versão 10.4.6), software de análise de transitórios eletromecânicos do CEPEL.

Posteriormente, com a finalidade de realizar simulações dinâmicas simultâneas, é criado o arquivo com extensão .STB, executável no ANATEM, que deve ser associado aos arquivos com extensão .CDU (dados dos controles dos geradores e aerogeradores), arquivos com extensão .BLT (dados das máquinas) e arquivos com extensão .SAV (condições iniciais). Para tanto, o usuário deve antes definir os trechos críticos do sistema elétrico onde deverão ser aplicados os curtos-circuitos trifásicos de 100 ms (simulando a abertura das linhas de transmissão pela atuação da proteção sem religamento das linhas). Após a execução da simulação no domínio do tempo para todos os casos, o usuário terá acesso, por meio do programa ANATEM, aos arquivos com extensão .PLT, que consistem das respostas dinâmicas da tensão terminal do DFIG.

Em seguida, na etapa de processamento de dados, ou conversão da base de dados dinâmica, o atributo alvo da base dados estática é substituído pelos rótulos “*fault ride Through*” (caso a tensão não ultrapasse os limites estabelecidos) ou “*Disconnection*” (caso a tensão ultrapasse os limites pré-definidos), formando assim a base de dados para avaliação da segurança dinâmica.

Finalmente, utilizando o software livre de mineração de dados Rapidminer (Versão 5.3), as árvores de decisão são construídas para avaliação da segurança dinâmica e auxílio ao controle preventivo.

As árvores de decisão criadas avaliam a segurança dinâmica em tempo real, destacando somente as variáveis que têm maior influência em cada configuração topológica do sistema elétrico, gerando um conjunto menor de variáveis que merecem a atenção dos operadores no ponto de operação do sistema de potência. A Figura 6.2 mostra este cenário de operação em tempo real esquematicamente.

Observa-se na figura 6.2 que o sistema de gerenciamento SCADA, através do configurador de rede e do estimador de estado, fornece a orientação topológica e as variáveis de controle de cada configuração topologia do sistema.

A árvore de decisão construída está orientada por topologia, sendo que cada ramo da DT representa uma regra que deve ser seguida pelo operador para garantir que o sistema permaneça seguro após a ocorrência de uma perturbação na rede elétrica.

Ainda na figura 6.2, verifica-se no primeiro ramo, com orientação topológica “linha ij desligada”, que se $V_k \geq 0,97$ pu, $Q_{Gi} \leq 10$ MVar e $V_i \geq 1,0$ pu, então o sistema permanecerá seguro após a ocorrência de uma perturbação. No segundo ramo, com orientação topológica “gerador n desligado”, verifica-se que se $V_j \geq 1,0$ pu, $V_i \geq 0,98$ pu e $Q_{Gk} \leq 20$ MVar, então o sistema permanecerá seguro após a ocorrência de um distúrbio. Após a classificação do estado operacional do sistema, ações preventivas podem ser executadas se o sistema elétrico apresentar qualquer violação de limite de operação, conforme indicado pela árvore de decisão.

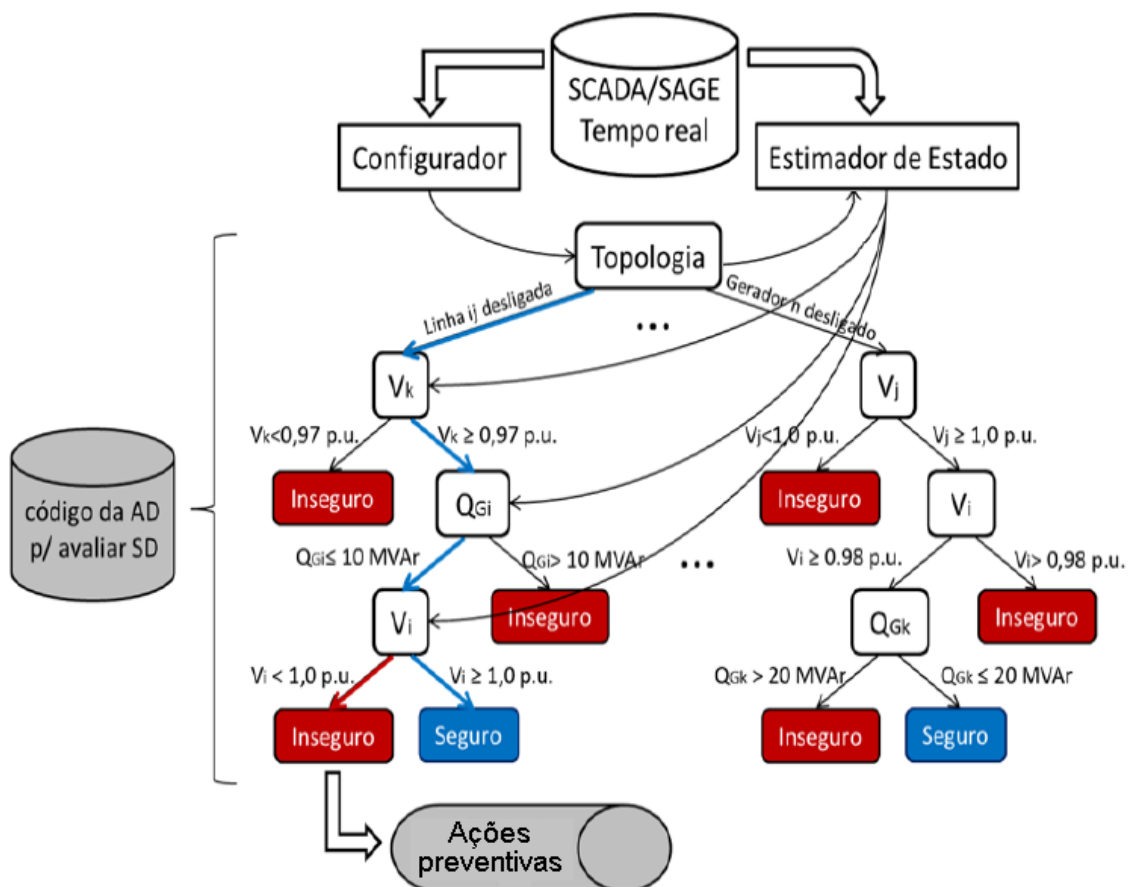


Figura 6.2 - Módulo de avaliação de segurança dinâmica do esquema de etapas em tempo real com base na árvore de decisão.

Ações preventivas de controle podem ser tomadas para evitar a ocorrência de sérias consequências ao sistema elétrico. Neste caso, as variáveis de decisão apresentadas pela DT indicam o caminho para manter a segurança dinâmica do DFIG dentro de cada topologia do sistema de potência. O aplicativo FLUPOT, uma ferramenta para otimização do sistema de potência disponível no software do ANAREDE (versão 9.7.2), é utilizado para obtenção das melhores soluções para a operação do sistema de potência usando as restrições de segurança de tensão indicadas pela solução da DT. A figura 6.3 mostra o esquema de operação envolvendo ações de controle preventivo otimizado.

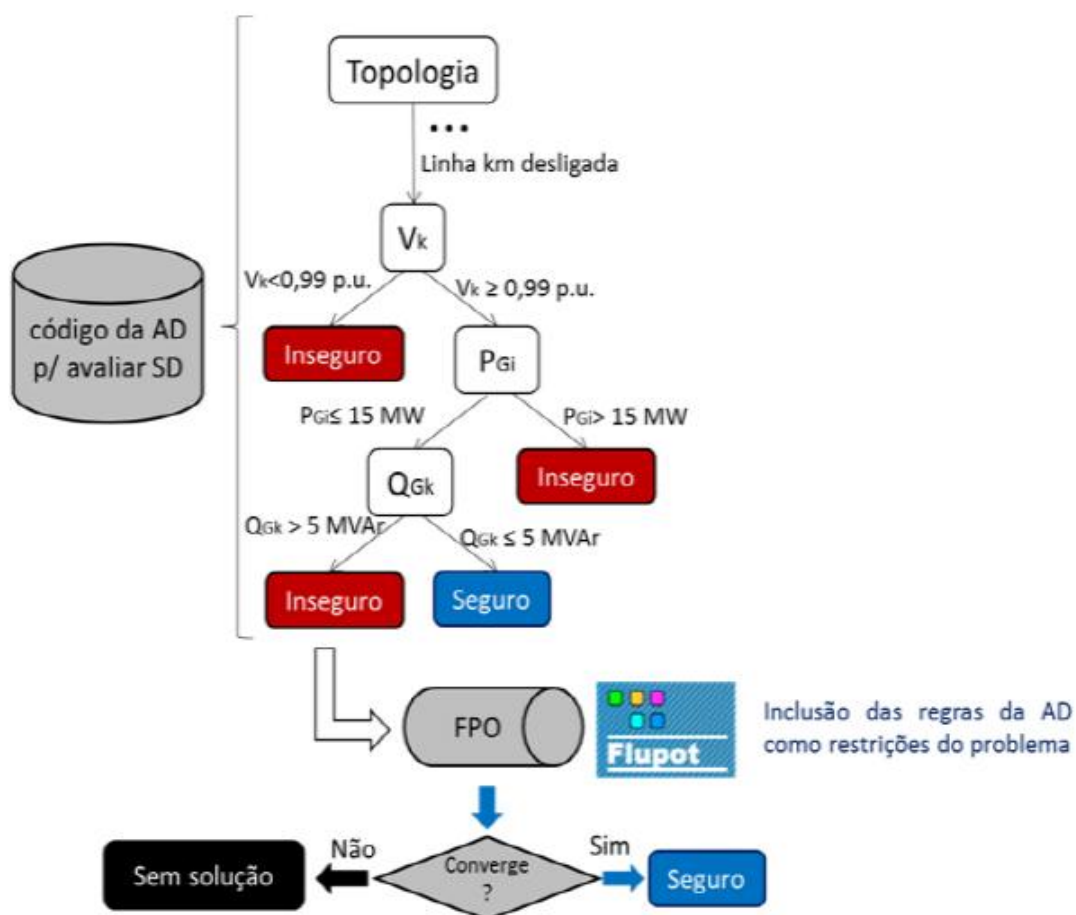


Figura 6.3 – Módulo de Controle Preventivo otimizado baseado em árvore de decisão.

Na figura 6.3, o ramo com orientação topológica “linha km desligada” indica que, se $V_k \geq 0,99$ pu, $P_{Gi} \leq 15$ MW e $P_{Gk} \leq 5,0$ pu, então o sistema permanecerá seguro após a ocorrência de uma perturbação. Caso a classificação do estado operacional apresente violação de limite de operação, ações preventivas devem ser

tomadas utilizando somente as variáveis indicadas pela DT no FLUPOT para garantir a segurança do sistema. As variáveis críticas, após a otimização, passam a assumir melhores soluções para a operação do sistema de potência usando as restrições de segurança de tensão indicadas pela solução da DT.

A metodologia desenvolvida pode ser aplicada a cenários locais e sistêmicos, conforme ilustrado na figura 6.4. Em cenários sistêmicos, variáveis relacionadas ao sistema elétrico como um todo são escolhidas como atributos, enquanto que em cenários locais, apenas os atributos controláveis do parque eólico local são escolhidos para participar das ações preventivas a serem implementadas pela DT.

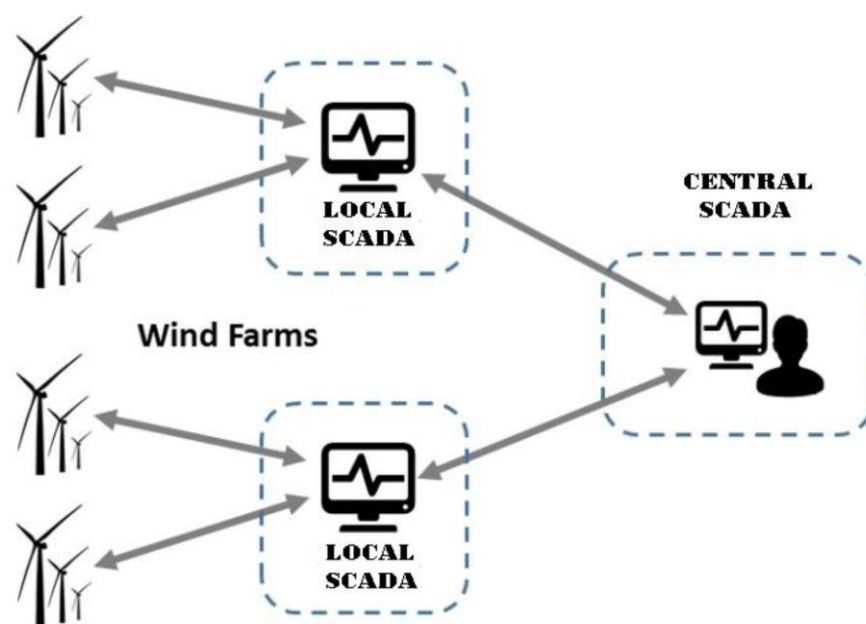


Figura 6.4 – Esquema de controle preventivo para ações locais e sistêmicas

Para criar a árvore de decisão em estudos de casos locais e sistêmicos na aplicação do controle preventivo com foco no FRTC do DFIG, uma grande base de dados deve ser gerada com um grande número de objetos. A Tabela 6.1 apresenta a estrutura da base de dados sistêmica e a tabela 6.2 apresenta a estrutura da base de dados local.

Cada linha representa uma condição de pré-contingência estática do sistema de energia com atributos simbólicos: assinatura topológica; e numéricos: V_i (módulo da tensão), P_{gi} (potência ativa gerada), Q_{gi} (potência reativa gerada), constituem as condições pré-falta; e são acrescidos dos rótulos de classe (Disconnection e Fault Ride Through) de uma simulação dinâmica no domínio do tempo.

Tabela 6.1 – Estrutura da base de dados sistêmica.

Topologia	V1	V2	Vi	Pg1	Pg2	Pgi	Qg1	Qg2	Qgi	Atributo
Completa	V1	V2	Vi	Pg1	Pg2	Pgi	Qg1	Qg2	Qgi	Disconnection
Completa	V1	V2	Vi	Pg1	Pg2	Pgi	Qg1	Qg2	Qgi	Fault Ride Through
N-1	V1	V2	Vi	Pg1	Pg2	Pgi	Qg1	Qg2	Qgi	Disconnection
N-1	V1	V2	Vi	Pg1	Pg2	Pgi	Qg1	Qg2	Qgi	Disconnection
N-1	V1	V2	Vi	Pg1	Pg2	Pgi	Qg1	Qg2	Qgi	Fault Ride Through
N-1	V1	V2	Vi	Pg1	Pg2	Pgi	Qg1	Qg2	Qgi	Fault Ride Through
N-1	V1	V2	Vi	Pg1	Pg2	Pgi	Qg1	Qg2	Qgi	Disconnection
N-1	V1	V2	Vi	Pg1	Pg2	Pgi	Qg1	Qg2	Qgi	Fault Ride Through
N-1	V1	V2	Vi	Pg1	Pg2	Pgi	Qg1	Qg2	Qgi	Fault Ride Through
N-1	V1	V2	Vi	Pg1	Pg2	Pgi	Qg1	Qg2	Qgi	Disconnection

Tabela 6.2 – Estrutura da base de dados Local.

Topologia	V1	Pg1	Qg1	Atributo
Completa	V1	Pg1	Qg1	Disconnection
Completa	V1	Pg1	Qg1	Fault Ride Through
N-1	V1	Pg1	Qg1	Disconnection
N-1	V1	Pg1	Qg1	Disconnection
N-1	V1	Pg1	Qg1	Fault Ride Through
N-1	V1	Pg1	Qg1	Fault Ride Through
N-1	V1	Pg1	Qg1	Disconnection
N-1	V1	Pg1	Qg1	Fault Ride Through
N-1	V1	Pg1	Qg1	Fault Ride Through
N-1	V1	Pg1	Qg1	Disconnection

6.3 – CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

A metodologia de controle preventivo desenvolvida pode ser integrada tanto na operação em tempo real dos sistemas elétricos, quanto em estudos de planejamento do estado operacional futuro. Para isto, a base de dados deve ser gerada “*off-line*” e orientada por topologia. A partir das mudanças topológicas que ocorrem, por

exemplo, ao longo de um dia, e da seleção das contingências mais críticas, a base de dados estática é formada. Cada mudança topológica representa a extinção e o início de um novo caso. Para o processo de formação da base de dados dinâmica, adotam-se as condições iniciais obtidas nas simulações estáticas e os modelos dinâmicos dos geradores e controladores, em seguida são aplicados curtos-circuitos nos trechos pré-selecionados ou mais críticos da rede elétrica.

A árvore de decisão possui uma excelente capacidade de classificação, no entanto em casos de expansão da rede elétrica ou alterações físicas, que não estejam na sua base de dados, pode comprometer o sucesso na escolha dos atributos e na orientação ao controle preventivo. Nesse caso, o operador não vai poder contar com o auxílio da ferramenta preventiva.

Para garantir um bom desempenho de classificação no uso da árvore de decisão, é interessante que cada topologia possua 50% de casos “*Disconnection*” e 50% “*fault ride-through*”. Quanto maior for a aleatoriedade dos valores dos parâmetros fornecidos a DT, maior também será a eficiência no processo de classificação.

A DT foi utilizada tanto para classificar o estado operacional do sistema, como para fornecer diretrizes à tomada de ações de controle, necessárias para evitar a degradação da tensão operativa dos sistemas eólicos na ocorrência de perturbações na rede elétrica. O fluxo de carga ótimo aplicado aos problemas de tensão é utilizado para determinar os valores ótimos das variáveis do sistema elétrico fornecidas pela árvore de decisão.

O programa computacional FLUPOT (Fluxo de Potência Ótimo), adotado nesta tese, após encontrar um estado operativo da rede elétrica, em regime permanente, otimiza a função-objetivo pré-estabelecida e, ao mesmo tempo, satisfaz as restrições operacionais. Dentre as metodologias utilizadas pelo FLUPOT para a solução de problemas envolvendo o fluxo de potência ótimo está o método dos pontos interiores com o algoritmo primal-dual bastante robusto (FLUPOT, 2000).

7 CAPÍTULO – RESULTADOS

7.1 – ESTUDOS DE CASOS

Com o propósito de testar e validar a metodologia desenvolvida de controle preventivo baseado no método da árvore de decisão, estudos de casos foram realizados utilizando o sistema teste IEEE 39-barras também conhecido como New England.

O sistema teste New England é bastante utilizado em estudos estáticos e dinâmicos de sistemas de energia elétrica na área de estabilidade angular.

O New England é originalmente formado por 39 barras com 10 geradores síncronos. O gerador 1 é um modelo equivalente representando parte da rede elétrica sobre a qual não há controle, e os geradores de 2 a 10 são controlados por reguladores automáticos de tensão. A figura 7.1 ilustra o diagrama unifilar para o sistema teste modificado, considerando a integração de aerogeradores de velocidade variável nas barras 40, 41, 42, 43, 44 e 45.

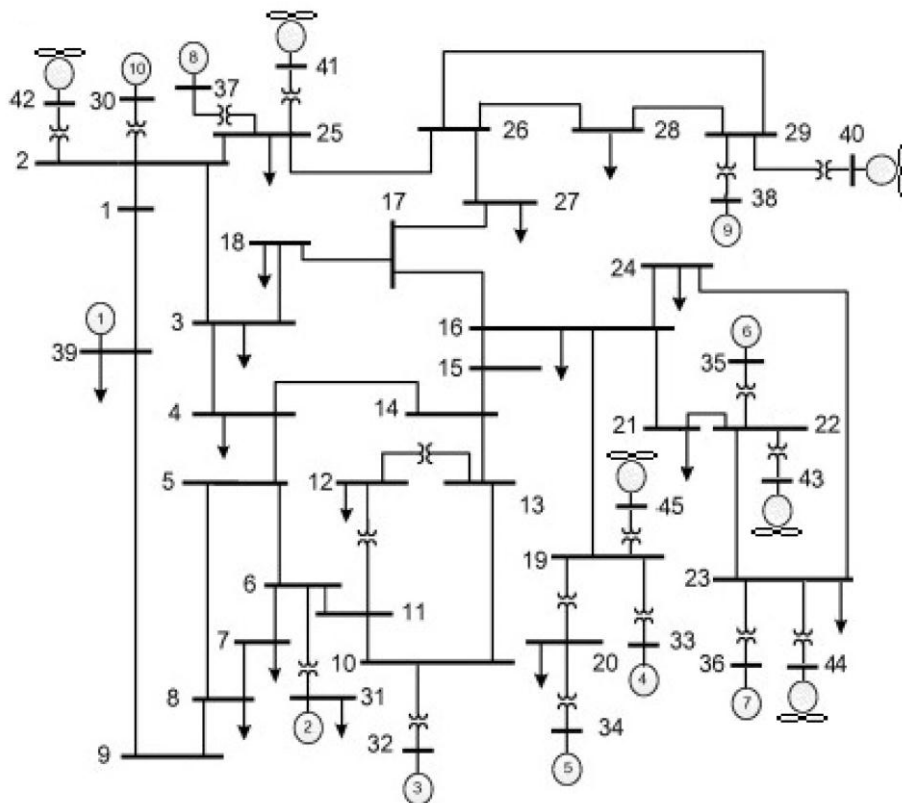


Figura 7.1 – Sistema teste IEEE 39 Bus – New England (modificado)

O sistema teste 39-barras foi modificado considerando a integração de parques eólicos. A geração ativa total do sistema é igual a 6.192 MW e a geração ativa eólica representa 30% dessa geração total. Cada unidade de geração eólica recebeu uma potência nominal de 1670 kW. A Tabela 7.1 apresenta um resumo da geração eólica fornecida pelo sistema teste, detalhando o número da barra de instalação, o número de turbinas instaladas e a geração máxima de potência gerada.

Tabela 7.1 – Informações das turbinas eólicas.

Nº da Barra	Nº de turbinas eólicas	Potência máxima (MW)
40	300	500
41	180	300
42	90	150
43	210	350
44	180	300
45	156	260

Optou-se, neste trabalho, pela utilização do sistema teste New England por possibilitar a integração de parques eólicos de médio e grande porte de maneira dispersa na rede elétrica. O aumento da penetração eólica combinada com o seu uso disperso, proporciona uma maior disponibilidade de variáveis de controle para o sistema inteligente baseado no método da árvore de decisão, enriquecendo a base de dados da metodologia de controle preventivo. Os resultados serão apresentados a seguir.

7.1.1 – ESTUDO DE CASO DA APLICAÇÃO DO CONTROLE PREVENTIVO COM FOCO NA FRTC DO DFIG – TREINO E TESTE DO MÉTODO DE ANÁLISE SISTÊMICO

Primeiramente, o sistema teste IEEE 39-barras modificado foi considerado para simulação. A partir de um caso base definido, novos cenários foram gerados para diferentes condições de variação de carga. Outras quatro condições topológicas do tipo (N-1), representando indisponibilidades de linhas e geradores, foram adicionadas a base de dados e foram complementadas com novos cenários operacionais. Em seguida, esses arquivos foram simulados utilizando o software de análise de sistemas de potência ANAREDE para a obtenção das condições iniciais das tensões das barras, fluxos de potência das linhas de transmissão, set points das variáveis de controle e geração dos valores de potência ativa e reativa, formando a base de dados de simulação. Para cada uma das cinco topologias criadas foram realizadas 200 simulações, representando um total de 1000 cenários.

Posteriormente, com o objetivo de realizar as simulações no domínio do tempo, foram associados os arquivos históricos (condições iniciais) aos dados dinâmicos (geradores síncronos, turbinas eólicas e controles associados) da rede elétrica para realizar os estudos de simulação das ações de controle preventivo contra perturbações que fazem com que os geradores eólicos sejam desconectados devido às quedas de tensões. O evento crítico para o teste foi a aplicação de um curto-circuito de 100 ms na linha de transmissão LT 28–29 (simulando o tempo de abertura da linha de transmissão pela atuação da proteção sem religamento). As simulações dinâmicas foram realizadas utilizando o software de análise dinâmica no domínio do tempo ANATEM.

A partir do tratamento dos dados, a base de dados para avaliação de segurança dinâmica foi então gerada com um atributo simbólico (a assinatura topológica) e os atributos numéricos, V_i (magnitude da tensão), θ_i (ângulo de fase), P_{gi} (potência ativa gerada) e Q_{gi} (potência reativa gerada) que constituem as condições pré-falta, bem como dois atributos alvo, “*Fault Ride-Through*” (se a magnitude da tensão não exceder os limites estabelecidos) e “*Disconnection*” (se a tensão exceder os limites predefinidos).

Finalmente, o software de mineração de dados Rapidminer foi utilizado para a criação de um sistema inteligente baseado no método da árvore de decisão para avaliar o controle preventivo e a segurança dinâmica utilizando, como padrão, 70% dos dados para treinamento e 30% para testes. A figura 7.2 mostra o modelo de árvore de decisão gerado com orientação topológica para avaliação da segurança dinâmica e auxílio ao controle preventivo, a fim de garantir que as turbinas eólicas sobrevivam aos afundamentos de tensão.

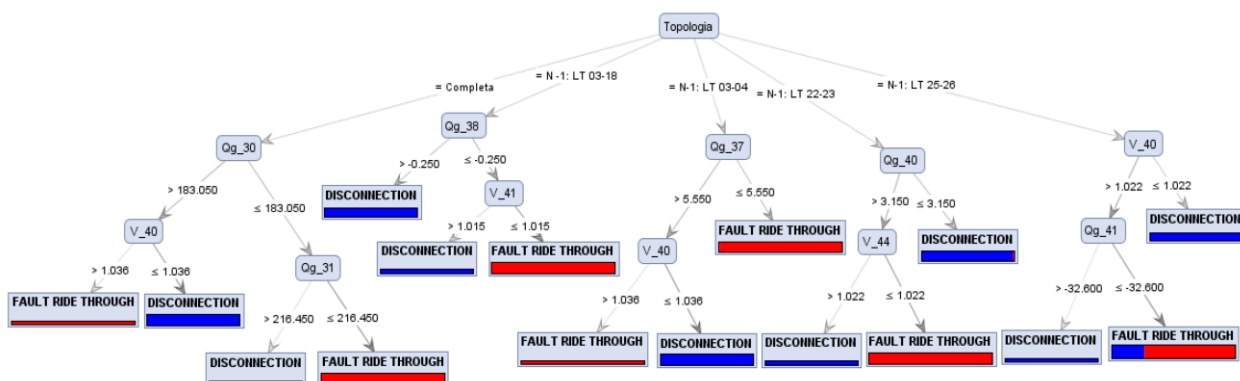


Figura 7.2 – Árvore de decisão para aplicações do controle preventivo em ações sistêmicas

A tabela 7.2 apresenta a matriz de confusão correspondente à árvore de decisão criada para avaliar a eficiência do modelo implementado, determinando se o valor previsto corresponde ao valor final.

Tabela 7.2 - Matriz de confusão para o controle preventivo das ações sistêmicas

Acurácia: 98,67%		Classe Real		
		Disconnection	FRTC	Precisão de classe
Classe Prevista	Disconnection	143	01	99,31%
	FRTC	03	153	98,08%
Sensibilidade		97,95%	99,35%	

Pode-se observar nos resultados apresentados, que a taxa de acerto (acurácia) foi de 98,67%, ocorrendo apenas um caso de “*Disconnection*”, quando, na realidade, foi “*Fault Ride-through*”. A previsão da classe “*Disconnection*” alcançou uma taxa de precisão de 99,31%, enquanto a previsão da classe “*Fault Ride-Through*” foi precisa para 98,08%. Ambas as classes apresentaram bons desempenhos.

Os atributos selecionados fornecidos ao Rapidminer foram magnitudes de tensão em todas as barras de geração, valores de potência ativa e reativa para barras PV, topologia da rede e os rótulos “*Fault Ride Through*” e “*Disconnection*”. Como pode ser visto na Figura 7.2, o nó raiz da árvore de decisão é a configuração topológica do sistema.

Ao analisar o modelo da Figura 7.3 fornecido pela árvore de decisão, o primeiro ramo à esquerda representa o caminho que garantirá a segurança do sistema de energia elétrica para a topologia completa. O operador, observando a topologia em que o sistema se encontra, precisa apenas seguir as variáveis e diretrizes estabelecidas pela árvore de decisão para garantir que o parque eólico sobreviva à queda de tensão.

Pode-se observar na Figura 7.3, a seguir, que as regras da árvore de decisão circuladas pela linha pontilhada, se adotadas, podem garantir que as turbinas eólicas sobrevivam a quedas de tensão sob esta topologia atual.

As regras encontradas pelo algoritmo da DT que têm maior influência em relação à segurança do sistema de potência são, em ordem hierárquica, descritas da seguinte forma: Se $Qg_{30} > 183,05$ MVar e $V_{40} > 1.036$ pu, então o parque eólico permanecerá conectado, conforme observado nos resultados apresentados. A primeira

variável do primeiro ramo da árvore de decisão é a potência reativa gerada na barra 30 e a segunda variável é a magnitude da tensão da turbina eólica na barra 40. As regras dessa ramificação podem ser usadas diretamente no sentido de se tomar as ações preventivas locais ou remotas.

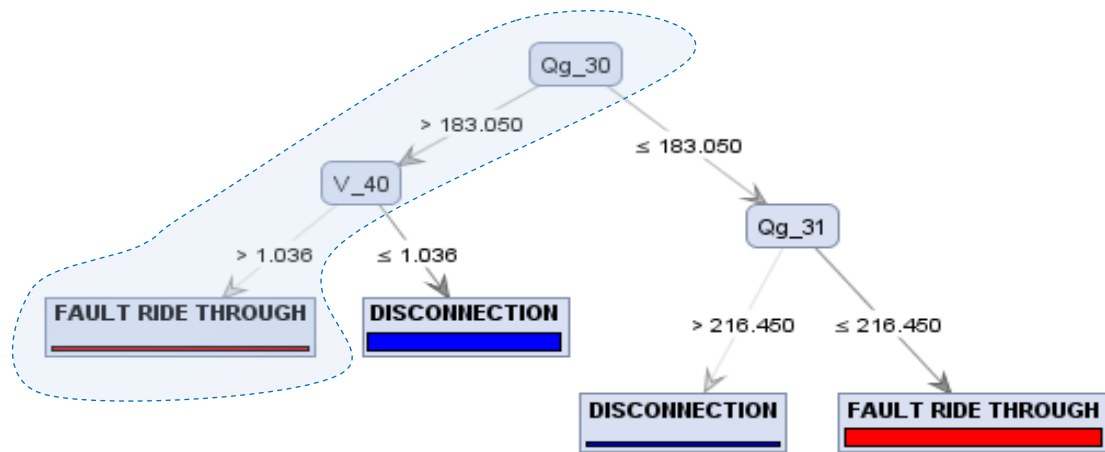


Figura 7.3 - Ramo da árvore de decisão da topologia completa

A Figura 7.4 apresenta o comportamento dinâmico do sistema elétrico durante a geração de vento quando um curto-circuito com duração de 100 ms é aplicado na linha LT 28–29. O resultado mostra que, devido a esta perturbação, a tensão no terminal do DFIG na barra 40 viola o limite da curva de tensão estabelecida pela norma que pode levar à ação da proteção, desconectando o parque eólico.

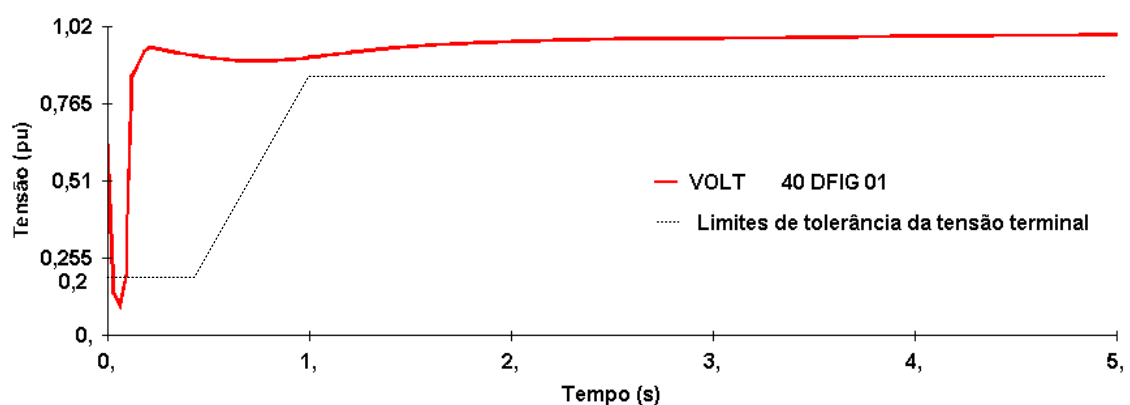


Figura 7.4 - Tensão terminal do gerador de indução duplamente excitado (DFIG) na barra 40 após o curto-circuito na linha LT 28–29.

Para evitar que a turbina eólica seja desconectada devido a afundamentos de tensão, foi considerado um caso onde ocorreram afundamentos de tensão na barra 40, com $Q_{g_30} = 184,7$ MVar e $V_{40} = 1.020$ pu, e verificou-se que parte das regras da árvore de decisão não estava sendo atendida, logo a tensão da turbina eólica estava abaixo dos limites estabelecidos pelo padrão. Portanto, nesse caso, o parque eólico seria desconectado.

Assim, como solução, foi executado o software de otimização FLUPOT, adotando uma função objetivo envolvendo o controle de tensão e as regras da árvore de decisão. Dessa forma, a magnitude de tensão da barra 40 foi alterada de $V_{40} = 1.020$ pu para $V_{40} = 1.041$ pu, e a potência reativa Q_{g_30} de 184,7 MVar foi alterada para 184 MVar. Os resultados obtidos são mostrados na Figura 7.5.

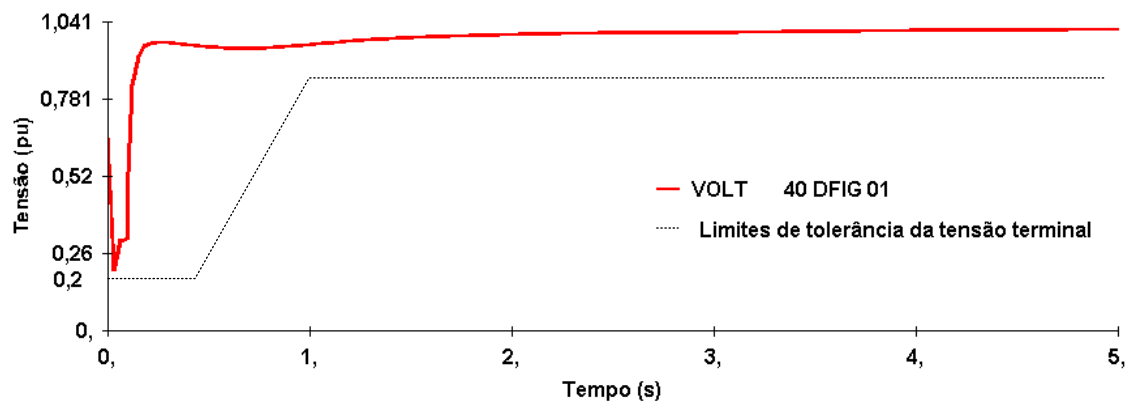


Figura 7.5 - Tensão terminal do DFIG na barra 40 após um curto-circuito com as regras da árvore de decisão (DT) e otimização do FLUPOT.

Pode-se observar na Figura 7.5 que o ajuste otimizado considerando as regras da DT aumentou a sobrevivência da turbina eólica após quedas de tensão na barra 40. A partir dos resultados obtidos, é possível verificar que os sistemas eólicos de velocidade variável também podem contribuir com a disponibilidade de suas variáveis de controle para a segurança dinâmica do sistema elétrico.

Com a finalidade de avaliar o comportamento dos geradores síncronos contra a instabilidade transitória, após os ajustes baseados nas regras da árvore de decisão para a topologia completa, observou-se na figura 7.6 que o ângulo do rotor do gerador síncrono conectado à barra 38 no sistema teste proporcionou uma pequena diminuição na margem de estabilidade transitória representado pelo aumento de sua amplitude, o que não chega a comprometer a estabilidade do sistema. As curvas em

vermelho e azul representam o ângulo do rotor do gerador síncrono na barra 38 antes e após as mudanças dos parâmetros fornecidos pela árvore de decisão, respectivamente.

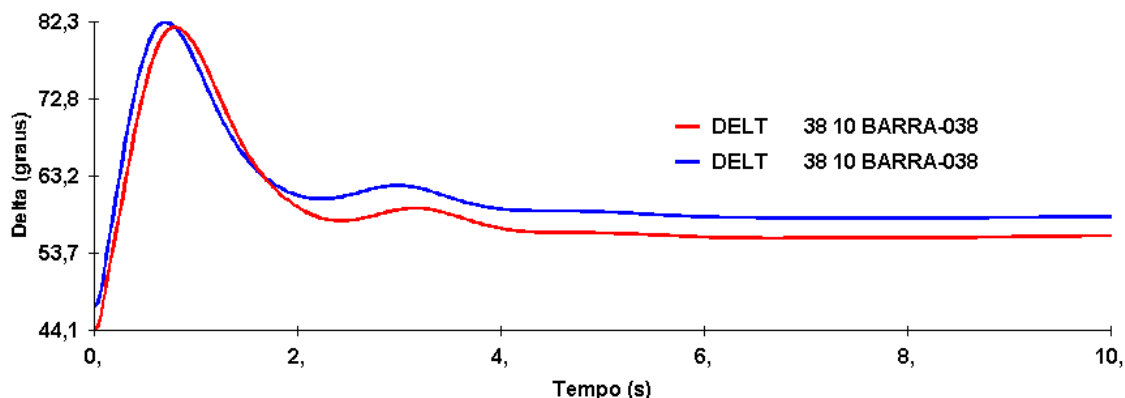


Figura 7.6 – Comportamento do ângulo do rotor do gerador síncrono conectado a barra 38 do sistema elétrico New England

O uso do controle preventivo baseado na árvore de decisão, além de garantir a continuidade no fornecimento de energia elétrica e manter o DFIG em operação após a ocorrência de perturbações na rede elétrica, apresentou uma melhora nas perdas ativas do sistema.

Avaliando o primeiro ramo da árvore de decisão, após a seleção das variáveis de controle recomendadas pela inteligência da árvore e ajuste ótimo da ferramenta FLUPOT, foi obtida uma redução nas perdas ativas de 39,644 MW para 39,392 MW. Uma redução de 0,252 MW nas perdas ativas do sistema.

Para garantir a segurança da operação do sistema elétrico, o operador, observando a topologia do sistema em operação, precisa levar em conta as variáveis e regras estabelecidas pela árvore de decisão, tomando ações preventivas para garantir a continuidade do funcionamento do parque eólico após distúrbios no sistema elétrico.

Analisando o modelo fornecido pela árvore de decisão, o quarto ramo representa o caminho que garantirá a manutenção do parque eólico na barra 40 do sistema elétrico para a topologia N-1: 22-23. O operador, ao observar a topologia em que o sistema se encontra, precisa somente atentar as variáveis e orientações estabelecidas pela árvore de decisão para garantir que os aerogeradores permaneçam conectados. Na Figura 7.7 é

apresentado o ramo da árvore da decisão referente à configuração topológica N-1: 22-23.

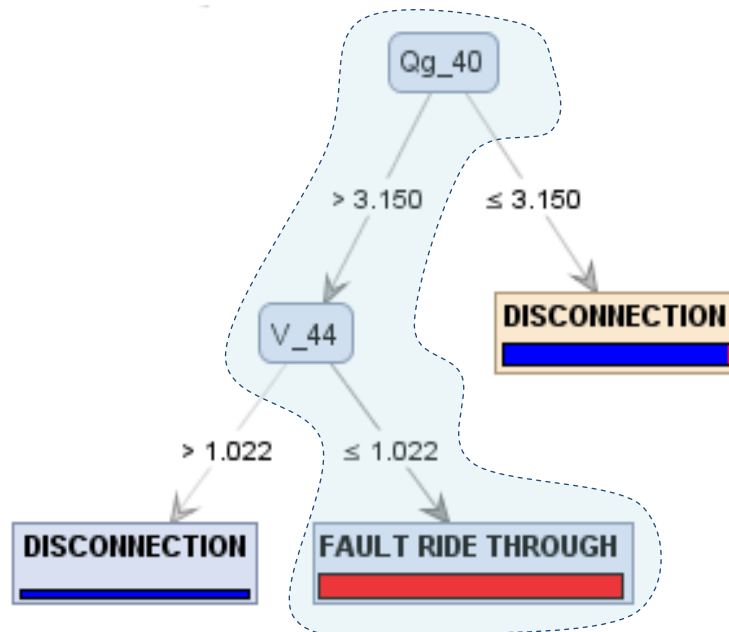


Fig. 7.7 - Ramo da árvore de decisão da topologia N-1: 22-23

Observa-se que as regras da árvore de decisão circuladas pelo caminho destacado, se adotadas, garantem a sobrevivência a afundamentos de tensão dos aerogeradores para a topologia N-1: 22-23. As regras encontradas pelo algoritmo que possuem maior influência com relação à segurança são por ordem hierárquica: Se $Qg_{40} > 3,150$ MVar e $V_{44} \leq 1,022$ pu, nesta condição o parque eólico se manterá conectado.

A primeira variável do quarto ramo da árvore de decisão é a potência reativa gerada do aerogerador na barra 40 e a segunda variável é o módulo da tensão do aerogerador conectado a barra 44. As regras desse ramo, com a presença de variáveis de sistemas eólicos, podem ser diretamente utilizadas para garantir a continuidade de fornecimento de energia sem que os parques eólicos sejam desconectados do sistema.

Na figura 7.8 é apresentado o comportamento dinâmico do sistema elétrico com topologia N-1: 22-23 quando um curto-circuito de 100m é aplicado na linha LT 28-29. O resultado mostra que, em função da perturbação, a tensão terminal do DFIG na barra 40 viola o limite da curva de tensão estabelecido por norma, o que levaria a atuação da proteção, desconectando o parque eólico, caso estivesse neste cenário operativo.

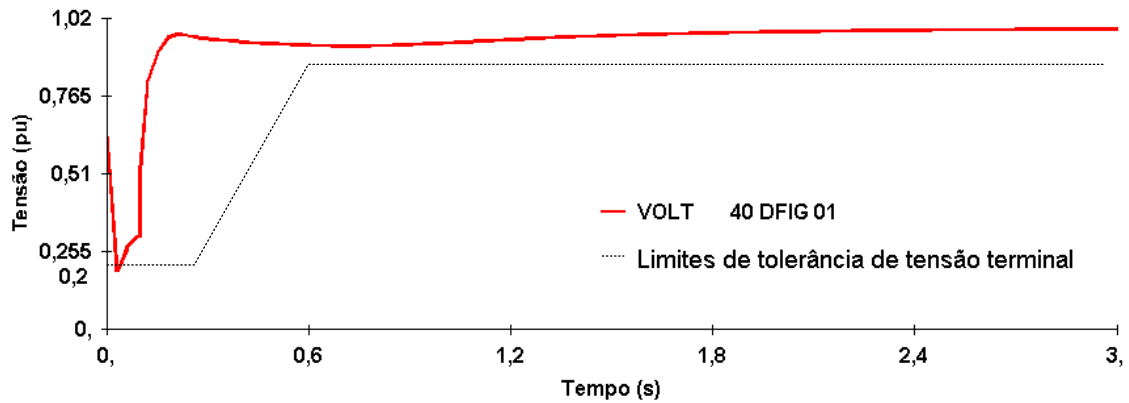


Figura 7.8 - Tensão terminal do gerador de indução duplamente excitado (DFIG) na barra 40 após o curto-circuito na linha LT 28–29.

Com a finalidade de prevenir contra afundamentos de tensão e consequente desconexão dos sistemas eólicos, tomou-se o caso operativo com afundamento de tensão na barra 40, com $Q_{g_40} = -1,5$ MVar e $V_{44} = 1.010$ pu, e verificou-se que parte das regras da árvore da decisão não estava sendo atendida, logo a tensão do aerogerador estava abaixo dos limites estabelecidos por norma, sendo assim, o parque eólico seria desconectado. Portanto, como solução, utilizando a ferramenta de otimização, o FLUPOT, adotando como função objetivo o controle de tensão e as variáveis fornecidas pela regra da árvore de decisão, alterando a tensão V_{40} de 1.020 pu para 1.028 pu, resulta em um aumento na potência reativa Q_{40} de -1.5 MVar para 29,6 MVar, e reduzindo a tensão V_{44} de 1.01 pu para 0.984 pu, obtém-se o seguinte resultado, conforme a figura 7.9.

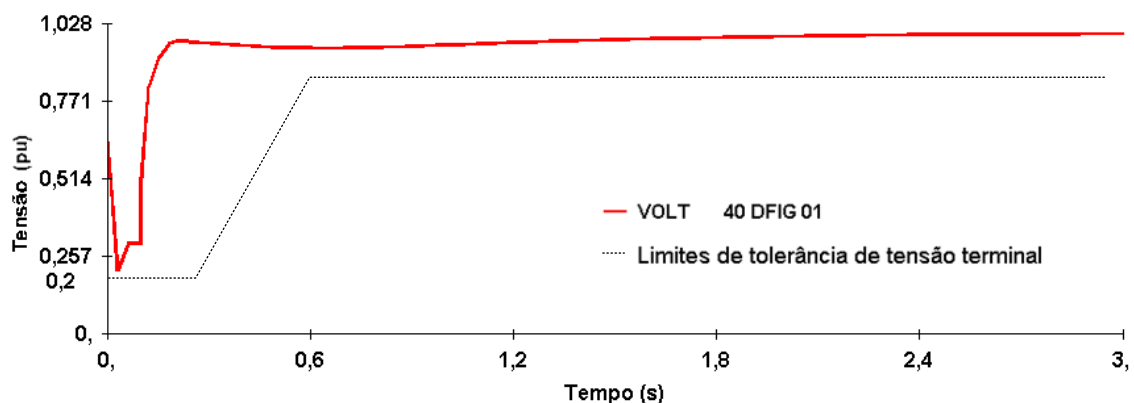


Figura 7.9 - Tensão terminal do DFIG na barra 40 após um curto-circuito com as regras da árvore de decisão (DT) e otimização do FLUPOT.

Após os ajustes baseados nas regras disponibilizadas pela árvore de decisão, uma simulação no domínio do tempo foi realizada no programa ANATEM. Na Figura 7.9 é mostrado que o ajuste apresentado pela árvore de decisão proporcionaria a manutenção da tensão do aerogerador, caso ocorresse um curto-circuito próximo à linha LT 28-29 na topologia N-1: 22-23.

A fim de avaliar a estabilidade transitória dos geradores síncronos, após os ajustes baseados nas regras da árvore de decisão para a topologia completa, observou-se na figura 7.10 que o ângulo do rotor do gerador síncrono conectado a barra 38 no sistema teste proporcionou um aumento na margem de estabilidade transitória representado pela diminuição de sua amplitude. As curvas em vermelho e azul representam o ângulo do rotor do gerador síncrono na barra 38 antes e após as mudanças dos parâmetros fornecidos pela árvore de decisão, respectivamente.

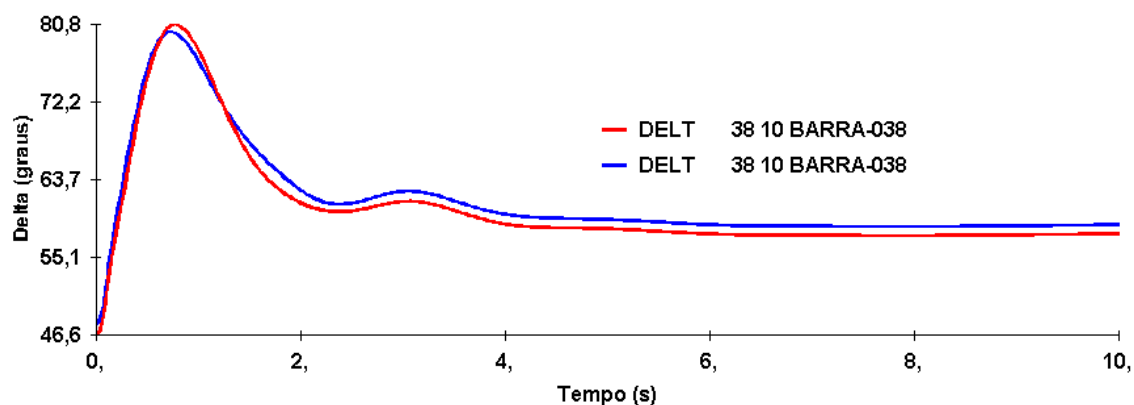


Figura 7.10 – Comportamento do ângulo do rotor do gerador síncrono conectado a barra 38 do sistema elétrico New England

Em relação às perdas ativas do sistema, avaliando o primeiro ramo da árvore de decisão, após a seleção das variáveis de controle recomendadas pela árvore de decisão e a respectiva otimização utilizando o FLUPOT, obteve-se um pequeno aumento nas perdas ativas de 38.8201 MW para 39.0231 MW. Aumento de 0.203 MW nas perdas ativas do sistema elétrico.

7.1.2 – ESTUDO DE CASO DA APLICAÇÃO DO CONTROLE PREVENTIVO COM FOCO NA FRTC DO DFIG – TREINO E TESTE DO MÉTODO DE ANÁLISE LOCAL

A preparação da base de dados para análise local foi semelhante ao método utilizado no estudo sistêmico, conforme apresentado na seção 7.1.1, onde o arquivo correspondente ao sistema de teste IEEE 39-barras foi modificado para incluir a geração de turbinas eólicas representando 30% da potência total do sistema. A Figura 7.11 mostra o modelo de árvore de decisão gerado com orientação topológica para avaliação da segurança dinâmica e auxílio ao controle preventivo.

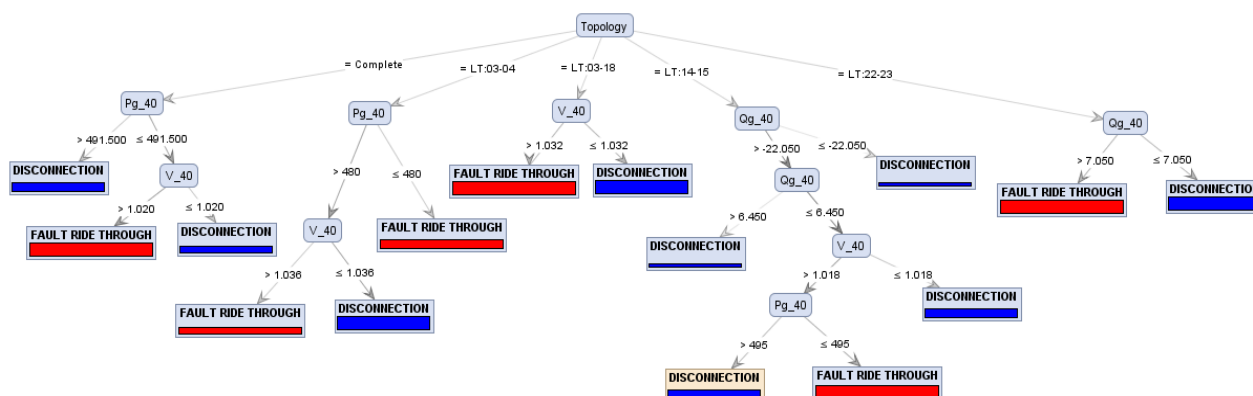


Figura 7.11 – Árvore de decisão para aplicações do controle preventivo em ações locais

A Tabela 7.3 apresenta a matriz de confusão correspondente à árvore de decisão criada para avaliar a eficiência do modelo implementado. Pode-se observar que a taxa de acerto foi de 100%, com 100% também sendo a precisão na predição da classe “Disconnection”. A previsão da classe “Fault Ride Through” também alcançou uma precisão de 100%. Ambas as classes apresentaram assim excelentes desempenhos.

Tabela 7.3 - Matriz de confusão para o controle preventivo das ações locais

Acurácia: 100%		Classe Real		
		Disconnection	Fault Ride Through	Precisão de classe
Classe Predita	Disconnection	161	00	100%
	Fault Ride Through	00	139	100%
Sensibilidade		100%	100%	

Ao analisar o modelo da Figura 7.12 fornecido pela árvore de decisão, o primeiro ramo à esquerda representa o caminho que garantirá a segurança do sistema de energia elétrica para a topologia completa. O operador, observando a topologia atual do sistema, precisa apenas seguir as variáveis e diretrizes estabelecidas pela árvore de decisão para garantir que o parque eólico sobreviva à queda de tensão.

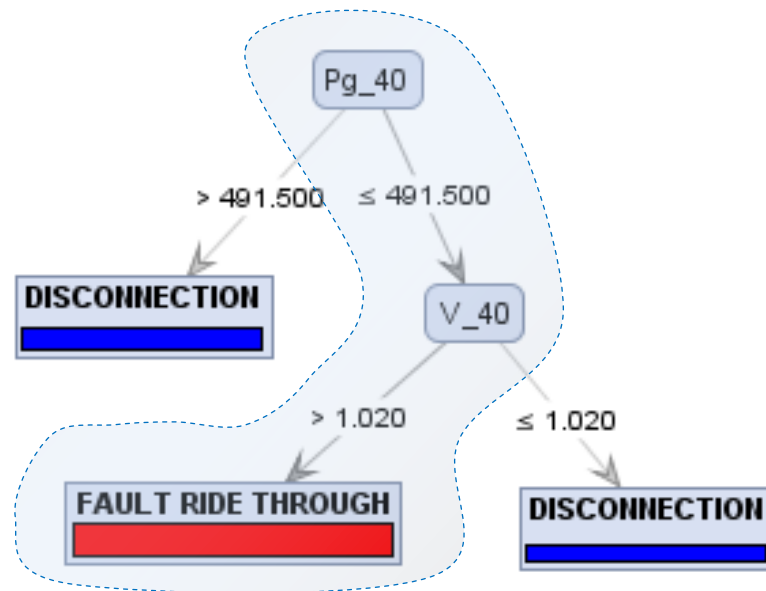


Figura 7.12 – Primeiro ramo da árvore de decisão com topologia completa

Pode-se observar na Figura 7.12 que as regras da árvore de decisão circuladas por linha pontilhada, se adotadas, podem garantir que as turbinas eólicas sobrevivam aos afundamentos de tensão na barra 40. As regras encontradas pelo algoritmo da DT que têm maior influência em relação à segurança do sistema de potência são, em ordem hierárquica, o seguinte: Se $Pg_{40} \leq 491,5$ MW e $V_{40} > 1.020$ pu, nessas condições, o parque eólico permanecerá conectado.

Nota-se que este ramo da árvore de decisão indica um caminho cujas regras devem ser cumpridas para garantir que o sistema eólico seja mantido em um ponto de operação seguro. Esse aspecto é muito importante, pois essa nova informação sobre a topologia completa do sistema, fornecida somente pela utilização da árvore de decisão, facilitará significativamente a tarefa do operador, o que, por sua vez, permitirá que eles tenham uma atenção maior no monitoramento de variáveis realmente críticas do sistema elétrico.

Outro aspecto importante a ser destacado é o número muito menor de variáveis indicadas pela árvore de decisão em comparação com o número de atributos que

pertencem a base de dados usada pelo software Rapidminer para criar a árvore de decisão. Esta é uma das características principais das árvores de decisão, que é baseada na redução de dimensionalidade, devido ao índice que correlaciona os atributos críticos à segurança do sistema.

A inteligência contida nas regras dessa ramificação da árvore de decisão pode ser usada diretamente para auxiliar na avaliação da segurança dinâmica do sistema, bem como para tomar ações preventivas locais.

A Figura 7.13 apresenta o comportamento dinâmico do sistema elétrico com geração de energia eólica quando um curto-circuito com duração de 100 ms é aplicado na linha LT 28–29 sem religamento. O resultado mostra que, devido a esta perturbação, a tensão terminal do DFIG na barra 40 violou o limite da curva de tensão estabelecida pela norma, o que levaria a atuação da proteção, desconectando o parque eólico, caso estivesse neste cenário operativo.

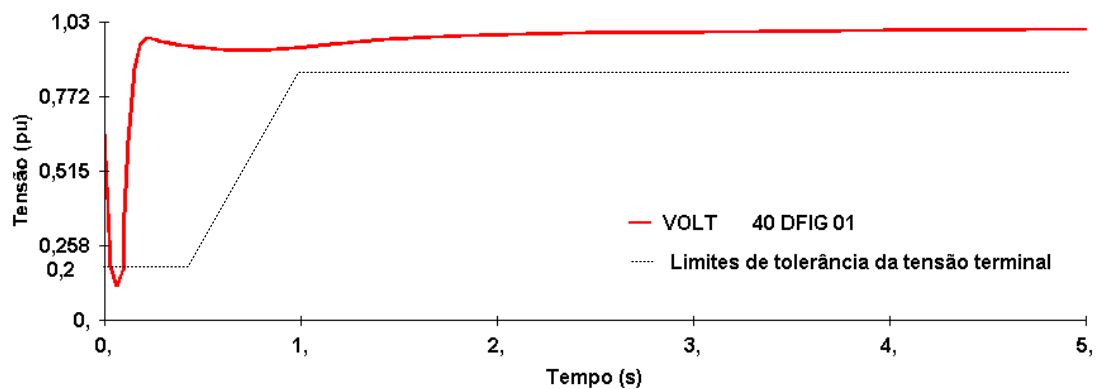


Figura 7.13 – Tensão terminal do DFIG na barra 40 após um curto-circuito

Com o intuito de prevenir contra afundamentos de tensão, foi considerado um caso com afundamento de tensão na barra 40 com $P_{g_40} = 495$ MW e $V_{40} = 1.030$ pu, e verificou-se que parte das regras da árvore de decisão não foi atendida, uma vez que a potência ativa da turbina eólica estava acima dos limites estabelecidos pelo padrão e, portanto, o parque eólico seria desconectado.

Usando o software de otimização FLUPOT e adotando uma função objetivo envolvendo controle de tensão e regras de árvore de decisão e alterando a potência ativa gerada P_{g_40} de 495 MW para 448 MW e também mudando a tensão V_{40} de 1.030 pu para 1.031 pu, o resultado mostrado na Figura 7.14 foi obtido.

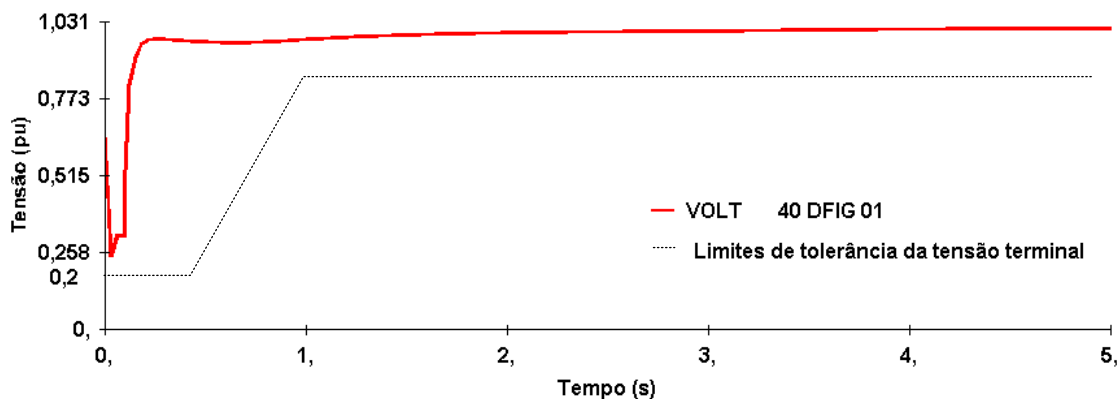


Figura 7.14 – Tensão terminal do DFIG na barra 40 após o curto-circuito com as regras da DT e otimização do FLUPOT.

Pode-se observar na Figura 7.14 que o ajuste otimizado considerando as regras da DT aumentou a sobrevivência a afundamentos de tensão das turbinas eólicas na barra 40. A partir dos resultados obtidos, é possível verificar que os sistemas eólicos de velocidade variável também podem contribuir para a segurança dinâmica através da disponibilidade de suas variáveis de controle.

A fim de avaliar a estabilidade transitória dos geradores síncronos, após os ajustes baseados nas regras da árvore de decisão para a topologia completa, observou-se na figura 7.15 que o ângulo do rotor do gerador síncrono conectado à barra 38 no sistema teste proporcionou um aumento na margem de estabilidade transitória representado pela diminuição de sua amplitude. As curvas em vermelho e azul representam respectivamente o ângulo do rotor do gerador síncrono na barra 38 antes e após as mudanças dos parâmetros fornecidos pela árvore de decisão.

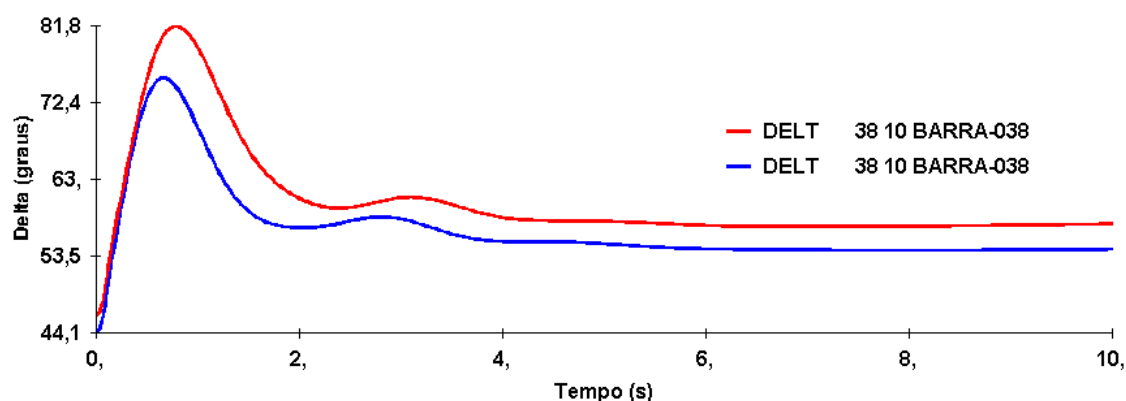


Figura 7.15 – Comportamento do ângulo do rotor do gerador síncrono conectado a barra 38 do sistema elétrico New England

Em relação às perdas ativas do sistema, avaliando o primeiro ramo da árvore de decisão, após a seleção das variáveis de controle recomendadas pela árvore de decisão e a respectiva otimização utilizando o FLUPOT, obteve-se uma redução nas perdas ativas de 39.438 MW para 36.895 MW. Redução de 2.543 MW nas perdas ativas do sistema.

Verificando novamente o modelo fornecido pela árvore de decisão, o quarto ramo representa o caminho que garantirá a manutenção dos aerogeradores do sistema elétrico para a topologia N-1: 14-15. O operador, ao avaliar a topologia em que o sistema se encontra, precisa apenas se atentar as variáveis e recomendações estabelecidas pela árvore de decisão para garantir que o parque eólico permaneça conectado à barra 40. Na Figura 7.16 é apresentado o ramo da árvore da decisão referente à configuração topológica N-1: 14-15.

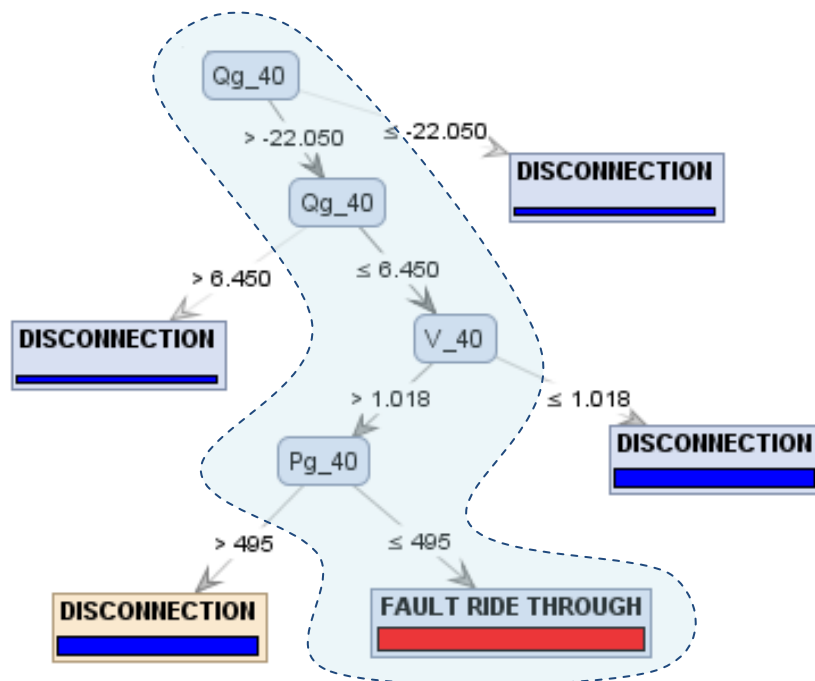


Figura 7.16 – Quarto ramo da árvore de decisão com topologia N-1: 14-15.

Observa-se que as regras da árvore de decisão circuladas pelo caminho destacado, se adotadas, garantem a sobrevivência a afundamentos de tensão de aerogeradores para a topologia N-1: 14-15. As regras encontradas pelo algoritmo que possuem maior influência com relação à segurança são por ordem hierárquica: Se $Qg_{40} > -22,050$ MVar, $Qg_{40} \leq 6,450$ MVar, $V_{40} > 1.018$ pu e $P_{40} \leq 495$ MW, nesta condição o parque eólico se manterá conectado.

O primeiro e o segundo nó do quarto ramo da árvore de decisão representam a potência reativa gerada do aerogerador na barra 40, o terceiro e quarto nó representam o módulo da tensão do aerogerador e a potência ativa do gerador conectado à barra 40, respectivamente. As regras desse ramo, com variáveis eólicas locais, podem ser diretamente utilizadas para garantir a continuidade de fornecimento de energia sem que o mesmo seja desconectado do sistema.

Na figura 7.17 é apresentado o comportamento dinâmico do sistema elétrico com topologia N-1: 14-15 quando um curto-circuito de 100 ms é aplicado na linha LT 28-29. O resultado mostra que, em função da perturbação, a tensão terminal do DFIG na barra 40 viola o limite da curva de tensão estabelecido por norma, o que levaria a atuação da proteção, desconectando o parque eólico, caso estivesse neste cenário.

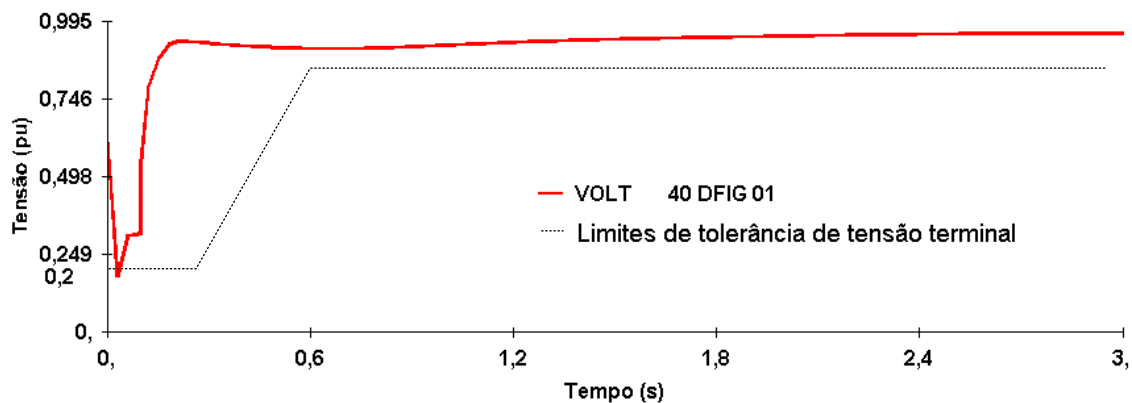


Figura 7.17 – Tensão terminal do DFIG na barra 40 após um curto-circuito

Com o propósito de prevenir contra sub-tensão e conseqüente desconexão dos aerogeradores, tomou-se o caso operativo com afundamento de tensão na barra 40, com $Q_{g_40} = -97,3$ MVar, $V_{40} = 0,995$ pu e $P_{g_40} = 450$ MW, e verificou-se que parte das regras da árvore da decisão não estava sendo atendida, logo a tensão do aerogerador estava abaixo dos limites estabelecidos por norma, sendo assim, o parque eólico seria desconectado. Desse modo, como solução, utilizando a ferramenta de otimização, o FLUPOT, adotando como função objetivo o controle de tensão e as variáveis fornecidas pela regra da árvore de decisão, alterando a potência reativa gerada Q_{g_40} de $-97,3$ MVar para $-10,50$ MVar, a tensão $V_{40} = 0,995$ pu para $1,019$ pu e a potência ativa gerada $P_{g_40} = 450$ MW para 451 , MW, obtém-se o seguinte resultado, conforme a figura 7.18.

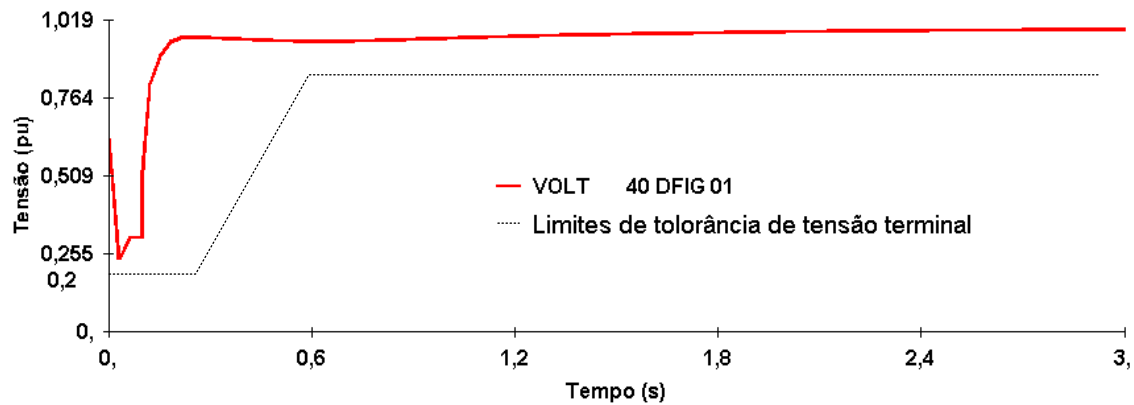


Figura 7.18 – Tensão terminal do DFIG na barra 40 após o curto-circuito com as regras da DT e otimização do FLUPOT.

Após os valores fornecidos pela árvore de decisão, uma simulação no domínio do tempo foi realizada no programa ANATEM. Na Figura 7.18 é mostrado que o ajuste apresentado pela árvore de decisão garante a manutenção da tensão do aerogerador, caso ocorresse um curto-circuito próximo à linha LT 28-29 na topologia N-1: 14-15.

Com intenção de avaliar a estabilidade transitória dos geradores síncronos, após os ajustes baseados nas regras da árvore de decisão para a topologia N-1: 14-15, observou-se na figura 7.19 que o ângulo do rotor do gerador síncrono conectado a barra 38 no sistema teste proporcionou uma diminuição na margem de estabilidade transitória representado pelo aumento de sua amplitude. As curvas em vermelho e azul representam o ângulo do rotor do gerador síncrono na barra 38 antes e após as mudanças dos parâmetros fornecidos pela árvore de decisão, respectivamente.

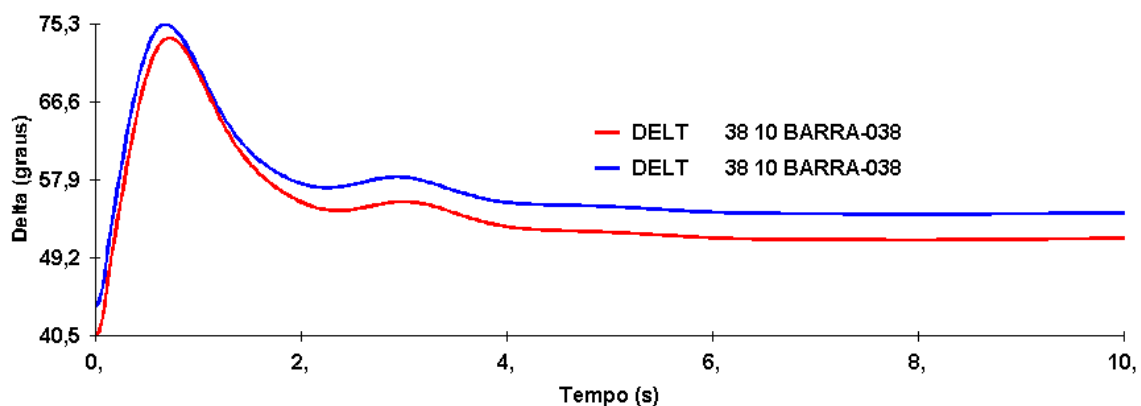


Figura 7.19 – Comportamento do ângulo do rotor do gerador síncrono conectado à barra 38 do sistema elétrico New England

Em relação às perdas ativas do sistema, avaliando o quarto ramo da árvore de decisão com topologia N-1: LT14-15, após a seleção das variáveis de controle recomendadas pela árvore e a respectiva otimização utilizando o FLUPOT, obteve-se uma diminuição das perdas ativas de 36.9912 MW para 36.7670 MW. Redução de 0.2242 MW nas perdas ativas do sistema.

7.2 – CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

A partir dos resultados apresentados e obtidos para o estudo de caso sistêmico, aplicando o controle preventivo focado na FRTC do DFIG, foi possível verificar, no primeiro ramo da árvore de decisão, que a tensão V_{40} do sistema eólico na barra 40 e a potência reativa Qg_{30} do gerador síncrono na barra 30 contribuem para a segurança da operação do sistema. Verificou-se também, para o quarto ramo da árvore de decisão com topologia N-1: LT 22-23, que a potência reativa Qg_{40} no parque eólico conectado a barra 40 e a tensão terminal do parque eólico V_{44} na barra 44 podem auxiliar na segurança operacional do sistema e também na continuidade do fornecimento de energia elétrica do parque eólico após a ocorrência de um distúrbio na rede elétrica. O aspecto sistêmico é caracterizado pela contribuição de todas as variáveis de controle disponíveis no sistema elétrico, no entanto, a árvore de decisão seleciona apenas as variáveis mais relevantes para a segurança operacional, outra característica positiva da mesma.

Em relação aos resultados do estudo de caso local, foi possível verificar, no ramo de árvore de decisão com topologia completa, que a potência ativa P_{40} e a tensão V_{40} na barra 40 contribuem para a segurança do sistema eólico. Observou-se também, no quarto ramo da árvore de decisão com topologia N-1: 14-15, que a potência reativa Qg_{40} , a tensão V_{40} e a potência ativa Pg_{40} na barra 40 contribuem para a continuidade e não desligamento do sistema eólico. O aspecto local é justificado pelo uso das variáveis de controle do sistema eólico local sem a disponibilidade de variáveis de controle remoto.

A metodologia desenvolvida garante melhorias na operação dos sistemas eólicos de velocidade variável DFIG diante de falhas na rede elétrica, no entanto em alguns casos pode diminuir a margem da estabilidade transitória dos geradores síncronos e aumentar as perdas ativas do sistema, mesmo assim sendo bastante positivas no que tange a segurança da estabilidade de tensão sistema elétrico.

8 CAPÍTULO – CONCLUSÕES

8.1 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta tese propõe uma metodologia e apresentou os resultados relacionados com a aplicação de um procedimento de controle preventivo com base no método da árvore de decisão para melhoria da suportabilidade a subtensões de aerogeradores de velocidade variável conectados a um sistema elétrico de potência. A metodologia desenvolvida foi testada utilizando o sistema IEEE 39-barras, modificado pela inserção de geradores de indução duplamente excitados interligados às turbinas eólicas. A partir dos resultados obtidos, foi possível verificar que a integração dos aerogeradores DFIG contribui para o aprimoramento da segurança da operação do sistema elétrico, considerando os critérios estabelecidos pela árvore de decisão.

Verificou-se também que a aplicação da árvore de decisão, além de classificar o estado operacional do sistema com boa precisão, também indicou a maneira de manter a segurança dinâmica do sistema elétrico para cada topologia. Ações de controle preventivo podem ser tomadas de acordo com as regras da DT no sentido de evitar problemas dinâmicos de segurança na operação do sistema de potência. O uso de uma ferramenta de otimização, pode garantir condições operacionais ótimas utilizando apenas o conjunto reduzido de variáveis indicadas pela árvore de decisão para esse fim, reduzindo significativamente a tarefa do operador no monitoramento da operação e permitindo que ele dê mais atenção às variáveis mais críticas em cada topologia de operação.

Assim, esta tese implementou uma ferramenta de apoio baseada em DT que pode ser diretamente integrada aos centros de operação, garantindo um aumento considerável da segurança na tomada de decisões por parte dos operadores durante a operação do sistema de energia elétrica. Este é um passo decisivo para uma futura integração desta ferramenta de segurança nos centros de operação dos sistemas elétricos, com o objetivo de atender as necessidades crescentes de integração dos parques eólicos que vem ocorrendo no mundo e particularmente no Brasil. Com algumas adaptações como a conexão com os estimadores de estado este objetivo pode ser alcançado.

8.2 – PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

A partir dos resultados obtidos e das conclusões apresentadas, diversas perspectivas de pesquisa sobre o assunto são levantadas a seguir:

- Investigação da contribuição de outras tecnologias de sistemas eólicos de velocidade variável, como o gerador síncrono bobinado (Direct-Drive).
- Investigação da contribuição de outras fontes renováveis, como, por exemplo, os sistemas fotovoltaicos utilizando os requisitos técnicos de subtensão e sobretensão estabelecidos pelos procedimentos de rede do ONS.
- Estudos aplicados à rede elétrica do Nordeste brasileiro envolvendo as diversas fontes renováveis, em especial os sistemas eólicos.
- Promover a integração da metodologia na função de avaliação de segurança dinâmica e auxílio ao controle preventivo dos sistemas eólicos nos centros de operação, disponibilizando-a como ferramenta de suporte à operação em tempo real.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABB. Asea Brown Boveri. jul.2016. Disponível em: <<https://new.abb.com/>>. Acessado em 10 jul.2018

ABEEÓLICA. Associação Brasileira de Energia Eólica. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/>>. Acessado em: 10 jul.2018.

ANAREDE. Programa de Análise de Redes Elétricas. Centro de Pesquisa em Energia Elétrica (CEPEL). Guia do usuário, versão 9.7.2. Rio de Janeiro, Brasil, 2011.

ANATEM. Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos. Centro de Pesquisa em Energia Elétrica (CEPEL). Guia do usuário, versão 10.4.6. Rio de Janeiro, Brasil, 2012.

ANAYA-LARA, O., JENKINS, N., EKANAYAKE, J., CARTWRIGHT, P., HUGHES, M. Wind Generation, Modeling and Control, John Wiley & Sons Inc., p. 288, 2009.

BARROS, N.J P.O. Análise do impacto da integração de energias renováveis em redes distribuição. M.S. thesis, Dept. Eng., Univ. do Porto, Porto, PT, 2011.

BARROS, L. Uma Estratégia de Controle para o Melhoramento do Comportamento Dinâmico de Máquinas de Indução Duplamente Alimentadas Operando como Geradores Eólicos. Tese (Doutorado em engenharia elétrica) - Universidade Federal de Campina Grande, Brasil, 2006.

BRAUN, M. Reactive Power Supplied by Wind Energy Converters Cost-Benefit-Analysis. European Wind Energy Conference (EWEC), Belgium, 2008.

BREIMAN, L., FRIENDMAN, J., STONE, C.J., AND OLSHEN, R. Classification and regression trees. Boca Raton, FL: Chapman and Hall/CRC Press. 1984.

CALDEIRA, N. S. Aplicação de Estabilizadores de Sistemas de Potência em Reguladores de Velocidade e Turbinas. Dissertação de M. Sc., Unifei, Itajubá/MG, Brasil, 2009.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/>>. Acessado em: 10 jul.2018.

CEI 11/32. Appendice N.6 – Normativa impianti di produzione eolica. 2006.

DE MELLO, F.P., CONCORDIA, C. Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1969.

DIAO, R., VITTAL, V., LOGIC, N. Design of a real-time security assessment tool for situational Awareness Enhancement in Modern Power Systems. IEEE Trans. Power Systems, v. 25, n. 2, p. 957–965, 2010.

EBERHART, R.C. Computational Intelligence: Concepts to Implementations. San Francisco, CA, USA: Morgan Kaufmann Publishers Inc., 2007.

ENERGINET. Grid connection of wind turbines to networks with voltages below 100 kV. Regulation TF 3.2.6, p. 29, 2004a.

ENERGINET. Grid connection of wind turbines to networks with voltages above 100 kV. Regulation TF 3.2.5, p. 25, 2004b.

ENGELHARDT, S., ERLICH, I., FELTES, C., KRETSCHMANN J., et al. Reactive Power Capability of Wind Turbines Based on Doubly Fed Induction Generators. IEEE Transactions on Energy Conversion, v.25, n. 1, p. 364-372, 2011.

EPE. Empresa de Pesquisas Energéticas. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/>>. Acessado em: 10 jul.2018.

FERC. Interconnection of Wind Energy, 18 CFR Part 35, Docket No. RM05-4-001. Order No. 661-A, 2005.

FLUPOT. Programa de Fluxo de Potência Ótimo. Centro de Pesquisa em Energia Elétrica (CEPEL). Guia do usuário, versão 5.1. Rio de Janeiro, Brasil, 2000.

GAIA, D. S., BERNARDES, B. C., OLIVEIRA, W. D., VIEIRA, J. P. A., OHANA, I., BEZERRA, U. H. Uma Metodologia para Avaliação da Estabilidade Transitória em Tempo Real de Sistemas Elétricos de Potência Usando Árvore de Decisão. SEPOPE, Rio de Janeiro, 2012.

GARCIA, S. C. O Uso de Árvores de Decisão na Descoberta de Conhecimento na Área da Saúde. Dissertação Mestrado, Ciência da Computação, PPGC da UFRGS, 2003.

GENC, I., DIAO, R., VITTAL, V., KOLLURI, S., MANDAL, S. Decision Tree-Based Preventive and Corrective Control Applications for Dynamic Security Enhancement in Power Systems. IEEE Trans. Power Syst, v. 25, n. 3, p. 1611–1619, 2010.

GOUNDER, K., NANJUNDAPPAN, D., BOOMINATHAN, V. Enhancement of transient stability of distribution system with SCIG and DFIG based wind farms using STATCOM. IET Renew. Power Gener, v. 10, n. 8, p. 1171–1180, 2016.

HALMENSCHLAGER, C., Um algoritmo para indução de árvores e regras de decisão, Dissertação Mestrado, Ciência da Computação, PPGC da UFRGS, 2002.

HINGORANI, N., GYUGYI, L. Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems. IEEE Press - Jon Wiley & Sons, 2000.

HOSSAIN, M., ALI, M.H. Transient stability improvement of doubly fed induction generator based variable speed wind generator using DC resistive fault current limiter, IET Renew. Power Gener, v. 10, n. 2, p. 150-157, 2016.

HUNT, E.B., MARIN, J., AND STONE, P.J. Experiments in Induction. New York: Academic Press. 1966.

IEEE/CIGRE. Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, Definition and Classification of Power System Stability, IEEE Transactions on Power Systems, v. 19, n. 2, p. 1387-1401, 2004.

KIMBARK, E. W. Power System Stability. Wiley & Sons, New York, 1956.

KLEIN, M. ROGERS, G. J. E KUNDUR, P. A fundamental study of inter-area oscillation in power systems. IEEE transactions on Power Systems. v. 6, n. 3, p. 914-921, 1991.

KUNDUR, P. Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1994.

KUNDUR, P. PASERBA, J., ANDERSSON, G., ET AL. IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. Definition and classification of power system stability. IEEE Transactions on Power System. v. 19, n. 3, p. 1387–1401, 2004.

LEITE, A.P., FALCAO, D.M. e BORGES, C.L.T. Modelagem de usinas eólicas para estudos de confiabilidade. Sba Controle & Automação. vol.17, n.2, pp.177-188, 2006.

LIN, Y. Comparison of CART- and MLP-based power system transient stability preventive control. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 45, n. 1, p. 129-136, 2013.

LIU, C., SUN, K., RATHER, Z. H., et al. A Systematic Approach for Dynamic Security Assessment and the Corresponding Preventive Control Scheme Based on Decision Trees. IEEE Transactions on Power Systems, v. 29, n. 2, p. 717-730, 2014.

LONDERO, R.R., AFFONSO, C. M., VIEIRA, J. P. A. Long-Term Voltage Stability Analysis of Variable Speed Wind Generators. IEEE Transactions on Power System, v. 30, n. 01, p. 439-227, 2014.

LOPEZ, J., GUBIA, E., URSÚA, A., OLEA, E., RUIZ, J., MARROYO, L. Ride through of wind turbines with doubly fed induction generator under symmetrical voltage dips. *IEEE Transactions on Industrial Elect*, v. 56, n. 10, p.4246-4254, 2009.

MORISON, K., WANG, L., KUNDUR, P. Power System Security Assessment. *IEEE Power & Energy Magazine*, Sep/Oct 2004.

NGAMROO, I. Optimization of SMES-FCL for augmenting FRT performance and smoothing output power of grid-connected DFIG wind turbine. *IEEE Trans. Appl. Supercond*, v. 26, n. 7, p. 1–5, 2016.

NUNES, M.V.A., PEÇAS LOPES, J.A., ZURN, H.H., BEZERRA U.H., et al. Influence of the Variable-Speed Wind Generators in Transient Stability Margin of the Conventional Generators Integrated in Electrical Grids, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v.19, n. 4, p.692-701, 2004.

OLIVEIRA, W.D. Comparação dos algoritmos C4.5 e MLP usados na avaliação da segurança dinâmica e no auxílio ao controle preventivo no contexto da estabilidade transitória de sistemas de potência. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Pará - UFPA, 2013.

OLIVEIRA, W., VIEIRA, D., MARTINS, D., BEZERRA, U.H., VIEIRA, J.P.A., et al. Metodologia de Controle Preventivo Baseada em Árvore de Decisão para a Melhoria da Segurança Estática e Dinâmica do Sistema Interligado da Eletronorte. CITENEL, João Pessoa, 2017.

OKEDU, K.E. Enhancing DFIG wind turbine during three-phase fault using parallel interleaved converters and dynamic resistor. *IET Renew. Power Gener*, v. 10, n. 8, p. 1211-1219, 2016.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrica. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/>>. Acessado em: 10 jul.2018.

ONS Submódulo 3.6. Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão às Instalações de Transmissão, 2009. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/>>. Acessado em: 15 jul.2018.

ONS Submódulo 3.6. Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão às Instalações de Transmissão, 2017. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/>>. Acessado em: 15 jul.2018.

PAI, B., CHAUDHURI, B. Robust control in Power systems. Springer Science, New York, 2005.

PEREIRA, H. et al. A comparative analysis of wind turbine technologies in focus on the grid integration. In: Industry Applications (INDUSCON), 9th IEEE/IAS International Conference, p. 1-6, 2010.

PINHO, J.T., BARBOSA, C.F.O., PEREIRA, E.J.S., et al. Sistemas Híbridos – Soluções energéticas para a Amazônia. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2008. Disponível em: <<http://mme.gov.br/>>. Acessado em: 15 jul.2018.

QUINLAN, J.R. Inducion of decision trees. Machine learning. v. 1, n. 1, p. 81-106. 1986.

QUINLAN, J.R. C4.5: Programs for machine learning. New York: Morgan Kaufmann, 1993.

RAMIREZ, D., MARTINEZ, S., PLATERO, A., BLAZQUEZ, F., DE CASTRO, R.M. Low-voltage ride-through capability for wind generators based on dynamic voltage restorers. IEEE Trans. Energy Convers, v. 26, n. 1, p. 195–203, 2011.

RANGEL, R. D., FERRAZ, J. C. R., GOMES JR., S., HENRIQUES, R. M. Modelagem de Geração Eólica em Programas de Fluxo de Potência e de Análise de Estabilidade Eletromecânica. XVIII SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba-PR, Brasil, 2005.

RAPIDMINER. Data Mining Use Cases and Business Analytics Applications. Chapman & Hall/CRC, version 5.3. 2013.

RAPIDMINER. Disponível para download em: < <https://rapidminer.soft112.com/>>. Acessado em: 15 jul.2018.

RASHID, G., ALI, M.H. Transient stability enhancement of doubly fed induction machine-based wind generator by bridge-type fault current limiter. *IEEE Trans. Energy Convers*, v. 30, n. 3, p. 939–947, 2015.

RASHID G., ALI M.H. Nonlinear Control-Based Modified BFCL for LVRT Capacity Enhancement of DFIG Based Wind Farm. *IEEE Trans. Energy Convers*, v. 32, n. 1, p. 284-295, 2017.

REE. Requisitos de resposta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas. PO 12.3, 2006.

RODRIGUES, B.G.D., GAIA, D.S., BERNARDES, B.C., VIEIRA, D.J.A., OLIVEIRA, W.D., VIEIRA, J.P.A., BEZERRA, U.H., CASTRO, V. Monitoramento da Segurança Estática em Tempo Real de Sistemas Elétricos Utilizando Árvore de Decisão. SIMPASE, Belo Horizonte, 2013.

ROVNYAK, S., KRETSINGER, S., THORP, J. AND BROWN, D. Decision trees for real-time transient stability prediction, *IEEE Trans. Power Systems*, v. 9, n. 3, p. 1417–1426, 1994.

SHEN, Y.W., KE, D.P., SUN, Y.Z.; KIRSCHEN, D.S., ET AL. Advanced auxiliary control of an energy storage device for transient voltage support of a doubly Fed induction generator. *IEEE Trans. Sustain. Energy*, v. 7, n. 1, p. 63–76, 2016.

SUN, K., LIKHATE S., VITTAL, V., KOLLURI, V. AND MANDAL, S. An online dynamic security assessment scheme using phasor measurements and decision trees. *IEEE Trans. Power Systems*, v. 22, n. 4, p. 1935–1943, 2007.

SWARUP, K.S., MASTAKAR, R. AND REDDY K.V.P. Decision Tree for Steady State Security Assessment and Evaluation of Power Systems. - Proceedings of ICISIP, 2005.

TAYLOR, C. W. Power System Voltage Stability, McGraw-Hill, 1994.

TIAKO, R., JAYAWEERA, D., ISLAM, S. Real dynamic security assessment of power systems with large amount of Wind power using Case-Based Reasoning methodology. IEEE Power and Energy Society General Meeting. San Diego, CA, USA, 2012.

TSILI, M., PAPATHANASSIOU, S. A review of grid code technical requirements for wind farms. IET Renew. Power Gener, v. 3, n. 3, p.308–332, 2009.

ULLAH, N. R., THIRINGER, T., KARLSSON, D. Voltage and Transient Stability Support by Wind Farms Complying With the E.ON Netz Grid Code, IEEE Transactions on Power Systems, v.22, n. 4, p.1647-1656, 2007.

ULLAH, N. R., BHATTACHARYA K., THIRINGER T. Wind Farms as Reactive Power Ancillary Service Providers – Technical and Economic Issues. IEEE Transactions on Energy Conversion, v.24, n. 3, p.661-672, 2009.

VAN CUTSEM, T., VOURNAS, C. D. Voltage Stability of Electric Power Systems, Kluwer Academic Press, 1998.

VIEIRA, D.J.A., NUNES, M.V.A.N. Metodologia de avaliação da segurança dinâmica baseado em árvore de decisão com foco na capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão de aerogeradores de indução duplamente excitados. SEPOPE, Curitiba, 2016.

VIEIRA, J.P.A., NUNES, M.V.A., BEZERRA, U.H., NASCIMENTO, A. C. Designing optimal controllers for doubly fed induction generators using a genetic algorithm. IET Generation, Transmission & Distribution, v. 3, n. 5, p. 472-484, 2009.

WEHENKEL, L. E PAVELLA, M. Decision tree approach to power systems security assessment. University of Liege - Institut Montefiore, Department of Electrical Engineering, Sart-Tilman B28, B-4000 Liege. Belgium, February 1993.

WEHENKEL, L.A. *Automatic Learning Techniques in Power Systems*. Kluwer: Norwell, MA, USA, 1998.

XIANG, D., RAN, L., TAVNER, P.J., YANG, S. Control of a doubly fed induction generator in a wind turbine during grid fault ride-through. *IEEE Trans. Energy Convers*, v. 21, n. 3, p. 652–662, 2006.

XIAO, X.Y., YANG, R.H., CHEN, X.Y., ZHENG, Z.X., LI, C.S. Enhancing fault ride-through capability of DFIG with modified SMES-FCL and RSC control. *IET Gener. Transm. Distrib*, v. 12, n. 1, p. 258–266, 2018.

YANG, L., YANG, G.Y., XU, Z., et al. Optimal controller design of a doubly fed induction generator wind turbine system for small signal stability enhancement. *IET Gener. Transm. Distrib*, v. 4, n. 5, p. 579–597, 2010.

YUNUS, A.S., ABU-SIADA, A., MASOUM, M.A. Application of SMES Unit to Improve DFIG Power Dispatch and Dynamic Performance During Intermittent Misfire and Fire-Through Faults. *IEEE Trans. Appl. Supercond*, v. 23, n. 4, p. 5701712, 2013.

ANEXO

Dados do sistema teste New England do IEEE - 39 barras

Estudos de fluxo de carga e simulações no domínio do tempo:

- Dados de Barra:

(Num)	(V)	(A)	(Pg)	(Qg)	(Qn)	(Qm)	(Pl)	(Ql)
01	1048	-9.5	-	-	-	-	-	-
02	1049	-6.9	-	-	-	-	-	-
03	1030	-9.8	-	-	-	-	322.	2.4
04	1003	-11.	-	-	-	-	500.	184.
05	1005	-9.4	-	-	-	-	-	-
06	1007	-8.7	-	-	-	-	-	-
07	996	-11.	-	-	-	-	233.	8 84.
08	995	-11.	-	-	-	-	522.	176.
09	1028	-11.	-	-	-	-	-	-
10	1017	-6.3	-	-	-	-	-	-
11	1012	-7.1	-	-	-	-	-	-
12	999	-7.1	-	-	-	-	7.5	88.
13	1014	-7.	-	-	-	-	-	-
14	1011	-8.7	-	-	-	-	-	-
15	1014	-9.1	-	-	-	-	320.	153.
16	1030	-7.7	-	-	-	-	329.	32.3
17	1033	-8.7	-	-	-	-	-	-
18	1030	-9.5	-	-	-	-	158.	30.
19	1047	-3.	-	-	-	-	-	-
20	984	-4.4	-	-	-	-	680.	103.
21	1030	-5.2	-	-	-	-	274.	115.
22	1048	-.79	-	-	-	-	-	-
23	1043	-.98	-	-	-	-	247.5	84.6
24	1036	-7.5	-	-	-	-	308.6	-92.0
25	1057	-5.5	-	-	-	-	224.	47.2
26	1052	-6.8	-	-	-	-	139.	17.
27	1037	-8.8	-	-	-	-	281.	75.5
28	1050	-3.3	-	-	-	-	206.	27.6
29	1050	-.53	-	-	-	-	283.5	26.9
30	1048	-4.5	250.	148.4	140.	400.	-	-
31	982	.125	73.2	208.7	-100.	300.	9.2	4.-6
32	983	1.73	650.	207.6	150.	300.	-	-
33	997	2.22	632.	130.2	0.	250.	-	-
34	1000	.887	508.	137.6	0.	167.	-	-
35	1049	4.18	650.	220.5	-100.	300.	-	-
36	1059	6.92	560.	91.98	0.	240.	-	-
37	1028	1.24	540.	1.859	0.	250.	-	-

38	1027	6.53	830.	24.58	-150.	300.	-	-
39	1030	-11.	1000.	88.73	-100.	300.	1104.	250.

- Dados de linha:

(De)	(Pa)	(R%)	(X%)	(MVar)	(Tap)
1	2	.35	4.11	69.87	-
1	39	.1	2.5	75.	-
2	3	.13	1.51	25.72	-
2	25	.7	.86	14.6	-
2	30	-	1.81	-	1.025
3	4	.13	2.13	22.14	-
3	18	.11	1.33	21.38	-
4	5	.08	1.28	13.42	-
4	14	.08	1.29	13.82	-
5	6	.02	.26	4.34	-
5	8	.08	1.12	14.76	-
6	7	.06	.92	11.3	-
6	11	.07	.82	13.89	-
6	31	-	2.5	-	1.07
7	8	.04	.46	7.8	-
8	9	.23	3.63	38.04	-
9	39	.1	2.5	120.	-
10	11	.04	.43	7.29	-
10	13	.04	.43	7.29	-
10	32	-	2.	-	1.07
12	11	.16	4.35	-	1.006
12	13	.16	4.35	-	1.006
13	14	.09	1.01	17.23	-
14	15	.18	2.17	36.6	-
15	16	.09	.94	17.1	-
16	17	.07	.89	13.42	-
16	19	.16	1.95	30.4	-
16	21	.08	1.35	25.48	-
16	24	.03	.59	6.8	-
17	18	.07	.82	13.19	-
17	27	.13	1.73	32.16	-
19	20	.07	1.38	-	1.06
19	33	.07	1.42	-	1.07
20	34	.09	1.8	-	1.009
21	22	.08	1.4	25.65	-
22	23	.06	.96	18.46	-
22	35	-	1.43	-	1.025
23	24	.22	3.5	36.1	-
23	36	.05	2.72	-	1.

25	26	.32	3.23	51.3	-
25	37	.06	2.32	-	1.025
26	27	.14	1.47	23.96	-
26	28	.43	4.74	78.02	-
26	29	.57	6.25	102.9	-
28	29	.14	1.51	24.9	-
29	38	.08	1.56	-	1.025

- Dados limites de geração ativa:

(No)	(Pmn)	(Pmx)
30	1.	1040.
31	1.	646.
32	1.	745.
33	1.	652.
34	1.	508.
35	1.	687.
36	1.	580.
37	1.	564.
38	1.	865.
39	1.	1100.

- Dados dinâmicos dos geradores síncronos:

(No)	(Ld)	(Lq)	(L'd)	(L''d)	(Le)	(T'd)	(T''d)	(T''q)
(No)	(Ra)	(H)	(D)	(MVA)				
30	100.	69.	31.	26.9	17.9	10.2	.060	.090
30	.14	4.2	4.	1000.				
31	295.	282.	69.7	26.9	17.9	6.56	.060	.090
31	2.4	3.03	9.75	1000.				
32	249.	237.	53.1	26.9	17.9	5.7	.060	.090
32	.386	3.58	10.	1000.				
33	262.	258.	43.6	26.9	17.9	5.69	.060	.090
33	.22	2.86	10.	1000.				
34	670.	620.	132.	26.9	17.9	5.4	.060	.090
34	.14	2.6	3.	1000.				
35	254.	241.	50.	26.9	17.9	7.3	.060	.090
35	6.15	3.48	10.	1000.				
36	295.	292.	186.	26.9	17.9	5.66	.060	.090
36	.268	2.64	8.	1000.				
37	290.	280.	57.	26.9	17.9	6.7	.060	.090
37	.686	2.43	9.	1000.				
38	210.	205.	57.	26.9	17.9	4.79	.060	.090
38	.3	3.45	14.	1000.				
39	210.	205.	57.	26.9	17.9	4.79	.060	.090

39	.3	3.45	14.	1000.				
----	----	------	-----	-------	--	--	--	--

- Dados dinâmicos do regulador de tensão:

(No)	(Tm)	(Ka)	(T1)	(T2)	(T3)	(T4)	(Lmn)	(Lmx)
3000	.02	10.8	3.0	12.	.07	.0133	-90	90