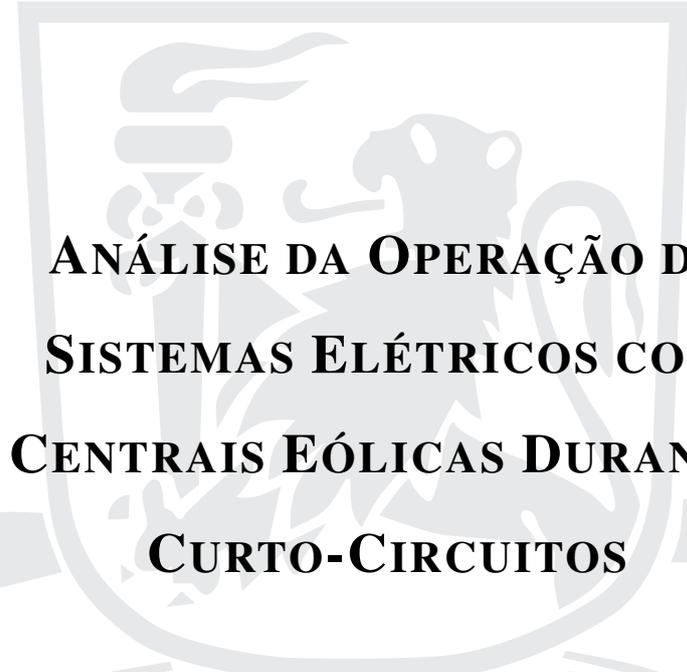


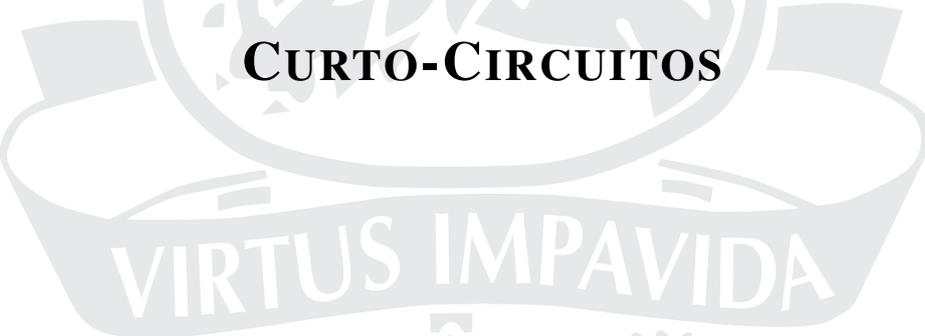
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**



**SILVIO LUIZ ALVES FERREIRA**



**ANÁLISE DA OPERAÇÃO DE  
SISTEMAS ELÉTRICOS COM  
CENTRAIS EÓLICAS DURANTE  
CURTO-CIRCUITOS**



**VIRTUS IMPAVIDA**

RECIFE, SETEMBRO DE 2007.

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DA OPERAÇÃO DE**  
**SISTEMAS ELÉTRICOS COM**  
**CENTRAIS EÓLICAS DURANTE**  
**CURTO-CIRCUITOS**

**SILVIO LUIZ ALVES FERREIRA**

**Dissertação** submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Pernambuco como parte dos requisitos para obtenção do grau de  
**Mestre em Engenharia Elétrica**

**ORIENTADOR: PROF. FRANCISCO DE ASSIS DOS SANTOS NEVES, DOUTOR**

Recife, Setembro de 2007.

**F383a**

**Ferreira, Silvio Luiz Alves**

Análise da operação de sistemas elétricos com centrais eólicas durante curto-circuitos / Silvio Luiz Alves Ferreira.  
– Recife: O Autor, 2007.

xxii, 138 f.; il., gráfs., tabs.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2007.

Inclui referências bibliográficas e apêndice.

**1. Engenharia Elétrica. 2. Turbina Eólica. 3. Procedimento de Rede. 4. Estabilidade. 5. Suportabilidade. 6. Curto-Circuitos. I. Título.**

**621.3 CDD (22.ed.)**

**UFPE/BCTG/2007-156**



**Universidade Federal de Pernambuco**

**Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA DE DEFESA DE  
TESE DE MESTRADO ACADÊMICO DE

**SILVIO LUIZ ALVES FERREIRA**

TÍTULO

**“ANÁLISE DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS COM  
CENTRAIS EÓLICAS DURANTE CURTO-CIRCUITOS”**

A comissão examinadora composta pelos professores:  
FRANCISCO DE ASSIS DOS SANTOS NEVES, DEESP/UFPE,  
GERALDO LEITE TORRES, DEESP/UFPE, PEDRO ANDRÉ  
CARVALHO ROSAS, DEESP/UFPE e SELÊNIO ROCHA SILVA,  
DEE/UFMG sob a presidência do primeiro, consideram o candidato **SILVIO  
LUIZ ALVES FERREIRA APROVADO.**

Recife, 25 de setembro de 2007.

**JOAQUIM FERREIRA MARTINS FILHO**  
Coordenador do PPGE

**FRANCISCO DE ASSIS DOS SANTOS NEVES**  
Orientador e Membro Titular Interno

**SELÊNIO ROCHA SILVA**  
Membro Titular Externo

**GERALDO LEITE TORRES**  
Membro Titular Interno

**PEDRO ANDRÉ CARVALHO ROSAS**  
Co-Orientador e Membro Titular Externo

Dedico este trabalho à minha  
mãe Cícera Alves Ferreira (*In memoriam*).

# AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela força, saúde e oportunidade de conseguir alcançar meus objetivos profissionais e afetivos.

Agradeço a Francisco Neves, não apenas por ser meu orientador, mas sobretudo pela confiança. Acima de qualquer coisa por ser uma pessoa que sempre sabe ouvir e ajudar ao próximo por prazer e não por necessidade. Por seu voto de confiança, muito obrigado. Sempre serei grato por tudo que fez por mim.

Gostaria de agradecer a Pedro Rosas, seu apoio foi fundamental para o desenvolvimento deste trabalho, sem falar que ganhei um amigo, obrigado por tudo, pelo tempo de dedicação, pelos sábados de trabalhos e acima de tudo pela paciência. Serei eternamente grato. Obrigado.

Agradeço a Selênio Rocha, pela amizade, orientação e acima de tudo respeito. Obrigado pelo cuidado e atenção durante o período em que estive na UFMG, encontrei além do professor competente, um amigo alagoano. Valeu por tudo.

Agradeço ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), pelo fornecimento dos casos com os cenários de simulação e apoio na pesquisa, em especial agradeço ao Fábio Medeiros.

Gostaria de agradecer a: André, Arineu, Caroline, Fabrício, Felipe, Fernando, Gustavo, Helber, Josué, Kleber, Leornado, Marcelo Cabral, Samuel, Vitor e Tiba, ou seja, aos que fazem parte do grupo de pesquisa (GEPAE - Grupo de Eletrônica de Potência e Acionamentos Elétricos). Marcelo pelo apoio e disciplinas cursadas. Fabrício por ser um amigão, companheiro e acima de tudo meu "padrinho". Arineu, Caroline, Felipe, Fernando, Helber e Vitor pela maravilhosa convivência dentro do grupo e pelos momentos de diversão. Gustavo e Kleber pelos momentos de estudos, agradeço principalmente pelo período em que passamos em Belo Horizonte, nossa convivência foi essencial, valeu por tudo. Josué e Tiba obrigado por fazerem parte do grupo de eólica nossos momentos de descontração e estudos que foram vitais para o desenvolvimento da nossa pesquisa. Meu amigo Samuel, eterno "master", sempre dedicado e disposto a ajudar o grupo, muito obrigado por tudo e pela paciência, sem falar no momento de descontração, onde você não perdoava ninguém. Leonardo, obrigado pelo incentivo e amizade, tivemos pouco tempo de convivência, porém, o suficiente para construir uma amizade sólida. André, sua amizade e ajuda no início do mestrado foi significativa, quando cheguei não conhecia a cidade e você com toda paciência ajudou-me a encontrar um lugar para morar, a vencer as dificuldades de métodos matemáticos e, acima de tudo sempre disposto a ouvir meus problemas, posso dizer que

tenho você como um irmão, obrigado por tudo, espero que possamos passar muitos anos ainda conversando pelo *Voip* e/ou *msn*. Obrigado, muito obrigado mesmo a todos vocês do GEPAE, espero que não tenha esquecido alguém.

Gostaria de agradecer a Geise, Lucia e Bruno, pela amizade, carinho e brincadeiras em todo período que passamos juntos.

Gostaria de agradecer a turma de amigos que tenho fora da UFPE, mas que tenho um carinho imenso, Rebecca, Lívia, Mirna, Nayenna, Rosimere e Antônio, obrigado pelo apoio, companheirismo, momentos de farras, e principalmente pelos momentos de dificuldades. Muito obrigado.

Agradeço aos meus pais (Luiz e Cícera (in memoriam)) pelo cuidado e apoio. Agradeço-lhes pelo afeto oferecido, pelas horas de prazer e de dedicação que vocês me deram sem hesitar. Em especial a minha mãe que embora tenha partido cedo, sinto que sempre esta ao meu lado, protegendo-me.

Agradeço aos meus irmãos, a Débora por ser minha parceira de conversa, desabafos e compreensão, a Denise por todo carinho e atenção, ao Patrício pela ajuda nos momentos difíceis. Nossa amizade e companheirismo solidificou a família que temos hoje. Agradeço também a Mirelly e ao Kleres por serem meus irmãos e pelo carinho e afeto que sempre demonstraram.

Agradeço a toda minha família, em especial a Tia Betânia, Tia Elizabeth e a Tia Margarida pela educação e cuidado durante toda minha adolescência. Aos demais tios, primos meu muito obrigado.

SILVIO LUIZ ALVES FERREIRA

*Universidade Federal de Pernambuco*

*25 de Setembro de 2007*

*“Quando a atitude de viver  
É uma extensão do coração  
É muito mais que um prazer  
É toda carga da emoção  
Que era o encontro com o sonho  
Que só pintava no horizonte  
E, de repente, diz presente  
Sorri e beija a nossa fronte  
E abraça e arrebenta a gente  
É bom dizer: viver, valeu.”*

**Gonzaguinha**

Resumo da Dissertação apresentada à UFPE como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

**ANÁLISE DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS  
COM CENTRAIS EÓLICAS DURANTE  
CURTO-CIRCUITOS**

**Silvio Luiz Alves Ferreira**

Setembro/2007

**Orientador:** Prof. Francisco de Assis dos Santos Neves, Doutor

**Área de Concentração:** Processamento de Energia

**Palavras-chaves:** Turbina Eólica, Procedimento de Rede, Estabilidade, Suportabilidade, Curto-Circuitos

**Número de páginas:** 123

Com a crescente aplicação de centrais eólicas para produção de energia elétrica, seja por motivos ecológicos ou de outras ordens, a influência dessas fontes de geração sobre o comportamento do sistema de potência tem se tornado cada vez mais significativa. Por esta razão, os procedimentos de rede de diversos países foram revisados de modo a incluir critérios específicos para a conexão de centrais eólicas à rede. Dentre esses critérios, destaca-se a exigência de que as novas centrais eólicas devem ter capacidade de se manterem conectadas durante afundamentos momentâneos de tensão, geralmente causados por curto-circuitos. Dessa maneira, esta dissertação apresenta uma comparação entre os procedimentos de rede brasileiro e de alguns países com tradição em energia eólica. Além disso, é realizada uma avaliação dos principais efeitos de curto-circuitos na rede elétrica sobre a capacidade de centrais eólicas se manterem em operação, com o objetivo de melhorar o desempenho da rede elétrica durante e após a falta. Para as análises de desempenho, as ferramentas de simulação ANATEM e ATP foram usadas, com a modelagem de turbinas eólicas com as tecnologias do tipo gerador de indução conectado diretamente à rede e gerador síncrono conectado à rede através de conversor de frequência. Como resultado, essa dissertação contribui para uma melhor avaliação do comportamento das turbinas eólicas, permitindo a identificação dos principais fatores que levam as turbinas conectadas à rede com conversores de frequência plenos a ter melhor desempenho quanto à operação durante curto-circuitos prolongados.

Abstract of Dissertation presented to UFPE as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering

## **OPERATION ANALYSIS OF POWER SYSTEMS WITH WIND TURBINES DURING SHORT-CIRCUITS**

**Silvio Luiz Alves Ferreira**

September/2007

**Supervisor:** Prof. Francisco de Assis dos Santos Neves, Doutor

**Area of Concentration:** Energy Processing

**Keywords:** Wind Turbine, Grid Codes, Stability, Ride Through Fault, Short Circuits

**Number of pages:** 123

The growing use of wind turbines for electrical energy production makes the influence of these energy sources in the power system behavior much more significant. For this reason, the grid codes of many countries have been revised in order to include specific requirements for allowing new wind farms connection to the grid. Among these requirements, one of particular interest states that the wind farm must remain in operation during voltage sags, which are generally caused by short-circuits. In this dissertation, grid codes of some countries, including Brazil, are compared with respect to the requirements for wind farms connection and operation. Further, the main effects of short-circuits in the power system over the wind farm capacity to ride-through faults, in order to contribute for the system stable operation after the fault are analyzed. For evaluating the system and wind farm behaviors, the softwares ANATEM and ATP are used and two different wind farm topologies are compared: with induction generator directly connected to the grid and with synchronous generator which stator is connected to the grid through a power converter. The two topologies of wind turbines are compared based on their capability of remaining in operation during severe voltage sags and contributing for the fast recovering of the power system after the fault. The dissertation contributes for a better understanding of the wind turbines behavior, allowing one to identify the main aspects that make wind turbines connected to the grid through power converters to have better ride-through fault capability.

# CONTEÚDO

<b>NOMENCLATURAS E SÍMBOLOS</b>	<b>xi</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b>	<b>xv</b>
<b>LISTA DE TABELAS</b>	<b>xxii</b>
<b>1 INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
<b>1.1 Introdução</b> . . . . .	1
<b>1.2 Objetivo e Organização Textual</b> . . . . .	4
<b>2 ESTABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA E TURBINAS EÓLICAS</b>	<b>6</b>
<b>2.1 Conceitos Básicos e Definições</b> . . . . .	6
<b>2.2 Classificação de Estabilidade</b> . . . . .	7
<b>2.3 Estabilidade Angular</b> . . . . .	9
2.3.1 Características das Máquinas Síncronas . . . . .	9
2.3.2 Relação Potência versus Ângulo ( $\delta$ ) . . . . .	10
2.3.3 Estabilidade Transitória . . . . .	12
<b>2.4 Estabilidade de Tensão</b> . . . . .	14
<b>2.5 Exigências dos Procedimentos de Rede Para Interligação das Centrais Eólicas</b> . . . . .	17
2.5.1 Requisitos de Suportabilidade Durante Faltas Para Centrais Eólicas . . . . .	18
2.5.2 Regulação de Fator de Potência . . . . .	35
2.5.3 Frequência . . . . .	39
<b>3 MODELAGEM DO SISTEMA EÓLICO</b>	<b>41</b>
<b>3.1 Introdução</b> . . . . .	41
<b>3.2 Principais Componentes do Sistema Eólico</b> . . . . .	41

3.2.1	Rotores Aerodinâmicos . . . . .	43
3.2.2	Controle de Potência por Estol . . . . .	45
3.2.3	Controle de Potência com Variação do Ângulo de Passo das Pás (Pitch) . . . . .	46
3.2.4	Transmissão Mecânica . . . . .	47
<b>3.3</b>	<b>Geradores Elétricos nas Turbinas Eólicas . . . . .</b>	<b>48</b>
3.3.1	Gerador Síncrono . . . . .	48
3.3.2	Gerador de Indução . . . . .	49
<b>3.4</b>	<b>Conversores de Frequência Estáticos . . . . .</b>	<b>53</b>
<b>3.5</b>	<b>Modelagem da Turbina Eólica . . . . .</b>	<b>56</b>
3.5.1	Turbina Eólica . . . . .	56
3.5.2	Gerador Síncrono . . . . .	60
3.5.3	Gerador de Indução . . . . .	62
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA DE INVESTIGAÇÃO E RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES . . . . .</b>	<b>64</b>
<b>4.1</b>	<b>Introdução . . . . .</b>	<b>64</b>
4.1.1	Análise das Ferramentas de Simulação . . . . .	65
4.1.2	Ferramentas de Simulação . . . . .	65
4.1.3	ANAREDE . . . . .	66
4.1.4	ANATEM . . . . .	67
4.1.5	ATP/ATPDraw . . . . .	67
<b>4.2</b>	<b>Explicação dos Casos . . . . .</b>	<b>68</b>
<b>4.3</b>	<b>Modelagem da Central Eólica . . . . .</b>	<b>69</b>
4.3.1	ANATEM . . . . .	69
4.3.2	Alternative Transient Program - ATP . . . . .	71
<b>4.4</b>	<b>Definição de Estudos . . . . .</b>	<b>73</b>
<b>4.5</b>	<b>Estudo de Caso . . . . .</b>	<b>74</b>
<b>4.6</b>	<b>Casos de Referência . . . . .</b>	<b>75</b>
<b>4.7</b>	<b>Casos Simulados no ANATEM . . . . .</b>	<b>78</b>
4.7.1	Caso com turbinas eólicas que suportam LVRT . . . . .	79
4.7.2	Avaliação da Capacidade de LVRT . . . . .	83
<b>4.8</b>	<b>Casos Simulados no ATP . . . . .</b>	<b>84</b>
4.8.1	Gerador de Indução Diretamente Conectado à Rede . . . . .	85

4.8.2	Gerador Síncrono Com Conversor de Frequência . . . . .	105
4.8.3	Comentários das simulações . . . . .	113
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>115</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>119</b>
	<b>Apêndice A DADOS DAS SIMULAÇÕES</b>	<b>124</b>
A.1	Barras monitoradas para o caso referência sem turbinas eólicas: . . . . .	124
A.2	Monitoramento do fluxo de potência ativa e reativa nos seguintes circuitos para o caso referência sem turbina: . . . . .	124
A.3	Casos simulados com base nos arquivos Ct.sav e Limites.sav: . . . . .	125
A.4	Reatâncias conectadas na barra de Natal II para aplicação de curto circuito trifásico, para casa caso simulado: . . . . .	125
A.5	Barras monitoradas para o caso em que a turbina suporta o LVRT: . . . . .	126
A.6	Monitoramento do fluxo de potência ativa e reativa nos seguintes circuitos para o caso referência com turbina: . . . . .	126
A.7	Instalação de shunt para provocar afundamento de tensão na barra de Natal II, o tempo máximo apresentando esta respeitando os limites da curva de LVRT: . . . . .	127
	<b>Apêndice B SIMULAÇÃO DE UMA CENTRAL EÓLICA COM 100 TURBINAS EÓLICAS USANDO GERADOR SÍNCRONO</b>	<b>128</b>
B.1	Curto circuito trifásico - 100 Turbinas . . . . .	128

# Nomenclaturas e Símbolos

$\beta$	Ângulo de passo das pás (graus)
$\beta_{max}$	Ângulo de passo das pás máximo (graus)
$\beta_{min}$	Ângulo de passo das pás mínimo (graus)
$\beta_{ref}$	Ângulo de passo das pás de referência (graus)
$\delta$	Separação angular das tensões nas barras
$\delta_G$	ângulo interno do gerador
$\delta_M$	ângulo interno do motor
$\lambda$	Relação entre a velocidade da ponta da pá da turbina e a velocidade de vento incidente
$\lambda_d$	Fluxo de estator em eixo direto (Weber)
$\lambda_{ima}$	Fluxo do ímã (Weber)
$\lambda_q$	Fluxo de estator em eixo de quadratura (Weber)
$\lambda_{rd}$	Fluxo de rotor em eixo direto (Weber)
$\lambda_{rq}$	Fluxo de rotor em eixo de quadratura (Weber)
$\lambda_{sd}$	Fluxo de estator em eixo direto (Weber)
$\lambda_{sq}$	Fluxo de estator em eixo de quadratura (Weber)
$\omega_{eixos}$	Velocidade do sistema de coordenadas dq (rad/s)
$\omega_G$	Rotação do gerador (rad/s)
$\omega_r$	Velocidade angular do rotor aerodinâmico (rad/s)
$\omega_{wt}$	Rotação da turbina eólica (rad/s)
<i>AESO</i>	Alberta Electric System Operator
<i>ANAREDE</i>	Programa de Análise de Redes
<i>ANATEM</i>	Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos
<i>ATP</i>	Alternative Transients Program

$B_s$	Amortecimento do eixo de acoplamento (N.m.s/rad)
$Cepel$	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
$CLG$	Conversor do Lado do Gerador
$CLR$	Conversor do Lado da Rede
$CM$	Fator da caixa multiplicadora
$CO_2$	Dióxido de Carbono
$Cp(\lambda, \beta)$	Coefficiente de potência
$CSI$	Current Source Inverter - Inversor Fonte de Corrente
$DFIG$	Double fed Induction Generator
$e_{fd}$	Tensão de campo em eixo direto (Volt)
$E_R$	Tensão na barra da carga (Volt)
$E_S$	Tensão na barra do gerador (Volt)
$EMTP$	The Electromagnetic Transients Program
$I$	Corrente (Ampere)
$i_d$	Corrente de estator em eixo direto (A)
$i_q$	Corrente de estator em eixo de quadratura (A)
$i_{rd}$	Corrente de rotor em eixo direto (A)
$i_{rq}$	Corrente de rotor em eixo de quadratura (A)
$i_{sd}$	Corrente de estator em eixo direto (A)
$i_{sq}$	Corrente de estator em eixo de quadratura (A)
$IGBTs$	Insulated Gate Bipolar Transistor - Transistores Bipolares de Porta Isolada
$J$	Momento de inércia ( $Kg.m^2$ )
$J_G$	Momento de inércia do rotor do gerador ( $Kg.m^2$ )
$J_{Tot}$	Momento de inércia total (Turbina + Gerador ( $Kg.m^2$ ))
$J_{wt}$	Momento de inércia do rotor aerodinâmico ( $Kg.m^2$ )
$K_s$	Rigidez do eixo de acoplamento (N.m/rad)
$L_{ad}$	Indutância do enrolamento de estator em eixo direto (H)
$L_{aq}$	Indutância do enrolamento de estator em eixo de quadratura (H)
$L_d$	Indutância do enrolamento de estator em eixo direto (H)

$L_{ffd}$	Indutância do enrolamento de campo (H)
$L_l$	Indutância mútua (H)
$L_m$	Indutância mútua (H)
$L_q$	Indutância do enrolamento de estator em eixo de quadratura (H)
<i>LVRT</i>	Low Voltage Right Through
<i>OC</i>	Operação Contínua
<i>ONS</i>	Operador Nacional do Sistema Elétrico
$P$	Potência ativa (Watt)
$P_{polos}$	Número de pólos do gerador
$P_{ref}$	Potência ativa de referência (w)
$P_R$	Potência ativa transferida (Watt)
<i>PCC</i>	Ponto de Conexão Comum
<i>PCH</i>	Pequena Central Hidrelétrica
<i>Pcte</i>	Potência Constante
<i>PROINFRA</i>	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
$Q$	Potência reativa (Volt Ampere Reativo)
$R$	Raio da turbina (m)
$R_a$	Resistência de armadura ( $\Omega$ )
$R_{fd}$	Resistência de campo ( $\Omega$ )
$R_r$	Resistência rotórica ( $\Omega$ )
$R_s$	Resistência estatórica ( $\Omega$ )
<i>SIN</i>	Sistema Integrado Nacional
$t_1$	Tempo correspondente a tensão remanescente 1 (s)
$t_2$	Tempo correspondente a tensão remanescente 2 (s)
$T_{elem}$	Conjugado eletromagnético (N.m)
$T_e$	Conjugado eletromagnético (N.m)
$T_{mec}$	Conjugado primário (N.m)
$T_{prim}$	Conjugado primário (N.m)
$TCO_2$	Tonelada de Dióxido de Carbono
$v_d$	Tensão de estator em eixo direto (Volt)

$V_{min}$	Tensão mínima (Volt)
$V_{nom}$	Tensão nominal (Volt)
$v_q$	Tensão de estator em eixo de quadratura (Volt)
$v_{rd}$	Tensão de rotor em eixo direto (Volt)
$V_{rem1}$	Tensão remanescente 1 (Volt)
$V_{rem2}$	Tensão remanescente 2 (Volt)
$v_{rq}$	Tensão de rotor em eixo de quadratura (Volt)
$v_{sd}$	Tensão de estator em eixo direto (Volt)
$v_{sq}$	Tensão de estator em eixo de quadratura (Volt)
$V_v$	Velocidade do vento (m/s)
$VSI$	Voltage Source Inverter - Inversor Fonte de Tensão
$X_G$	Reatância equivalente do gerador ( $\Omega$ )
$X_L$	Reatância equivalente da linha ( $\Omega$ )
$X_M$	Reatância equivalente do motor ( $\Omega$ )
$Z_{carga}$	Impedância da carga ( $\Omega$ )
$Z_{linha}$	Impedância da linha de transmissão ( $\Omega$ )
$Z_{cte}$	Impedância Constante

# LISTA DE FIGURAS

1.1	Fontes contempladas no PROINFA [14]. . . . .	2
1.2	Os 10 países líderes em instalações de energia eólica [14]. . . . .	3
1.3	Capacidade adicionada em 2005 de energia eólica [14]. . . . .	3
1.4	Sazonalidade das usinas eólicas do PROINFA no nordeste [15]. . . . .	4
2.1	Classificação da estabilidade do sistema elétrico de potência, adaptada de [6]. . . . .	8
2.2	Características de transferência de potência em um sistema de duas máquinas. . . . .	10
2.3	Conexão de uma central eólica a um barramento infinito. . . . .	12
2.4	Curvas de critério de igualdade de área. . . . .	13
2.5	Diagrama exemplificativo de uma Central eólica conectada ao sistema de potência. . . . .	14
2.6	Característica de Estabilidade de Tensão. . . . .	16
2.7	Influência da potência reativa na transferência de potência ativa $P_{max}$ . . . . .	17
2.8	Gráfico típico de suportabilidade a variação de tensão perante um afundamento momentâneo de tensão. . . . .	19
2.9	Gráfico de suportabilidade a variação de tensão perante um afundamento momentâneo de tensão estabelecido pelo AESO. . . . .	21
2.10	Gráfico de suportabilidade a variação de tensão perante um afundamento momentâneo de tensão estabelecido pela Hydro Québec TransÉnergie. . . . .	22
2.11	Gráfico de suportabilidade a variação de tensão perante um afundamento momentâneo de tensão estabelecido pela Espanha. . . . .	24
2.12	Gráfico de suportabilidade a variação de tensão perante um afundamento momentâneo de tensão estabelecido pela Alemanha para central eólica com corrente de curto-circuito de elevada componente simétrica. . . . .	27
2.13	Gráfico de suportabilidade a variação de tensão perante um afundamento momentâneo de tensão estabelecido pela Alemanha para central eólica com corrente de curto-circuito de baixa componente simétrica. . . . .	27

2.14	Gráfico de suportabilidade a variação de tensão perante um afundamento momentâneo de tensão estabelecido pelo Reino Unido. . . . .	29
2.15	Gráfico de suportabilidade a variação de tensão perante um afundamento momentâneo de tensão estabelecido pela Irlanda. . . . .	29
2.16	Gráfico de suportabilidade a variação de tensão perante um afundamento momentâneo de tensão estabelecido pela Dinamarca. . . . .	31
2.17	Gráfico de suportabilidade a variação de tensão perante um afundamento momentâneo de tensão estabelecido pela Brasil. . . . .	32
2.18	Requisito de fator de potência para o procedimento de rede irlandês. . . . .	36
2.19	Requisito de fator de potência para o procedimento de rede irlandês. . . . .	36
2.20	Requisito de fator de potência para os procedimentos de rede brasileiro e espanhol. . . . .	37
2.21	Requisito de fator de potência para os procedimentos de rede canadense. . . . .	37
2.22	Requisito de fator de potência para o procedimento de rede alemão. . . . .	38
2.23	Requisito de fator de potência para o procedimento de rede alemão. . . . .	38
3.1	Componentes de uma turbina eólica com gerador síncrono rotor bobinado (ENERCON). (1) Gerador síncrono diretamente conectado à turbina eólica, (2) Enrolamentos do estator, (3) Enrolamentos do rotor, (4) Eixo de acoplamento da turbina eólica ao gerador, (5) Pás da turbina eólica, (6) Hub, (7) Motores de posicionamento das pás, (8) Motores elétricos do sistema de posicionamento da turbina eólica na direção do vento, (9) Anemômetro e medidor de direção de vento, (10) Torre. . . . .	42
3.2	Componentes de um sistema eólico a ímã permanente (VENSYS). (1) Pás da turbina eólica, (2) Hub, (3) Motores de posicionamento do ângulo de ataque das pás, (4) Gerador síncrono diretamente conectado à turbina eólica, (5) Enrolamentos do rotor, (6) Motores elétricos do sistema de posicionamento da turbina eólica na direção do vento, (7) Anemômetro e medidor de direção de vento, (8) Fixação da turbina, (9) Torre, (10) Nacelle. . . . .	43
3.3	Perfil aerodinâmico e principais forças atuantes. . . . .	44
3.4	Curva de potência para turbinas com Stall. . . . .	46
3.5	Curva de potência para turbinas com a variação do ângulo de Passo . . . . .	47
3.6	Curva de potência para turbinas com a variação do ângulo de Passo - Pitch e Active Stall . . . . .	47
3.7	Configuração de Turbinas Eólicas com Gerador Síncrono a Ímã Permanente. . . . .	48
3.8	Configuração de Turbinas Eólicas com Gerador Síncrono com Rotor Bobinado. . . . .	49
3.9	Configuração de Turbinas com Gerador de Indução de Dupla Alimentação. . . . .	50

3.10	Configuração de Turbinas com Gerador de Indução com Rotor Tipo Gaiola.	50
3.11	Diagrama de conexão com a rede elétrica de um gerador de indução a velocidade constante. . . . .	51
3.12	Comparação das Topologias de Turbinas com Velocidade de rotação Fixa e Variável . . . . .	53
3.13	Esquema do conversor com barramento CC em tensão - VSI. . . . .	54
3.14	Esquema do conversor com barramento CC em corrente - CSI. . . . .	54
3.15	Esquema de controle do resistor de frenagem. . . . .	55
3.16	Curva $C_p(\lambda, \beta)$ . . . . .	57
3.17	Diagrama de blocos do controle do ângulo de passo das pás. . . . .	58
3.18	Modelo duas massas para a turbina eólica. . . . .	58
3.19	Modelo equivalente de massas para a turbina eólica. . . . .	60
3.20	Sistema de coordenada dq girante a uma velocidade arbitrária, sendo $\theta_{eixos}$ o ângulo entre o eixo "d" e a fase "a". . . . .	62
4.1	Sistema elétrico de potência equivalente usado para os estudos de LVRT usando o ATP [30]. . . . .	73
4.2	Comportamento da tensão na barra de Natal II devido a curto circuito trifásico.	75
4.3	Perfil de tensão encontrado na barra de Natal II devido a curto circuito trifásico na mesma considerando o caso 1 do arquivo Limites.sav, para modificação da carga da barra instalando dois motores de indução. . . . .	77
4.4	Perfil de tensão encontrado no terminal dos motores instalados na barra de Natal II 69kV devido a curto circuito trifásico na barra de Natal II 230kV. . . . .	77
4.5	Frequência elétrica em um gerador síncrono de Xingó durante a simulação do caso 01 do arquivo Limites.sav . . . . .	78
4.6	Perfil de tensão na barra de Natal II, devido a curto trifásico na mesma com a instalação de 50MW de turbinas eólicas do tipo Transmissão em Rio do Fogo.	80
4.7	Comparação do perfil de tensão na barra de Natal II, para três simulações distintas . . . . .	81
4.8	Variação de frequência em Natal II para os diversos casos simulados com curto de duração de 500ms na mesma. . . . .	81
4.9	Fluxo de potência ativa na interligação das barras de Serra da Mesa e Gurupi, durante curto trifásico de duração de 500ms na barra de Natal II. . . . .	82
4.10	Fluxo de potência reativa na interligação das barras de Serra da Mesa e Gurupi, durante curto trifásico de duração de 500ms na barra de Natal II. . . . .	83

4.11	Perfil de tensão na barra de Natal II, para diversos tipos de afundamentos de tensão considerando o tempo máximo permitido pelo procedimento de rede proposto pelo ONS. . . . .	84
4.12	Perfil de tensão na barra de Natal II, durante aplicação de curto trifásico na mesma com duração de 100ms. . . . .	86
4.13	Perfil de tensão terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 100ms. . . . .	86
4.14	Corrente terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 100ms. . . . .	87
4.15	Potência injetada pela turbina eólica, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 100ms. . . . .	88
4.16	Conjugados eletromagnético e primário, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 100ms. . . . .	89
4.17	Velocidade angular da turbina eólica, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 100ms. . . . .	89
4.18	Perfil de tensão na barra de Natal II, durante aplicação de curto trifásico na mesma com duração de 200ms. . . . .	90
4.19	Perfil de tensão terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 200ms. . . . .	91
4.20	Corrente terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 200ms. . . . .	92
4.21	Potências injetadas pela turbina eólica, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 200ms. . . . .	93
4.22	Conjugados eletromagnético e primário, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 200ms. . . . .	93
4.23	Velocidade angular da turbina eólica, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 200ms. . . . .	94
4.24	Comportamento da tensão na barra de Natal II durante e após a aplicação de curto bifásico com duração de 100ms. . . . .	95
4.25	Perfis das tensões terminais na turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 100ms. . . . .	95
4.26	Corrente terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 100ms. . . . .	96
4.27	Potências injetadas pela turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 100ms. . . . .	97
4.28	Conjugados eletromagnético e primário, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 100ms. . . . .	97

4.29	Velocidade angular da turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 100ms. . . . .	98
4.30	Perfil de tensão na barra de Natal II, durante aplicação de curto bifásico na mesma com duração de 200ms. . . . .	99
4.31	Perfis das tensões terminais na turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 200ms. . . . .	99
4.32	Correntes terminais na turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 200ms. . . . .	100
4.33	Potências injetadas pela turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 200ms. . . . .	100
4.34	Conjugados eletromagnético e primário, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 200ms. . . . .	101
4.35	Velocidade angular da turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 200ms. . . . .	101
4.36	Perfil de tensão na barra de Natal II, durante aplicação de curto monofásico na mesma com duração de 200ms. . . . .	102
4.37	Perfis das tensões terminais na turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 200ms. . . . .	103
4.38	Correntes terminais na turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 200ms. . . . .	103
4.39	Potências injetadas pela turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 200ms. . . . .	104
4.40	Conjugados eletromagnético e primário, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 200ms. . . . .	104
4.41	Velocidade angular da turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 200ms. . . . .	105
4.42	Perfil de tensão na barra de Natal II, durante aplicação de curto trifásico na mesma com duração de 500ms. . . . .	106
4.43	Perfil de tensão terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	106
4.44	Corrente terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	107
4.45	Potência injetada pela turbina eólica, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	108
4.46	Conjugados eletromagnético e primário, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	108

4.47	Velocidade angular da turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	109
4.48	Tensão no barramento, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	109
4.49	Perfil de tensão na barra de Natal II, durante aplicação de curto bifásico na mesma com duração de 500ms. . . . .	110
4.50	Perfil de tensão terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	110
4.51	Corrente terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	111
4.52	Tensão no barramento, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	111
4.53	Perfil de tensão na barra de Natal II, durante aplicação de curto monofásico na mesma com duração de 500ms. . . . .	112
4.54	Perfil de tensão terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	112
4.55	Corrente terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	113
4.56	Tensão no barramento, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	113
B.1	Perfil de tensão na barra de Natal II, durante aplicação de curto trifásico na mesma com duração de 500ms. . . . .	128
B.2	Perfil de tensão terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	129
B.3	Corrente terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	129
B.4	Potência injetada pela turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	130
B.5	Torque eletromagnético e primário, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	130
B.6	Velocidade angular da turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	131
B.7	Tensão no barramento, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	131
B.8	Perfil de tensão na barra de Natal II, durante aplicação de curto bifásico na mesma com duração de 500ms. . . . .	132

B.9	Perfil de tensão terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	132
B.10	Corrente terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	133
B.11	Potência injetada pela turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	133
B.12	Torque eletromagnético e primário, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	134
B.13	Velocidade angular da turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	134
B.14	Tensão no barramento, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	135
B.15	Perfil de tensão na barra de Natal II, durante aplicação de curto monofásico na mesma com duração de 500ms. . . . .	135
B.16	Perfil de tensão terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	136
B.17	Corrente terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	136
B.18	Potência injetada pela turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	137
B.19	Torque eletromagnético e primário, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	137
B.20	Velocidade angular da turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	138
B.21	Tensão no barramento, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 500ms. . . . .	138

# LISTA DE TABELAS

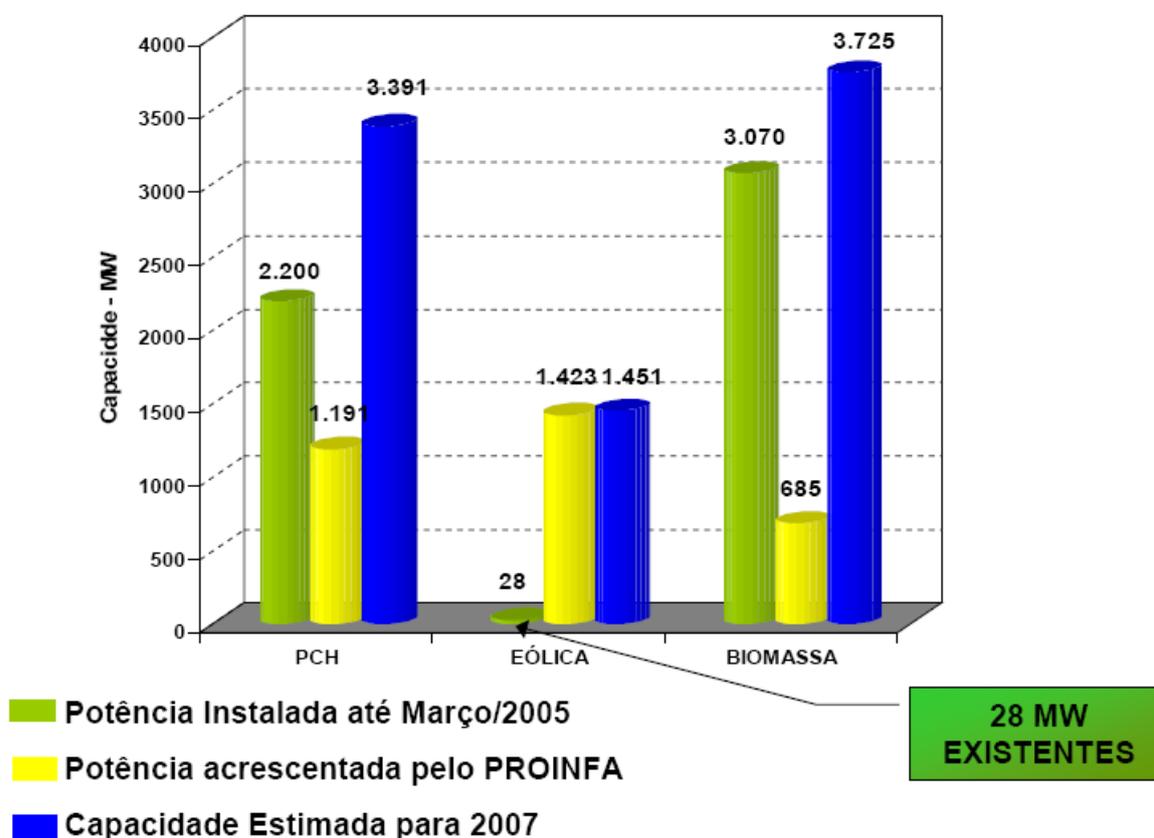
2.1	Relação entre elevação de tensão e duração sem a retirada da central eólica.	23
2.2	Comparação da variação de tensão perante afundamento momentâneo de tensão	32
2.3	Comparação da variação de fator de potência para diversos procedimentos de rede . . . . .	35
2.4	Requisitos de operação sob variação de frequência . . . . .	39
3.1	Comparação das Topologias de Turbinas com Velocidade Fixa e Variável .	53

# 1 | INTRODUÇÃO

## 1.1 Introdução

A participação da energia eólica nas matrizes energéticas de diversos países do mundo tem crescido consideravelmente nos últimos anos. No Brasil, com o objetivo de diversificar a matriz energética e reduzir a necessidade da instalação de termelétricas, foi criado o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia). Este programa, instituído pela Lei nº 10.483 de 26 de abril de 2002 e revisado pela Lei nº 10.762 de 11 de novembro de 2003 [4], visa especificamente o aumento da participação da energia elétrica produzida por fontes renováveis, através da instalação de 3.300 MW de capacidade de geração, distribuídos igualmente por eólica, biomassa e PCH. Além deste incentivo, os avanços tecnológicos das turbinas eólicas e a conseqüente redução dos seus custos agregaram extrema competitividade a esta tecnologia.

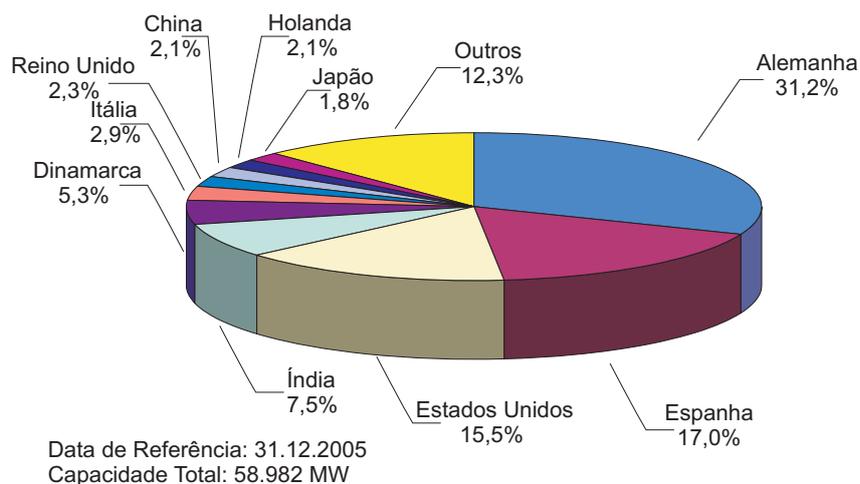
Na Figura 1.1, são apresentadas as estimativas e o aumento das fontes de energia contempladas pelo PROINFA.



**Figura 1.1:** Fontes contempladas no PROINFA [14].

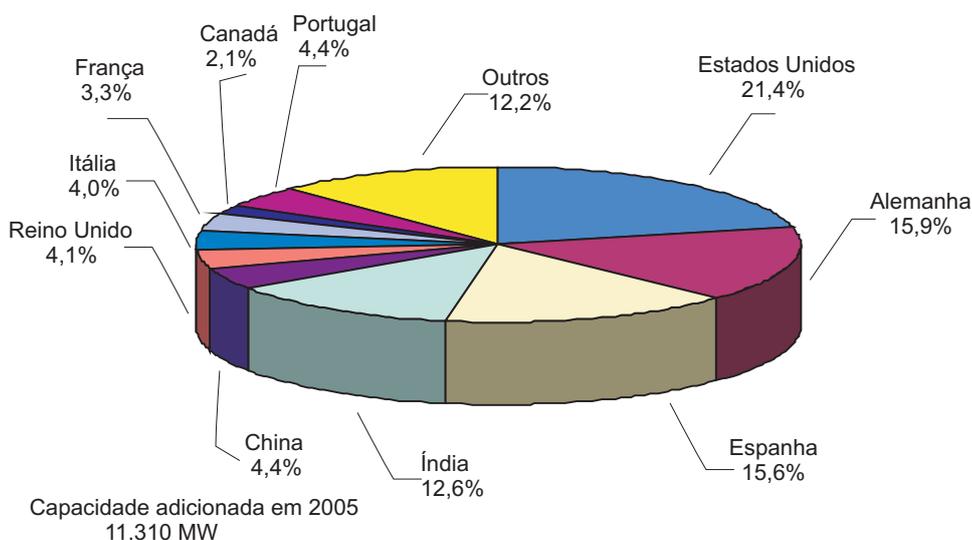
Países como a Alemanha e a Dinamarca, em razão da falta de outras fontes primárias e do favorecimento governamental, sobressaíram-se sobre os demais, alcançando um desenvolvimento tecnológico e recursos humanos que lhes valeram a condição de países de referência e principais desenvolvedores de turbinas eólicas de grande porte. Os EUA, por outro lado, especializaram-se nas turbinas de pequeno porte e são hoje referência mundial para tanto [5]. No Brasil, as turbinas eólicas estão conquistando espaço principalmente devido ao PROINFA. Porém, o Brasil ainda está longe de ser considerado um grande produtor de energia a partir da fonte eólica.

Atualmente, a capacidade instalada no mundo está na ordem de 75.000 MW. A Figura 1.2 apresenta, um pequeno grupo de países que detém grande parcela de potência instalada mundial com energia eólica. Os dados apresentados são relativos à capacidade instalada no final do ano de 2005 [4].



**Figura 1.2:** Os 10 países líderes em instalações de energia eólica [14].

O crescimento das instalações eólicas é apresentado na Figura 1.3, onde é possível verificar os países que mais investiram em energia eólica nos últimos anos.



**Figura 1.3:** Capacidade adicionada em 2005 de energia eólica [14].

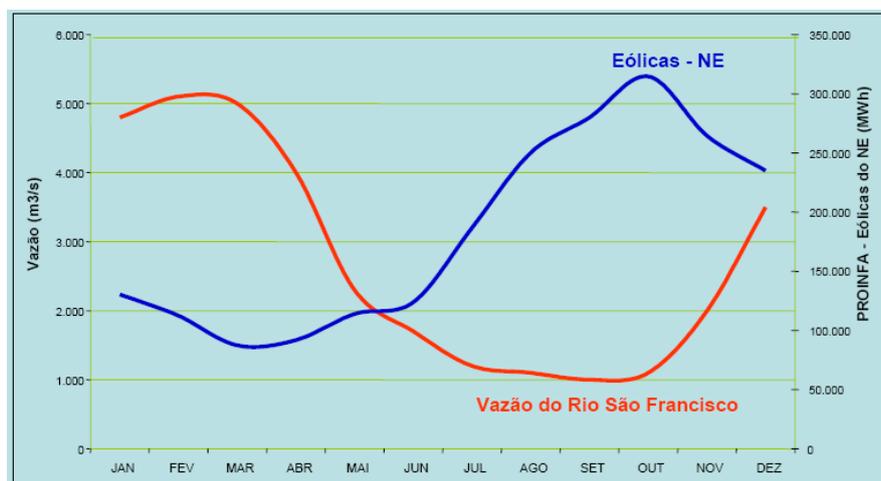
Conforme pode ser verificado nas Figuras 1.2 e 1.3, a Europa é atualmente líder em geração de eletricidade a partir de turbinas eólicas. Esta liderança é atribuída a diversos fatores, entre outros, a escassez de outros recursos primários, bom potencial eólico, incentivos governamentais e forte apelo com consciência ecológica.

A geração de energia a partir de turbinas eólicas é considerada uma das formas menos agressivas ao meio ambiente, quando comparada com a energia gerada por hidrelétricas ou

termoelétricas. A crescente preocupação com as questões ambientais e o consenso mundial sobre a promoção do desenvolvimento em bases sustentáveis vêm estimulando a realização de pesquisas científico-tecnológicas que vislumbram a incorporação do aprimoramento das turbinas e a redução dos custos de geração das tecnologias eólicas [12].

Com o PROINFA, estima-se uma redução na emissão de CO<sub>2</sub> na ordem de 2,8 milhões de TCO<sub>2</sub>/ano [15]. A emissão evitada, criará um ambiente potencial de negócios de Certificação de Redução de Emissão de Carbono, nos termos do Protocolo de Kyoto.

Com a estratégia para implantação da energia eólica, segundo o PROINFA, pode-se aproveitar a complementaridade energética sazonal entre os regimes hidrológico / eólico (NE) (ver Figura 1.4) e hidrológico / biomassa (SE e S). A cada 100 MW médios produzidos por parques eólicos, economizam-se 40m<sup>3</sup>/s de água na cascata do rio São Francisco [15].



**Figura 1.4:** Sazonalidade das usinas eólicas do PROINFA no nordeste [15].

Um outro objetivo do PROINFA consiste em atender, em até 20 anos, a 10% do consumo de energia elétrica no Brasil a partir de fontes renováveis. Em 2003, essa contribuição estava em 3,3%, com estimativa de 5,9% para 2008. Com isso, a penetração de energia terá um crescimento considerável comparado com a geração atual.

## 1.2 Objetivo e Organização Textual

O presente trabalho busca agregar contribuições aos estudos referentes à integração das centrais eólicas ao sistema elétrico de potência. Tais contribuições são baseadas na análise do comportamento da estabilidade do sistema elétrico com centrais eólicas durante transitórios

de curto-circuitos.

Durante o estudo do comportamento da central e da turbina eólica de funcionamento a velocidade variável utilizando geradores síncronos e geradores de indução diretamente conectados à rede, serão empregados os modelos necessários, desenvolvimentos em um ambiente computacional que já tenha um alto grau de penetração nas empresas e concessionárias do setor elétrico nacional (ATP e ANATEM).

Ao final, tendo os resultados das simulações para as mais diversas situações a que o sistema pode estar submetido, o trabalho visa contribuir para orientação e definição dos procedimentos de rede a serem adotados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para integração das novas centrais eólicas no Sistema Integrado Nacional (SIN).

A dissertação foi dividida em cinco capítulos, onde o capítulo inicial apresenta uma introdução e a matriz energética do Brasil assim como o prospecto da geração eólica. Os quatro capítulos adicionais estão organizados de forma a garantir uma exposição ordenada das informações, apresentando o comportamento do sistema elétrico de potência perante distúrbios, visando a integração das centrais eólicas.

No capítulo 2, é apresentada a introdução geral sobre os problemas de estabilidade em sistemas elétricos de potência incluindo conceitos físicos, classificação e definições dos termos relacionados e apresentam-se também os Procedimentos de Rede para a integração das centrais eólicas que são adotados em alguns países com larga experiência na geração eólica. Nesta dissertação, o foco principal é a avaliação da estabilidade do sistema elétrico sujeito a distúrbios, como curto-circuitos.

No capítulo 3, são apresentados os principais componentes e a modelagem de um sistema eólico de geração, sendo realizado um estudo dos esquemas existentes para fins de geração de energia elétrica integrada às redes convencionais.

No capítulo 4, são apresentados os casos usados para o desenvolvimento das simulações, comparando a operação do sistema sujeito a diferentes tipos e durações de curto-circuitos com e sem as turbinas eólicas, com o intuito de verificar a estabilidade do sistema e a suportabilidade da turbina eólica. São apresentadas duas topologias de turbinas eólicas usadas para conexão ao sistema elétrico de potência, além do caso base, ou seja, sem considerar a central eólica.

Por fim, no capítulo 5, são apresentadas as conclusões desse trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

# 2

## ESTABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA E TURBINAS EÓLICAS

Este capítulo apresenta uma introdução geral sobre os problemas de estabilidade em sistemas elétricos de potência incluindo conceitos físicos, definições dos termos relacionados e classificação.

Visando amenizar os distúrbios gerados pelas centrais eólicas no sistema elétrico de potência, podendo levar o sistema a instabilidade, foram criados os procedimentos para integração das centrais eólicas, adotados em alguns países com larga experiência na geração eólica.

Nesta dissertação, o foco é a avaliação da estabilidade do sistema sujeito a distúrbios transitórios.

### 2.1 Conceitos Básicos e Definições

A estabilidade em Sistema Elétricos de Potência pode ser definida de maneira geral como sendo a habilidade do sistema em operar em equilíbrio com valores aceitáveis de tensão e frequência e restabelecendo-se após distúrbios.

Tradicionalmente, o problema de estabilidade do sistema elétrico está relacionado com a manutenção do sincronismo dos geradores. Este aspecto de estabilidade é conhecido como *estabilidade angular* que é definida como a habilidade das máquinas síncronas interconectadas em um sistema de potência de permanecer em sincronismo. A análise do problema da estabilidade envolve o estudo das oscilações eletromecânicas inerentes aos sistemas de potência.

Recentemente, problemas de estabilidade de tensão têm sido o foco de estudos e preocupações, além dos problemas relacionados com o sincronismo. A estabilidade de tensão diz respeito a afundamentos progressivos de tensão não controláveis que podem levar ao colapso do sistema elétrico ou partes dele, muitas vezes com nenhuma ou quase nenhuma influência na frequência elétrica.

A **estabilidade de tensão** é definida como sendo a habilidade do sistema de potência em manter as tensões aceitáveis em todas os barramentos do sistema, mesmo em condições de operação restritas e após ter sofrido distúrbio. Um sistema entra em estado de instabilidade de tensão quando um distúrbio causa um descontrole no nível de tensão. O principal fator relacionado à instabilidade é a incapacidade do sistema de potência atender a demanda de potência reativa. O ponto fundamental do problema é geralmente a queda de tensão que ocorre devido o aumento do fluxo de potência ativa e reativa através das linhas de transmissão.

A estabilidade do sistema elétrico, seja angular ou de tensão, é extremamente suscetível a distúrbios decorrentes da própria operação do sistema ou por causas naturais. O distúrbio nessa dissertação é definido como uma perturbação nas grandezas elétricas do sistema de potência, que pode provocar instabilidade angular ou de tensão, podendo ser pequeno ou grande. **Distúrbios pequenos** são aqueles que não provocam instabilidade no sistema elétrico de potência, tais como a variação contínua da carga. Já **os distúrbios grandes** são aqueles classificados como eventos severos podendo levar o sistema de potência à instabilidade, envolvendo grandes variações angulares nos geradores síncronos, na velocidade das máquinas síncronas e assíncronas, nas tensões e frequências das barras do sistema e no fluxo de potência, geralmente decorrentes de curto-circuito em linha de transmissão ou barra do sistema de potência, perda de geração ou de uma grande parcela de carga.

A seguir, será explorada a classificação dos problemas de instabilidade e suas relações com turbinas eólicas conectadas ao sistema elétrico de potência.

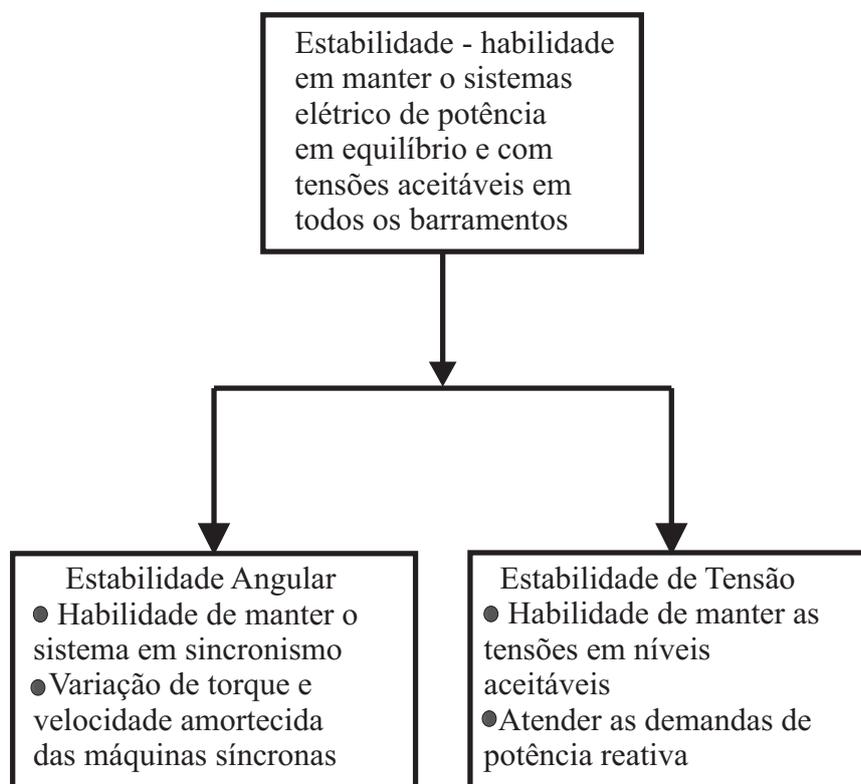
## 2.2 Classificação de Estabilidade

A estabilidade no sistema elétrico de potência é uma característica extremamente complexa que depende de diversos fatores. Para uma melhor compreensão dos fatores e problemas que contribuem para os fenômenos de instabilidade, que podem causar colapsos,

neste trabalho, a estabilidade é classificada nas categorias:

- a natureza física do fenômeno;
- o tamanho da perturbação;
- o horizonte temporal.

Nesta dissertação, a estabilidade do sistema elétrico é também classificada conforme apresentada na Figura 2.1.



**Figura 2.1:** Classificação da estabilidade do sistema elétrico de potência, adaptada de [6].

Apesar de se classificar em dois grupos, os fenômenos associados à estabilidade podem, muitas vezes, ocorrerem juntos. Nessa dissertação, porém, são consideradas dois fenômenos dissociados para facilitar uma avaliação dos mesmos, conforme [6], [7], [8].

A integração de geração eólica ao sistema de potência pode ocorrer através de pequenos conjuntos de turbinas eólicas interligadas ao sistema de distribuição ou a partir de centrais eólicas com número considerável de turbinas eólicas conectadas no sistema de potência. As centrais eólicas, fazem a interface com o sistema de potência com máquinas síncronas e/ou assíncronas.

Para uma grande penetração de centrais eólicas no sistema de potência tem-se uma demanda elevada de potência reativa. Nessa situação, o excesso de demanda de potência reativa pode acarretar problema de instabilidade de tensão para o sistema de potência.

As oscilações são características de um sistema de potência, a qual são iniciados pela pequenas variações de carga constantes no sistema elétrico de potência. A potência produzida pela central eólica pode ser vista como uma variação de carga negativa, podendo exigir a atuação dos reguladores de velocidade para manter o sistema elétrico de potência em sincronismo [2].

No passado, durante uma falta no sistema de potência, a central eólica era geralmente desconectada do sistema quando a tensão no Ponto de Conexão Comum (PCC) chegava a valores inferiores a 0.8pu, pois as máquinas dessa central não tinham condições de operar sob afundamentos de tensão, sendo a central eólica reintegrada ao sistema após a falta ter sido eliminada. Recentemente, devido ao considerável crescimento da geração eólica, a produção de potência pelas centrais eólicas vem se tornando significativa. Por isso, alguns países estabeleceram procedimentos de rede para integração das centrais eólicas ao sistema elétrico de potência, obrigando as centrais eólicas a permanecerem ligadas durante falta (respeitando os limites do sistema elétrico de cada país), com intuito de ajudar o sistema a restabelecer-se após a falta ser eliminada. Porém, dependendo da topologia e das estratégias de controle um afundamento de tensão pode culminar em instabilidade de tensão. Sendo assim, faz-se necessário avaliar quando uma central eólica tem ou não capacidade de suportar afundamentos de tensão com intensidade e duração estabelecidos nos procedimentos de rede, sem perda de estabilidade.

## **2.3 Estabilidade Angular**

### **2.3.1 Características das Máquinas Síncronas**

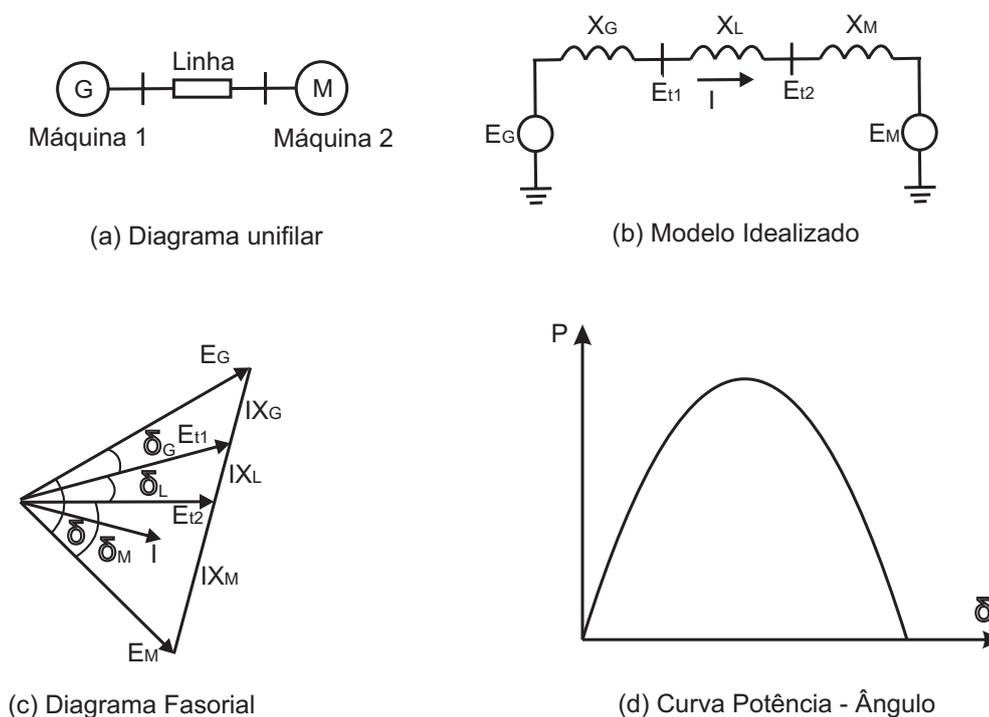
Uma máquina síncrona tem dois enrolamentos essenciais: o de campo e o de armadura. Normalmente, o campo está no rotor e a armadura está no estator. O enrolamento de campo é excitado por corrente contínua e quando o rotor é acionado por uma força primária, o campo magnético gerado no enrolamento de campo induz tensões trifásicas alternadas nos enrolamentos do estator. A frequência das tensões alternadas induzidas e das correntes resultantes que fluem nos enrolamentos do estator quando uma carga é conectada dependem da velocidade do rotor. A frequência elétrica do estator é sincronizada com a velocidade

mecânica do rotor: daí a designação de "máquina síncrona".

Quando duas ou mais máquinas síncronas estão conectadas, as tensões do estator de todas as máquinas devem ter a mesma frequência e a velocidade mecânica do rotor de cada uma é sincronizada a esta frequência. Conseqüentemente, os rotores de todas as máquinas síncronas em um sistema de potência interconectadas devem estar em sincronismo.

### 2.3.2 Relação Potência versus Ângulo ( $\delta$ )

Uma característica importante no comportamento da estabilidade do sistema elétrico de potência é a relação entre a potência transmitida e posição relativa angular dos rotores das máquinas síncronas. Esta relação não é linear. Para ilustrar isto, considere-se o sistema simples mostrado na Figura 2.2(a), que consiste de duas máquinas síncronas conectadas por uma linha de transmissão que tem uma reatância indutiva  $X_L$ , sendo a resistência e a capacitância da mesma desprezadas. Suponha-se, que a máquina 1 representa um gerador e a máquina 2 um motor síncrono.



**Figura 2.2:** Características de transferência de potência em um sistema de duas máquinas.

A potência transferida do gerador ao motor é uma função da separação angular ( $\delta$ ) da tensão nas barras. Esta separação angular é composta de três componentes: ângulo interno do gerador ( $\delta_G$ ); diferença angular entre as tensões terminais do gerador e o motor ( $\delta_L$ ); e o

ângulo interno do motor ( $\delta_M$ ).

A Figura 2.2(b) mostra uma modelagem simplificada do sistema que será usado para determinar a potência transmitida através da linha. Neste modelo simples, a tensão nos terminais da 1 pode ser compreendida como a tensão interna através de uma reatância equivalente. O valor do reatância da máquina síncrona usada depende da finalidade do estudo. Para a análise do desempenho em regime permanente, é apropriado usar a reatância síncrona com a tensão interna igual à tensão da excitação. O motor é representando de maneira análoga. A linha de transmissão conforme citado, é representada por  $X_L$ .

Um diagrama fasorial resultante da avaliação do circuito identifica a relação entre as tensões do gerador e do motor na Figura 2.2(c).

Com esses dados, a potência transferida do gerador ao motor pode ser calculada por:

$$P = \frac{E_G E_M}{X_T} \sin \delta, \quad (2.1)$$

onde

$$X_T = X_G + X_L + X_M, \quad (2.2)$$

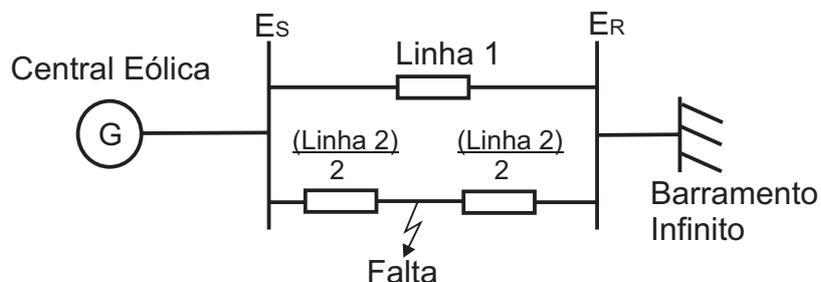
$$\delta = \delta_G + \delta_M + \delta_L. \quad (2.3)$$

Dessa maneira, é clara a relação entre a potência e o ângulo potência entre as máquinas que é traçada na Figura 2.2(d). Com os modelos idealizados usados representando as máquinas síncronas, a potência varia com o seno do ângulo ( $\delta$ ); uma relação não linear. Quando o ângulo ( $\delta$ ) é zero, nenhuma potência será transferida, enquanto que se o ângulo ( $\delta$ ) é aumentado, a transferência de potência aumenta até o máximo. Após um determinado ângulo,  $90^\circ$ , um aumento no ângulo ( $\delta$ ) resulta em uma diminuição na potência transferida. A magnitude da máxima potência é diretamente proporcional às tensões internas das máquinas e inversamente proporcional à reatância entre as fontes, que inclui a reatância da linha da transmissão que conecta as máquinas e as reatâncias das máquinas.

Quando há mais de duas máquinas, seus deslocamentos angulares interferem na transferência de potência de maneira similar. Entretanto, os valores limites de transferências de potência e a separação angular são funções mais complexas. Uma separação angular de  $90^\circ$  entre as duas máquinas é o limite de transferência. Acima deste valor, as máquinas perdem o sincronismo.

### 2.3.3 Estabilidade Transitória

Na ocorrência de uma falta na linha 2, mostrada na Figura 2.3, resultará um afundamento de tensão na Barra  $E_R$ , limitando a capacidade de transmissão de potência gerada, conforme pode ser verificado na Equação 2.4.

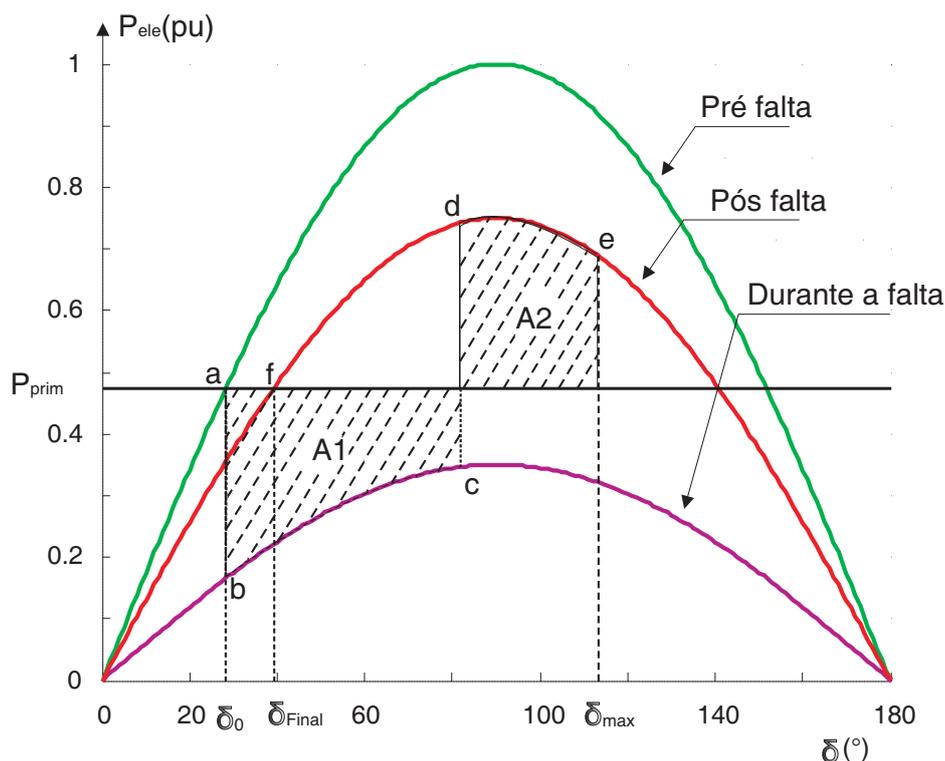


**Figura 2.3:** Conexão de uma central eólica a um barramento infinito.

$$P = \frac{E_S E_R}{X_{Equivalente}} \sin \delta, \quad (2.4)$$

Caso a resistência seja negligenciada, nenhuma potência ativa pode ser transferida durante a falha. Considerando as resistências, o gerador pode transmitir potência ativa de acordo com as perdas no sistema da transmissão. Durante a falha, o valor da geração de potência ativa da central eólica,  $P_{elet}$ , é muito menor do que o potência primária (mecânica) fornecida ao gerador,  $P_{prim}$ . A diferença entre o  $P_{elet}$  e o  $P_{prim}$  é armazenada com o aumento da energia rotórica. Essa energia armazenada pode ser liberada quando a falta é eliminada.

Na prática uma falta é eliminada por disjuntores localizados nas extremidades da linha de transmissão. A impedância equivalente entre os barramentos  $E_S$  e  $E_R$  aumenta, com isso a potência ativa transferida decresce conforme Equação 2.4. O limite de estabilidade transitória de uma unidade geradora durante a ocorrência da falta é determinado pelo critério de igualdade de áreas, que é ilustrado em Figura 2.4.



**Figura 2.4:** Curvas de critério de igualdade de área.

A Figura 2.4 apresenta o princípio do critério de igualdade de área e a relação  $(P, \delta)$  durante a ocorrência de falta. Inicialmente, o sistema está estável no ponto "a" ( $P_{elet} = P_{prim}$ ). Quando ocorre uma falta, a curva de operação do gerador muda instantaneamente para o ponto "b". O valor de  $P_{prim}$  agora é maior que o valor de  $P_{elet}$ . Isto provoca um aumento do ângulo da carga,  $\frac{d\delta^2}{dt^2}$ , que acelera até que a falta seja eliminada, ou seja, ocorre no ponto "c". Como mencionado anteriormente, o mecanismo de eliminação da falta isola a linha com a abertura dos disjuntores localizados nas extremidades das linhas, com isso as propriedades do sistema são modificadas. Daí a curva de operação do gerador é deslocada do ponto "c" para o ponto "d". A energia rotórica armazenada no rotor durante a ocorrência da falta é fornecida, visto que  $P_{elet} > P_{prim}$ . O ponto de operação é movido ao longo da curva  $(P, \delta)$  até  $A1 = A2$  (ponto "e",  $\delta_{max}$ ). Como  $P_{elet}$  ainda é maior que  $P_{prim}$ , a energia rotacional continua decrescendo e a diferença do ângulo de carga retorna para o ponto "f"  $\delta_{Final}$ , podendo ficar oscilando em torno do novo ponto de equilíbrio, a depender das resistências, do fluxo de campo e amortecimentos.

A energia rotórica armazenada no rotor não pode ser completamente fornecida se  $A2$  não alcançar o valor de  $A1$ . Conseqüentemente, a diferença de ângulo de carga continuará crescendo além de  $\delta = 180^\circ$ , o que provocaria a perda de sincronismo. A perda de

sincronismo pode ser evitada através da redução para o mecanismo de eliminação da falta ou diminuição da reatância do sistema da transmissão pós-falta (ver Equação 2.4).

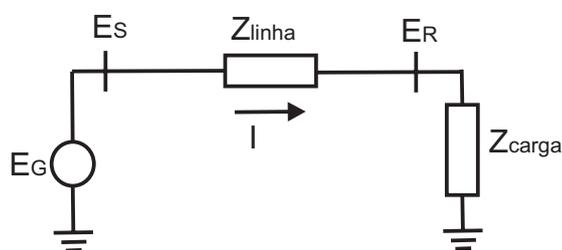
## 2.4 Estabilidade de Tensão

Um critério para a estabilidade da tensão é que operando em regime permanente, para cada barra do sistema elétrico de potência, o valor da tensão da barra aumenta conforme aumenta a injeção de potência reativa na mesma. Um sistema é dito instável em relação tensão se, no mínimo para uma barra do sistema de potência, o módulo da tensão decresce quando há injeção de potência reativa. Em outras palavras, um sistema é estável em relação à tensão se a sensibilidade V-Q é positiva para todas barras e é instável se a sensibilidade V-Q é negativa em ao menos uma barra do sistema elétrico de potência.

**Instabilidade de tensão** é essencialmente um fenômeno local, que se não for contido poder evoluir para um colapso de parte ou de todo o sistema. **Colapso de tensão** é um fenômeno mais complexo do que uma simples instabilidade de tensão e é geralmente o resultado de uma seqüência de eventos que acompanham a instabilidade da tensão que resulta em um perfil de tensão baixa em uma parte significativa do sistema de potência.

Uma das principais causas do problema de instabilidade de tensão tem sido relacionada com a dificuldade do sistema elétrico em atender à demanda de potência reativa. Essa dificuldade está relacionada com as características de potência reativa dos geradores, das cargas, linhas e equipamentos de compensação de reativos.

De uma maneira a exemplificar o problema da instabilidade de tensão, seja o circuito apresentado na Figura 2.5.



**Figura 2.5:** Diagrama exemplificativo de uma Central eólica conectada ao sistema de potência.

Na Figura 2.5, a corrente ( $I$ ), pode ser determinada em função da tensão na barra do gerador ( $E_s$ ) e pelas impedâncias da linha ( $Z_{Linha}$ ) e da carga  $Z_{Carga}$ , através da expressão:

$$I = \frac{E_S}{Z_{Linha} \angle \theta + Z_{Carga} \angle \phi} \quad (2.5)$$

onde  $\theta$  é o ângulo da impedância da linha e  $\phi$  é o ângulo da carga. O módulo da corrente ( $I$ ) pode ser reescrito como:

$$I = \frac{E_S}{\sqrt{(Z_{Linha} \cos \theta + Z_{Carga} \cos \phi)^2 + (Z_{Linha} \sin \theta + Z_{Carga} \sin \phi)^2}}. \quad (2.6)$$

Simplificando a equação acima, tem-se:

$$I = \frac{E_S}{\sqrt{F} Z_{Linha}} \quad (2.7)$$

onde

$$F = 1 + \left(\frac{Z_{Carga}}{Z_{Linha}}\right)^2 + 2\left(\frac{Z_{Carga}}{Z_{Linha}}\right) \cos(\theta - \phi). \quad (2.8)$$

A magnitude da tensão no terminal da carga ( $E_R$ ) é dada por:

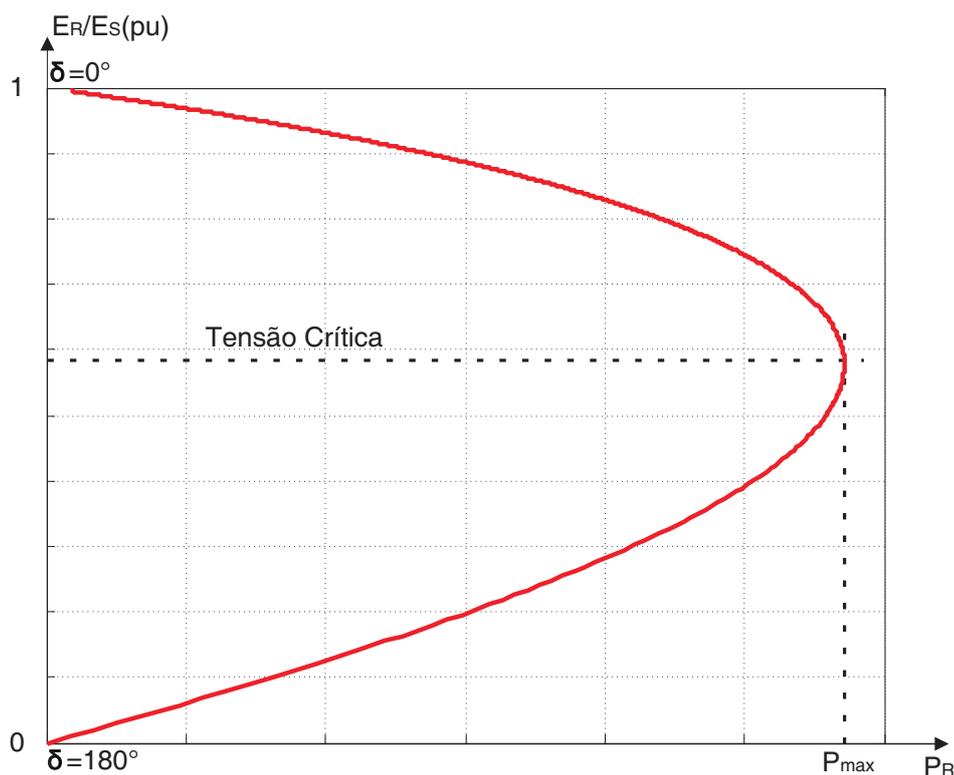
$$E_R = Z_{Carga} I = \frac{Z_{Carga} E_S}{\sqrt{F} Z_{Linha}}. \quad (2.9)$$

A potência ativa transferida pode ser expressa por:

$$P_R = E_R I \cos \phi = \frac{Z_{Carga}}{F} \left(\frac{E_S}{Z_{Linha}}\right)^2 \cos \phi. \quad (2.10)$$

Da Equação 2.10, pode-se observar que o ângulo da carga ( $\phi$ ) que determina o fator de potência, tem um efeito significativo na relação  $P_R$  e  $E_R$ . A estabilidade de tensão é, por conseqüência, dependente do ângulo de carga, o qual depende da relação da potência ativa e reativa.

Na Figura 2.6 está apresentado o esboço da relação entre a transferência de potência e a tensão para o fator de potência unitário, ( $\phi=0$ ).

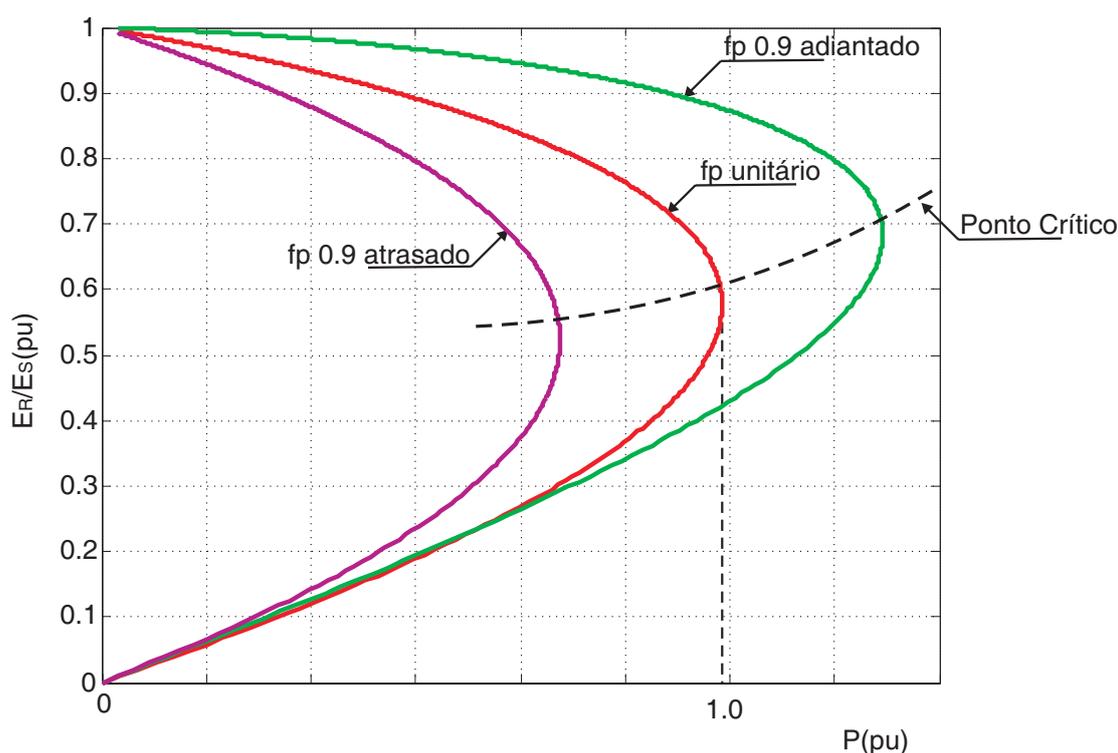


**Figura 2.6:** Característica de Estabilidade de Tensão.

Observa-se na Figura 2.6 que para  $P_R \ll P_{max}$ , a relação de tensão entre  $E_R$  e  $E_S$  é aproximadamente 1.0. A relação de tensão tem maior diferença quando o ponto de operação é próximo da potência máxima ( $P_{max}$ ).

Durante a operação em regime permanente ( $\delta < 90^\circ$ ), um acréscimo na potência, provoca um decréscimo na tensão  $V_R$ . Ao chegar em  $P_{max}$ , um aumento de carga não será possível e resultará no colapso no suprimento dessa barra, com a tensão continuamente decaída.

Um método para evitar a instabilidade é alterar o fator de potência ( $\cos\varphi$ ), com a geração local de reativo. Com isso, a curva apresentada na Figura 2.6 é alterada, aumentando a capacidade de transferência de potência ativa, conforme a Figura 2.7.



**Figura 2.7:** Influência da potência reativa na transferência de potência ativa  $P_{max}$ .

A Figura 2.7, apresenta variação da tensão com a transferência de potência ativa para diferentes valores de fator de potência na carga. Para um fator de potência indutivo (atrasado) ocorre um consumo de potência reativa, que resulta em redução da capacidade de transferência de potência ativa.

## 2.5 Exigências dos Procedimentos de Rede Para Interligação das Centrais Eólicas

Com o possível aumento considerável da instalação de turbinas eólicas no sistema elétrico brasileiro, diversas questões junto ao operador e aos proprietários de redes elétricas têm surgido. Uma delas tem sido a influência da operação, em larga escala, de turbinas eólicas na estabilidade do sistema elétrico. Outro aspecto relevante, que não será abordado neste estudo, diz respeito aos critérios de máxima penetração eólica, a fim de se evitar desvios na qualidade de energia decorrente da conexão destas centrais em larga escala.

O principal objetivo desta dissertação é a avaliação dos efeitos das novas fontes de geração elétrica na estabilidade do sistema elétrico. Tradicionalmente, centrais eólicas

são programadas para desconexão em caso de fortes variações de tensão e frequência, que são usualmente causadas por defeitos no sistema elétrico. A existência de fontes que permaneçam no sistema, durante e após a falta, auxiliam a recuperação do sistema pós-falta. Sendo assim, operadores de sistemas elétricos de diversos países definiram procedimentos para que as centrais eólicas participem de maneira ativa na restauração do sistema elétrico após a ocorrência de faltas.

Nesta seção, serão descritos os requisitos das centrais eólicas quanto a suportabilidade durante faltas (do inglês: Low Voltage Ride Through - LVRT) adotadas/propostos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Antes, porém, serão discutidos os requisitos quanto a LVRT impostos pelos procedimentos de rede de países que têm experimentado aumentos significativos na participação da energia eólica em suas matrizes energéticas. Em seguida, são apresentadas as exigências em termos de fator de potência e frequência .

### 2.5.1 Requisitos de Suportabilidade Durante Faltas Para Centrais Eólicas

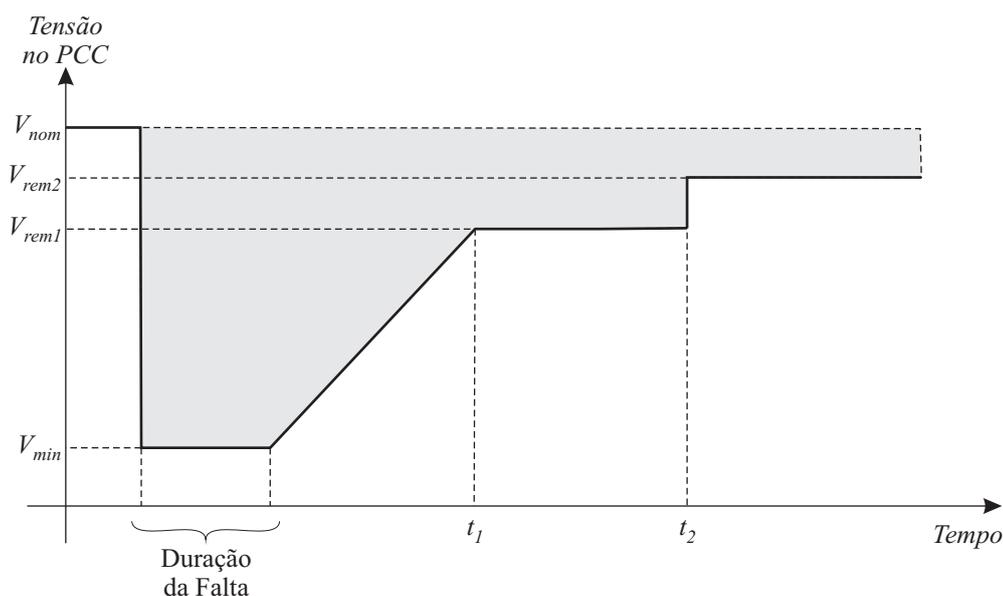
As dificuldades em atender aos requisitos de suportabilidade durante faltas, para as turbinas eólicas dependem da tecnologia e do controle usado.

Há poucos anos, o padrão operacional de uma turbina eólica era a desconexão quando a tensão em seus terminais caía abaixo de 80% do valor nominal. Isto era exigido porque o operador (ou proprietário da rede) tinham a preferência pelo controle total da rede e a influência da central eólica na estabilidade do sistema elétrico era mínima.

Com o aumento da participação eólica nas matrizes elétricas, os operadores sentiram que as reservas girantes e os recursos no sistema elétrico não podem garantir a estabilidade sem a participação das centrais eólicas ou sem custos adicionais proibitivos à operação do sistema elétrico. Dessa maneira, novos Procedimentos de Rede foram criados onde existe uma necessidade para que as turbinas eólicas permaneçam conectadas (em operação contínua) quando a tensão remanescente no PCC for até extremamente baixa ou até mesmo nula por um tempo que pode chegar a 500ms, dependendo do país e do ponto de conexão.

A Figura 2.8 a seguir apresenta uma curva típica de requisito de suportabilidade de turbinas eólicas a afundamentos de tensão e seus principais parâmetros. A parte hachurada do gráfico indica as condições nas quais as turbinas devem permanecer em funcionamento.

Da Figura 2.8, os principais parâmetros são definidos como:



**Figura 2.8:** Gráfico típico de suportabilidade a variação de tensão perante um afundamento momentâneo de tensão.

- $V_{nom}$ : tensão nominal do sistema elétrico;
- $V_{min}$ : valor mínimo de perfil de tensão aceitável para operação da central eólica sem sua desconexão;
- Duração da Falta: tempo de duração da falta geralmente associado a tempos de operação das proteções do sistema elétrico em primeira ou segunda zona;
- $V_{rem1}$  e  $V_{rem2}$ : tensões remanescentes após a eliminação da falta definidas em dois níveis distintos a depender do operador de rede e das condições da rede de conexão da central eólica;
- $t_1$  e  $t_2$ : tempos típicos, após o início da falta, que a tensão no PCC leva para atingir as tensões remanescentes  $V_{rem1}$  e  $V_{rem2}$ , respectivamente.

A seguir, são apresentadas as exigências adotadas em diversos países quando da ocorrência de um afundamento de tensão no PCC para centrais eólicas. A seleção dos países para avaliação dos procedimentos de rede foi baseada nos seguintes critérios:

- potencial eólico do país em questão;
- grau de detalhamento das seções dos procedimentos de rede no que se refere aos critérios de LVRT;

- características particulares da rede (sistema isolado, rede fraca/forte, alta penetração de geração eólica).

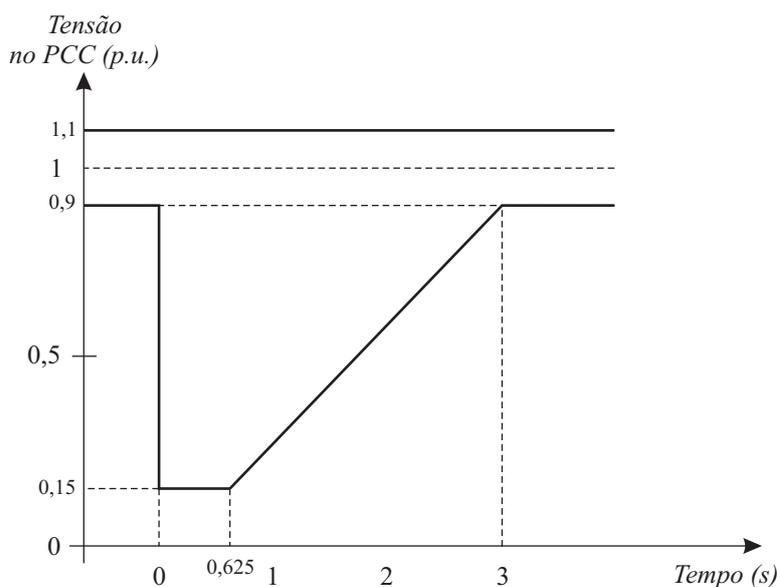
Ao todo, serão avaliados sete procedimentos de rede. São eles:

- Canadá, por ter alguns aspectos interessantes ao parâmetro de LVRT, como a particularidade de existirem dois procedimentos de rede, aplicados por cada operador de rede;
- Espanha, Alemanha e Reino Unido, devido ao grande potencial eólico, grande mercado e pelo detalhamento técnico de seus procedimentos de rede;
- Irlanda, por ser um sistema isolado com características muito peculiares;
- Dinamarca, devido à alta penetração de geração eólica;
- Brasil, o sistema analisado neste trabalho.

### **Requisitos de Suportabilidade do Canadá**

No Canadá, dois requisitos de LVRT são utilizados para operação: o empregado pelo AESO (Alberta Electric System Operator) [22] e o adotado pela Hydro Québec TransÉnergie [28].

Os requisitos exigidos pelo AESO, são aplicáveis a todos os geradores conectados à rede de transmissão quando a capacidade da usina for superior a 5MW. Nessa situação é exigido que a central eólica opere normalmente na faixa de tensão de 90% a 110% indefinidamente. Adicionalmente, durante fenômenos transitórios, as centrais devem permanecer em operação se a tensão for superior ao perfil de tensão de LVRT apresentado na Figura 2.8.



**Figura 2.9:** Gráfico de suportabilidade a variação de tensão perante um afundamento momentâneo de tensão estabelecido pelo AESO.

Os requisitos da AESO explicitam algumas exceções:

- caso a falta cause a saída forçada de uma linha radial à central eólica;
- caso a falta ocorra no lado de baixa tensão da rede da central eólica.

Caso as centrais eólicas não atendam aos requisitos propostos da Figura 2.9, devem ao operador informar:

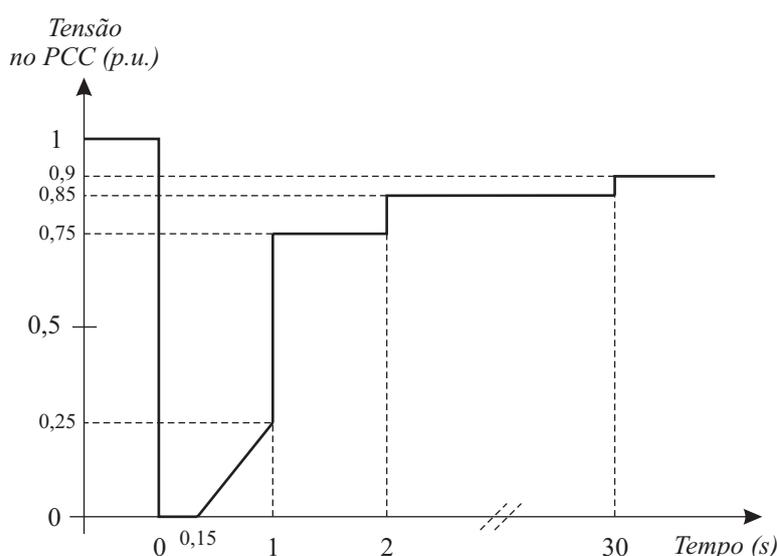
- o tempo de suportabilidade (em segundos) para afundamento de 85% (15% de tensão remanescente);
- o tempo de suportabilidade (em segundos) para afundamento de 50% (50% de tensão remanescente);
- o tempo de suportabilidade (em segundos) para afundamento de 75% (25% de tensão remanescente);

Com esses parâmetros informados, ao operador (AESO) avaliará a permissão de operação da central eólica em questão.

Os requisitos da Hydro Québec TransÉnergie, por outro lado determinam que os geradores eólicos devem permanecer conectados quando a tensão de seqüência positiva no PCC for em regime permanente:

- inferior a 1,1p.u. e superior a 0,9p.u.;
- inferior a 1,0p.u. e superior a 0,85p.u. por, no mínimo, 30s;
- inferior a 1,0p.u. e superior a 0,75p.u. por, no mínimo, 2s;

Durante faltas trifásicas (simétricas) a central eólica deve permanecer conectada quando o tempo de eliminação da falta for de até 9 ciclos, se a tensão de seqüência positiva no PCC não for inferior à mostrada na Figura 2.10.



**Figura 2.10:** Gráfico de suportabilidade a variação de tensão perante um afundamento momentâneo de tensão estabelecido pela Hydro Québec TransÉnergie.

Na ocorrência de faltas bifásicas ou bifásicas à terra, ocorridas no sistema de transmissão (incluindo faltas no PCC), a central eólica deve permanecer conectada quando o tempo de eliminação da falta for de até 9 ciclos.

No caso de faltas monofásicas, ocorridas no sistema de transmissão (incluindo faltas no PCC), a central eólica deve permanecer conectada quando o tempo de eliminação da falta for de até 15 ciclos. Também deve permanecer conectada durante o tempo necessário ao restabelecimento da tensão do sistema, após a eliminação da falta.

Além disso, a central eólica deve permanecer conectada durante a ocorrência de faltas remotas que sejam eliminadas por dispositivos de proteção com ação retardada (tempo de atuação até 45 ciclos (750ms)), sejam elas:

- Faltas trifásicas: se a componente de seqüência positiva da tensão no PCC não for inferior a 0,25p.u.;

- Faltas bifásicas à terra: se a componente de seqüência positiva da tensão no PCC não for inferior a 0,5p.u.;
- Faltas bifásicas sem terra: se a componente de seqüência positiva da tensão no PCC não for inferior a 0,6p.u.

Para casos de sobretensões, a Hydro Québec TransÉnergie estabelece que os produtores eólicos devem permanecer em funcionamento normal para as condições de sobretensão presentes na Tabela 2.1, devendo, de acordo com a necessidade, ajudar no restabelecimento do sistema elétrico.

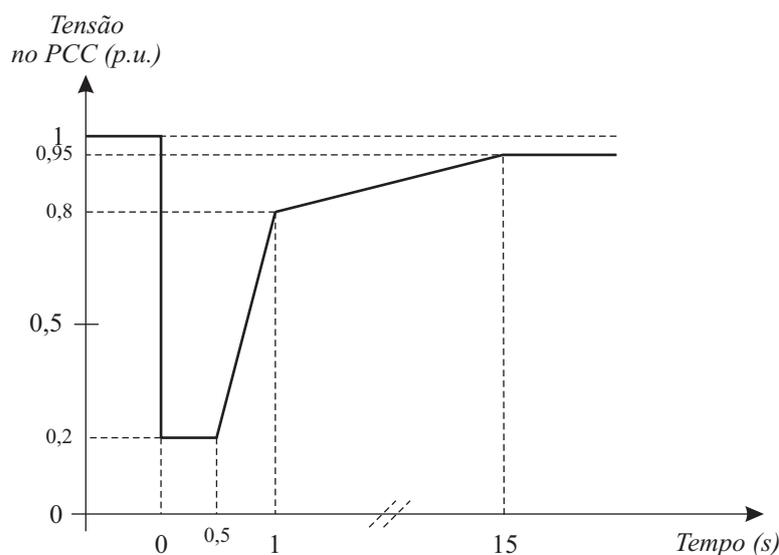
**Tabela 2.1:** Relação entre elevação de tensão e duração sem a retirada da central eólica.

Elevação de tensão (p.u.)	Duração máxima da elevação de tensão (s)
$\leq 1.10$	ilimitado
$> 1.10$	300
$> 1.15$	30
$> 1.20$	2
$> 1.25$	0.1
$> 1.40$	0.03

### Requisitos de Suportabilidade da Espanha

Os proprietários das centrais eólicas, na Espanha, devem adotar as medidas de projeto e controle necessários para assegurar que a central permaneça conectada na ocorrência de curto-circuito no sistema de transmissão de modo temporizado a depender do nível de tensão remanescente [27].

A central não deve ser desconectada devido a afundamentos de tensão oriundos de curto-circuitos trifásicos, bifásicos à terra e monofásicos, no sistema elétrico, desde que se obedeçam os limites impostos na Figura 2.11.



**Figura 2.11:** Gráfico de suportabilidade a variação de tensão perante um afundamento momentâneo de tensão estabelecido pela Espanha.

Para os curto-circuitos bifásicos sem terra, considera-se uma curva de suportabilidade similar à da Figura 2.11, em que o limite de tensão mínimo aumenta de 0,2p.u. para 0,8p.u.. No entanto, o procedimento de rede espanhol não esclarece o motivo da adoção de um limite de tensão mínimo específico para o caso de faltas bifásicas sem terra.

Os tempos de restabelecimento da tensão do sistema elétrico mostrados na Figura 2.11, são especificados para uma participação eólica inferior a 5% da capacidade de curto-circuito no PCC. Caso a participação eólica seja superior ao valor supracitado, a curva apresentada na Figura 2.11 deverá ser modificada para assegurar que a central eólica seja capaz de suportar afundamentos de tensão mais severos. O procedimento de rede espanhol não detalha como devem ser feitas tais modificações.

O código espanhol especifica também as condições de demanda produção de potência reativa das centrais eólicas para as condições de faltas trifásicas e desbalanceadas (bifásicas e monofásicas).

Para faltas trifásicas, durante a falta e o período de restabelecimento da tensão, subsequente à eliminação da falta, a central eólica não deve absorver potência reativa da rede no PCC. Contudo, a central eólica pode absorver potência reativa durante os 150ms imediatamente após o início da falta e os 150ms imediatamente após sua remoção, desde que:

- Durante o período de 150ms a partir do início da falta, a absorção total de potência

reativa pelo sistema eólico, em cada ciclo (20ms), não exceda 60% de sua potência nominal;

- Durante os primeiros 150ms a partir da remoção da falta, a absorção de potência reativa da rede pelo sistema eólico, em cada ciclo (20ms) não exceda 60% de sua potência nominal e a corrente não exceda 1,5 vezes o valor da corrente.

Durante o período da falta e o restabelecimento da tensão, a central eólica não deve absorver potência ativa, no PCC. Porém, a central eólica pode absorver potência ativa é permitido nos períodos de 150ms imediatamente após o início da falta e 150ms imediatamente após sua remoção. Também é permitido a absorção de potência ativa durante o restante da falta, contanto que este não exceda 10% da potência nominal registrada.

No caso de faltas desequilibradas, a central eólica não deve consumir potência reativa da rede no ponto de conexão, sendo, porém, aceitável algum consumo de potência reativa durante os 150ms imediatamente após o início da falta e nos primeiros 150ms após sua remoção. Adicionalmente, um consumo transitório é permitido durante o restante da falta, desde que:

- O consumo de energia reativa (o consumo refere-se ao total acumulado nas três fases) da central, não deve exceder a energia reativa equivalente a 40% de sua potência nominal, por um período de 100ms;
- o consumo de potência reativa pelas instalações da central não deve exceder, em cada ciclo (20ms), a 40% de sua potência nominal.

Similar ao caso de faltas trifásicas, a central eólica não deve consumir potência ativa no PCC durante a falta. Exceção feita para os 150ms após a ocorrência da falta e os 150ms após sua remoção, onde é permitido algum consumo, mas o código não determina os limites. Durante o restante da falta, a absorção de potência reativa é permitido se as seguintes condições forem atendidas:

- Se a absorção de potência ativa da rede (o total acumulado nas três fases) não exceder a potência ativa equivalente a 45% de sua potência nominal, por um período de 100ms;
- Se a absorção de potência ativa da rede, em cada ciclo (20ms), não exceder 30% de sua potência nominal.

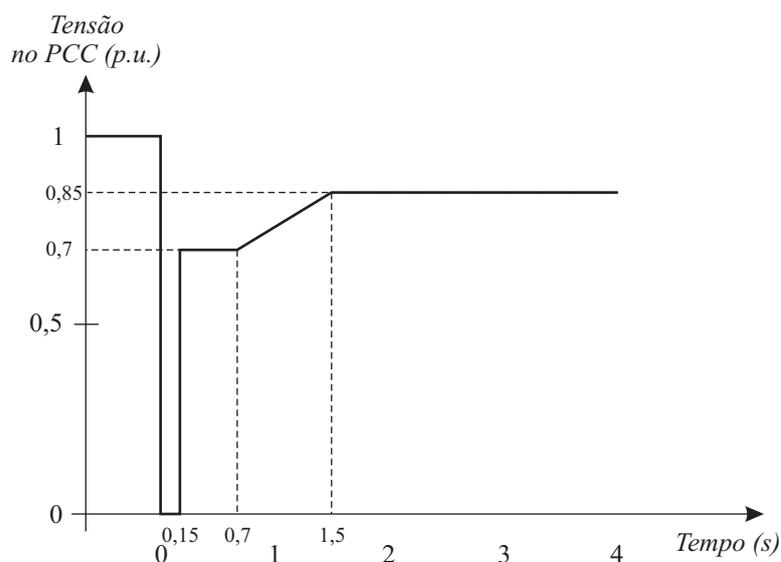
Caso as centrais eólicas tenham sido construídas antes desses requisitos, elas são isentas de cumprir o estabelecido referente ao consumo de energia ativa e reativa descrito acima, exceto se a central foi submetida a uma renovação ou a um trabalho de melhoria.

### **Requisitos de Suportabilidade da Alemanha**

Na Alemanha, os requisitos de LVRT primeiro classificam as centrais eólicas em aquelas que, durante o curto circuito, contribuem com correntes de elevada componente simétrica e as centrais eólicas que, durante o curto circuito, contribuem com correntes de baixa componente simétrica (assimétricas). Em ambas as condições, as turbinas eólicas devem suportar, pelo menos, dois afundamentos consecutivos de tensão atribuídos a curto-circuitos na rede [24].

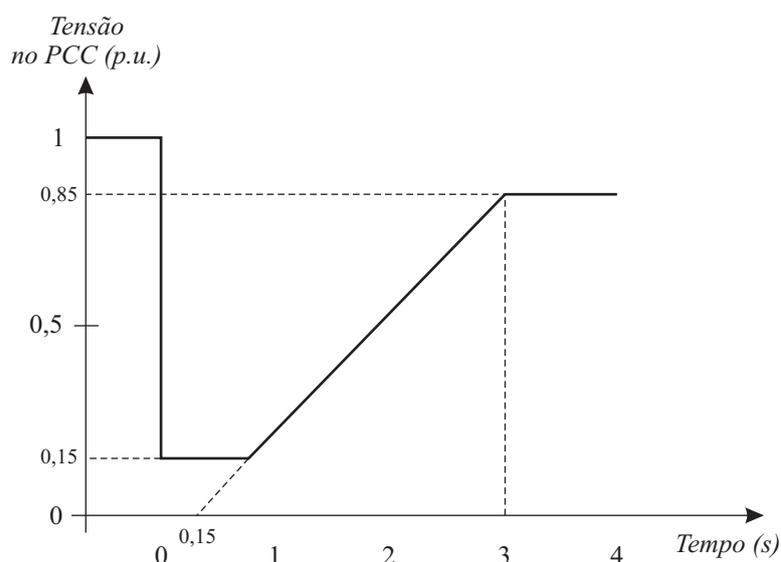
Considera-se que uma central eólica tem corrente de curto-circuito de elevada componente simétrica quando, durante um curto trifásico no PCC, a contribuição da central para corrente de curto for no mínimo duas vezes maior que a corrente nominal da central eólica, por um período superior a 150ms, sob condição de que, a corrente de curto possa ser mantida por vários segundos. Caso estas condições não sejam satisfeitas, a central eólica terá baixa componente simétrica de corrente.

Curto-circuitos trifásicos remotos não devem levar à desconexão das centrais eólicas do sistema elétrico, mesmo no caso em que o tempo de restauração da falta dure 5s. Correntes de curto-circuito trifásico próximas ao PCC com o tempo de restabelecimento de falta de 150ms não devem resultar em desconexão ou instabilidade se a potência de curto-circuito no lado da rede for maior que 6 vezes a potência ativa da central eólica. Este tipo de falta, enquadrada para o caso de central eólica com elevada componente simétrica da corrente de curto, deve obedecer aos limites impostos pelo gráfico apresentado na Figura 2.12.



**Figura 2.12:** Gráfico de suportabilidade a variação de tensão perante um afundamento momentâneo de tensão estabelecido pela Alemanha para central eólica com corrente de curto-circuito de elevada componente simétrica.

No caso de uma central eólica com baixa componente simétrica da corrente de curto, um novo gráfico de suportabilidade deve ser adotado (Figura 2.13). A potência ativa deve, imediatamente após o restabelecimento, crescer com um gradiente de pelo menos 20% da potência ativa da conexão por segundo.



**Figura 2.13:** Gráfico de suportabilidade a variação de tensão perante um afundamento momentâneo de tensão estabelecido pela Alemanha para central eólica com corrente de curto-circuito de baixa componente simétrica.

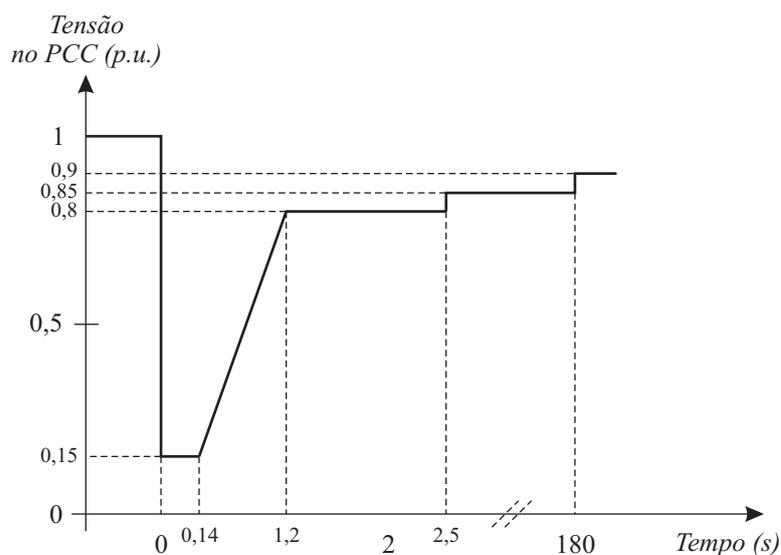
Após o restabelecimento, potência reativa indutiva não deve ser absorvida da rede. Caso seja, deve-se assegurar que esta absorção cesse 400ms depois do restabelecimento.

Se a tensão da rede no PCC cair para um valor quase estacionário de menos de 80%, a central geradora deve se desconectar automaticamente da rede após 5s. Acima de 85% a desconexão da central eólica do sistema elétrico não é permitida [24].

### **Requisitos de Suportabilidade do Reino Unido**

No Reino Unido, as centrais eólicas não devem ser desconectadas na ocorrência de um curto-circuito na rede de 400kV (ou superior) com duração de até 140ms permanecendo transitoriamente estáveis [25]. Caso o afundamento de tensão no PCC tenha duração superior a 140ms, além do requisito descrito acima, cada unidade geradora deve:

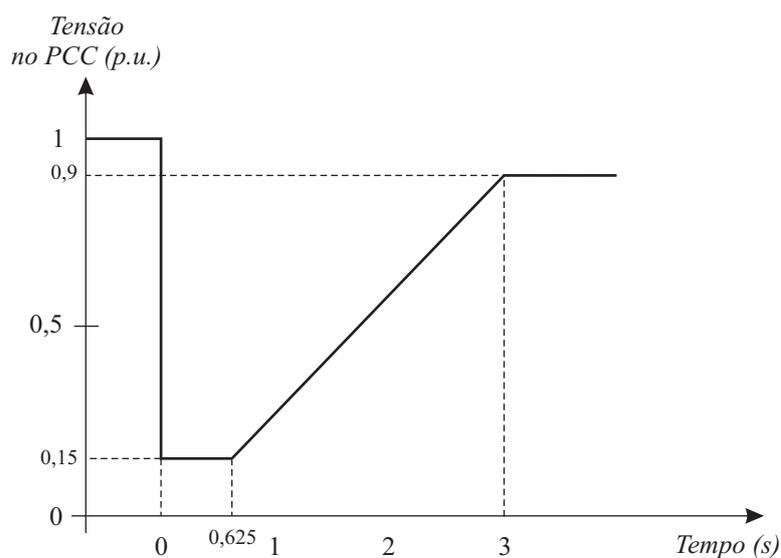
- Permanecer transitoriamente estável e conectada ao sistema, sem a saída de qualquer unidade geradora para afundamentos de tensão equilibrada com duração correspondente a qualquer ponto sobre ou acima do gráfico de suportabilidade mostrado na Figura 2.14;
- Prover potência ativa de saída, durante o afundamento de tensão descrito na Figura 2.14;
- Os requisitos acima não se aplicam quando o parque eólico está operando abaixo de 5% de sua potência nominal ou durante condições de velocidade de vento muito elevadas, quando mais de 50% dos geradores eólicos estiverem desconectados por motivos de segurança.



**Figura 2.14:** Gráfico de suportabilidade a variação de tensão perante um afundamento momentâneo de tensão estabelecido pelo Reino Unido.

### Requisitos de Suportabilidade da Irlanda

O requisito para LVRT adotado na Irlanda determina que a central eólica deve permanecer conectada ao sistema de transmissão na ocorrência de afundamentos de tensão no PCC, independente da natureza da falta (balanceada ou desbalanceada), sempre que o afundamento esteja acima dos limites estabelecidos na Figura 2.15 [29].



**Figura 2.15:** Gráfico de suportabilidade a variação de tensão perante um afundamento momentâneo de tensão estabelecido pela Irlanda.

Além de permanecer conectada ao sistema de transmissão, a central eólica deve ser capaz de desempenhar as seguintes funções:

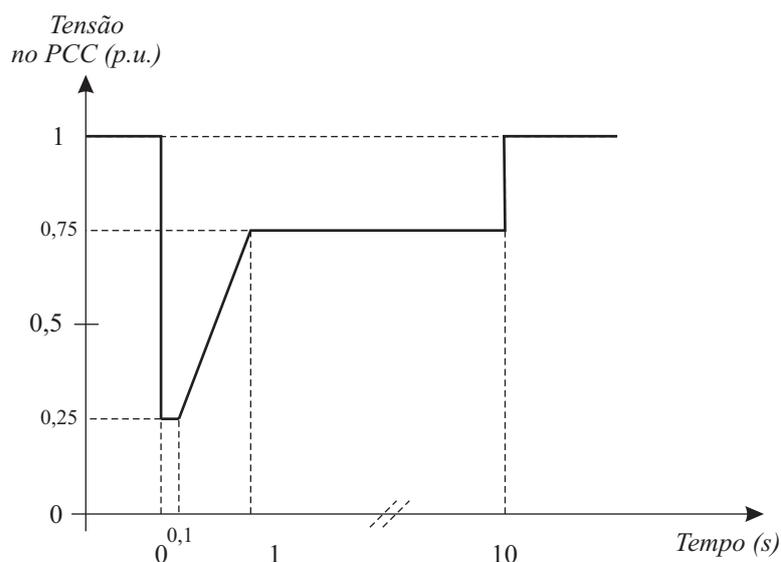
- Durante o afundamento de tensão, a central deve ser capaz de fornecer potência ativa proporcional à tensão remanescente e maximizar a corrente reativa sem exceder os limites do gerador eólico. A maximização da corrente reativa deve continuar até, no mínimo, 600ms ou até a tensão do sistema voltar à faixa de operação normal;
- A central deve prover, no mínimo, 90% de sua potência ativa máxima tão rapidamente quanto a tecnologia permita.

### **Requisitos de Suportabilidade da Dinamarca**

A central eólica deve permanecer conectada ao sistema quando uma falta trifásica não se estender por mais de 100ms, se a tensão remanescente permanecer igual ou superior a 0,25pu. Para faltas bifásicas (com ou sem terra) e monofásicas, as centrais devem continuar operando caso a duração das mesmas seja de, no máximo, 100ms. Caso ocorra um novo curto-circuito num instante de tempo de 300ms a 500ms após a falta ter sido retirada, a central deve ainda permanecer por mais 100ms [23]. A central eólica deve ter capacidade suficiente para atender aos requisitos mencionados acima, desde que ocorram duas faltas semelhantes dentro de dois minutos (ou duas faltas trifásicas, ou duas faltas bifásicas ou duas faltas monofásicas). Adicionalmente, devem existir reservas de energia suficientes para as três seqüências independentes abaixo:

- No mínimo seis faltas monofásicas com intervalos de 5 minutos;
- No mínimo seis faltas bifásicas com intervalos de 5 minutos;
- No mínimo seis faltas trifásicas com intervalos de 5 minutos.

A Figura 2.16 representa a suportabilidade.

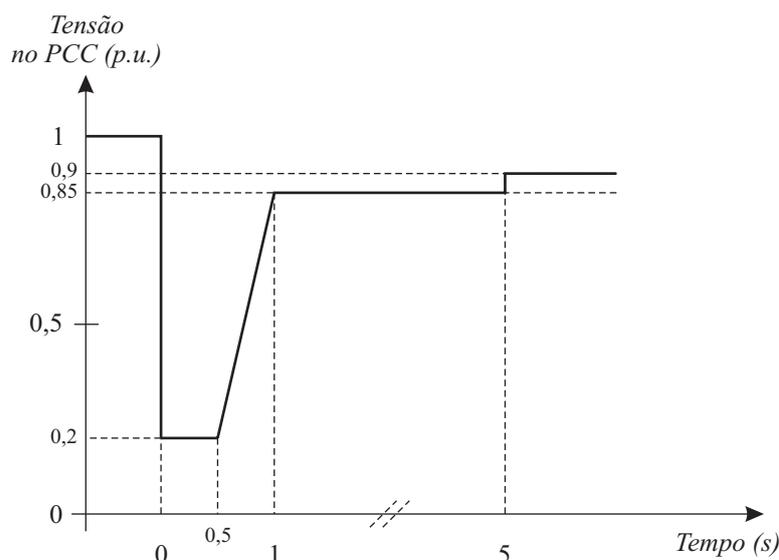


**Figura 2.16:** Gráfico de suportabilidade a variação de tensão perante um afundamento momentâneo de tensão estabelecido pela Dinamarca.

A central eólica deve ser capaz de suportar os impactos de faltas assimétricas originadas no sistema elétrico, quando da ocorrência de um religamento automático sem sucesso, sem a necessidade desta central ser desconectada da rede.

### Requisitos de Suportabilidade Propostos para o Brasil

O requisito para LVRT adotado no Brasil não faz distinção quanto ao tipo da falta. Caso haja afundamento de tensão em uma ou mais fases no PCC da central de geração eólica, a central deve continuar operando se a tensão nos seus terminais permanecer acima da curva indicada na Figura 2.17 [26].



**Figura 2.17:** Gráfico de suportabilidade a variação de tensão perante um afundamento momentâneo de tensão estabelecido pela Brasil.

### Comentários às Exigências dos Procedimentos de Rede Quanto a LVRT

Nesta dissertação, foram apresentados as principais exigências estabelecidas nos códigos de rede de diversos países para a integração de centrais eólicas em larga escala no sistema elétrico, no que se refere aos critérios de low voltage ride through.

Pode-se observar os requisitos dos códigos de rede expostos de forma resumida na Tabela 2.2 abaixo, onde os índices <sup>1</sup> e <sup>2</sup>, são em seguida explicados:

**Tabela 2.2:** Comparação da variação de tensão perante afundamento momentâneo de tensão

País	$V_{mim}(pu)$	$\Delta t_{V_{mim}}(s)$	$V_{rem1}(pu)$	$t_1(s)$	$V_{rem2}(pu)$	$t_2(s)$
Canadá (AESO)	0.15	0.625	0.9	3	///	///
Canadá (Hydro Québec)	0	0.15	0.75	1	0.85	2
Canadá (Hydro Québec) <sup>1</sup>	0.25	0.75	0.75	1	0.85	2
Espanha	0.20	0.5	0.8	1	0.95	15
Irlanda	0.15	0.625	0.9	3	///	///
Reino Unido	0.15	0.14	0.8	1.2	0.85	2.5
Alemanha <sup>2</sup>	0	0.15	0.7	0.15	0.9	1.5
Dinamarca	0.25	0.1	0.75	0.75	1	10
Brasil	0.20	0.5	0.85	1	0.9	5

Verifica-se que os códigos que consideram afundamentos de tensão mais severos (para 0%) são os da Alemanha e Canadá (Hydro Québec), ambos com duração de 0,15s. Porém,

<sup>1</sup>Faltas remotas.

<sup>2</sup>Para unidades geradoras com elevada componente simétrica de correntes de curto-circuito.

o código alemão admite o desligamento da central eólica se a tensão, após 0,15s, não atingir instantaneamente 70% da tensão nominal, enquanto o código canadense só permite o desligamento se após 0,15s, não ocorrer um crescimento linear da tensão do sistema até 1s. Além desta característica, observando a Figura 2.10, constata-se que o código canadense exige que a central eólica permaneça conectada com uma tensão remanescente de 0,85p.u. por até 30s após a ocorrência da falta e, a partir deste instante, operar normalmente para uma tensão remanescente de 0,9p.u. no PCC. Ainda considerando o código canadense da Hydro Québec, ele estabelece que as turbinas devem permanecer ligadas nas condições de faltas remotas que façam com que a tensão no PCC atinja valores de 0,25 durante 0,75s, apresentando-se como o requisito mais exigente para LVRT.

Os códigos do Canadá (AESO), Espanha, Irlanda e Brasil, não consideram afundamentos de tensão tão severos, porém, com durações relativamente elevadas.

Os códigos do Canadá, Irlanda, Reino Unido, Alemanha e Brasil exigem que as centrais eólicas permaneçam conectadas por um tempo ilimitado, caso o afundamento de tensão para até 90%. No código Espanhol, esta exigência tem a tensão de afundamento reduzida para até 95%, enquanto que no dinamarquês após 10s de detecção da falta, a tensão deve retornar a 1p.u.

O código do Reino Unido, no que se refere à potência no momento do afundamento, cita apenas que a central eólica deve ser capaz de prover potência ativa. Já o código irlandês determina que a central eólica deva ser capaz de prover potência ativa proporcional à tensão remanescente durante o afundamento e, no mínimo, 90% de sua potência ativa máxima 1s após o retorno da tensão à faixa normal de operação.

O código espanhol estabelece que a absorção de potência ativa do sistema eólico deve equivaler a 45% de sua potência nominal registrada durante um período de 100ms, além de que a absorção de potência ativa do sistema eólico, em cada ciclo, não deve exceder 30% de sua potência nominal registrada e é o único que detalha a absorção de potência reativa durante o afundamento de tensão. Os demais códigos não fazem menção a absorção e/ou fornecimento de potência, tanto ativa quanto reativa, durante o afundamento.

As diferenças verificadas nas curvas de suportabilidade a afundamentos de tensão dos diversos países são atribuídas às características das redes desses países, como as durações típicas dos afundamentos (dependentes dos ajustes de tempo típicos de atuação das proteções), ou a impedância de curto-circuito da rede no PCC e os tipos de carga conectadas

próximas ao PCC (que influenciam no tempo de restabelecimento da tensão após a falta). Se a potência da central eólica for considerável, em relação à potência de curto-circuito no PCC, ou se muitos motores de potência elevada estiverem conectados próximos ao PCC, é razoável prever, após a eliminação da falta, uma elevada demanda de potência reativa por todas essas máquinas elétricas. Caso tal necessidade de reativos não seja suprida por compensadores de reativos locais, surgirão correntes elevadas na rede e, conseqüentemente, a recuperação da tensão será mais difícil e lenta, podendo até ocorrer perda de estabilidade.

O gráfico de suportabilidade a afundamentos de tensão adotado pelo ONS é similar aos exigidos pelos demais códigos de rede analisados.

No entanto, o código brasileiro não possui detalhamentos tais como:

- Tipos de falta (monofásicas, bifásicas ou trifásicas);
- Ponto de ocorrência da falta (local ou remota);
- Consumo de potência ativa e/ou reativa durante o afundamento;
- Característica dos geradores.

É importante ressaltar que nenhum código possui todas as características supracitadas, e que a ênfase em uma ou outra característica depende das particularidades da rede na qual a central eólica estará conectada. A verificação da adequabilidade das curvas de suportabilidade é difícil de ser realizada matematicamente, demandando estudos de simulação específicos, considerando o ponto onde a central será conectada e as características da rede. Os países com maior experiência no uso de centrais eólicas, principalmente centrais de potência nominal considerável, quando comparada com a potência de curto-circuito da rede, já realizaram certamente um número maior de estudos de simulação, bem como dispõem de registros de perturbações. Por esta razão, é de se esperar que esses países tenham maior confiança na adequabilidade dos requisitos adotados em seus códigos de rede no que se refer a LVRT para turbinas eólicas. É recomendável a exigência de registros de sinais de tensão, corrente, frequência, velocidade, etc. que possibilitem a análise do comportamento real da rede e das centrais eólicas durante e após perturbações, com o objetivo de avaliar e rever as exigências adotadas. Além disso, tais registros possibilitam a validação de programas de simulação de centrais eólicas, os quais são ferramentas indispensáveis tanto para o planejamento, quanto para a autorização de acesso, o projeto e a operação do sistema.

## 2.5.2 Regulação de Fator de Potência

Um gerador de indução, sem capacitor adicional, irá consumir potência reativa durante sua operação normal, sendo essa potência reativa produzida em algum lugar do sistema de potência. Prefere-se que a central eólica seja conectada em um ponto neutro de potência reativa, já que a distribuição de potência reativa tem um custo elevado. Os requisitos de potência reativa e fator de potência são relativamente similares em diferentes procedimentos de rede [9].

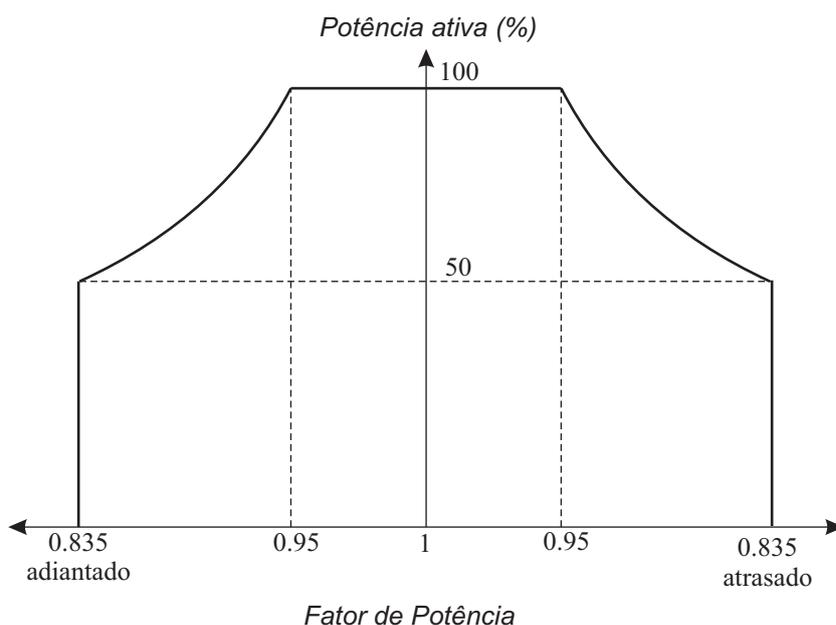
Os requisitos para fator de potência, considerando o sistema de potência operando em regime permanente, são apresentados na tabela 2.3, devendo a central eólica ter capacidade de operação contínua em qualquer ponto dentro da faixa de fator de potência para cada procedimento de rede.

Para evitar dúvidas, deve-se ressaltar que uma unidade de geração operando com fator de potência atrasado está absorvendo potência reativa ao sistema de transmissão.

**Tabela 2.3:** Comparação da variação de fator de potência para diversos procedimentos de rede

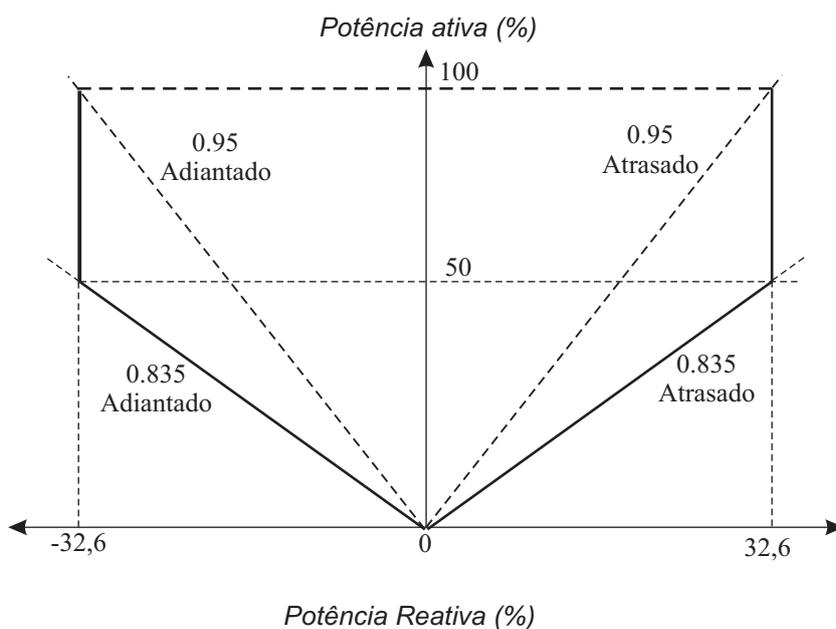
País	Fator de Potência para Operação em Regime Permanente
Canadá	0,90 atrasado a 0,95 Adiantando
Espanha	0,95 atrasado a 0,95 Adiantando
Irlanda	Fornecendo potência ativa nominal: $ Q  \leq 0,326P_{nom}$ . Fornecendo potência ativa entre 50% e 100% da nominal: $ Q  \leq 0,326P_{nom}$ . Fornecendo potência ativa abaixo de 50% da nominal: $fp \geq 0,835$ .
Reino Unido	0,95 atrasado a 0,95 Adiantando
Alemanha	0,95 atrasado a 0,95 Adiantando para produção de potência ativa < 100MW. Se a potência ativa produzida > 100MW os limites de fator de potência depende da condição operacional (Sobretensão ou subtensão)
Dinamarca	$Q/P=0$ a $Q/P=0.1$ para produção nominal e $Q/P=-0,1$ a $Q/P=0$ para produção mínima
Brasil	0,95 atrasado a 0,95 Adiantando

Os requisitos para produção de potência reativa no procedimento de rede irlandês são complexos quando comparado aos outros procedimentos de rede dos demais países.



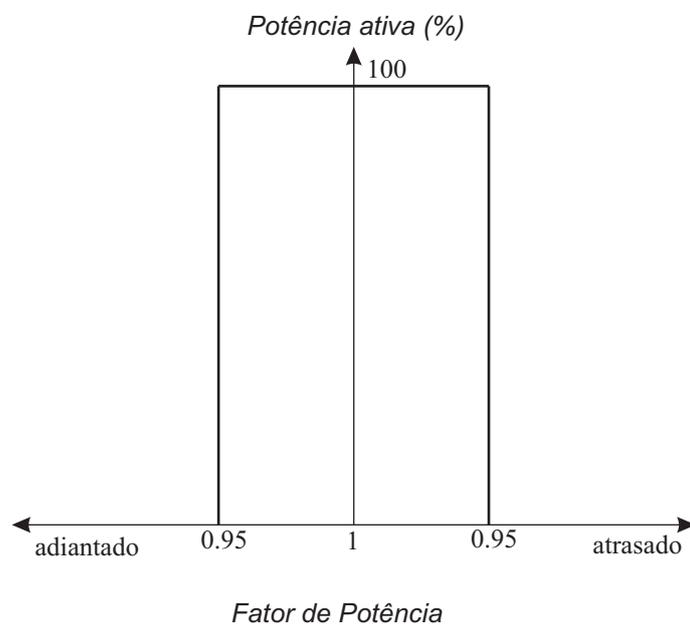
**Figura 2.18:** Requisito de fator de potência para o procedimento de rede irlandês.

Caso a central eólica esteja fornecendo não menos do que 50% da potência ativa nominal, a potência reativa (fornecida ou absorvida) não deve ultrapassar 32,6% da potência nominal. Quando o fornecimento for inferior a 50% da potência ativa nominal, a potência reativa fornecida ou absorvida deve ser reduzida de modo que o fator de potência permaneça igual ou superior a 0,835. A curva da Figura 2.18 resume esses requisitos.



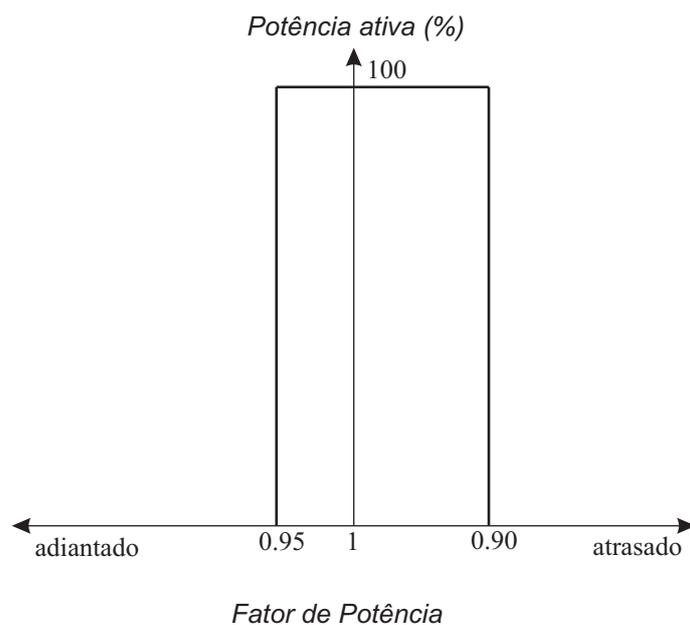
**Figura 2.19:** Requisito de fator de potência para o procedimento de rede irlandês.

O requisito para fator de potência dos procedimentos de rede do Brasil, Reino Unido e Espanha são similares, variando entre 0.95 atrasado e 0.95 adiantado, conforme figura 2.20 abaixo:



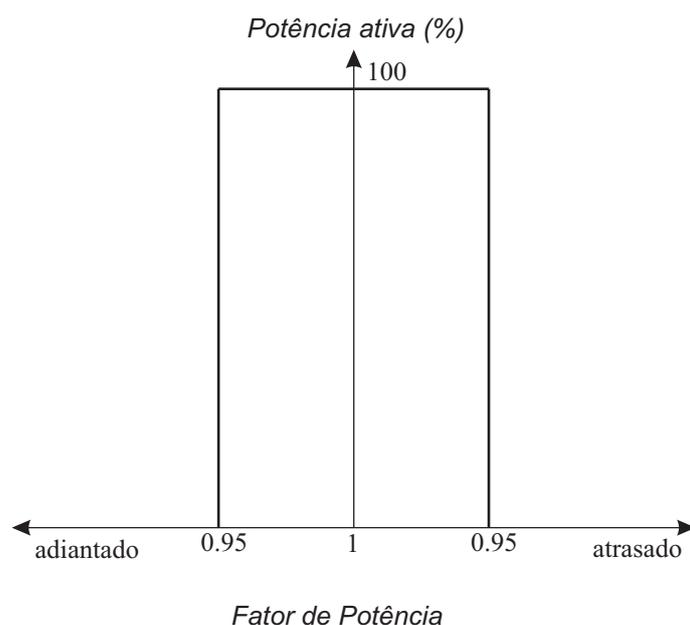
**Figura 2.20:** Requisito de fator de potência para os procedimentos de rede brasileiro e espanhol.

O fator de potência, segundo o procedimento de rede canadense, deve situar entre 0.90 atrasado e 0.95 adiantado, conforme figura 2.21 abaixo:

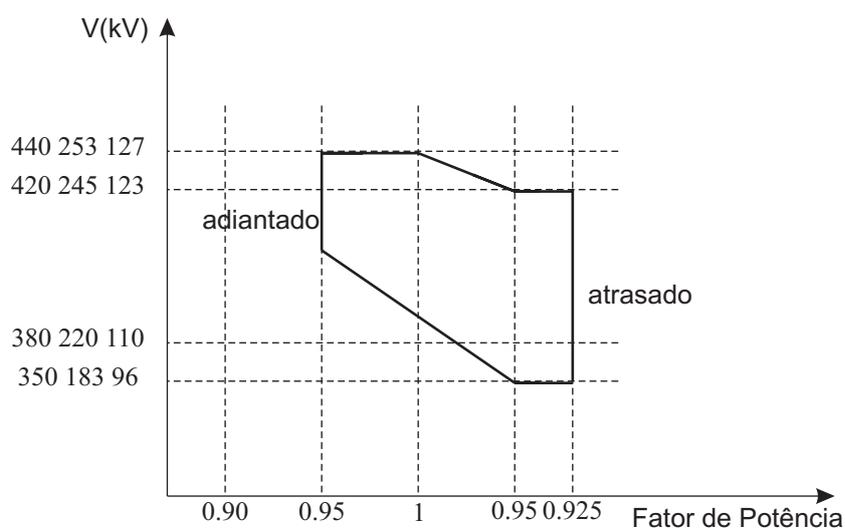


**Figura 2.21:** Requisito de fator de potência para os procedimentos de rede canadense.

O requisito alemão para fator de potência é similar aos procedimentos de rede brasileiro e espanhol para geração até 100MW, conforme mostrado na figura 2.22. Com a central eólica produzindo acima de 100MW, deverá ser encontrado um ajuste de potência reativa conforme mostrado na figura 2.23. A razão para inclusão da condição operacional está no fato de que a produção de potência reativa tende a elevar a tensão, o que é indesejado se a tensão inicial já tem nível elevado.



**Figura 2.22:** Requisito de fator de potência para o procedimento de rede alemão.



**Figura 2.23:** Requisito de fator de potência para o procedimento de rede alemão.

### 2.5.3 Freqüência

Outro aspecto considerado nos procedimentos de rede é a variação de freqüência admissível. Portanto, a freqüência tem monitoramento rígido e qualquer variação deve ser analisada e tratada, para que o sistema não venha a perder sua estabilidade.

Segundo Johan et all [10], a contribuição de uma usina eólica para o controle primário de freqüência é requerida por vários procedimentos, embora seja difícil de ser realizado uma vez que essa fonte de energia não é regular.

Embora os geradores eólicos possam contribuir para o controle da freqüência de forma limitada, dependendo do vento disponível, o controle de freqüência do sistema pode realmente ser auxiliado pelo uso de controle de passo das pás do gerador eólico, isso quando comparado com reguladores de muitos geradores térmicos [11].

Segundo Willi [9], para um gerador eólico, numa situação de vento elevado, é possível armazenar energia do vento através de energia cinética da turbina eólica. Utilizando a energia cinética armazenada, o gerador pode fornecer potência por frações de segundos [10].

Considerando os diferentes valores de freqüência admissíveis segundo os procedimentos dos países analisados, a tabela 2.4, apresenta uma comparação em pu das freqüências, uma vez que a freqüência de operação no Brasil e no Canadá é de 60 Hz e nos países europeus a freqüência é de 50Hz.

**Tabela 2.4:** Requisitos de operação sob variação de freqüência

Freqüência (pu)	Alemanha	Brasil	Dinamarca	Canadá	Irlanda	Reino Unido
1.05 a 1.06	-	-	3min	-	-	-
1.04 a 1.05	-	10s	3min	-	-	-
1.03 a 1.04	-	10s	30min	-	60min	OC
1.02 a 1.03	OC	10s	30min	30s	60min	OC
1.01 a 1.02	OC	OC	30min	3min	60min	OC
0.99 a 1.01	OC	OC	OC	OC	OC	OC
0.975 a 0.99	OC	10s	30min	3min	60min	OC
0.95 a 0.975	OC	10s	30min	30s	60min	OC
0.94 a 0.95	-	10s	3min	-	20s	20s
< 0.94	-	-	-	-	20s	20s

Conforme a tabela 2.4, analisando cada país, com suas particularidades, pode-se observar

que o procedimento de rede que requer operação com a situação mais crítica é o dinamarquês, exigindo que a central eólica permaneça conectada ao sistema de potência durante uma variação de frequência mais elevada.

A flutuação de frequência pode ocorrer devido a vento excessivo no gerador eólico, dificuldade de escoar a potência gerada e/ou de uma falta no sistema de potência.

# 3

## MODELAGEM DO SISTEMA EÓLICO

### 3.1 Introdução

Neste capítulo, é apresentada a modelagem dos principais componentes de um sistema eólico, com ênfase nos componentes que têm maior influência nos fenômenos transitórios, importante para estudos de estabilidade de sistemas elétricos de potência.

### 3.2 Principais Componentes do Sistema Eólico

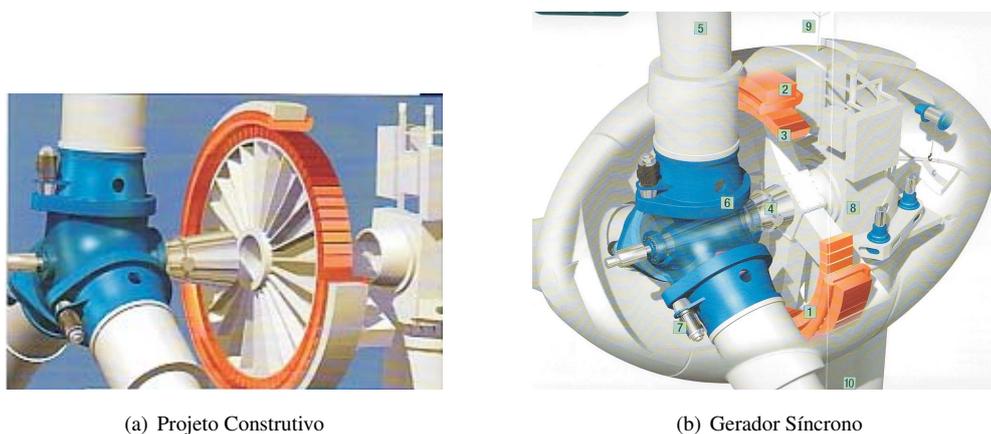
Um sistema eólico é constituído por vários componentes mecânicos e elétricos, que devem trabalhar em harmonia de forma a propiciar um maior rendimento final e segurança. Para efeito do estudo global da conversão eólica, serão considerados os seguintes componentes principais:

- Rotor aerodinâmico: responsável por transformar a energia cinética do vento em energia mecânica rotacional no eixo da turbina;
- Transmissão mecânica: responsável por transmitir a energia mecânica entregue pelo rotor aerodinâmico ao gerador. Algumas tecnologias de turbinas utilizam multiplicador de velocidade e outras não, e neste caso o rotor aerodinâmico acopla-se diretamente ao gerador. Estes sistemas são conhecidos como de acoplamento direto;
- Sistema de Controle: o sistema de controle destina-se à orientação do rotor aerodinâmico, controle de velocidade e segurança. Devido às diversas topologias de

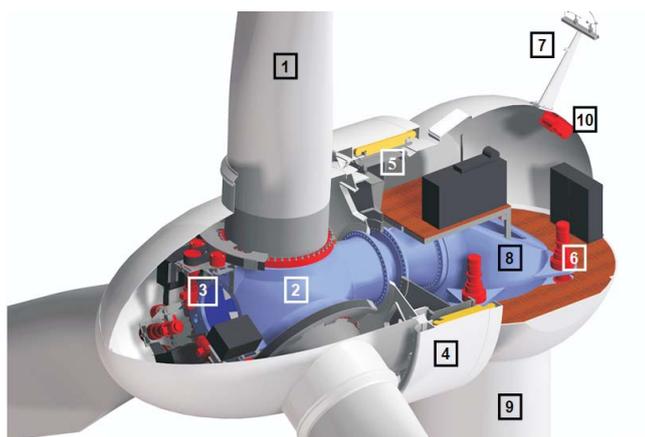
turbinas eólicas, existe uma grande variedade de estratégias de controle como podem ser vistos em [8];

- Gerador Elétrico: os geradores são os elementos que efetuam a conversão da energia mecânica em elétrica. Em turbinas eólicas são utilizadas as máquinas de indução com rotor em gaiola; as máquinas assíncronas duplamente excitadas, que hoje em dia têm se mostrado como uma boa opção e finalmente as síncronas, com enrolamento de campo e rotor bobinado ou a ímã permanente. Os geradores a ímã permanente, por outro lado, podem apresentar dificuldades para a regulação de tensão, pois os mesmos não possuem um controle de campo, como as máquinas síncronas bobinadas, [8];
- Conversor de Freqüência: presente nas turbinas modernas, é o elemento responsável pela transferência controlada de potência e controle de velocidade dos geradores;
- Transformadores: empregados para a elevação do nível de tensão para interligação da central eólica na rede de distribuição e/ou transmissão;
- Capacitores: são responsáveis pelo fornecimento de potência reativa para a magnetização da máquinas.

As diversas partes constituintes de uma turbina eólica típica são mostradas na figura 3.1:



**Figura 3.1:** Componentes de uma turbina eólica com gerador síncrono rotor bobinado (ENERCON). (1) Gerador síncrono diretamente conectado à turbina eólica, (2) Enrolamentos do estator, (3) Enrolamentos do rotor, (4) Eixo de acoplamento da turbina eólica ao gerador, (5) Pás da turbina eólica, (6) Hub, (7) Motores de posicionamento das pás, (8) Motores elétricos do sistema de posicionamento da turbina eólica na direção do vento, (9) Anemômetro e medidor de direção de vento, (10) Torre.



**Figura 3.2:** Componentes de um sistema eólico a ímã permanente (VENSYS). (1) Pás da turbina eólica, (2) Hub, (3) Motores de posicionamento do ângulo de ataque das pás, (4) Gerador síncrono diretamente conectado à turbina eólica, (5) Enrolamentos do rotor, (6) Motores elétricos do sistema de posicionamento da turbina eólica na direção do vento, (7) Anemômetro e medidor de direção de vento, (8) Fixação da turbina, (9) Torre, (10) Nacelle.

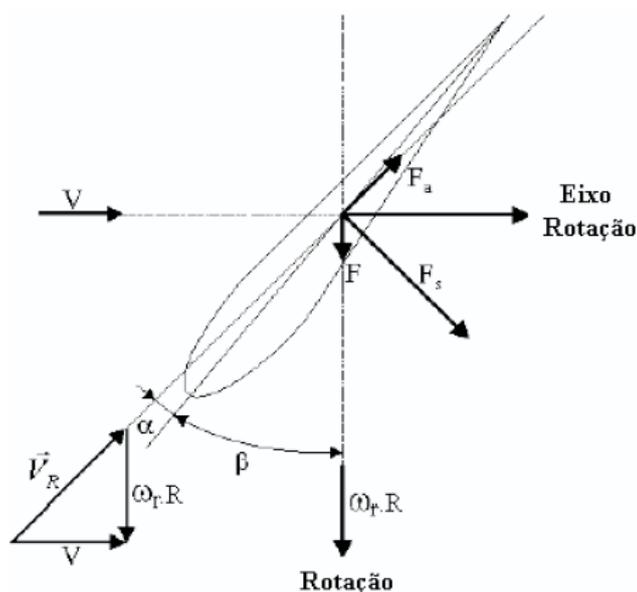
As turbinas eólicas atuais são classificadas em dois grandes grupos quanto à velocidade de operação do rotor aerodinâmico: turbinas a velocidade fixa e do tipo de velocidade variável. Hoje em dia esta classificação tornou-se um dos principais diferenciais de tecnologias de turbina eólica.

### 3.2.1 Rotores Aerodinâmicos

Os rotores aerodinâmicos são um dos componentes mais importantes de uma turbina eólica e, por este motivo, a configuração dos mesmos influencia de forma direta o rendimento global do sistema.

Estes podem ser classificados segundo vários critérios, a orientação do eixo é um deles. Assim, tem-se o rotor de eixo horizontal e o de eixo vertical. Os rotores de eixo vertical não são comercialmente usados. Sendo assim, neste trabalho, somente os rotores horizontais são apresentados.

As interações do vento incidente com o rotor aerodinâmico da turbina são regidas pelas forças aerodinâmicas conforme indicadas na Figura 3.3.



**Figura 3.3:** Perfil aerodinâmico e principais forças atuantes.

As forças aerodinâmicas (sustentação e arrasto) são causadas pela velocidade relativa do vento incidente visto pelas pás em rotação [3] e pelo efeito aerodinâmico dos perfis existentes na pá. 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 (Ver Figura 3.3).

Os rotores que giram predominantemente sob o efeito de forças de sustentação (do inglês Lift) 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 (aerogeradores convencionais), são movidos por forças de sustentação e possuem mecanismos de erro capazes de direcionar o rotor sempre em posição perpendicular ao vento. Para uma descrição detalhada dos rotores, vários autores tratam dos tipos de rotores aerodinâmicos, como pode ser visto em [1], [3], [8], [16], entre outros.

Uma vez que a potência primária varia com o cubo da velocidade do vento, se mantida a taxa de conversão de energia cinética do vento em mecânica, os geradores elétricos precisariam ter uma enorme potência nominal para uso em poucas horas no ano com altas velocidades de vento. Dessa maneira os geradores elétricos são limitados em potência e os rotores precisam de um mecanismo de limitar a potência convertida do vento para não danificarem o gerador.

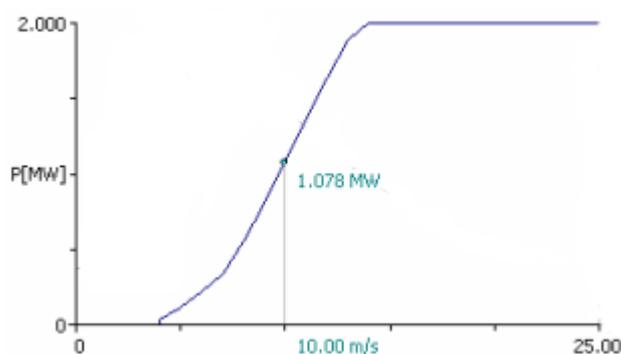
Existem atualmente duas principais técnicas para limitar / controlar a conversão aerodinâmica: a primeira é através do fenômeno de estolamento (do inglês Stall), onde as pás da turbina eólicas são projetadas de maneira que, a partir de uma determinada velocidade de vento, ocorra um estolamento natural e a redução de área efetiva da conversão de potência das pás, limitando assim passivamente a potência extraída do vento; outra forma de se limitar a potência convertida é através da variação do ângulo de passo das pás da turbina. Esta técnica é denominada de active stall ou pitch. Para o controle "pitch" é necessário o deslocamento de grandes ângulos para obter redução considerável de potência com ângulos positivos, enquanto com o controle "active Stall", com pequenos deslocamentos pode-se obter grandes variações da potência com ângulos negativos.

A seguir são apresentados os dois mecanismos de controle de potência em turbina eólicas.

### 3.2.2 Controle de Potência por Estol

O controle de potência por estol é um sistema passivo onde a pá foi projetada com uma torção e com diferentes perfis aerodinâmicos que reagem à ação do vento particularmente com o aumento do mesmo. As pás do rotor são fixas em um determinado ângulo de passo e não giram em torno de seu eixo longitudinal. O ângulo é escolhido de forma que, para velocidades de vento superiores à velocidade nominal, o escoamento em torno dos perfis das pás de rotor iniciam um processo de descolamento da superfície resultando em uma menor conversão aerodinâmica. Reduzindo a conversão aerodinâmica resulta em redução da potência transferida ao gerador, e dessa maneira, o mesmo é protegido.

Geralmente, este tipo de controle de potência é utilizado em turbinas eólicas com velocidade fixa, diretamente ligadas a rede elétrica. Uma maneira de identificar o uso desta tecnologia é através da forma da curva de potência, conforme mostrado na Figura 3.4. A curva de potência apresenta a relação entre a potência elétrica e a velocidade de vento incidente em uma turbina eólica.



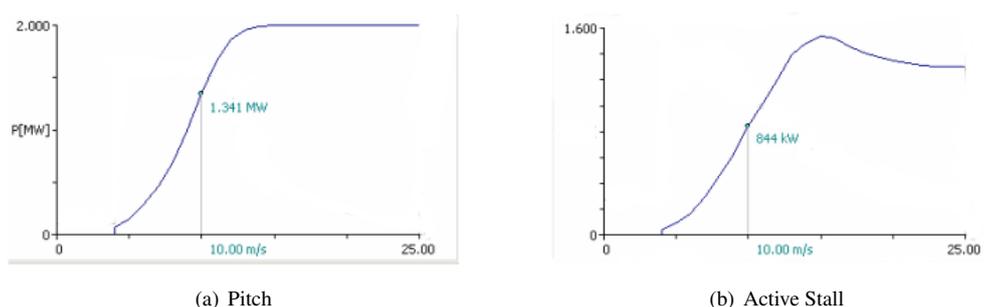
**Figura 3.4:** Curva de potência para turbinas com Stall.

### 3.2.3 Controle de Potência com Variação do Ângulo de Passo das Pás (Pitch)

O controle de potência com variação do ângulo de passo das pás de uma turbina é um sistema ativo, que consegue limitar a potência extraída do vento através da variação do ângulo de ataque do vento, conforme mostrado na Figura 3.3. Normalmente, este sistema necessita de uma informação fornecida pelo sistema de controle da turbina. Sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada, devido a um aumento da velocidade do vento, o sistema modifica o ângulo das pás do rotor alterando o ângulo de ataque e, conseqüentemente, a potência convertida do vento, protegendo assim o gerador contra sobrecarga.

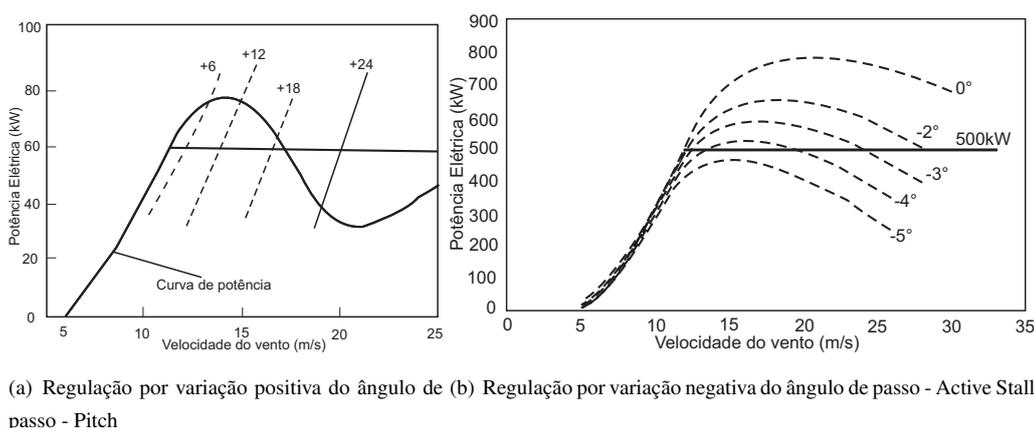
A mudança do ângulo de passo da pá da turbina eólica diminui as forças aerodinâmicas atuantes, e com isso diminui a potência extraída do vento. Para todas as velocidades de vento superiores à velocidade nominal, o ângulo é escolhido de forma que a turbina produza apenas a potência nominal. Nessa condição, a princípio, em todas as condições de vento, o escoamento em torno dos perfis das pás do rotor aerodinâmico é bastante aderente à superfície produzindo sustentação aerodinâmica e pequena força de arrasto. A Figura 3.5 apresenta curvas de potência para tecnologia de velocidade variável.

Existe ainda uma tecnologia chamada active stall, onde há uma união do stall com o pitch, onde através de pequena alteração no ângulo de passo se obtém grande variação de potência.



**Figura 3.5:** Curva de potência para turbinas com a variação do ângulo de Passo

Uma vantagem em utilizar o controle active stall (variação de ângulo de passo da pá negativo) é que para pequenos deslocamentos pode-se obter grandes variações da potência, enquanto para o controle pitch (variação de ângulo de passo da pá positivo) é necessário o deslocamento de grandes ângulos para obter redução considerável de potência, conforme apresentado na Figura 3.6.



**Figura 3.6:** Curva de potência para turbinas com a variação do ângulo de Passo - Pitch e Active Stall

### 3.2.4 Transmissão Mecânica

A transmissão mecânica é o elemento que engloba a caixa multiplicadora, possui a finalidade de transmitir a energia mecânica, entregue pelo rotor aerodinâmico até o gerador, multiplicando sua velocidade angular, quando necessário. Além do multiplicador, o sistema de transmissão é composto por eixos, mancais, acoplamentos e freios.

Mais recentemente, alguns fabricantes desenvolveram turbinas sem a necessidade de caixa multiplicadora, ou seja, com acoplamento direto entre a turbina e o gerador, abandonando a forma tradicional de construir turbinas eólicas. Esse sistema é usado nas

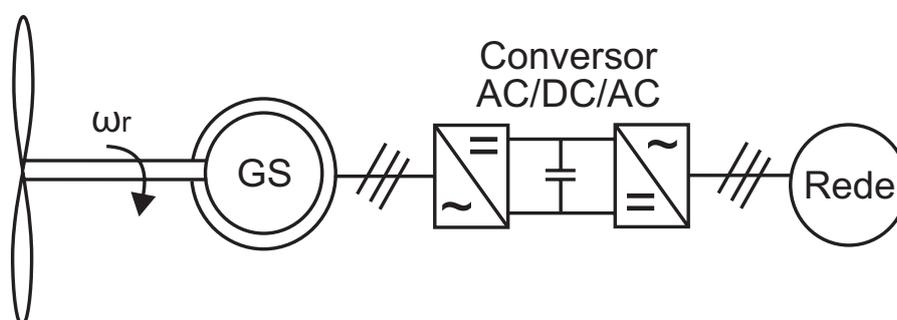
tecnologias de máquinas síncronas que precisam de conversores de frequência, [8]. Ao invés de utilizar a caixa de engrenagens com alta relação de transmissão, necessária para alcançar a elevada rotação dos geradores, adotam-se geradores multipólos, de baixa velocidade e maior diâmetro, resultando em um menor comprimento axial de toda a parte móvel.

### 3.3 Geradores Elétricos nas Turbinas Eólicas

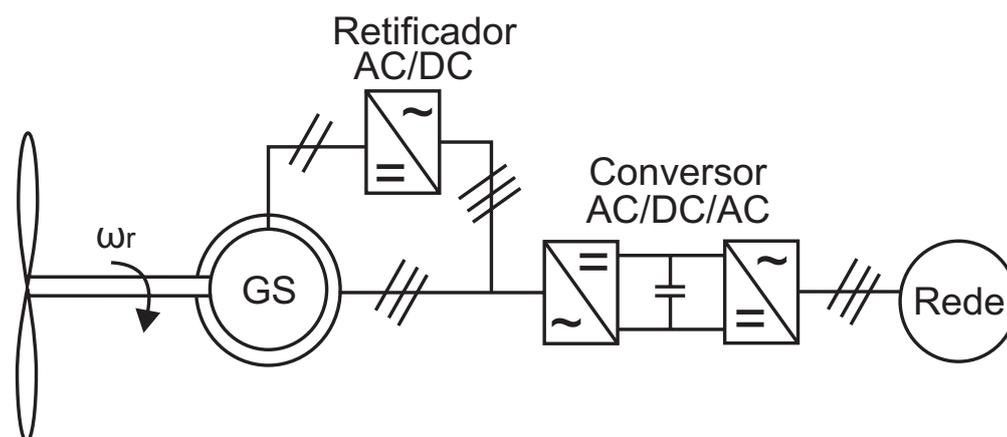
Hoje em dia existem possibilidades de uso de diferentes tipos de geradores em turbinas eólicas: geradores síncronos a ímã permanente ou com rotor bobinado e geradores assíncronos com rotor em gaiola ou bobinado.

#### 3.3.1 Gerador Síncrono

Os geradores síncronos vêm se destacando e obtendo espaço no mercado da geração eólica devido principalmente ao fato de permitirem a eliminação da caixa de transmissão mecânica através da utilização de geradores com grande número de pólos, chamados de multipolos. Devido às características dinâmicas e elétricas da máquina síncrona, é necessária a utilização de um conversor de frequência para realizar a conexão com o sistema elétrico e para permitir operar em velocidade variável. Existem geradores síncronos a ímã permanente e a rotor bobinado. Nas Figuras 3.7 e 3.8 são apresentados diagramas de conexão de um gerador síncrono a ímã permanente e rotor bobinado respectivamente. O conversor de frequência se encontra entre o gerador e o sistema elétrico e deve ter, no mínimo, a potência nominal do gerador para poder transferir toda potência eólica para o sistema elétrico.



**Figura 3.7:** Configuração de Turbinas Eólicas com Gerador Síncrono a Ímã Permanente.



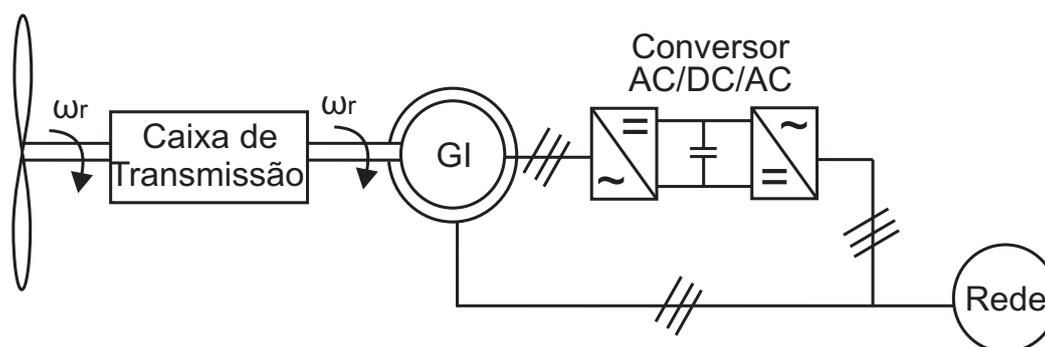
**Figura 3.8:** Configuração de Turbinas Eólicas com Gerador Síncrono com Rotor Bobinado.

### 3.3.2 Gerador de Indução

As turbinas equipadas com gerador de indução com rotor tipo gaiola e com o estator diretamente conectado à rede são as mais comumente usadas. porém, há duas outras topologias de turbinas eólicas empregando máquinas de indução: os geradores de indução com rotor bobinado, nos quais são usados com conversores de frequência conectados aos terminais do rotor, configurando assim um sistema de dupla alimentação e velocidade variável e os geradores de indução do tipo gaiola conectados diretamente à rede usando conversores de frequência instalados entre os terminais do estator e a rede. Nesse caso, o gerador opera a velocidade variável.

A configuração do gerador de indução duplamente alimentado (DFIG), segundo a opinião de alguns autores [3], é a topologia que apresenta a vantagem de utilizar um conversor de frequência de cerca de 30% da potência total da turbina eólica, uma vez que o controle é feito pelo circuito de rotor, e como benefício permite velocidade variando 30% em relação à nominal.

Existe a necessidade de utilizar uma caixa multiplicadora para realizar a conexão entre o sistema de baixa velocidade ao de alta velocidade, como pode ser visto na Figura 3.9,

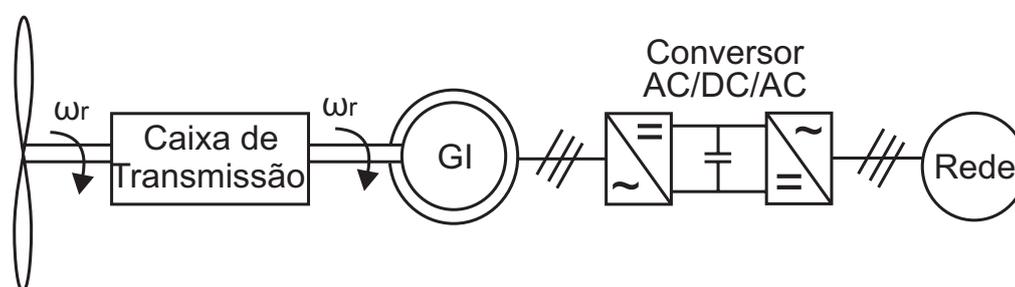


**Figura 3.9:** Configuração de Turbinas com Gerador de Indução de Dupla Alimentação.

Nesta configuração, o estator está ligado diretamente à rede, enquanto o enrolamento do rotor é conectado através de anéis deslizantes ao conversor. O custo e a necessidade de maior manutenção no gerador, devido à utilização de anéis e escovas, são algumas das desvantagens apresentadas por essa topologia. O principal desafio dos produtores encontra-se hoje na otimização dos projetos em razão da maior susceptibilidade de tais usinas a distúrbios transitórios ocorridos na rede elétrica.

O conversor estático é projetado de modo que o gerador de indução possa operar numa faixa determinada de variação de velocidade. Com o conversor no circuito do rotor, operando-se nos quatro quadrantes, é possível controlar o conjugado (ou a potência ativa) e também a potência reativa no lado do estator do gerador de indução.

O gerador de indução com rotor em gaiola também necessita do uso da caixa de transmissão. O conversor é conectado entre o estator e o sistema elétrico, assim como na topologia usada com gerador síncrono, como pode ser verificado na Figura 3.9.



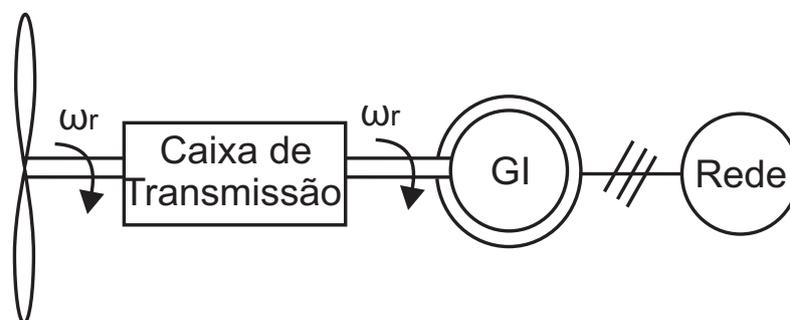
**Figura 3.10:** Configuração de Turbinas com Gerador de Indução com Rotor Tipo Gaiola.

O conversor de frequência de potência plena possibilita uma operação em uma faixa mais ampla de velocidade. Além disso, o sistema apresenta baixo custo de manutenção e elevada

robustez. Assim, apresenta-se como uma das configurações mais promissoras empregadas na geração eólica de energia. Apresenta como desvantagem o alto custo de instalação, devido ao conversor de frequência.

Em turbinas operando com a velocidade  $\omega_r$  fixa, uma diminuição da velocidade do vento leva a turbina a operar em um  $\lambda$  maior. Dessa forma, para o dado vento a turbina opera fora de seu rendimento máximo. Operando com a velocidade  $\omega_r$  variável, realiza-se o controle de velocidade de modo que  $\omega_r$  reduz de forma proporcional à redução de velocidade do vento, mantendo  $\lambda$  no valor correspondente ao máximo rendimento.

A Figura 3.11, apresenta um diagrama da conexão de uma turbina eólica que funciona em velocidade constante e é ligado diretamente à rede elétrica.



**Figura 3.11:** Diagrama de conexão com a rede elétrica de um gerador de indução a velocidade constante.

Nas turbinas eólicas a velocidade fixa, o gerador é ligado diretamente à rede elétrica, e a velocidade de rotação do rotor aerodinâmico é aproximadamente proporcional à frequência da rede. Não é possível armazenar a energia de vento disponível, em forma de energia cinética rotatória. O sistema a velocidade fixa, utilizando um gerador de indução com rotor em gaiola, é o tipo mais comum de tecnologia de turbinas eólicas usadas no mundo atualmente. No entanto, devido às crescentes exigências nos procedimentos de rede e à redução de custo, a tendência será a utilização de turbinas eólicas a velocidade variável. No Brasil, são usadas tecnologias de turbinas eólicas mais modernas com uso de conversores de frequência, permitindo a operação a velocidade variável.

A velocidade de rotação do rotor aerodinâmico de uma turbina eólica de velocidade fixa é determinada por uma caixa de engrenagens (também chamada de multiplicador de velocidade) e pelo número de pares de pólos de gerador elétrico usado. A frequência elétrica pode ser regulada pela rede elétrica, nas turbinas eólicas diretamente conectadas à rede, ou através de conversores de frequência, nas tecnologias de velocidade variável.

No caso de turbinas eólicas de velocidade fixa, elas normalmente são equipadas com dois conjuntos de enrolamentos nos geradores de indução, sendo usado um conjunto de baixa velocidade para os momentos de velocidade de vento baixa (grande números de pólos) e o outro (de velocidade maior) para as velocidades de vento superiores (baixo número de pólos nos geradores) e assim otimizar a extração de potência a partir do vento. Nas turbinas eólicas de velocidade variável, a velocidade do rotor aerodinâmico é determinada para extrair continuamente a maior potência possível do vento variando a velocidade  $\omega_r$  em toda a excursão de velocidades de vento.

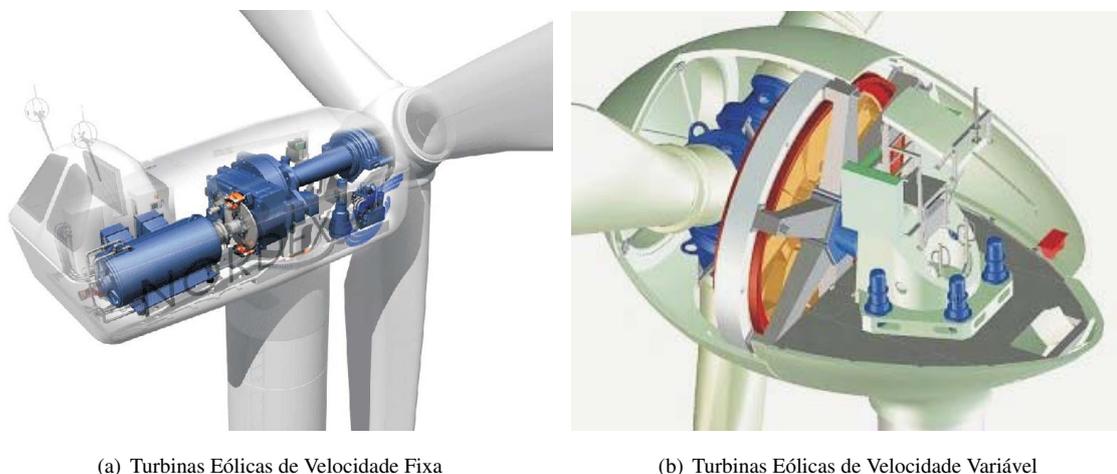
Devido à inflexibilidade imposta pelo uso de turbinas eólicas do tipo velocidade fixa, quando o vento turbulento atinge o rotor aerodinâmico toda a variação do vento será convertida em variação de conjugado mecânico e, conseqüentemente, de potência gerada. Esta última será então transferida para a rede elétrica através da variação de corrente elétrica gerada na máquina de indução. A variação da corrente e da potência injetadas na rede, poderá causar problemas de qualidade de energia ou de estabilidade, principalmente se a turbina eólica estiver conectada a uma rede elétrica fraca, ou seja, de baixa potência de curto-circuito.

Para as turbinas eólicas a velocidade variável, as flutuações de potência mecânica podem ser absorvidas em termos de variações de velocidade no sistema mecânico, possibilitando a redução do estresse mecânico e conseqüentemente uma melhora da qualidade de energia, evitando excessivas variações de potência.

Dentre as diversas razões para se usar tecnologias de turbinas eólicas a velocidade variável com conversores eletrônicos de frequência, destaca-se a possibilidade maior de controle, da potência ativa e reativa a ser gerada e, controle da velocidade do rotor aerodinâmico para otimizar a extração de potência do vento. Adicionalmente, o uso de conversores apropriados pode permitir a operação das turbinas mesmo durante contingências e/ou curto-circuitos (faltas) que levam a tensões extremamente reduzidas, melhorando a característica de LVRT.

Nas topologias de turbina eólica que operam a velocidade variável equipadas com conversores AC/DC/AC conectado ao estator do gerador da turbina eólica (ver Figuras 3.7 e 3.10), o gerador pode ser do tipo de indução ou síncrono indistintamente. Caso seja usado um gerador do tipo síncrono multipólos, que permita operar em baixa velocidade, é possível remover a caixa de transmissão mecânica (engrenagens/velocidade) sendo essa tecnologia considerada mais leve na nacelle.

A Figura 3.12 apresenta duas topologias de turbinas eólicas, uma com velocidade de rotação fixa e outra com velocidade de rotação variável.



**Figura 3.12:** Comparação das Topologias de Turbinas com Velocidade de rotação Fixa e Variável

As vantagens e desvantagens para cada topologia citada na Figura 3.12, são apresentadas na Tabela 3.1 a seguir:

**Tabela 3.1:** Comparação das Topologias de Turbinas com Velocidade Fixa e Variável

Topologia	Vantagens	Desvantagens
Turbina de velocidade de rotação fixa	Tecnologia(bem conhecida e testada) Robustez Manutenção (reduzida e simples) Custo baixo	Partida (transitórios de conexão à rede) Flutuações (flutuações de potência ativa) Reativa (elevado consumo de potência reativa)
Turbina de velocidade de rotação variável	Desempenho (bom desempenho a velocidade de vento baixa) Controle (capacidade de regulação de tensão) Reativo (consumo nulo ou constante de reativo) Flutuações (baixas flutuações de potência ativa)	Tecnologia nova Harmônicas (conversores produzem harmônicas) Manutenção (complexa) Custo maior

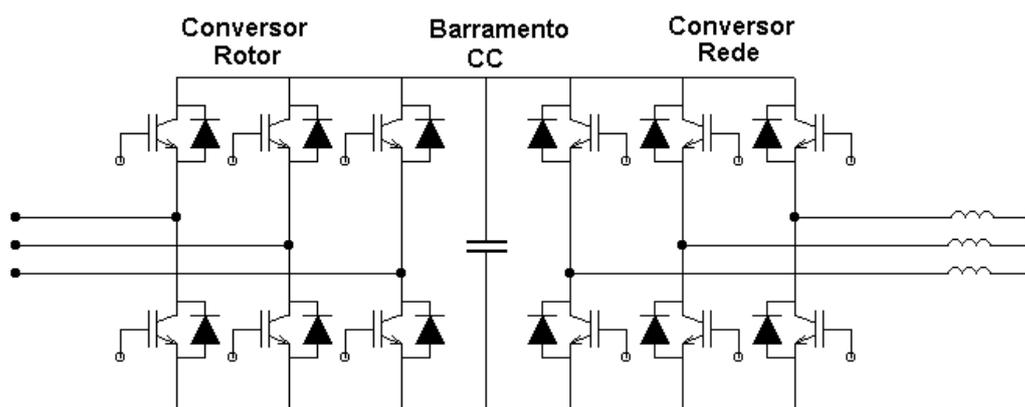
### 3.4 Conversores de Freqüência Estáticos

O conversor de freqüência é o elemento responsável pela transferência de potência e controle de velocidade do gerador e é formado por dois conversores ligados por um barramento CC.

A função desse barramento é o desacoplamento entre o sistema eólico e a rede (o conjugado do gerador é virtualmente independente). Existem duas opções que podem

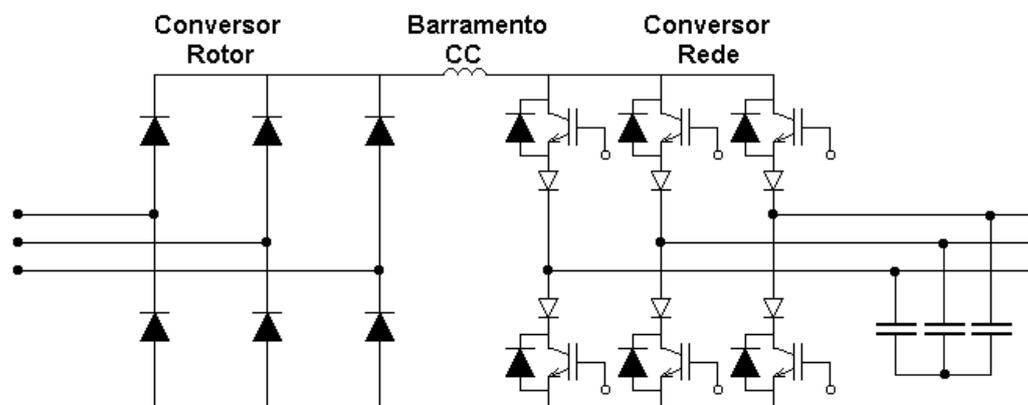
configurar diferentes tipos de barramentos CC, gerando dois tipos diferentes de conversores.

A estrutura para um barramento CC em tensão, que é constituído de um capacitor projetado para suportar as ondulações de tensão, apresentada na Figura 3.13, é conhecida como inversor fonte de tensão (VSI), onde o capacitor funciona como elemento armazenador de energia, podendo ser visto pelos dois conversores como uma fonte de tensão contínua.



**Figura 3.13:** Esquema do conversor com barramento CC em tensão - VSI.

Para altas potências, uma outra alternativa possível é utilizar um conversor com barramento CC em corrente, conforme apresentado na Figura 3.14, onde tem-se um indutor como elemento armazenador de energia, o que faz com que o barramento CC seja visto pelos dois conversores como fonte de corrente. Esta estrutura é conhecida como inversor fonte de corrente (CSI), mostrando-se especialmente adequada para circuitos de alta impedância, por reduzir as perdas de condução resultantes da circulação de correntes elevadas pelo indutor do barramento CC.

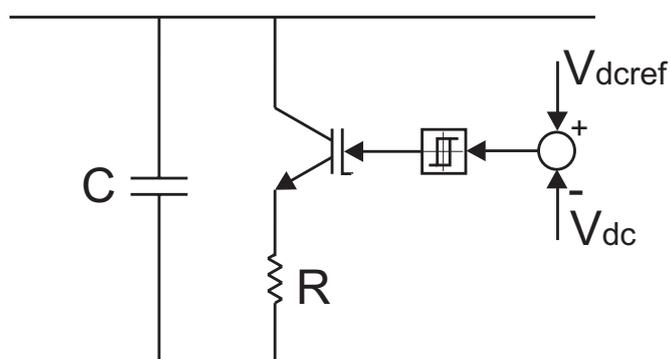


**Figura 3.14:** Esquema do conversor com barramento CC em corrente - CSI.

A necessidade da utilização de indutores de valor elevado no barramento CC para a eliminação do ripple de corrente e a inserção obrigatória dos capacitores na saída do inversor constituem-se em desvantagens inerentes desta topologia. Os capacitores servem também para auxiliarem na comutação e limitar a geração dos ruídos ao reduzirem os valores  $\frac{dV}{dt}$ . Apesar da proteção inerente contra curto-circuito e da possibilidade de utilização de estruturas bastante simples e convencionais de filtros, os conversores fonte de corrente têm tido pouca aceitação no mercado.

Os conversores com topologia VSI, normalmente compostos por chaves controladas (IGBT), são os mais utilizados, por uma série de fatores, principalmente por permitirem um melhor controle sobre o fluxo de potência, por permitir o controle da tensão no barramento CC com respostas transitórias rápidas, por permitir o controle do fator de potência, e principalmente, devido à baixa distorção harmônica na saída do conversor.

Nesta dissertação, o conversor modelado foi do tipo fonte de tensão. Na modelagem, foi adicionado um resistor de frenagem em paralelo com o capacitor no barramento CC, comandado por uma chave controlada (IGBT). A Figura 3.15 apresenta o esquema de controle do resistor de frenagem. Pode-se observar pelo esquema que o erro de  $V_{dc}$ , passa pelo controle de histerese e, a depender da saída desse controle, a chave pode ligar o resistor de frenagem.



**Figura 3.15:** Esquema de controle do resistor de frenagem.

Na ocorrência de curto-circuitos e, após o barramento CC alcançar a máxima capacidade de armazenamento, a chave ligará o resistor de frenagem (R), dissipando a energia excedente. Desta maneira, evita-se a queima do conversor pela sobretensão no barramento CC ou sobre o capacitor C e o aumento de velocidade da turbina eólica.

A turbina eólica é conectada à rede através de conversor CA/CC (conversor do lado do

gerador ou CLG), cujo barramento de corrente contínua é conectado a um conversor CC/CA (conversor do lado da rede ou CLR).

As chaves do CLG são acionadas de modo a garantir fluxo rotórico nominal e controle do conjugado eletromagnético tal que a velocidade seja mantida no valor que propicie máximo rendimento à turbina. O controle das grandezas principais (fluxo e velocidade/conjugado) é realizado através do controle das correntes de estator em malha fechada. A fim de evitar sobrecorrentes, os valores de referência para os controladores de corrente são limitadas a valores suportáveis pelas chaves do CLG.

As chaves do CLR são acionadas para garantir a manutenção da tensão do barramento CC (para que toda a potência injetada no barramento CC pelo gerador flua para a rede como potência ativa) e também para o controle da potência reativa injetada na rede. Assim como no CLG, o controle da tensão do barramento CC, bem como o controle da potência reativa injetada ou absorvida é realizado pelo controle das correntes do lado CA em malha fechada. Saturações nos valores das correntes de referência são novamente incluídas para evitar sobrecorrentes nas chaves do conversor.

### **3.5 Modelagem da Turbina Eólica**

Nesta seção serão apresentadas as modelagens utilizadas para o desenvolvimento dos algoritmos de simulação para os geradores síncronos e assíncronos em ATP (Alternative Transients Program).

#### **3.5.1 Turbina Eólica**

Para modelagem e simulação dinâmica de turbinas eólicas, faz-se imprescindível que as curvas experimentais para levantamento do rendimento das turbinas em função do vento sejam fornecidas por seus fabricantes, quando então seriam obtidos seus modelos matemáticos, específicos para cada turbina. Com a ausência destes dados, utilizam-se, comumente equacionamentos genéricos para simulação das turbinas eólicas.

Assim, apresenta-se na literatura uma equação para representação da característica do coeficiente de potência em função da relação de velocidades e do ângulo de passo. Tal modelo pode ser dado pelas equações 3.1 e 3.2 [1], [34], [19].

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.22 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\frac{12.5}{\lambda_i}}, \quad (3.1)$$

em que o fator  $\lambda_i$  é definido por:

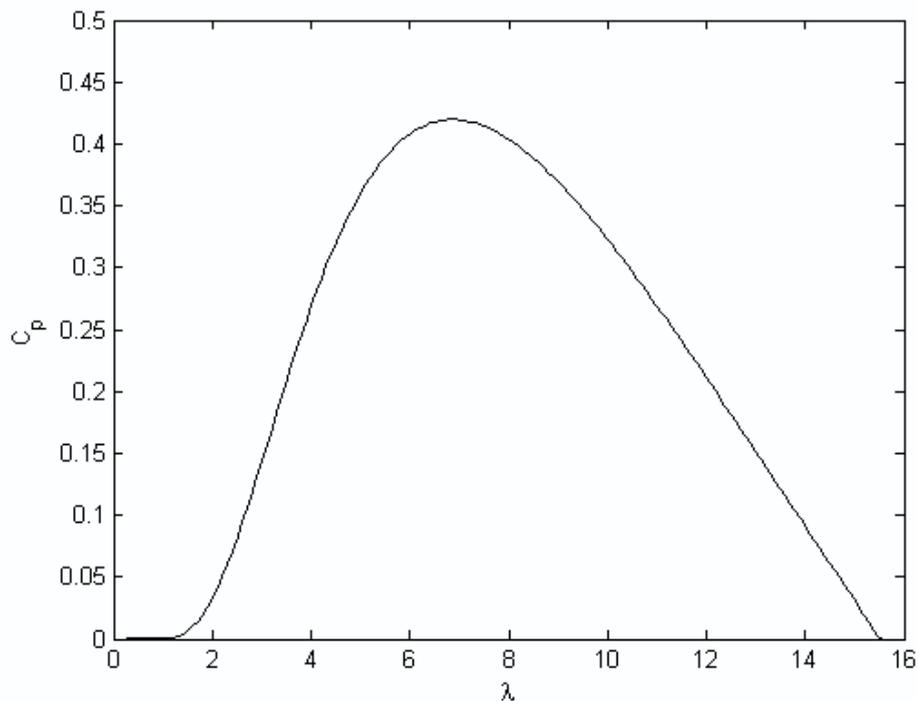
$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta + 1} \quad (3.2)$$

onde,

$$\lambda = \frac{\omega_r R}{V_v} \quad (3.3)$$

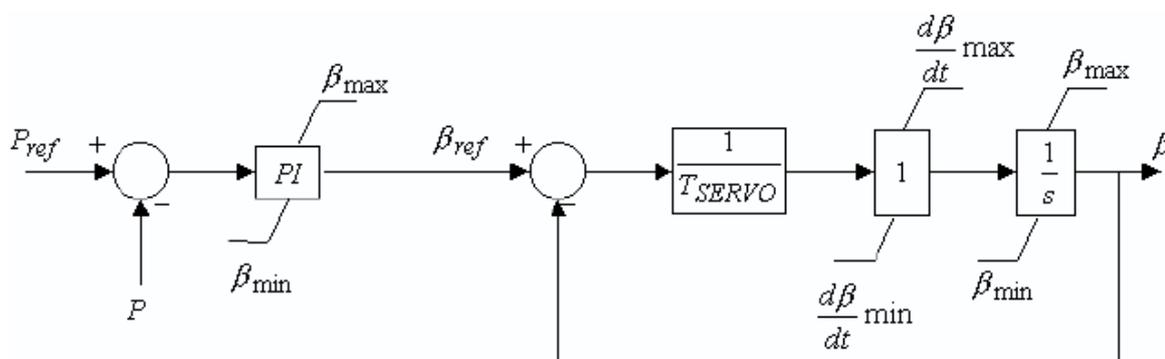
e onde  $\omega_r$  é a velocidade do rotor aerodinâmico,  $R$  é o raio da pá e  $V_v$  é a velocidade do vento.

Essa é apenas uma das diversas formas de representar o coeficiente de potência em função de  $\lambda$  e  $\beta$ . Outros modelos são propostos na literatura. A Figura 3.16 apresenta uma curva  $C_p(\lambda, \beta)$  oriunda das equações 3.1 e 3.2, onde foi considerado um ângulo de passo fixo ( $1^\circ$ ) e foi variada a relação de velocidade através da mudança da velocidade do vento.



**Figura 3.16:** Curva  $C_p(\lambda, \beta)$ .

No presente trabalho, para o controle do ângulo de passo, utilizou-se a estratégia de controle pela potência mecânica fornecida pela turbina conforme apresentado pelo diagrama de blocos da Figura 3.17.

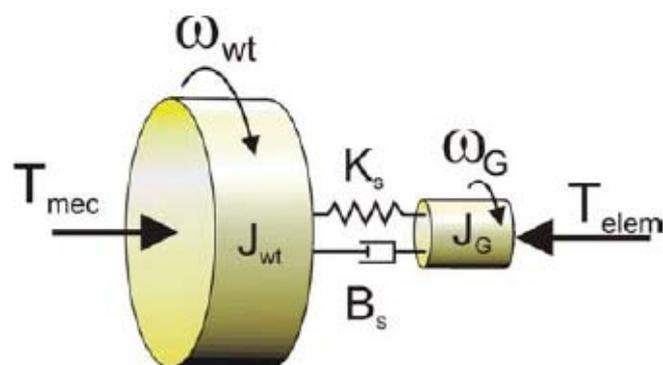


**Figura 3.17:** Diagrama de blocos do controle do ângulo de passo das pás.

Para o método de controle ativo do ângulo das pás, a modelagem pode apresentar perdas de aproximação devido a simplicidade na modelagem do mecanismo do servo-motor responsável pela alteração do ângulo. Entretanto, a não consideração deste mecanismo não produz alterações significativas para os estudos de estabilidade de tensão transitórias[5].

De modo a facilitar a análise do comportamento de um turbina eólica conectada a um sistema elétrico, é necessário que o modelo utilizado para seus componentes seja simples e represente bem os principais comportamentos dinâmicos do equipamento.

O conjunto rotor é um sistema composto por duas massas e seus respectivos momentos de inércia, sendo que uma massa representa o rotor aerodinâmico com a caixa de engrenagens e a outra o rotor do gerador. Essas massas são conectadas por meio de um eixo que tem a sua rigidez e amortecimento modelados, conforme apresentado na Figura 3.18[13].



**Figura 3.18:** Modelo duas massas para a turbina eólica.

A razão para a utilização deste modelo é que ele é simples e representa os principais efeitos das oscilações mecânicas sobre a potência gerada [18].

Este modelo é descrito pelas equações a seguir:

$$T_{mec} - T = J_{wt} \frac{d\omega_{wt}}{dt}, \quad (3.4)$$

$$T - T_{elem} = J_G \frac{d\omega'_G}{dt}, \quad (3.5)$$

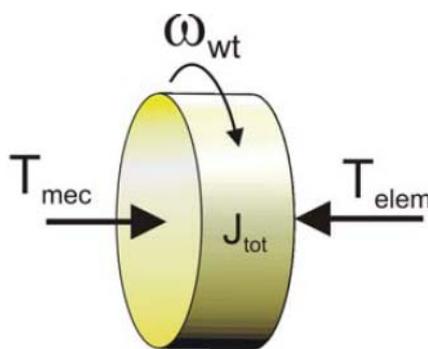
$$T = K_s \int (\omega_{wt} - \omega'_G) dt + B_s (\omega_{wt} - \omega'_G), \quad (3.6)$$

$$\omega'_G = \frac{\omega_G}{CM}, \quad (3.7)$$

onde:

- $J_{wt}$  - Momento de inércia do rotor aerodinâmico;
- $J_G$  - Momento de inércia do rotor do gerador;
- $\omega_{wt}$  - Rotação da turbina eólica;
- $\omega_G$  - Rotação do gerador;
- $K_s$  - Rigidez do eixo de acoplamento;
- $B_s$  - Amortecimento do eixo de acoplamento;
- $T_{mec}$  - Conjugado mecânico (Conjugado primário) produzido pela turbina eólica;
- $T_{elem}$  - Conjugado eletromagnético produzido pelo gerador elétrico;
- CM - Fator da caixa multiplicadora;

A rigidez e o amortecimento do eixo de acoplamento são normalizados, porém, para simplificação do modelo, utilizou-se o modelo com apenas uma massa e inércia equivalentes, conforme Figura 3.19.



**Figura 3.19:** Modelo equivalente de massas para a turbina eólica.

O modelo de uma massa pode ser representado por:

$$\frac{2J_{Tot}}{P_{polos}} \frac{d\omega_{wt}}{dt} = T_{elem} - T_{mec}, \quad (3.8)$$

onde:

- $\omega_{wt}$  - Rotação da turbina eólica;
- $J_{Tot}$  - Momento de inércia total (Turbina + Gerador);
- $T_{mec}$  - Conjugado mecânico (Conjugado primário) produzido pela turbina eólica;
- $T_{elem}$  - Conjugado eletromagnético produzido pelo gerador elétrico;
- $P_{polos}$  - Número de pólos do gerador;

A turbina eólica foi modelada em ATP utilizando a ferramenta TACS, uma vez que a biblioteca do ATP não dispõe de modelos adequados para a simulação das partes mecânicas da turbina, ventos e conversores de frequência.

Os transformadores, a rede elétrica e o sistema elétrico equivalente onde a central eólica foi conectada, foram modelados utilizando a biblioteca do ATP, uma vez que são elementos modelados de forma satisfatória, inclusive com a possibilidade de representar as linhas com parâmetros distribuídos, transformadores com saturação, etc.

### 3.5.2 Gerador Síncrono

Os geradores síncronos podem ter duas configurações quanto às características do rotor, sendo uma possibilidade o uso de gerador com rotor bobinado. Para esse caso é necessária a

utilização de um retificador para alimentação do circuito de campo (circuito de excitação do rotor)[13]. Uma outra possibilidade consiste no uso do gerador a ímã permanente[5].

Desconsiderando as componentes homopolares, o conjunto de equações para o gerador síncrono com rotor bobinado, em referencial dq girante à velocidade rotórica  $\omega_r$ , é apresentado a seguir ([6]):

$$v_d = R_a i_d + \frac{d\lambda_d}{dt} - \lambda_q \omega_r \quad (3.9)$$

$$v_q = R_a i_q + \frac{d\lambda_q}{dt} + \lambda_d \omega_r \quad (3.10)$$

$$e_{fd} = R_{fd} i_{fd} + \frac{d\lambda_{fd}}{dt} \quad (3.11)$$

$$\lambda_d = (L_{ad} + L_l) i_d + L_{ad} i_{fd} \quad (3.12)$$

$$\lambda_q = (L_{aq} + L_l) i_q \quad (3.13)$$

$$\lambda_{fd} = (L_{ffd} + L_{ad}) i_d \quad (3.14)$$

$$T_e = \frac{3}{2} \frac{P_{polos}}{2} \lambda_d i_q - \lambda_q i_d \quad (3.15)$$

$$\frac{2J}{P_{polos}} \frac{d\omega_r}{dt} = T_e - T_{prim} \quad (3.16)$$

As equações para o gerador síncrono a ímã permanente são similares às equações acima apresentadas. Porém, com o ímã, não haverá o circuito para alimentação do circuito de campo. Portanto, o conjunto das equações para o gerador síncrono a ímã é representado da seguinte maneira:

$$v_d = R_a i_d + \frac{d\lambda_d}{dt} - \omega_r \lambda_q \quad (3.17)$$

$$v_q = R_a i_q + \frac{d\lambda_q}{dt} + \omega_r \lambda_d \quad (3.18)$$

$$\lambda_d = L_d i_d + \lambda_m \quad (3.19)$$

$$\lambda_q = L_q i_q \quad (3.20)$$

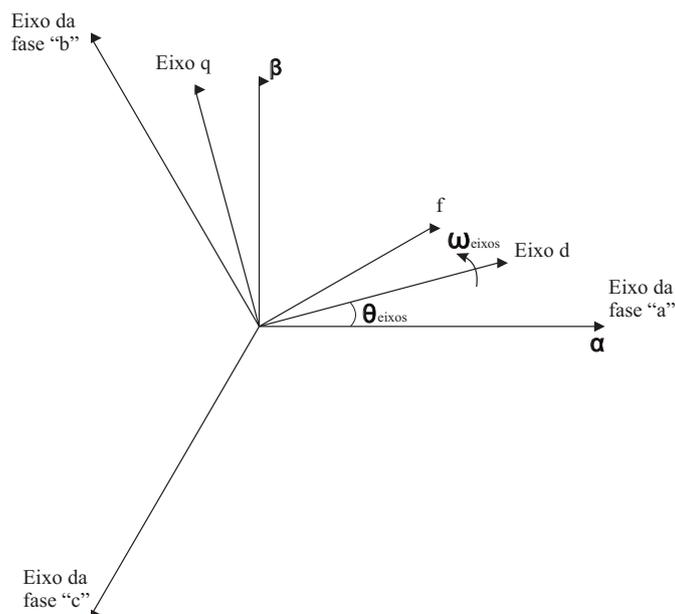
$$T_e = \frac{3}{2} \frac{P_{\text{polos}}}{2} [\lambda_m i_q + (L_d - L_q) i_d i_q] \quad (3.21)$$

$$\frac{2J}{P_{\text{polos}}} \frac{d\omega_r}{dt} = T_e - T_{\text{prim}} \quad (3.22)$$

### 3.5.3 Gerador de Indução

As técnicas de controle com alto desempenho para os geradores de indução foram bastante simplificadas a partir da modelagem vetorial dessas máquinas.

Nas equações apresentadas considerou-se o uso de referencial dq como apresentado na Figura 3.20, considerando a inexistência da componente de seqüência zero, girante à velocidade arbitrária  $\omega_{eixos}$ .



**Figura 3.20:** Sistema de coordenada dq girante a uma velocidade arbitrária, sendo  $\theta_{eixos}$  o ângulo entre o eixo "d" e a fase "a".

As equações de tensão e enlace de fluxo da máquina de indução, funcionando como motor, em referencial dq arbitrário, são:

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\lambda_{sd}}{dt} - \omega_{eixos} \lambda_{sq} \quad (3.23)$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d\lambda_{sq}}{dt} + \omega_{eixos} \lambda_{sd} \quad (3.24)$$

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\lambda_{rd}}{dt} - (\omega_{eixos} - \omega_r) \lambda_{rq} \quad (3.25)$$

$$v_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d\lambda_{rq}}{dt} + (\omega_{eixos} - \omega_r) \lambda_{rd} \quad (3.26)$$

$$\lambda_{sd} = L_s i_{sd} + L_m i_{rd} \quad (3.27)$$

$$\lambda_{sq} = L_s i_{sq} + L_m i_{rq} \quad (3.28)$$

$$\lambda_{rd} = L_m i_{sd} + L_r i_{rd} \quad (3.29)$$

$$\lambda_{rq} = L_m i_{sq} + L_r i_{rq} \quad (3.30)$$

$$T_e = \frac{3}{2} \frac{P_{polos}}{2} \frac{L_m}{L_r} (\lambda_{rd} i_{sq} - \lambda_{rq} i_{sd}) \quad (3.31)$$

$$\frac{2J}{P_{polos}} \frac{d\omega_r}{dt} = T_e - T_{prim} \quad (3.32)$$

Algumas grandezas, determinada pelo sentido de funcionamento da máquina, como correntes(i), conjugados (T) e fluxos de potências (P e Q), serão negativas quando do funcionamento como gerador.

# 4

## **METODOLOGIA DE INVESTIGAÇÃO E RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES**

Neste capítulo, será analisado o comportamento de turbinas eólicas a velocidade fixa e a velocidade variável, quanto a capacidade de LVRT. Para tanto, serão criados diversos cenários para integração da central eólica ao sistema elétrico de potência. Serão simulados vários casos com as turbinas para avaliar a adequabilidade dos critérios de LVRT exigidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Serão apresentados os resultados das simulações realizadas em ANATEM e ATP, sendo avaliado o comportamento do sistema elétrico de potência com a central eólica conectada durante e após a falta ser eliminada.

Devido as limitações do Anatem<sup>®</sup> em simular os curto-circuitos com as turbinas eólicas do tipo síncrona conectadas à rede através de conversores plenos, as análises do comportamento das turbinas eólicas e da central eólica assim como as respostas do sistema elétrico serão realizadas utilizando-se o Alternative Transient Program ATP.

### **4.1 Introdução**

Neste capítulo, os Procedimentos de Rede brasileiros são avaliados com relação ao critério de LVRT. Para tal, foram realizadas simulações de curto-circuitos no sistema elétrico brasileiro considerando condições e cenários pré estabelecidos pelo ONS para possíveis problemas a serem encontrados no futuro.

A seguir, será feita uma análise das ferramentas de simulação, para depois determinar o cenário a ser considerado e os casos a serem simulados.

#### 4.1.1 Análise das Ferramentas de Simulação

O processo da escolha da ferramenta de simulação para análise do impacto da interligação de sistemas eólicos à rede elétrica deve ter por base a observação de certos requisitos dos estudos de simulação [5], sendo estes:

- **Custo de aquisição:** existem diversos programas no mercado mundial que se prestam a atender o objetivo acima exposto. Entretanto, por serem programas dedicados e restritos a um pequeno mercado, são em geral de alto custo de aquisição.
- **Velocidade de processamento:** por se tratar de simulações que envolvem dinâmicas de alta frequência.
- **Interface:** observa-se uma grande tendência não só nos meios comerciais, mas também nos meios acadêmicos, pela utilização dos chamados "programas amigáveis", uma vez que se configuram de fácil implementação, fácil análise de erros e, sobretudo, de fácil transmissão didática.
- **Aplicabilidade institucional:** em se tratando de simulações que tenham o sistema elétrico receptor como ponto crucial, faz-se de extrema importância que o programa de simulação contemple o banco de dados referente ao sistema elétrico da empresa, desenvolvido e atualizado no decorrer dos anos.
- **Aplicabilidade funcional:** embora a maioria dos programas contemple tanto a simulação transitória como em regime permanente, alguns destes prestam-se mais ao primeiro ou ao segundo tipo de estudo.

A seguir, apresenta-se uma descrição sucinta das características dos programas utilizados para realização desta dissertação.

#### 4.1.2 Ferramentas de Simulação

O estudo da interligação de sistemas eólicos a rede elétrica, para que seja bem consistente deve, necessariamente, abranger tanto o regime permanente quanto os regimes transitórios a que o sistema pode ser submetido. Dessa forma, os seguintes programas foram utilizados:

- Regime permanente: ANAREDE
- Regime Transitório: ANATEM e ATP.

#### 4.1.3 ANAREDE

Desenvolvido pelo CEPTEL, foi criado com o objetivo de disponibilizar às empresas do setor novas técnicas, algoritmos e métodos eficientes, adequados à realização de estudos nas áreas de operação e de planejamento de sistemas elétricos de potência. O ANAREDE contempla praticamente todo o sistema elétrico brasileiro, tendo este fato como uma vantagem.

Na versão utilizada, V07-08/99, obteve-se resultados retirados a partir do seguinte conjunto de aplicações integradas:

- Programa de Fluxo de Potência
- Programa de Equivalente de Redes
- Programa de Análise de Contingências
- Programa de Análise de Sensibilidade de Tensão
- Programa de Despacho de Potência Ativa
- Programa de Fluxo de Potência Continuado

Sua versão para ambiente Windows, a WANAREDE, configura-se uma versão "amigável" e de fácil utilização e obtenção de resultados para posterior análise. Seu programa de cálculo de fluxo de potência tem como objetivo o cálculo do estado operativo da rede elétrica para definidas condições de carga, geração, topologia e determinadas restrições operacionais.

Para simulação de usinas eólicas acopladas ao sistema elétrico, sua aplicação para estudos de fluxo de potência foi implementado como uma barra de carga dinâmica, geralmente referida como barra PQ onde as cargas e as gerações ativa e reativa são especificadas. A magnitude da tensão nesta barra não é regulada, exceto para os casos que são controlados por um transformador LTC ou uma barra PV remota. Neste caso, fornecem-se, normalmente, os valores de potência ativa da usina e o valor de potência reativa associado, com ou sem compensação local de reativos.

#### 4.1.4 ANATEM

Assim como o ANAREDE, trata-se de um programa desenvolvido pelo CEPEL, tendo, no entanto o objetivo de simular o comportamento dinâmico do sistema elétrico quando submetido a perturbações. Essa ferramenta computacional proporciona simular de todo o sistema elétrico nacional incluindo as interligações nacionais e internacionais. O Anatem foi desenvolvido para a modelagem e representação de fenômenos transitórios eletromecânicos, com frequência máxima de alguns hertz. São considerados fenômenos lentos no sistema elétrico que podem evoluir de minutos a horas.

Nessa ferramenta não se inclui os estudos transitórios eletromagnéticos do sistema elétrico como avaliação de propagação de ondas nas linhas de transmissão, seus estudos são mais simples, e dessa maneira ele pode simular todo o sistema elétrico com pouco esforço computacional e em tempo hábil para análises de diferentes casos.

O intuito de avaliar o desempenho de turbinas eólicas do tipo gerador síncrono com conversores, exatamente os modelos que estão sendo instalados no Brasil, foi usado o modelo desenvolvido especificamente para esse princípio.

O ANATEM apresenta um modelo genérico que representa a dinâmica da turbina eólica. Porém, para esta dissertação foi usado um modelo matemático específico que representa uma turbina eólica com gerador síncrono a rotor bobinado, desenvolvido pelo CEPEL e o ONS, modelo esse representado por uma barra de carga PQ.

#### 4.1.5 ATP/ATPDraw

O ATP é uma ferramenta de simulação largamente utilizada em todo o mundo para simulação de sistemas elétricos de potência e tem sua base computacional no programa EMTP, deste se diferenciando em pequenos aspectos [20].

O ATPDraw é uma versão gráfica adaptada para ambiente Windows [ATP - Rule Book], a qual torna mais fácil a montagem do arquivo de simulação, bem como sua operação e obtenção dos resultados. Assim, este programa já carrega em si uma grande quantidade de modelos de elementos de circuitos elétricos, não sendo, entretanto tão bem favorecido no que tange a eletrônica de potência, máquinas elétricas e sistemas de controle. Entretanto, esse problema pode ser contornado com a utilização de uma ferramenta disponível, denominada TACS. Por meio desta ferramenta, todo o sistema eólico como regime de vento, turbinas,

caixa de transmissão, conversores, sistemas de controle e mesmo máquinas elétricas podem ser modelados e integrados de forma devida ao sistema elétrico.

O uso do ANATEM nesta dissertação visou a princípio a avaliação do comportamento do sistema elétrico como um todo, inclusive nas interligações norte/nordeste - sudeste, considerando que o ANATEM contempla todo o sistema elétrico brasileiro. No entanto, o ANATEM não disponibiliza dos modelos dos geradores eólicos de forma dinâmica, com isso o resultado das simulações tendem a um distanciamento do comportamento ideal.

Já o uso do ATP partiu da necessidade da modelagem dos geradores eólicos considerando as dinâmicas das máquinas, buscando um resultado de simulação mais próximo do ideal, porém, o ATP não tem capacidade de contemplar a modelagem de todo o sistema elétrico brasileiro devido ao grande número de variáveis envolvidas e as suas limitações de ordem computacionais, sendo necessário que o sistema elétrico fosse representado de forma equivalente conforme mostrado na Figura 4.1.

## **4.2 Explicação dos Casos**

Os casos apresentados nesta dissertação foram fornecidos pelo ONS e compõem diferentes cenários para definir possíveis situações críticas de operação do sistema elétrico, considerando uma central eólica com geradores síncronos, simulados em ANATEM e ATP. Tais casos estão apresentados na seção a seguir.

Os casos apresentados nesta dissertação considerando a central eólica com geradores de indução foram somente simulados em ATP, visando a avaliação do comportamento da central eólica sem o uso do conversor de frequência. O gerador síncrono não foi simulado em ANATEM, devido a inexistência do modelo e falta de parâmetros para utilização do modelo genérico disponível.

Observou-se que o ANATEM<sup>®</sup>, não permite aplicações de curto-circuitos monofásicos e bifásicos, deste modo, as simulações dos curto-circuitos com as turbinas eólicas do tipo síncrona conectadas à rede através de conversores plenos, com intuito de analisar o comportamento das turbinas eólicas e da central eólica assim como as respostas do sistema elétrico serão realizadas utilizando-se o Alternative Transient Program ATP.

Para as avaliações dos procedimentos de rede e comportamento das turbinas eólicas no sistema elétrico, serão estudados os comportamentos durante e após curto-circuitos

trifásicos, bifásicos e monofásicos, nesse caso usando o ATP, em um sistema teste escolhido na região Nordeste.

Em virtude das limitações do ANATEM<sup>®</sup> na aplicação de curto-circuito desbalanceado e na modelagem do gerador eólico sem considerar as dinâmicas da máquina, optou-se na utilização do ATP, tendo este como limitação a modelagem do sistema elétrico que não é contemplada como um todo, de forma a reduzir o campo de análise do comportamento do sistema para uma parte do sistema elétrico de potência.

### 4.3 Modelagem da Central Eólica

Conforme indicado anteriormente, foram fornecidos modelos das centrais eólicas com turbinas do tipo Enercon no ANATEM<sup>®</sup>, software desenvolvido pelo CEPEL para estudos de transitórios eletromecânicos do sistema elétrico. Além disso, foram empregados modelos no ambiente de simulação ATP que foi desenvolvido para análise de transitórios eletromagnéticos.

A seguir são apresentados os sistemas estudados e a modelagem realizada no ANATEM e no ATP.

#### 4.3.1 ANATEM

O modelo da turbina eólica usado nesta dissertação foi desenvolvido pelo Fabricante das turbinas eólicas em conjunto com o ONS que estão sendo usadas nos projetos em instalação (Enercon).

Existem dois modelos de máquinas eólicas disponibilizadas na biblioteca do programa ANATEM<sup>®</sup>. Uma dessas máquinas, de acordo com o fabricante, suporta os requisitos de LVRT demandados pelo ONS e é chamada de turbina do tipo transmissão; a outra, que não atende aos requisitos de LVRT, é chamada de turbina do tipo distribuição. Essas turbinas eólicas são fabricadas pela Wobben WindPower / ENERCON, e comercialmente, os modelos são chamados de **E-70 modelo Transmissão** com potência nominal de 2MW e **E-48 modelo Distribuição**, com potência nominal de 800kW.

O modelo desenvolvido no ANATEM possui limitações causadas, primeiro pela ferramenta de simulação e, segundo pela forma de modelagem da central eólica usada. O primeiro problema decorre de o programa não permitir simular a existência de curto-circuitos

monofásicos e bifásicos devido à sua construção, e dessa maneira os estudos pretendidos não seriam realizados. O segundo problema refere-se à forma escolhida para representar as turbinas eólicas através de modelos de carga dinâmica. Essa forma de representar as turbinas eólicas resulta em problemas de instabilidade numérica durante operações em tensões muito reduzidas. Como consequência, não é possível simular casos com curto-circuitos próximos à central eólica, que resultem em tensões inferiores a 48%.

Apesar das limitações, diversos casos foram simulados com base nos casos disponibilizados pelo ONS. A relação dos casos disponibilizados é apresentada a seguir. As simulações levam em conta a instalação da central eólica de Rio do Fogo, que está conectada ao sistema de distribuição da COSERN, no Rio Grande do Norte, a partir da subestação de Natal II, na rede básica. Por falta de dados e por se considerar irrelevante, considerou-se a central eólica ligada diretamente à barra de Natal II (230kV) através de uma linha curta e um transformador de conexão.

Arquivo: CT.SAV Esse arquivo do Anarede possui três casos disponíveis:

- Caso 01 - Carga Pesada - considerando o Sub-Sistema Nordeste como exportador de energia, com carga média exportada de 1400MW
- Caso 02 - Carga Média - considerando o Sub-Sistema Nordeste como exportador de energia, com carga média exportada de 1920MW
- Caso 03 - Carga Leve - Considerando o Sub-Sistema Nordeste como exportador de energia, com carga média exportada de 2200MW

Arquivo: Limites.SAV Esse arquivo do Anarede possui seis casos disponíveis:

- Caso 01 - Carga Pesada - considerando o Sub-Sistema Nordeste como exportador de energia, com carga média exportada de 3700MW
- Caso 02 - Carga Média - considerando Sub-sistema Nordeste como exportador de energia, com carga média exportada de 3700MW
- Caso 03 - Carga Leve - considerando o cenário do Sub-sistema Nordeste como exportador de energia em uma carga média exportada de 3800MW
- Caso 04 - Carga Pesada - considerando o Sub-Sistema Sudeste como exportador de energia, com carga média exportada de 2600MW

- Caso 05 - Carga Média - considerando o Sub-Sistema Sudeste como exportador de energia, com carga média exportada de 2600MW
- Caso 06 - Carga Leve - considerando o Sub-Sistema Sudeste como exportador de energia, com carga média exportada de 2600MW

#### 4.3.2 Alternative Transient Program - ATP

Para possibilitar realizar os curto-circuitos monofásicos e bifásicos, assim como atingir valores de tensão durante o curto circuito de 20% nos terminais da máquina, foi decidido pelo uso do Alternative Transient Program - ATP para a realização das simulações.

Um dos motivos de se adotar o ATP para as simulações reside no fato de que os modelos que serão utilizados para simulação foram previamente desenvolvidos pelo grupo de Pesquisa GEPAE/UFPE em conjunto com a UFMG. Os modelos incluem a representação da parte mecânica da turbina eólica, do gerador elétrico, dos conversores eletrônicos e o controle geral da central eólica.

Adicionalmente, para uma melhor compreensão do comportamento de turbinas de diferentes tecnologias durante o afundamento de tensão, foram modeladas e investigadas turbinas equipadas com:

- Gerador de Indução diretamente conectado à rede elétrica sem o uso de conversores de frequência;
- Gerador Síncrono - com conversores plenos de frequência na conexão elétrica.

Para as simulações, devido às semelhanças entre as respostas obtidas em simulações preliminares, foi decidido que somente um caso seria transferido para o ATP para realização das investigações.

Com intuito de avaliar o comportamento dinâmico do sistema elétrico durante e após a aplicação de curto-circuito trifásico, bifásico e monofásico, assim como o comportamento da turbina eólica e suas grandezas elétricas associadas (tensão, corrente, potência ativa, potência reativa) e das grandezas mecânicas (velocidade de rotação e conjugados), a central eólica foi considerada como uma turbina equivalente a todo o conjunto.

Devido a limitações de ordem computacional no ATP como mencionados anteriormente, o sistema elétrico nacional foi reduzido a um sistema equivalente com os pontos de fronteira

nas seguintes barras:

- Barras de 500kV

1. Luiz Gonzaga;
2. Paulo Afonso IV;
3. Xingó.

- Barras de 230kV

1. Açú II;
2. Paulo Afonso Barra 1;
3. Paulo Afonso Barra 2.

Um diagrama unifilar com a indicação do sistema equivalente usado nas simulações pode ser visualizado na Figura 4.1.



Para as simulações, foram consideradas as instalações de turbinas em Rio do Fogo.

No ATP, foi considerada também a instalação da central eólica de Rio do Fogo, tendo como principal ponto de avaliação a comparação do comportamento das duas topologias citadas, na ocorrência de:

- Curto-circuito trifásico na barra de Natal II;
- Curto circuito bifásico na barra de Natal II;
- Curto circuito monofásico na barra de Natal II;

A seguir, serão apresentados os casos estudados, começando por Rio do Fogo, usando a ferramenta ANATEM e, em seguida, a ferramenta ATP.

## 4.5 Estudo de Caso

O estudo de caso considerando Rio do Fogo, consiste em simular a operação da central eólica Rio do Fogo em sua potência nominal durante um curto circuito trifásico em Natal II (230kV), subestação da Rede Básica mais próxima da central eólica.

De acordo com a ferramenta de simulação e o caso estudado, foram monitorados os parâmetros apresentados abaixo:

### **ANATEM**

- Tensão (rms) na barra de Natal II, nos terminais de algumas máquinas hidráulicas do sistema do Nordeste e na barra de Rio do Fogo (Central Eólica em estudo);
- Frequência elétrica em algumas máquinas hidráulicas: Xingó, Paulo Afonso e Luiz Gonzaga;
- Correntes da Central Eólica;
- Fluxo de potência nas interligações Norte Nordeste e Sudeste (Linha Gurupi - Serra da Mesa);

### **ATP**

- Tensão (rms) na barra de Natal II e na saída da Central Eólica;

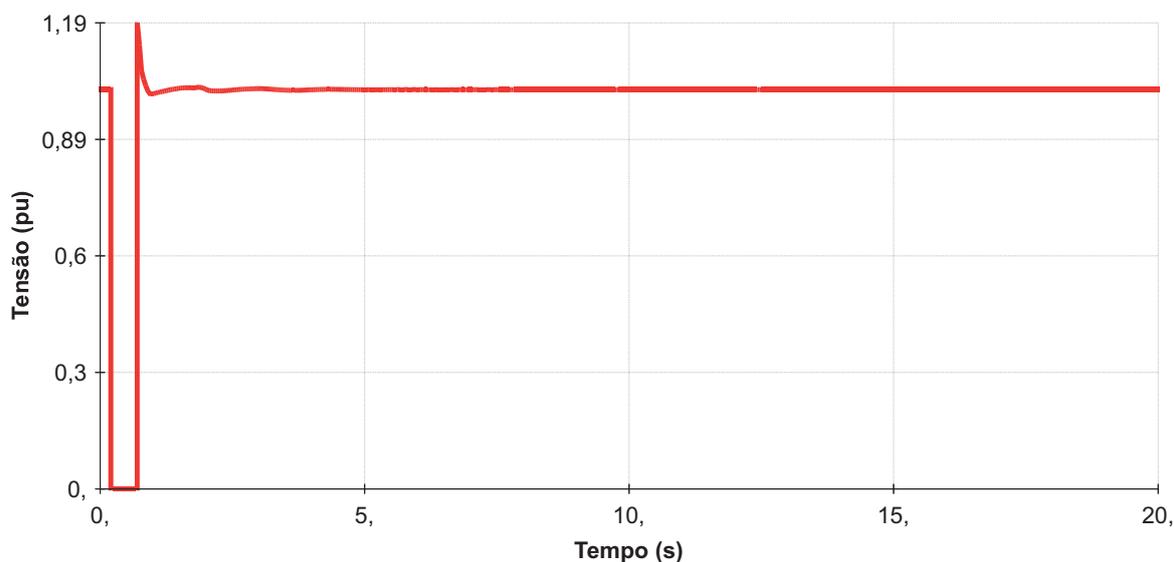
- Corrente da Central Eólica;
- Velocidade angular na turbina eólica;
- Potência ativa e reativa na saída da Central Eólica.

## 4.6 Casos de Referência

Nos casos de referência, foi aplicado um curto trifásico na barra 5241 (NATAL II - 230KV) com duração de 500ms. A barra de Natal foi escolhida, pois se encontra mais próxima da central eólica e representa assim a situação mais severa de afundamento de tensão. As barras e os fluxos de potência monitorados assim como um detalhamento dos casos simulados estão indicados no apêndice A1.

A seguir, são apresentados os principais resultados das simulações dos casos de referência. Em primeiro lugar é apresentada a evolução da tensão na barra de Natal II.

A Figura 4.2 apresenta a tensão da barra de Natal II para o caso 1 presente no arquivo Limites.sav disponibilizado pelo ONS. Apesar de terem sido simulados diversos cenários, todos apresentam comportamento similar. A tensão recupera o valor inicial em um tempo muito curto e tem-se uma pequena sobretensão imediatamente após a remoção da falha.



**Figura 4.2:** Comportamento da tensão na barra de Natal II devido a curto circuito trifásico.

A rápida recuperação da tensão logo após a remoção da falha está provavelmente relacionada com a falta de cargas dinâmicas as quais retardariam a recuperação de tensão ao

nível pré- distúrbio. Caso a sobretensão se constitua uma realidade, esse valor, dependendo do ajuste da unidade instantânea do relé de sobretensão, poderá ocasionar o desligamento da central eólica por sobretensão.

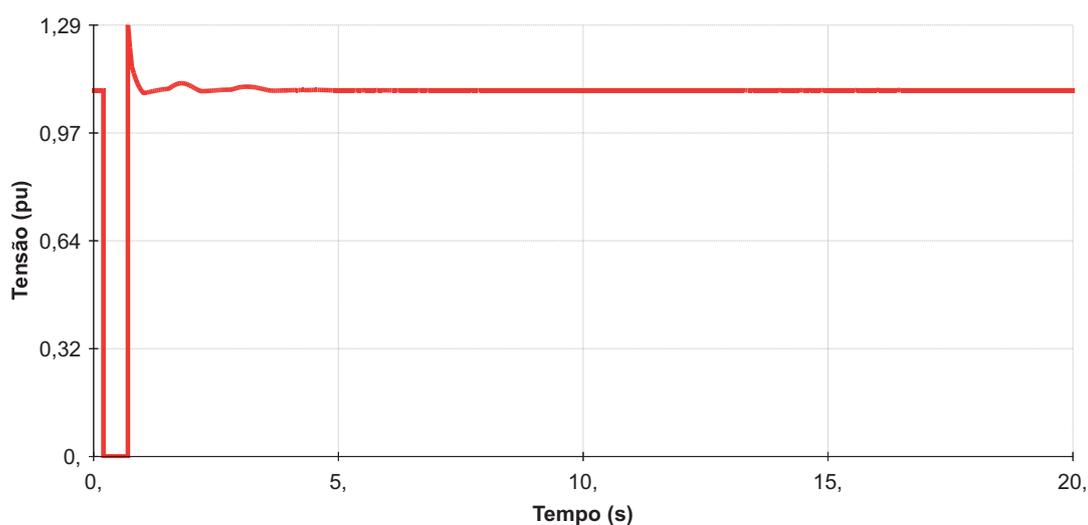
Segundo [21], para melhor representar o comportamento de recuperação da tensão do sistema, recomenda-se a simulação de dois grandes motores na barra de Natal II incluindo assim uma considerável parcela de cargas dinâmicas e retardando a recuperação da tensão, sendo esta uma adaptação para aproximar o caso simulado mais próximo do real. Esta adaptação é executada no ANATEM, os motores são conectados diretamente na barra de Natal II.

A Figura 4.3 apresenta a dinâmica da tensão na barra de Natal II (230kV), após um curto circuito similar ao apresentado na Figura 4.2, porém considerando a representação dinâmica das cargas na barra de 69 kV da SE de Natal II. Os parâmetros usados de ajuste foram baseados em [21] e são apresentados a seguir:

- 30 % da carga da barra foi modelada como Motor de Indução do tipo ar condicionado chamada de ARCOND com inércia  $H = 3,5s$  e fator  $\alpha = 0,01$ ;
- 30 % da carga da barra foi modelada como Motor de Indução do tipo M2250H [DOEL, 1998] com inércia  $H = 2s$  e fator  $\alpha = 2,0$ ;
- 40 % da carga da barra foi modelada como carga estática, sendo 16 % Pcte (potência constante) e 24 % Zcte (impedância constante) para potência ativa e toda potência reativa modelada como Zcte (impedância constante).

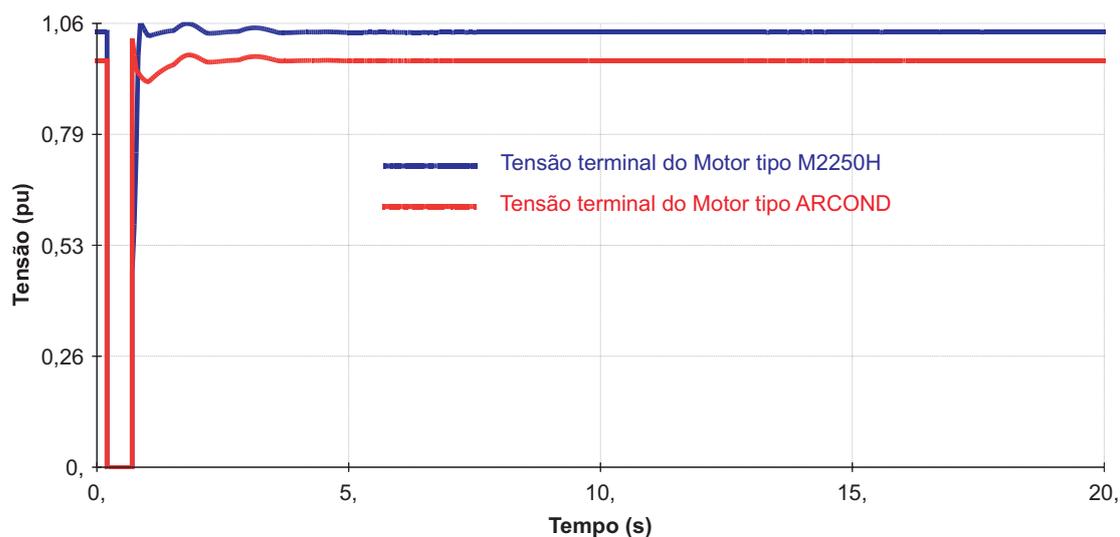
onde:

- $H$  - é a Constante de inércia de uma unidade do conjunto motor de indução-carga mecânica ou gerador de indução-turbina, em segundos;
- $\alpha$  - é a curva de torque de carga motor de indução.



**Figura 4.3:** Perfil de tensão encontrado na barra de Natal II devido a curto circuito trifásico na mesma considerando o caso 1 do arquivo Limites.sav, para modificação da carga da barra instalando dois motores de indução.

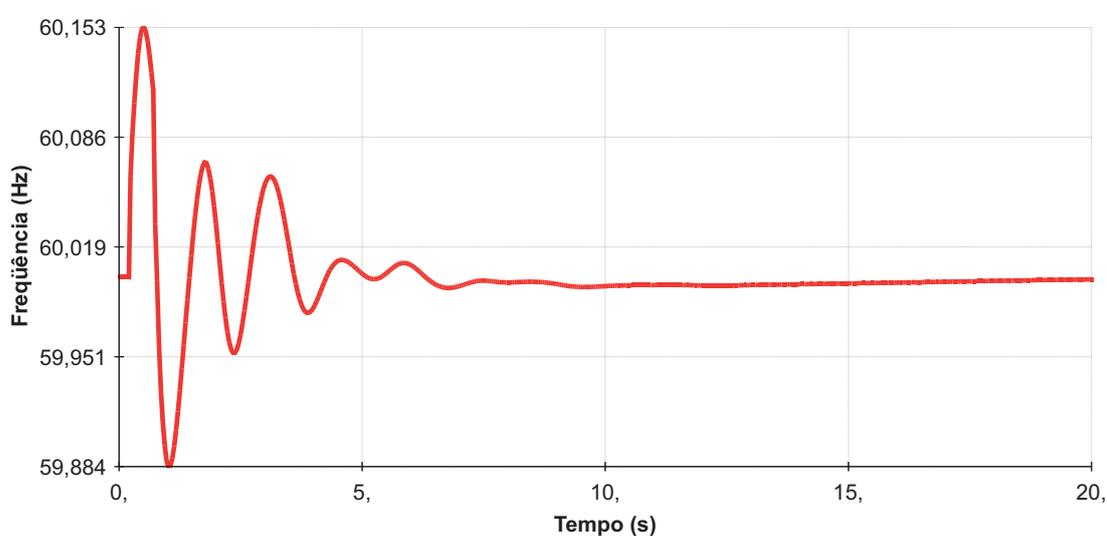
Pode-se verificar na Figura 4.3 que o sistema, apesar das cargas dinâmicas conforme recomendado, ainda apresenta uma rápida recuperação após a remoção da falta. Com a simulação incluindo as cargas dinâmicas, verificou-se uma pequena influência na recuperação de tensão, particularmente quando comparando a Figura 4.2 e a Figura 4.3. A seguir, são apresentadas as tensões nos terminais das máquinas equivalentes das cargas dinâmicas na Figura 4.4.



**Figura 4.4:** Perfil de tensão encontrado no terminal dos motores instalados na barra de Natal II 69kV devido a curto circuito trifásico na barra de Natal II 230kV.

Com base nas Figuras 4.2 a 4.4, verifica-se que o impacto da modelagem da carga de maneira dinâmica é pequena e relaciona-se isso ao aumento da capacidade de transmissão para Natal melhorando assim o comportamento dinâmico generalizado em Natal II durante curtos circuitos. Como se verificou, uma pequena diferença nos resultados, o sistema sem as cargas dinâmicas continuou sendo considerado válido.

A frequência elétrica do sistema devido ao curto-circuito trifásico simulado em Natal II apresenta pequena variação, conforme pode ser verificado na Figura 4.5. A frequência apresentada é a de uma máquina síncrona geradora de Xingó que apresentou um comportamento estável durante e após a remoção da falha.



**Figura 4.5:** Frequência elétrica em um gerador síncrono de Xingó durante a simulação do caso 01 do arquivo Limites.sav

Novamente, aqui é apresentado somente o resultado de apenas um dos casos, apesar de terem sido realizadas diversas simulações. Isso é feito porque todos os casos simulados apresentaram comportamentos dinâmicos similares com a recuperação da frequência elétrica do sistema em tempos máximos de 10 segundos e pequenas oscilações após a remoção da falta.

## 4.7 Casos Simulados no ANATEM

A simulação realizada com a ferramenta ANATEM, contempla a central eólica com geradores síncronos.

#### 4.7.1 Caso com turbinas eólicas que suportam LVRT

Considerando a instalação da Central Eólica em Rio do Fogo, foi simulado o uso de turbinas eólicas do tipo transmissão, que suportam afundamentos de tensão conforme estabelecido pelos procedimentos de rede do ONS.

A central eólica de Rio do Fogo tem potência instalada de 50 MW e foi simulada com máquinas do tipo transmissão, conectadas à rede básica diretamente através de transformadores, apesar de, na realidade, as máquinas de Rio do Fogo serem do tipo Distribuição, que, a princípio, não suportam afundamentos de tensão para valores inferiores a 0,8pu.

Infelizmente, devido a limitações da ferramenta Anatem, não foi possível avaliar afundamentos de tensão severos, com tensão remanescente inferior a 0,48pu, para as simulações de curto-circuitos trifásicos. Tais curto-circuitos foram simulados usando impedâncias (reatâncias) que proporcionavam afundamentos máximos controlados chegando ao valor extremo de 48%. Nas tentativas de curtos circuitos que resultassem em afundamentos abaixo desse valor, a ferramenta de simulação não convergia e não era possível obter resultados com o uso do ANATEM<sup>®</sup>.

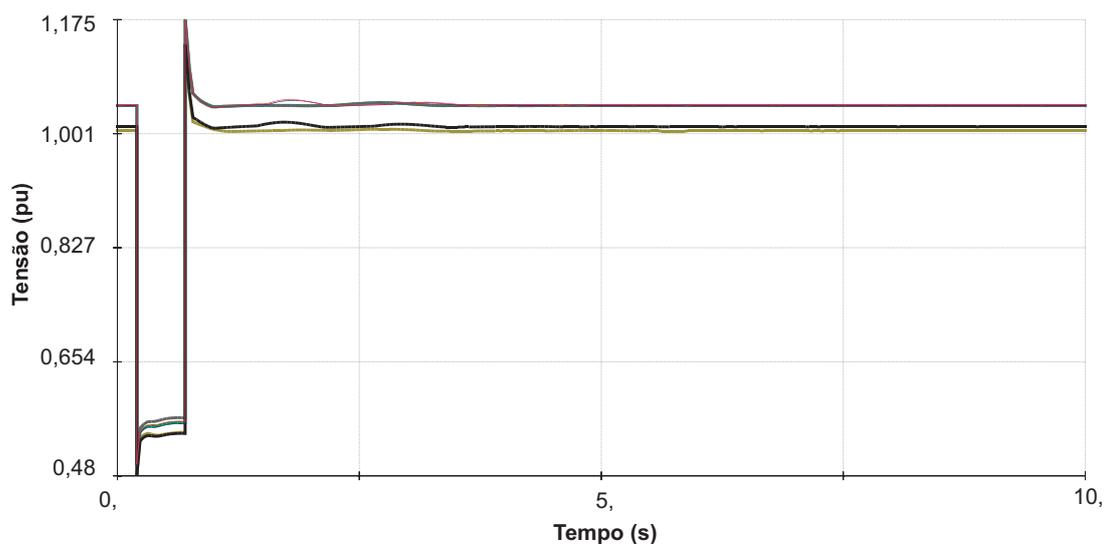
Os valores das reatâncias usadas em cada caso para controle do afundamento de tensão durante os curto-circuitos simulado em Natal II estão apresentados no Apêndice A4.

Similarmente ao caso de referência apresentado anteriormente, para os estudos de integração de Rio do Fogo, foram analisadas as conseqüências da aplicação do curto trifásico na barra 5241 (Natal II - 230KV) com duração de 500ms.

As barras onde as tensões foram monitoradas, os fluxos de potências monitorados e os casos simulados estão indicados nos Apêndices A1, A2 e A3.

A seguir, são apresentados os principais resultados das simulações dos casos de referência modificadas com a inclusão de turbinas do tipo transmissão em Rio do Fogo.

O perfil da tensão simulado em Natal II é apresentado na Figura 4.6 onde verifica-se um comportamento bem similar ao apresentado no caso de referência, o que era esperado devido à pequena potência da central eólica instalada relativa a potência de curto-circuito na barra de Natal II.

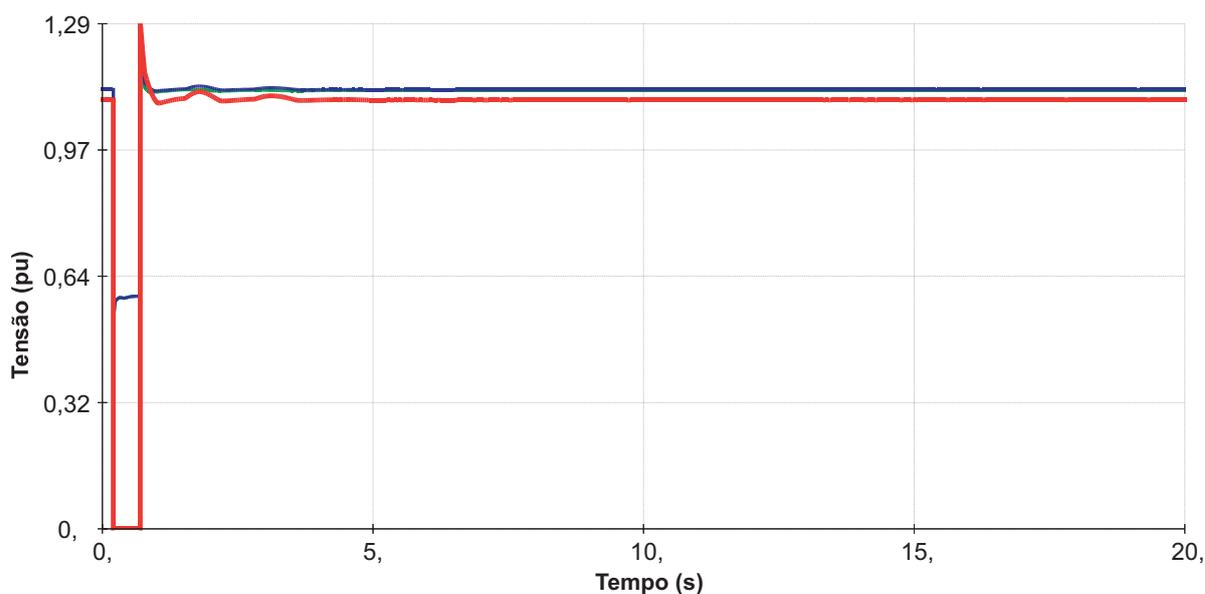


**Figura 4.6:** Perfil de tensão na barra de Natal II, devido a curto trifásico na mesma com a instalação de 50MW de turbinas eólicas do tipo Transmissão em Rio do Fogo.

Conforme observa-se na Figura 4.6, nota-se que a recuperação da tensão é praticamente instantânea após a remoção da falta, com o restabelecimento do nível de tensão aos níveis pré distúrbio. Conforme pode ser observado, o nível de tensão simulado somente alcança valores mínimos de 48%, os quais são bem superiores aos valores necessários para verificar o atendimento aos requisitos dos procedimentos de rede do Brasil.

A Figura 4.7, apresenta a comparação do perfil de tensão na barra de Natal II, para os seguintes casos:

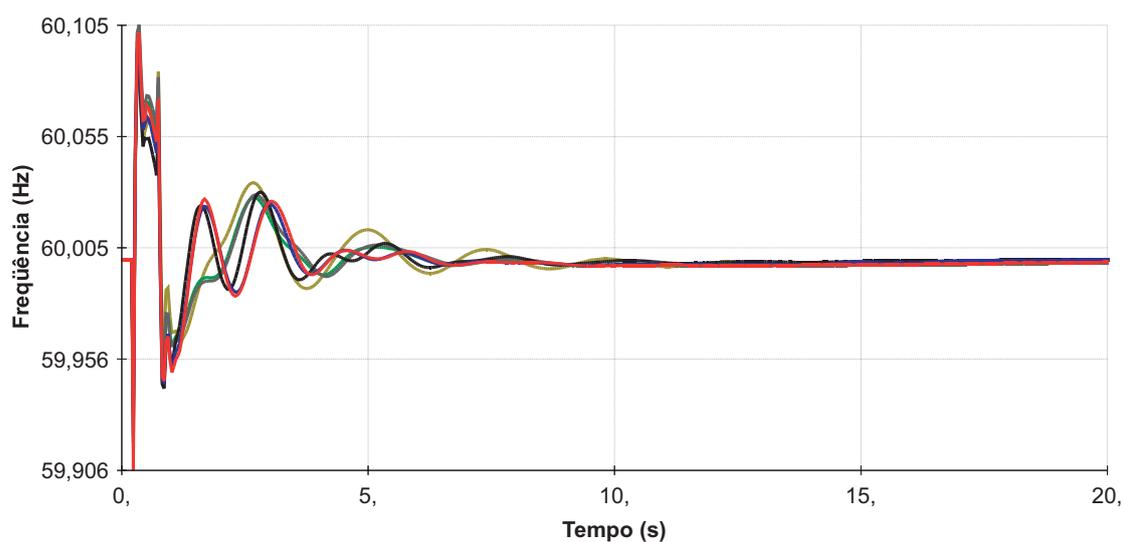
- Caso 1 (curva vermelha) - simulação sem central eólica;
- Caso 2 (curva azul) - simulação com central eólica conectada, durante e após o curto circuito;
- Caso 3 (curva verde) - simulação com central eólica desconectada durante o curto.



**Figura 4.7:** Comparação do perfil de tensão na barra de Natal II, para três simulações distintas

Observa-se que apenas para o caso 1, é permitido o afundamento de tensão franco, nos demais casos o afundamento é de aproximadamente 50%. Nota-se que a recuperação para o caso 2 e o caso 3 são similares, apresentando um melhor restabelecimento quando comparados ao caso 1.

A frequência elétrica também é avaliada conforme pode ser visualizado na Figura 4.8.



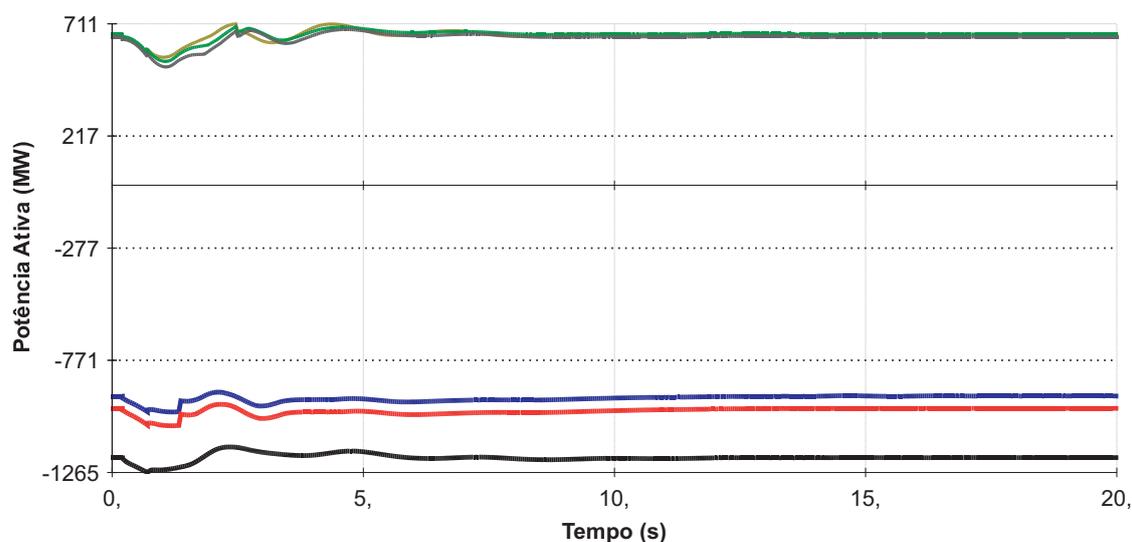
**Figura 4.8:** Variação de frequência em Natal II para os diversos casos simulados com curto de duração de 500ms na mesma.

Conforme verifica-se na Figura 4.8, a frequência elétrica simulada na barra de Natal II

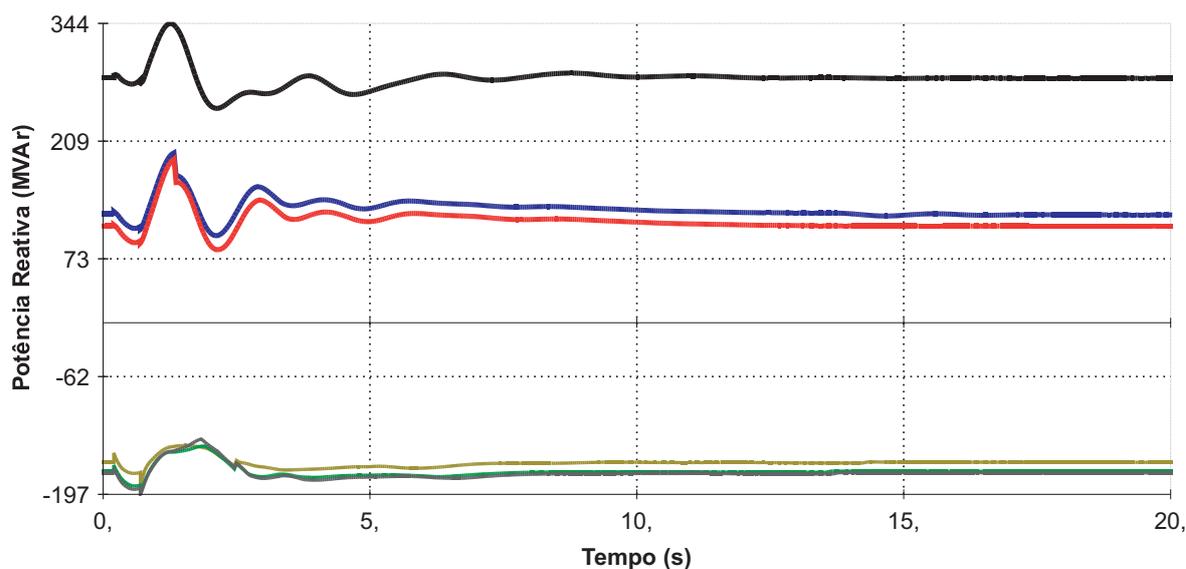
indica que o sistema permanece estável durante e após a realização do curto-circuito. A variação de frequência elétrica chega a valores extremos de 60,15Hz, bem similar ao caso de referencia apresentado anteriormente. Nesse caso, foram apresentados os diferentes casos de simulação em um esforço para apresentar o grau de similaridade de comportamento para diferentes condições de operação.

Pode-se ainda verificar que existem pequenas diferenças entre os comportamentos dinâmicos simulados. Isso se deve a diferentes condições dinâmicas com diferentes geradores operando no sistema elétrico que ocasiona na existência de diferentes modos de oscilação. Porém, como indicado na seção do caso de referencia, os comportamentos são muito similares.

Adicionalmente, nessa seção, são também apresentados os fluxos de potência nas interligações Nordeste Sul através da Linha de Sera da Mesa - Gurupi. Os fluxos de potência ativa e reativa simulados para os diferentes cenários são apresentados na Figura 4.9 e Figura 4.10, respectivamente.



**Figura 4.9:** Fluxo de potência ativa na interligação das barras de Serra da Mesa e Gurupi, durante curto trifásico de duração de 500ms na barra de Natal II.



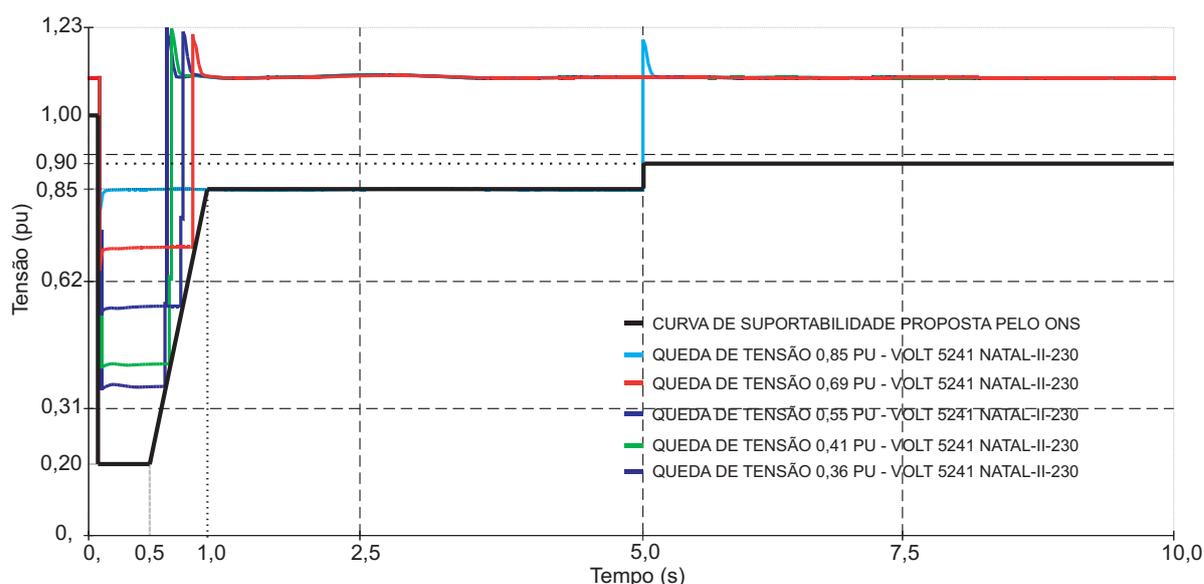
**Figura 4.10:** Fluxo de potência reativa na interligação das barras de Serra da Mesa e Gurupi, durante curto trifásico de duração de 500ms na barra de Natal II.

Observando a Figura 4.9 e a Figura 4.10 pode-se verificar que, dependendo do caso simulado, existem diferentes comportamentos que estão relacionados diretamente com o padrão de carga, conforme os arquivos Ct.sav e Limites.sav disponibilizados pelo ONS. Em todos os casos simulados verificou-se uma operação estável com a retomada do fluxo estável após alguns segundos. Esses resultados são baseados no sistema fornecido com as proteções, cedida pelo fabricante, que estão implementadas no programa ANATEM.

#### 4.7.2 Avaliação da Capacidade de LVRT

Embora não tenha sido possível investigar afundamentos de tensão, decorrentes de curto-circuitos, que chegassem a valores de tensão inferiores a 48%, para uma melhor avaliação da curva de suportabilidade apresentada pelo ONS nos Procedimentos de Rede, foram simulados diversos afundamentos obedecendo aos tempos máximos da curva de suportabilidade proposta pelo ONS.

Diversos curto-circuitos foram simulados com a intenção de atingir diferentes afundamentos de tensão para representar as durações de acordo com o limite estabelecido na curva de suportabilidade apresentada na Figura 2.17. No Apêndice A4 são apresentados os valores das impedâncias de curto-circuito usadas para obter os afundamentos de tensão apresentados a seguir.



**Figura 4.11:** Perfil de tensão na barra de Natal II, para diversos tipos de afundamentos de tensão considerando o tempo máximo permitido pelo procedimento de rede proposto pelo ONS.

Na Figura 4.11 são apresentadas as curvas simuladas de perfis de tensão ocasionados por curto-circuitos controlados e também a curva de suportabilidade atualmente em estudo nos Procedimentos de Rede. Com as simulações é possível visualizar que a curva de suportabilidade a LVRT proposta pelo ONS é atendida pelas turbinas eólicas simuladas para todas as condições de afundamento simuladas. Em todos os casos, a recuperação da tensão é rápida, inclusive para afundamentos a uma tensão de 85% com duração de 5 segundos. As proteções das máquinas, que estavam incluídas na simulação, não foram sensibilizadas, indicando um correto funcionamento das mesmas conforme esperado.

Adicionalmente, verificou-se que a curva de suportabilidade a afundamentos de tensão nos Procedimentos de Rede apresenta-se como um perfil de tensão mais conservador que o encontrado nas simulações onde as recuperações são rápidas.

## 4.8 Casos Simulados no ATP

Nas simulações com o ATP, foram empregados os modelos previamente desenvolvidos de centrais eólicas com máquinas do tipo diretamente conectada à rede com gerador de indução e com geradores síncronos conectados através de conversores de frequência, para avaliar o comportamento destas duas topologias de turbinas eólicas na suportabilidade durante faltas (LVRT).

Sendo assim, foi considerada a instalação da central eólica de Rio do Fogo, com 50 MW, conectada à barra de Natal II, sendo as máquinas de duas topologias: com Gerador de Indução conectado diretamente à rede, sem conversores de frequência, e Gerador Síncrono conectado à rede através de conversor pleno. A realização de simulações considerando as duas topologias tem por objetivo permitir a verificação das dificuldades de atendimento às condições de suportabilidade a afundamentos de tensão propostos pelo ONS.

Foram simulados, para cada tecnologia de turbina eólica, curto-circuitos monofásicos, bifásicos e trifásicos. A ferramenta de simulação ATP permitiu representar curtos francos (o que não se conseguiu com a ferramenta ANATEM).

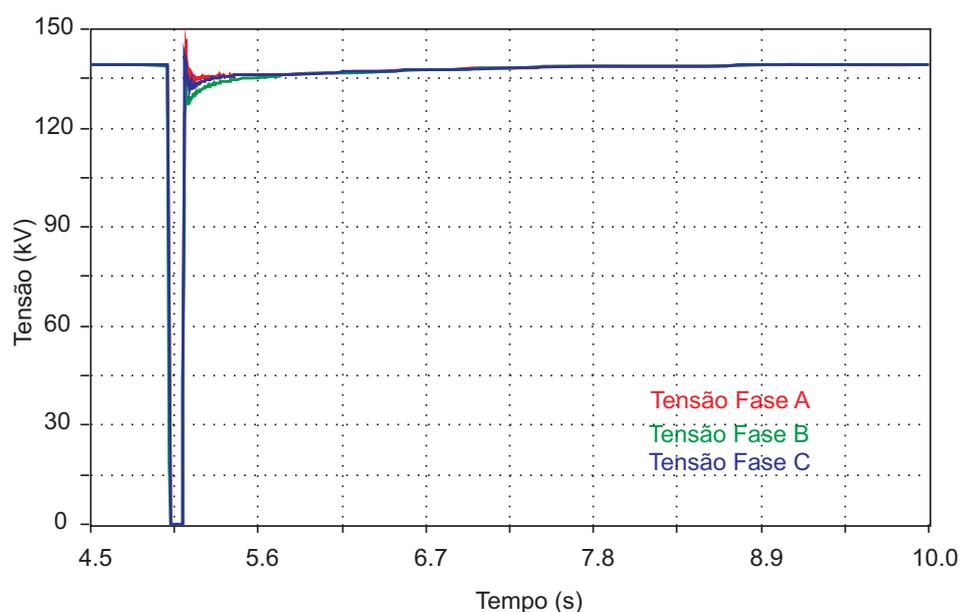
#### 4.8.1 Gerador de Indução Diretamente Conectado à Rede

Considerando essa topologia de turbinas eólicas com gerador de indução sem o uso de conversores de frequência, foram realizados testes com curto-circuitos que variaram de 100ms até 200ms para curtos trifásicos, bifásicos e monofásicos na seqüência.

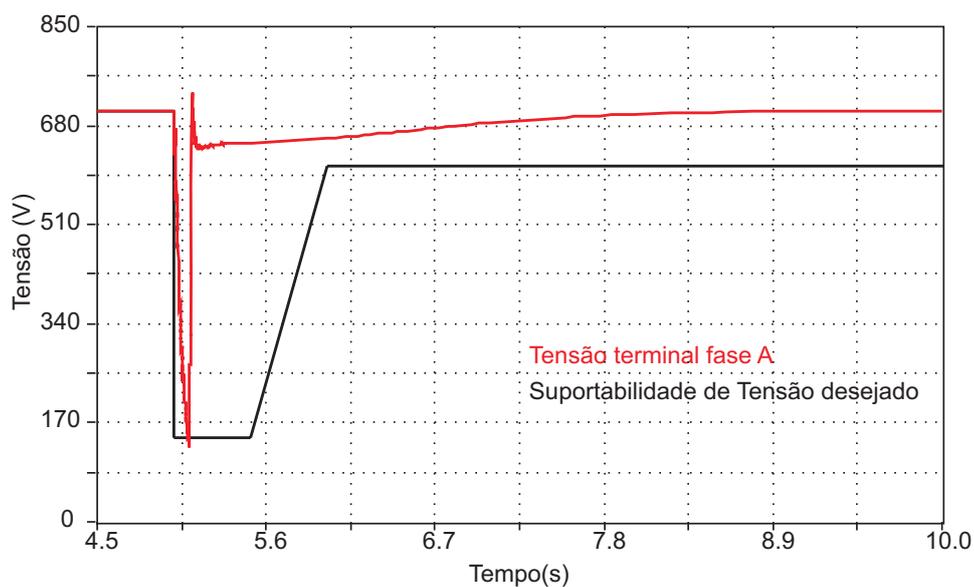
##### **Curto-Circuito Trifásico - 100ms**

Na modelagem da central eólica, não foram incluídas as proteções que as retirariam de operação na ocorrência de curtos. Isto foi feito com o intuito de avaliar a estabilidade das turbinas com as proteções bloqueadas, de maneira a atender os critérios estabelecidos nos procedimentos de rede. Os resultados das simulações são apresentadas a seguir.

As Figuras 4.12 e 4.13 apresentam as tensões na barra de Natal II e nos terminais da turbina eólica equivalente respectivamente.



**Figura 4.12:** Perfil de tensão na barra de Natal II, durante aplicação de curto trifásico na mesma com duração de 100ms.

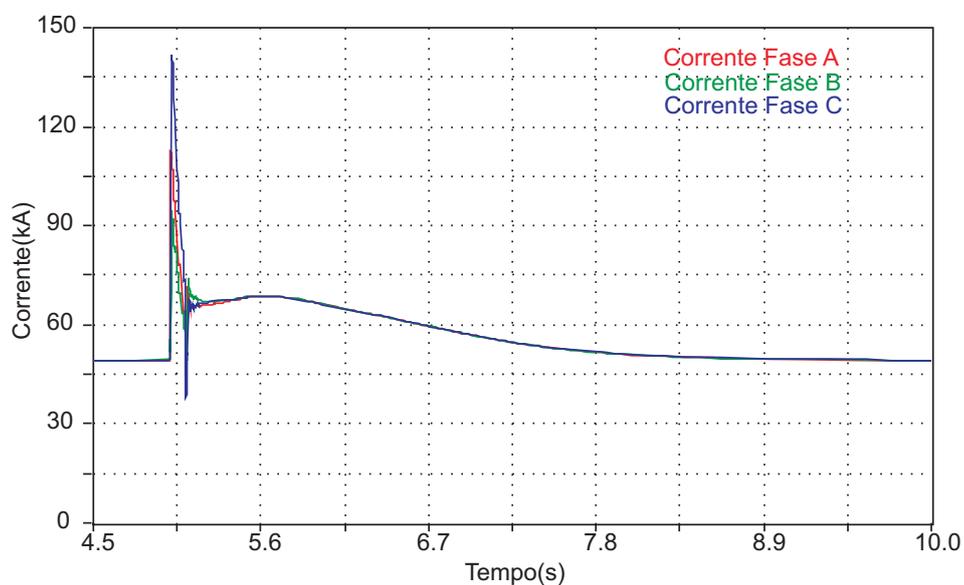


**Figura 4.13:** Perfil de tensão terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 100ms.

Conforme pode ser verificado, a tensão se recupera rapidamente a valores próximos daqueles pré falta, indicando a possibilidade de atendimento à curva de LVRT exigida pelo ONS, ao menos para curtos-circuitos rapidamente eliminados.

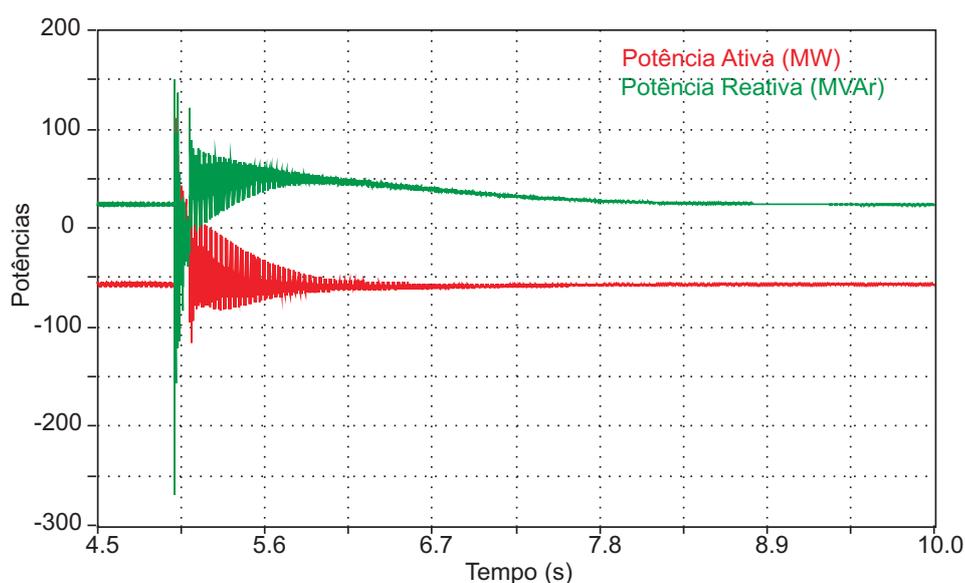
As correntes de estator do gerador equivalente, mostradas na Figura 4.14, experimentam uma elevação súbita durante a falta, conforme esperado. Depois da eliminação do defeito,

essas correntes não retornam imediatamente aos valores originais, o que pode ser explicado pela absorção de elevados valores de potência reativa depois do curto para a recuperação do fluxo magnético, que sofre redução significativa com o afundamento da tensão nos terminais do gerador.



**Figura 4.14:** Corrente terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 100ms.

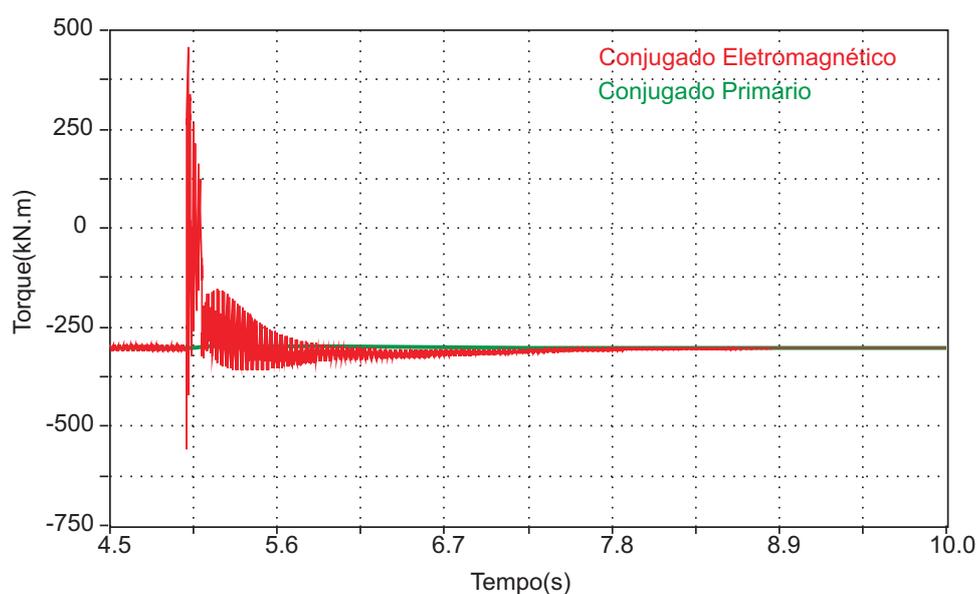
Os valores de potência ativa e reativa absorvidas pelo gerador estão apresentados na Figura 4.15. Valores negativos indicam, então, fluxos de potência do gerador para a rede e vice-versa, isto ocorre devido o modelo emprega notação de motor.



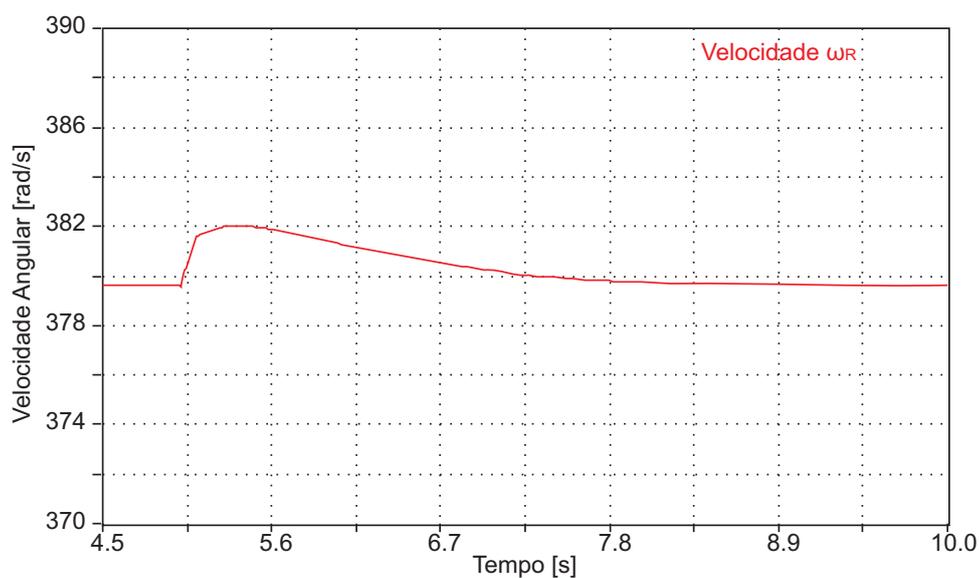
**Figura 4.15:** Potência injetada pela turbina eólica, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 100ms.

Verifica-se que a potência ativa gerada sofre uma redução durante o afundamento, devido à impossibilidade de absorção da mesma pela rede. Após a eliminação da falta, ocorre, como esperado, um aumento da potência reativa absorvida pelo gerador, explicado pela necessidade de aumentar a energia armazenada de campo magnético (recuperação do fluxo magnético). À medida que o fluxo magnético se restabelece e a tensão terminal do gerador cresce, aumenta a capacidade de produção de conjugado eletromagnético pela máquina elétrica equivalente e, conseqüentemente, aumenta também a potência ativa gerada.

O conjugado eletromagnético e a velocidade angular do gerador (em radianos elétricos por segundo) estão mostrados na Figura 4.16 e Figura 4.17, respectivamente. Assim como as potências, valores negativos de conjugado eletromagnético indicam fluxo de potência do gerador para a rede.



**Figura 4.16:** Conjugados eletromagnético e primário, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 100ms.



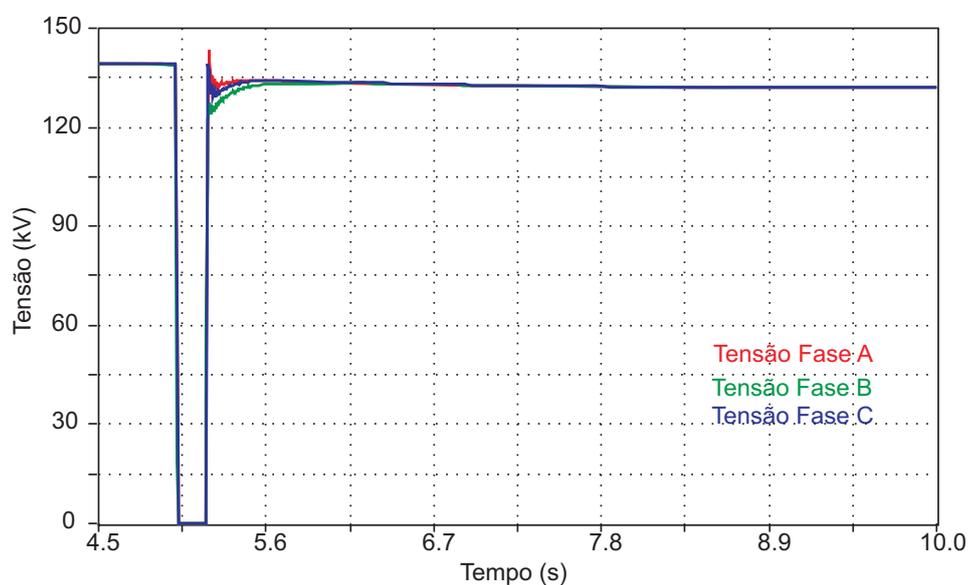
**Figura 4.17:** Velocidade angular da turbina eólica, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 100ms.

Verifica-se que, durante o afundamento, o conjugado eletromagnético sofre redução (em módulo), o que pode ser explicado pela redução do fluxo magnético. Com a redução da capacidade de produção de conjugado eletromagnético pelo gerador e, considerando a manutenção do conjugado primário (denominado de torque de carga, na figura), devido ao vento, a velocidade rotórica do gerador aumenta. Após a eliminação do defeito, o conjugado

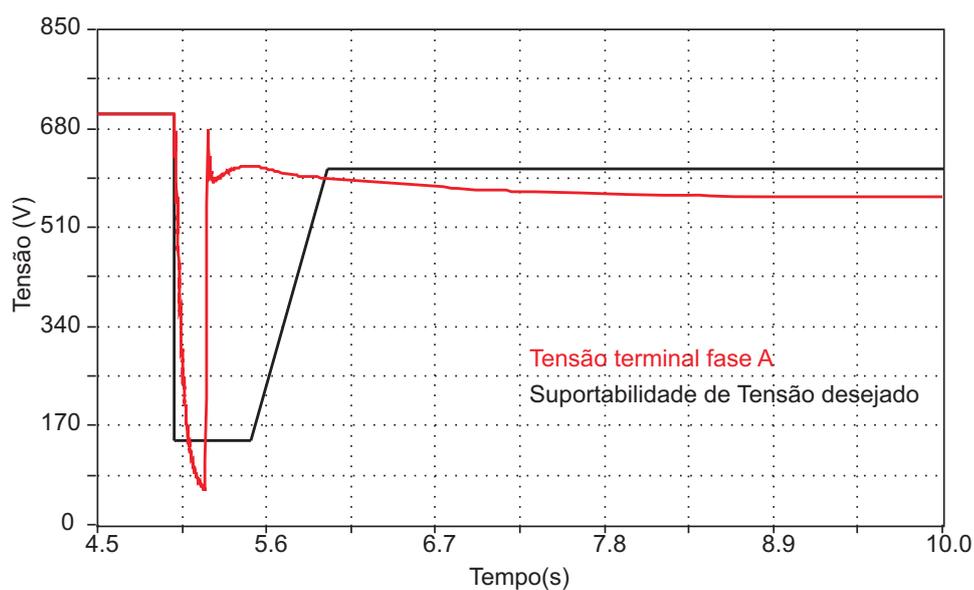
eletromagnético cresce (em módulo) à medida que o fluxo magnético se restabelece e, a partir do momento em que o conjugado eletromagnético pode atingir valores superiores (em módulo) ao conjugado primário, a velocidade tende a cair para voltar ao valor anterior à falta.

#### Curto-circuito Trifásico - 200ms

Ainda com o intuito de verificar a estabilidade das turbinas eólicas durante afundamentos de tensão causados por curtos com duração um pouco maior, foi simulado um curto trifásico na barra de Natal II com duração de 200ms. A Figura 4.18 e a Figura 4.19 apresentam o comportamento da tensão durante e após a remoção da falta na barra de Natal II e nos terminais da turbina eólica equivalente.



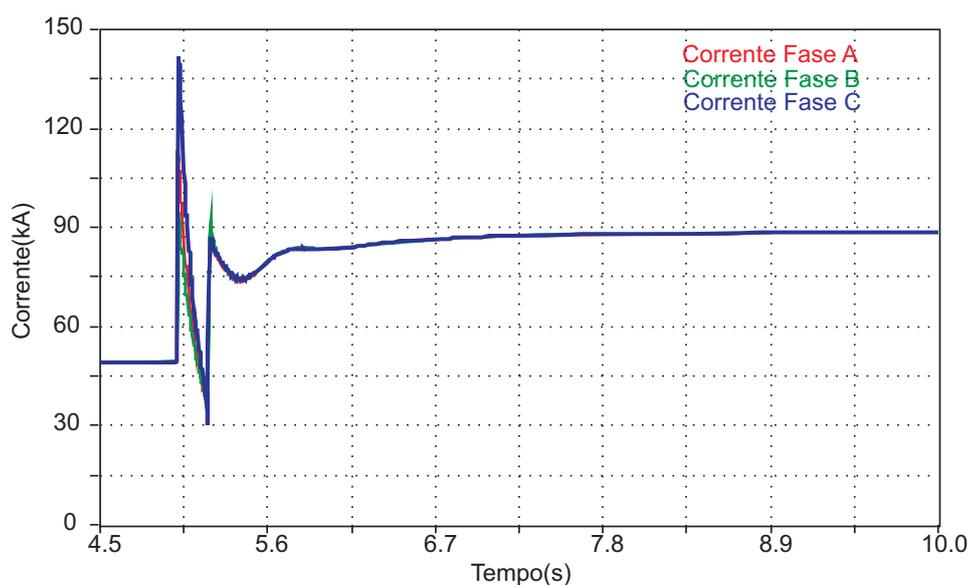
**Figura 4.18:** Perfil de tensão na barra de Natal II, durante aplicação de curto trifásico na mesma com duração de 200ms.



**Figura 4.19:** Perfil de tensão terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 200ms.

Verifica-se, pelas curvas mostradas na Figura 4.18 e na Figura 4.19, que as tensões na barra de Natal II e nos terminais da máquina não retornam aos valores de pré-falta após a eliminação do defeito. As curvas indicam que o desligamento seria permitido pelos critérios de LVRT propostos pelo ONS uma vez que durante o curto-circuito o nível de tensão é inferior ao mínimo conforme visualizado na Figura 4.19. A tensão após a remoção da falha é inferior ao valor pré-falta indicando uma possível perda de estabilidade, a curva de suportabilidade foi comparada com a tensão terminal da turbina eólica visando avaliar o comportamento da turbina eólica durante e após o curto-circuito, respeitando o procedimento de rede.

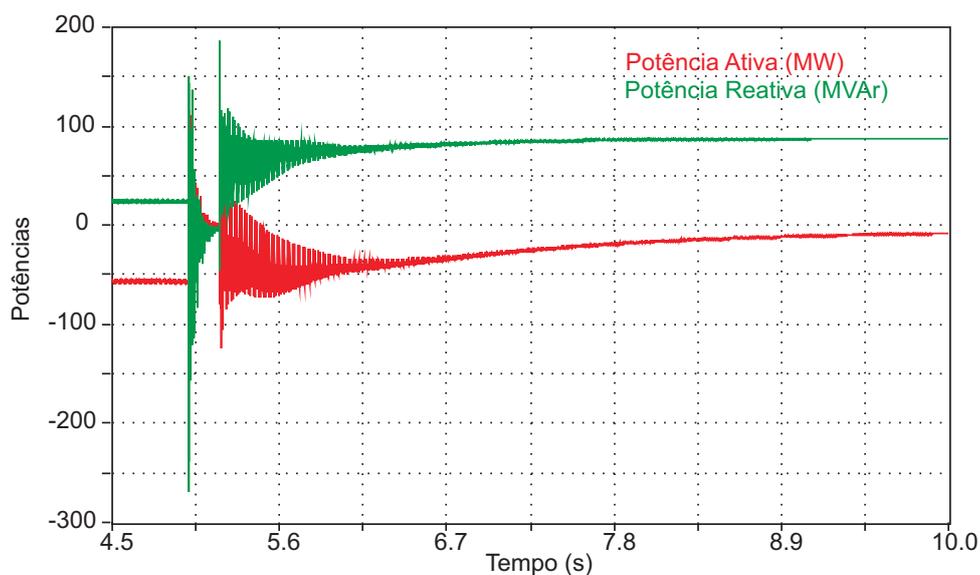
As correntes de estator do gerador da turbina eólica equivalente mostradas na Figura 4.20 indicam que, após a eliminação do defeito, a sobrecorrente não cessa, demonstrando a necessidade de desligamento da central por perda de estabilidade por parte da turbina eólica.



**Figura 4.20:** Corrente terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 200ms.

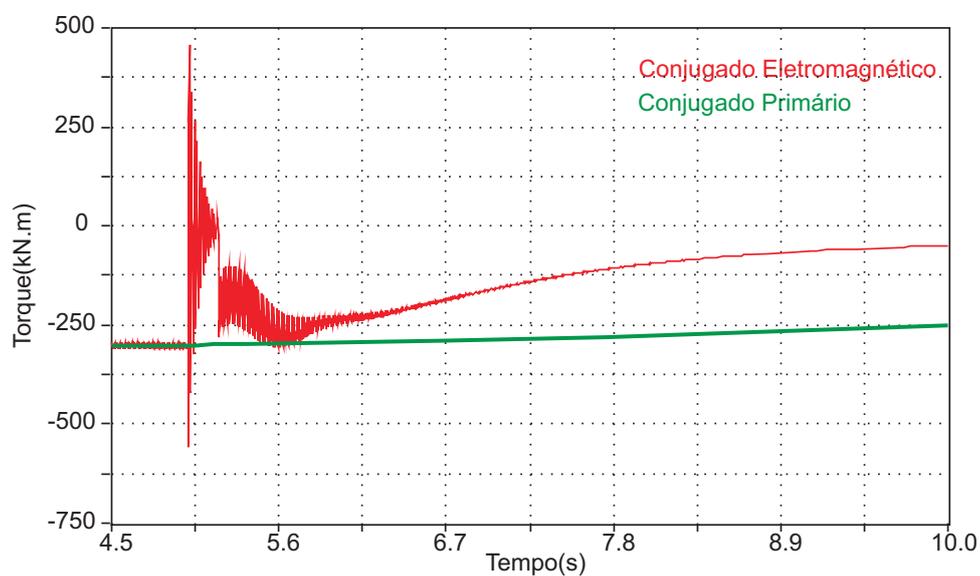
O fato das correntes apresentadas na Figura 4.20 permanecerem elevadas pode ser explicado pela absorção de potência reativa pelo gerador, com a necessidade de recuperação do fluxo magnético. No entanto, devido aos elevados valores de corrente reativa absorvida pelo estator, a tensão da rede permanece baixa, impedindo que o fluxo magnético retorne aos valores iniciais. Como consequência do não restabelecimento do fluxo, o gerador permanece com baixa capacidade de produção de conjugado eletromagnético após a eliminação do curto, resultando na aceleração constante do rotor eletromagnético e na perda da estabilidade.

As potências ativa e reativa simuladas durante o curto-circuito trifásico com duração de 200ms são apresentadas na Figura 4.21.



**Figura 4.21:** Potências injetadas pela turbina eólica, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 200ms.

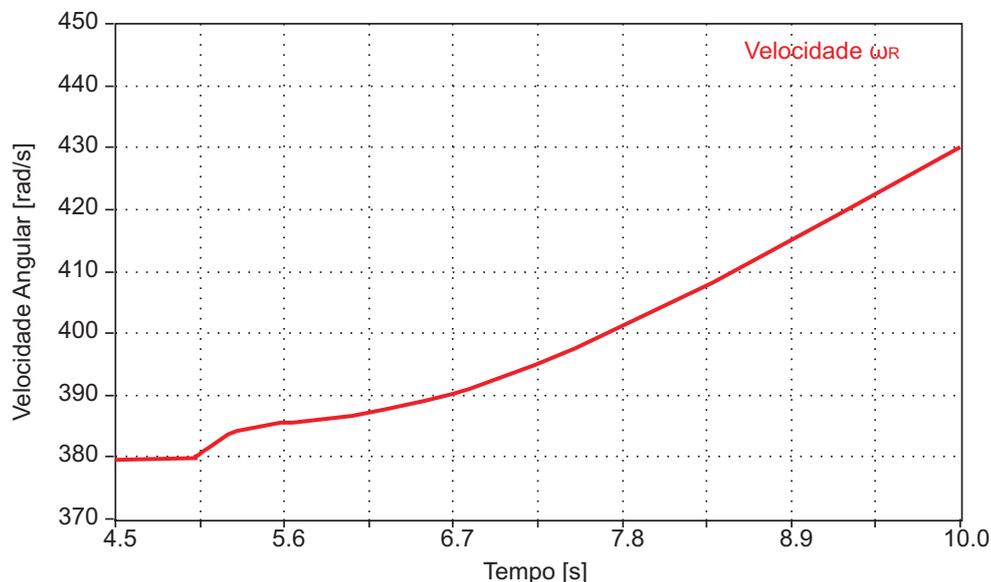
Os torques agindo no interior do gerador da turbina eólica são apresentados na Figura 4.22.



**Figura 4.22:** Conjugados eletromagnético e primário, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 200ms.

Conforme pode ser visualizado, até o momento do curto-circuito, os torques de entrada (primário) e de saída (eletromagnético) são praticamente os mesmos da maneira esperada uma vez que a máquina está em regime e toda potência convertida do vento pelo rotor aerodinâmico é convertida em elétrica no gerador. Durante o curto-circuito observa-se uma

grande variação decorrente das baixas tensões resultantes. Com a remoção da falha a turbina não consegue reestabelecer os fluxos magnéticos perdendo assim estabilidade e acelerando, conforme pode ser verificado na Figura 4.22, onde está apresentada a velocidade.



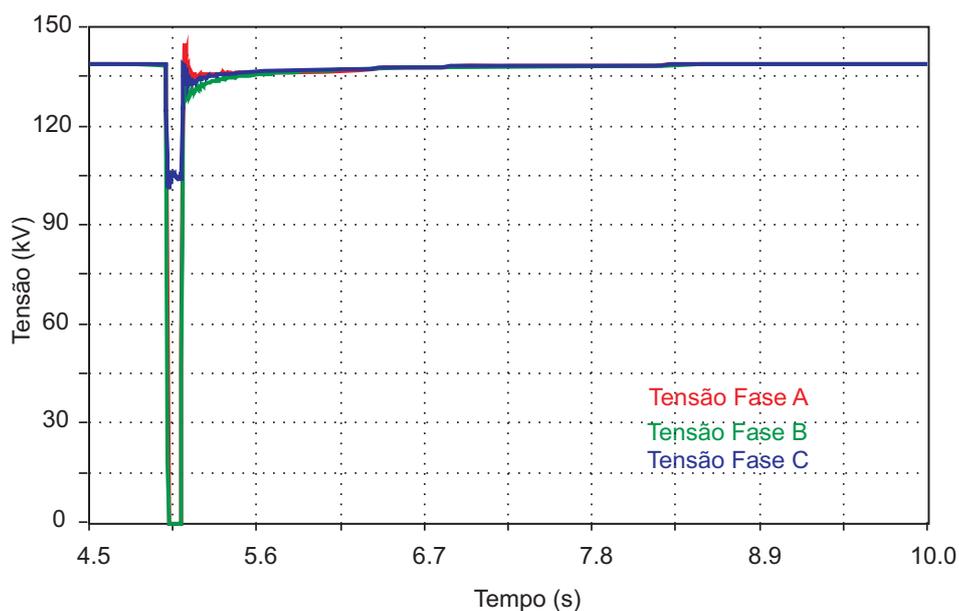
**Figura 4.23:** Velocidade angular da turbina eólica, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 200ms.

#### Curto-circuito Bifásico - 100ms

Para averiguar o comportamento da turbina eólica para curto-circuitos diferentes dos trifásicos, nesta e na próxima seção serão apresentados os efeitos de curtos bifásicos e monofásicos nas turbinas eólicas usando a ferramenta ATP para as análises.

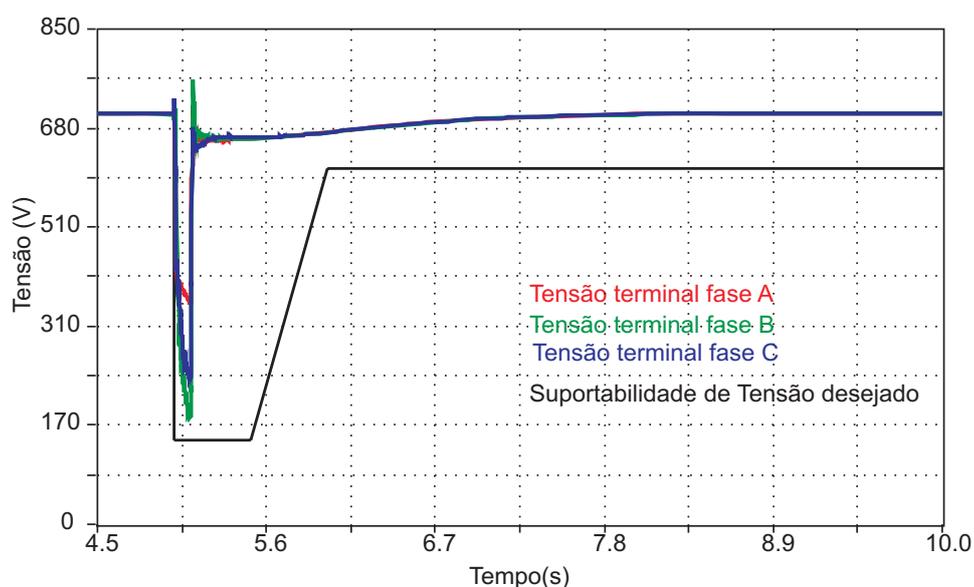
Os curto-circuitos foram simulados, assim como no caso anterior, na rede básica (na barra de Natal II). Assim, existe entre os curto-circuitos e as turbinas os transformadores de conexão e pequenas linhas de conexão da central eólica.

A Figura 4.24 apresenta as tensões durante o curto-circuito na barra de Natal II.



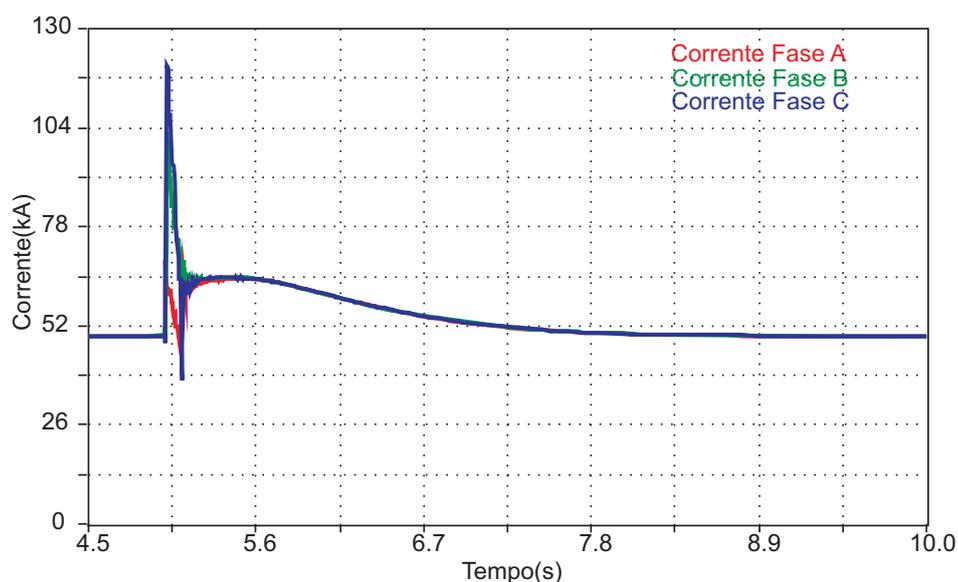
**Figura 4.24:** Comportamento da tensão na barra de Natal II durante e após a aplicação de curto bifásico com duração de 100ms.

Conforme é verificado na Figura 4.24, as tensões nas fases A e B são reduzidas a 0V, enquanto a tensão na fase C possui tensão remanescente baixando de 135kV para 105kV (valores de tensão fase-terra). Esse tipo de curto-circuito no sistema de alta tensão em Natal II reflete como apresentado na Figura 4.25.



**Figura 4.25:** Perfis das tensões terminais na turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 100ms.

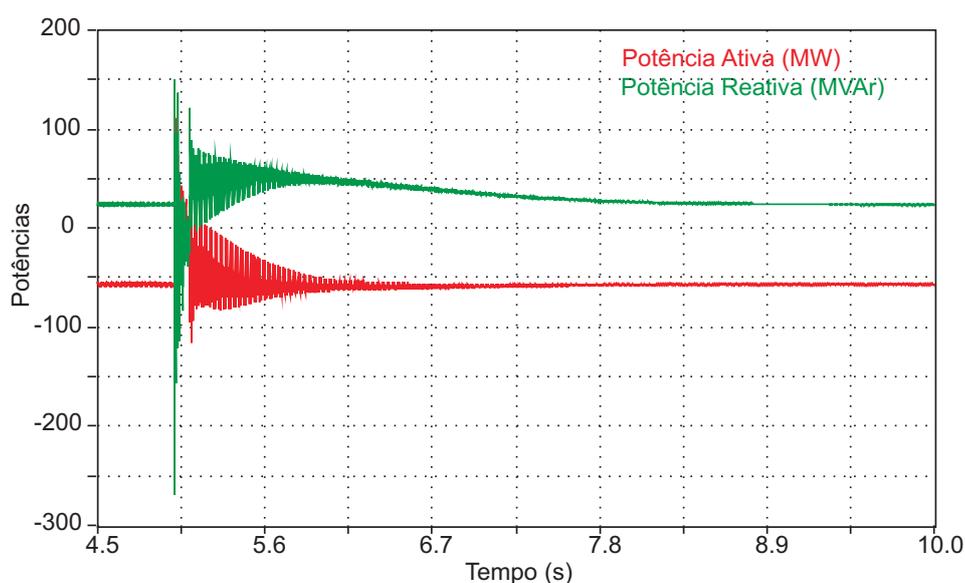
Conforme verificado na Figura 4.25, o curto-circuito bifásico no lado de alta tensão irá ter um impacto direto nas tensões nos terminais da turbina eólica. Entretanto, a tensão pode não chegar a valores tão baixos quanto os encontrados nos curtos trifásicos. As correntes durante esse tipo de curto-circuito nas turbinas eólicas comportam-se como apresentado na Figura 4.26.



**Figura 4.26:** Corrente terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 100ms.

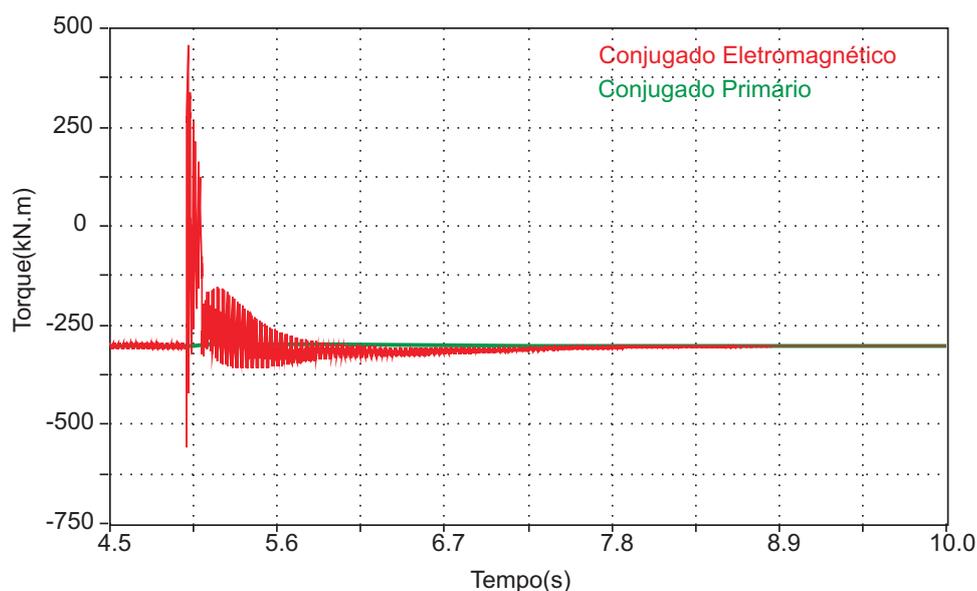
Conforme pode ser observado, as correntes nas duas fases em curto apresentam uma forte elevação, enquanto a fase com menor afundamento de tensão experimenta uma leve sobrecorrente, que não chega à magnitude da corrente de re-magnetização do gerador que ocorre após a remoção da falha.

As potências ativa e reativa da turbina eólica durante e após a aplicação do curto bifásico são apresentadas na Figura 4.27.



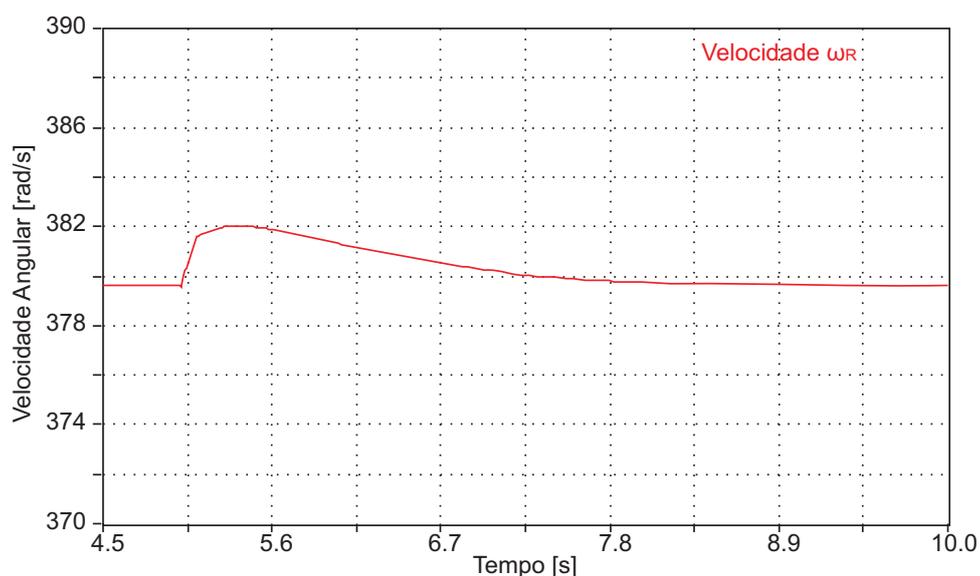
**Figura 4.27:** Potências injetadas pela turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 100ms.

As potências ativa e reativa da turbina eólica após o curto-circuito apresentam-se estáveis. Somente durante o transitório do curto-circuito existe um forte variação com a potência ativa reduzindo devido à incapacidade de injetar potência no sistema elétrico devido em decorrência da baixa tensão e depois oscilando devido às oscilações de fluxo e conjugado durante a re-magnetização. Os conjugados eletromagnético e primário são apresentados na Figura 4.28.



**Figura 4.28:** Conjugados eletromagnético e primário, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 100ms.

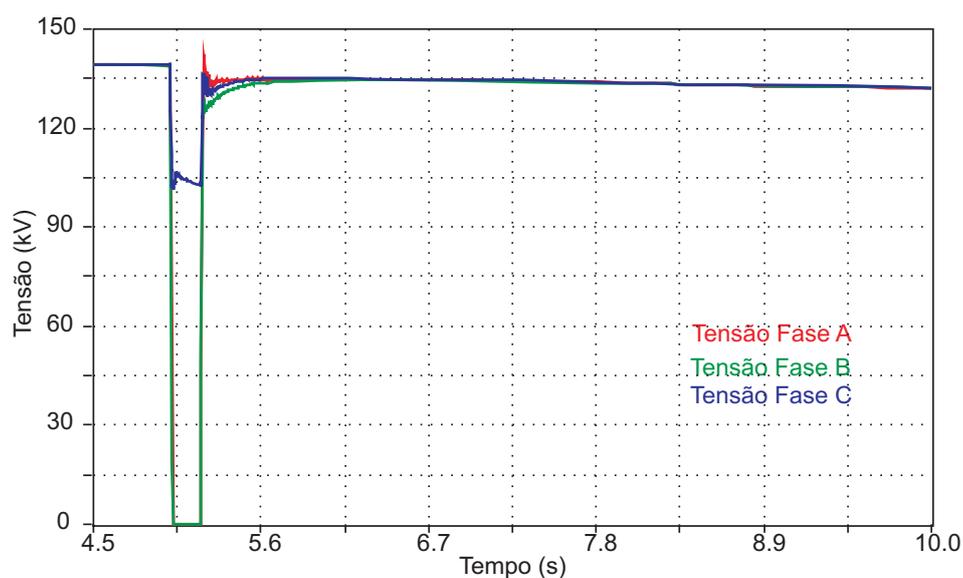
Os efeitos durante o curto bifásico são muito similares aos dos curtos trifásicos, embora com um pequeno desequilíbrio causado pela diferença de tensão entre as fases. Porém, o comportamento dos conjugados são similares. A Figura 4.29 apresenta a velocidade mecânica da turbina eólica durante e após o curto-circuito, onde pode-se verificar a estabilidade da mesma.



**Figura 4.29:** Velocidade angular da turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 100ms.

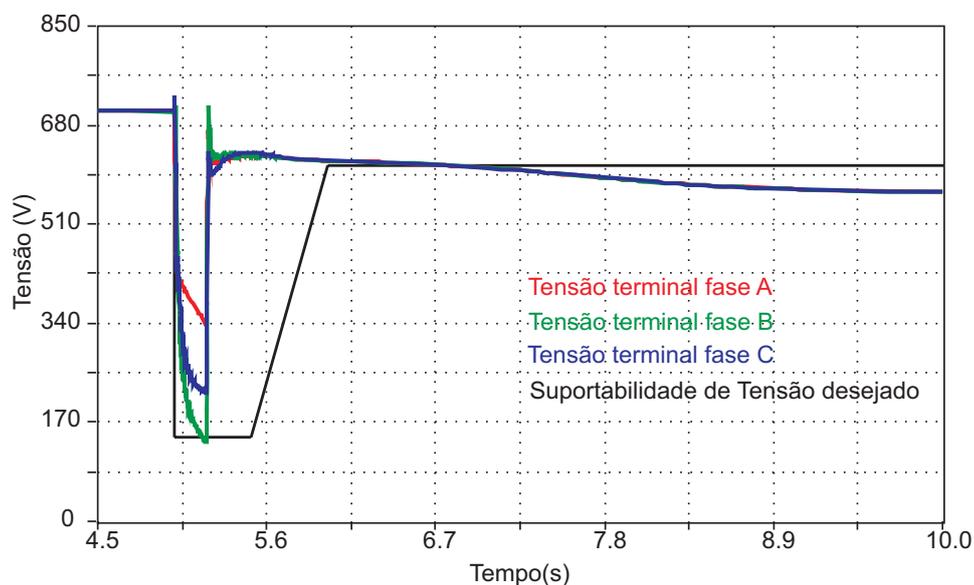
#### Curto-circuito Bifásico - 200ms

De maneira a averiguar a estabilidade da operação da turbina eólica com gerador de indução sem conversor de frequência, diretamente conectada à rede elétrica, o curto-circuito bifásico foi estendido para 200ms. Inicialmente, a Figura 4.30 apresenta o perfil de tensão na barra de Natal II, onde já se verifica uma tensão após a remoção da falha com indícios de instabilidade, já que o valor rms apresenta gradual a eliminação da falta.

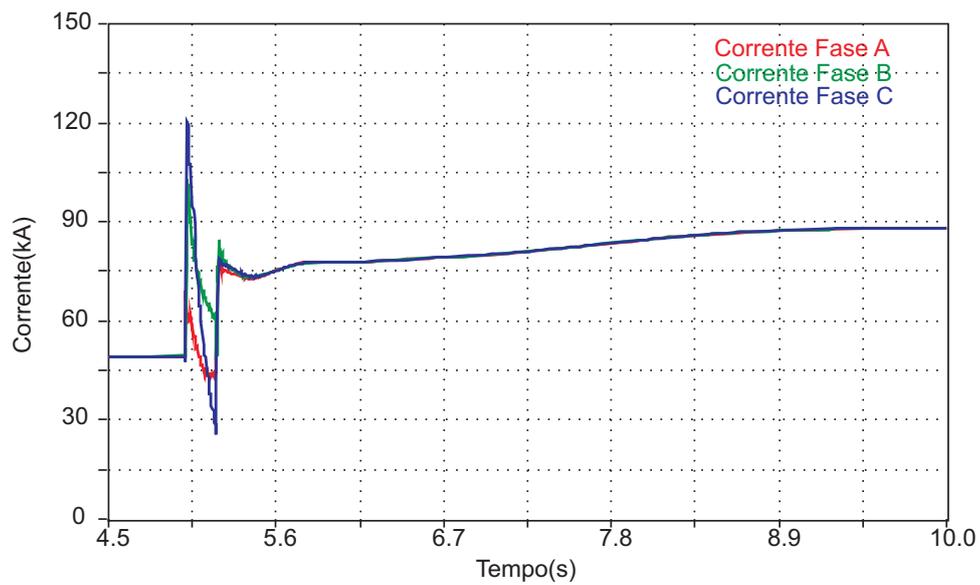


**Figura 4.30:** Perfil de tensão na barra de Natal II, durante aplicação de curto bifásico na mesma com duração de 200ms.

De maneira similar, às tensões e as correntes (ver Figura 4.31 e Figura 4.32) da turbina eólica apresentam um comportamento de instabilidade após o curto-circuito, mostrando que, de maneira similar aos curto-circuitos trifásicos, a turbina também não suporta curtos bifásicos com duração de 200ms.

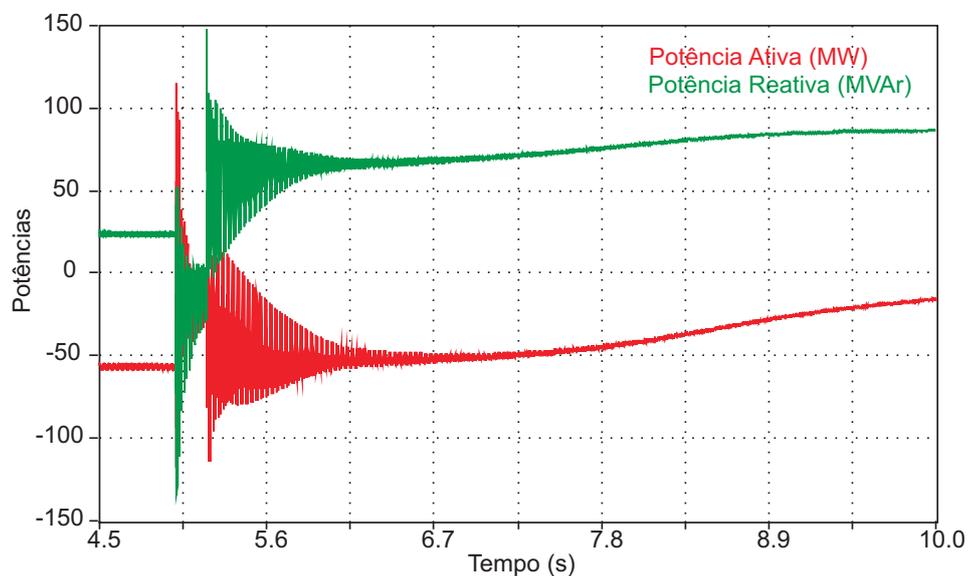


**Figura 4.31:** Perfis das tensões terminais na turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 200ms.



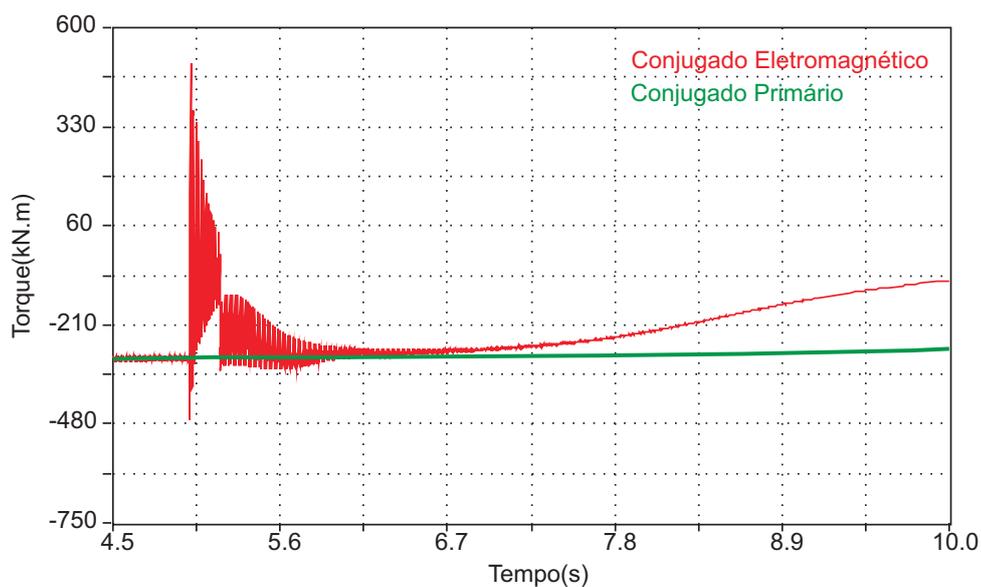
**Figura 4.32:** Correntes terminais na turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 200ms.

Também, de maneira similar, as potências ativa e reativa apresentam comportamento de instabilidade conforme pode ser visualizado na Figura 4.33.



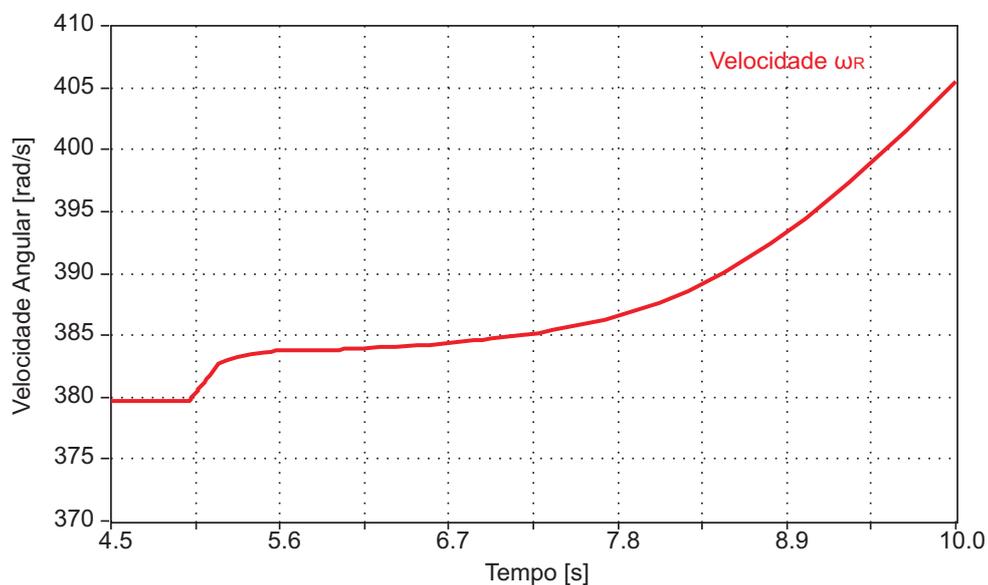
**Figura 4.33:** Potências injetadas pela turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 200ms.

Os conjugados atuantes no gerador também mostram que a máquina perdeu estabilidade conforme pode ser verificado na Figura 4.34.



**Figura 4.34:** Conjugados eletromagnético e primário, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 200ms.

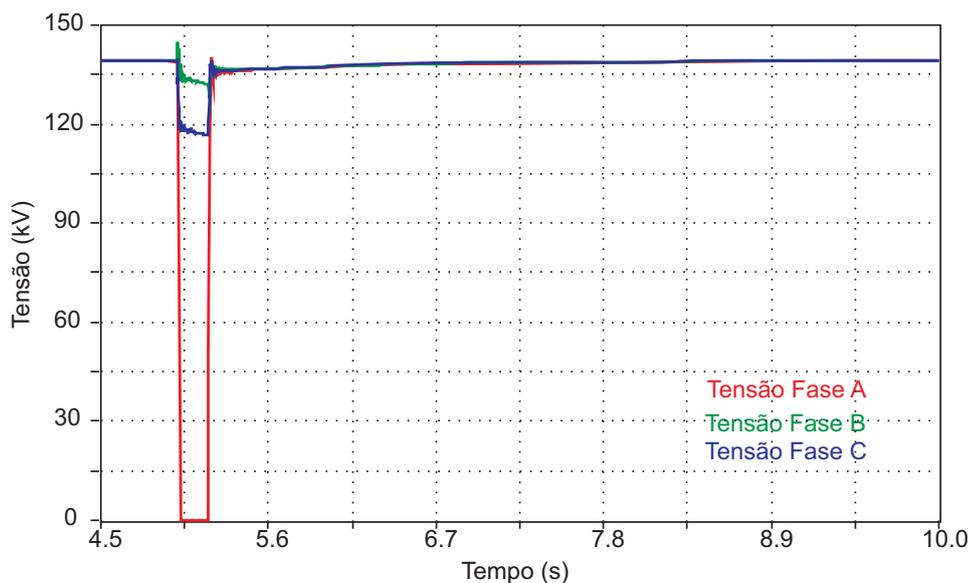
Finalmente a Figura 4.35 apresenta a velocidade angular do rotor da turbina eólica mostrando que a turbina perde a estabilidade e, desta maneira, acelera indefinidamente.



**Figura 4.35:** Velocidade angular da turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 200ms.

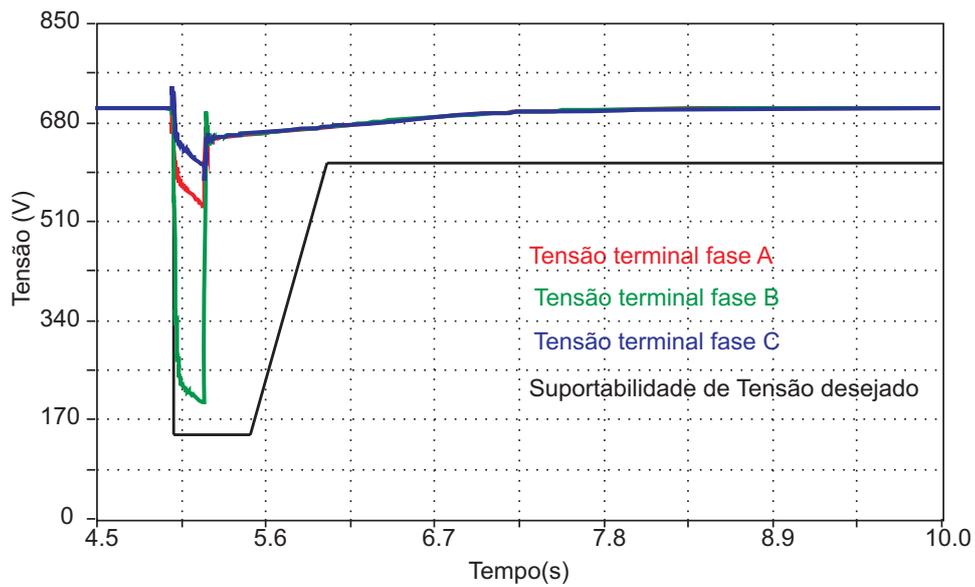
### Curto-circuito Monofásico - 200ms

Tendo em vista que as simulações de curt-circuitos monofásicos na barra de Natal II com duração de 100 ms e 200ms, apresentaram resultados semelhantes, apenas os últimos serão apresentados. A Figura 4.36 apresenta o perfil de tensão na Barra de Natal II durante a simulação de curto-circuito monofásico.



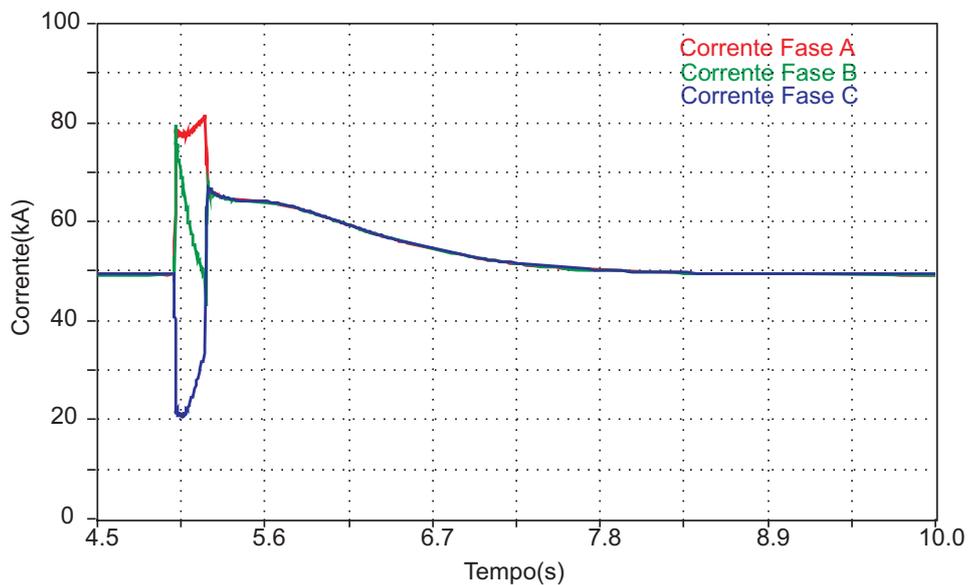
**Figura 4.36:** Perfil de tensão na barra de Natal II, durante aplicação de curto monofásico na mesma com duração de 200ms.

Novamente, o curto-circuito monofásico é aplicado no lado de 230kV (alta tensão) do transformador abaixador para 69kV. No lado de alta tensão, o transformador tem uma conexão em delta enquanto que em baixa (60kV), em estrela aterrada. Dessa maneira, um curto monofásico no sistema de transmissão reflete-se de maneira mais amena nos terminais da turbina eólica. A Figura 4.37 apresenta os valores de tensão nos terminais das turbinas eólicas.



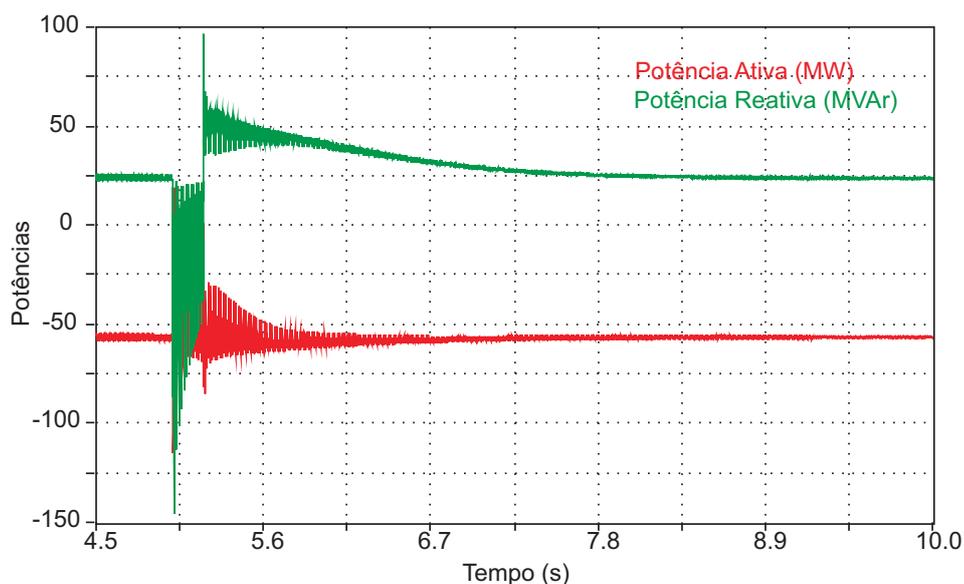
**Figura 4.37:** Perfis das tensões terminais na turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 200ms.

A corrente, por causa da tensão desequilibrada durante o curto monofásico, tem um grande desequilíbrio, conforme pode ser visualizado na Figura 4.38.



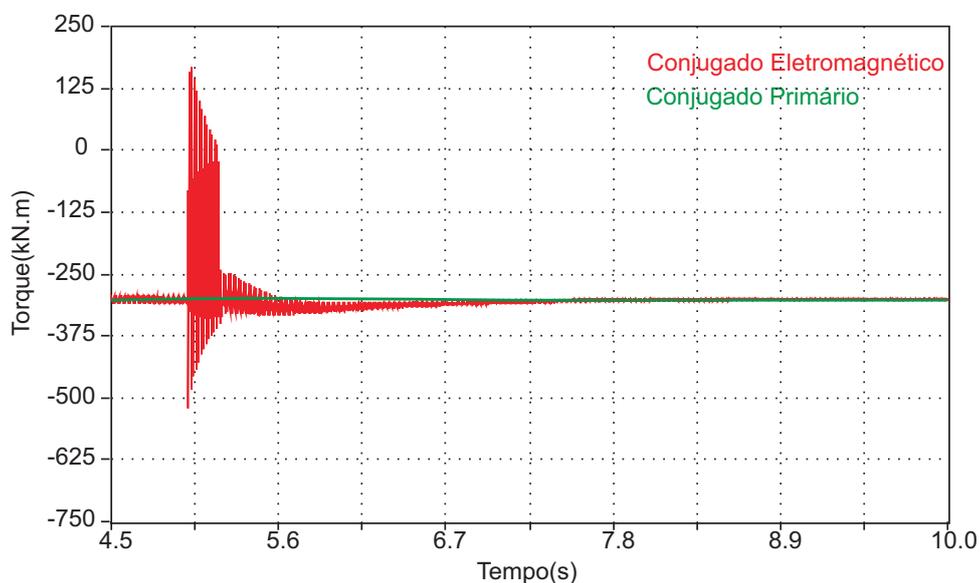
**Figura 4.38:** Correntes terminais na turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 200ms.

A corrente de uma das fases tem um grande aumento, enquanto a de outra fase sofre uma grande redução, conforme esperado. As potências ativa e reativa têm os desempenhos mostrados na Figura 4.39.



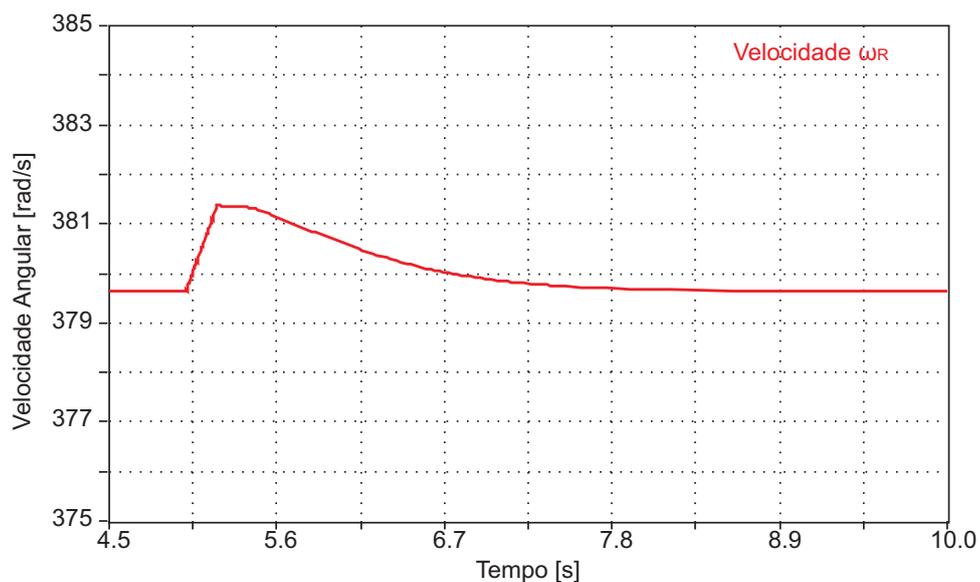
**Figura 4.39:** Potências injetadas pela turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 200ms.

Verifica-se que as potências ativa e reativa apresentam menor variação que nos casos anteriores, em consequência da menor profundidade do nível de tensão durante o curto-circuito. O mesmo se observa em relação ao conjugado, como indica a Figura 4.40.



**Figura 4.40:** Conjugados eletromagnético e primário, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 200ms.

Finalmente, a Figura 4.41 apresenta a velocidade angular da turbina eólica mostrando que, após a remoção da falta, a mesma retorna ao valor anterior.



**Figura 4.41:** Velocidade angular da turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 200ms.

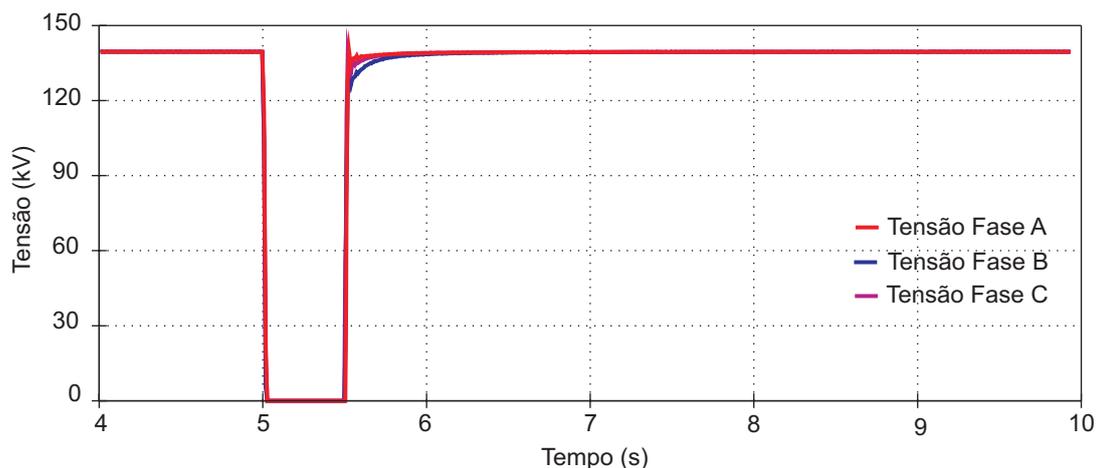
#### 4.8.2 Gerador Síncrono Com Conversor de Frequência

Considerando a topologia de turbinas eólicas com gerador síncrono com o uso de conversores plenos de frequência, foram realizadas simulações de curto-circuitos que variaram de 100ms até 500ms para curtos trifásicos, bifásicos e monofásicos.

Devido ao curto-circuito ter sido suportado pela turbina eólica, graças ao sistema de controle dessa tecnologia de turbina eólica, independentemente da duração, somente os curtos com duração de 500ms são apresentados.

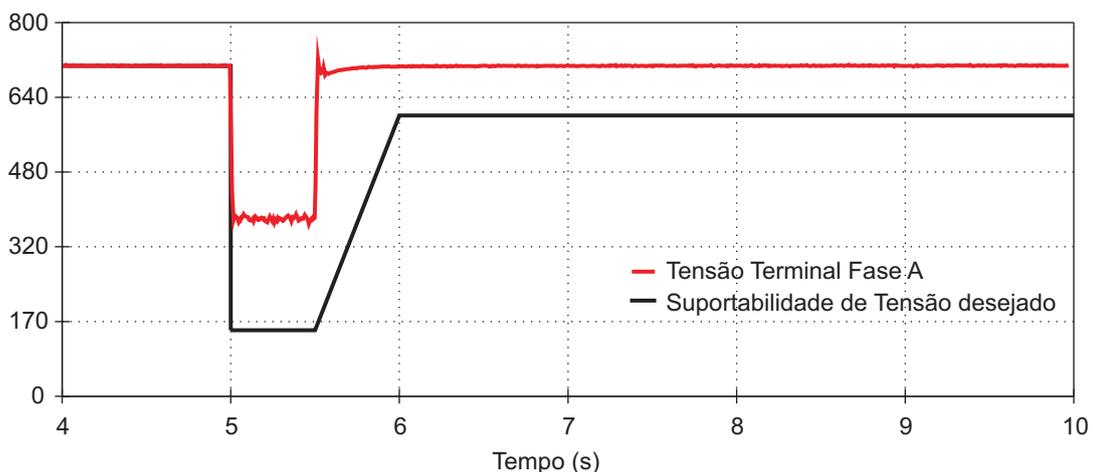
##### Curto-circuito Trifásico

Com relação ao curto-circuito trifásico, o nível de tensão na barra de Natal II pode ser verificado na Figura 4.42.

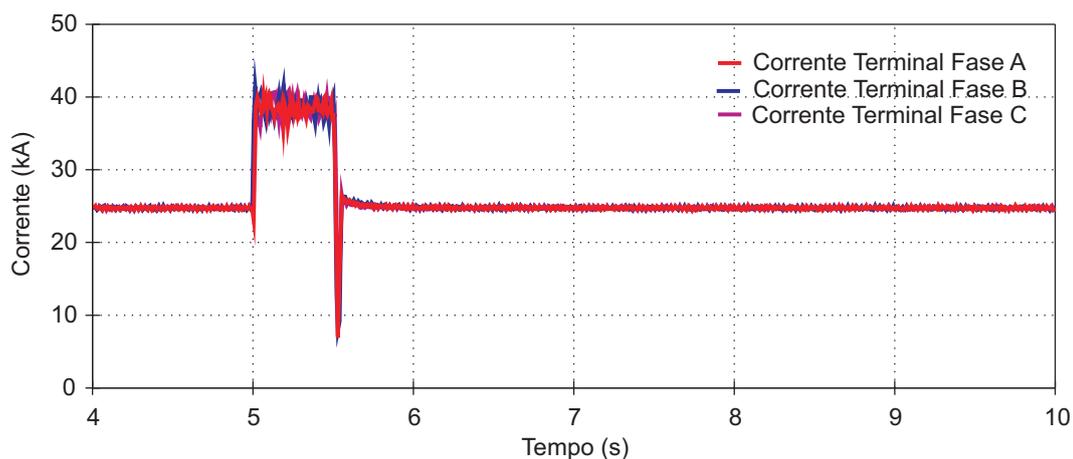


**Figura 4.42:** Perfil de tensão na barra de Natal II, durante aplicação de curto trifásico na mesma com duração de 500ms.

Observa-se que nesta simulação o nível de tensão chegou a valores de 0V (curto-circuito franco na barra). A recuperação da tensão se dá de maneira rápida mantendo-se sempre acima da curva de suportabilidade presente nos Procedimentos de Rede. Os valores rms das tensões e das correntes da turbina eólica são apresentados nas Figuras 4.43 e 4.44, respectivamente. Novamente, a curva de suportabilidade foi comparada com a tensão terminal da turbina eólica visando avaliar o comportamento da turbina eólica durante e após o curto-circuito, respeitando o procedimento de rede.

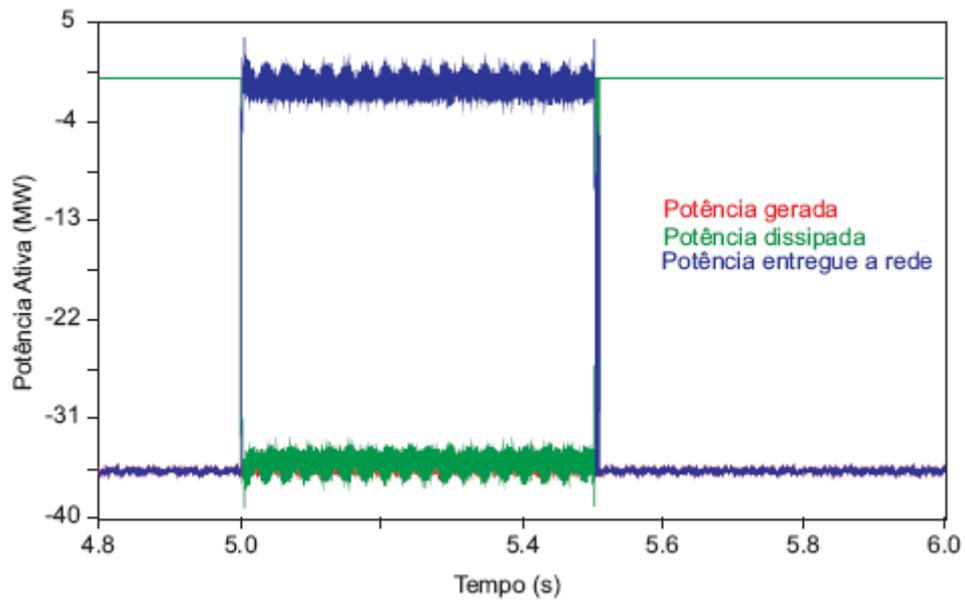


**Figura 4.43:** Perfil de tensão terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 500ms.

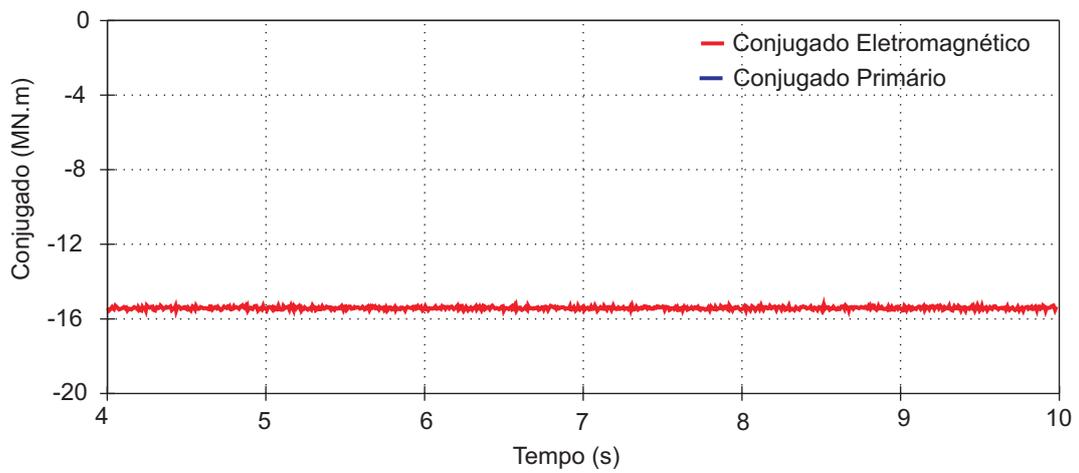


**Figura 4.44:** Corrente terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 500ms.

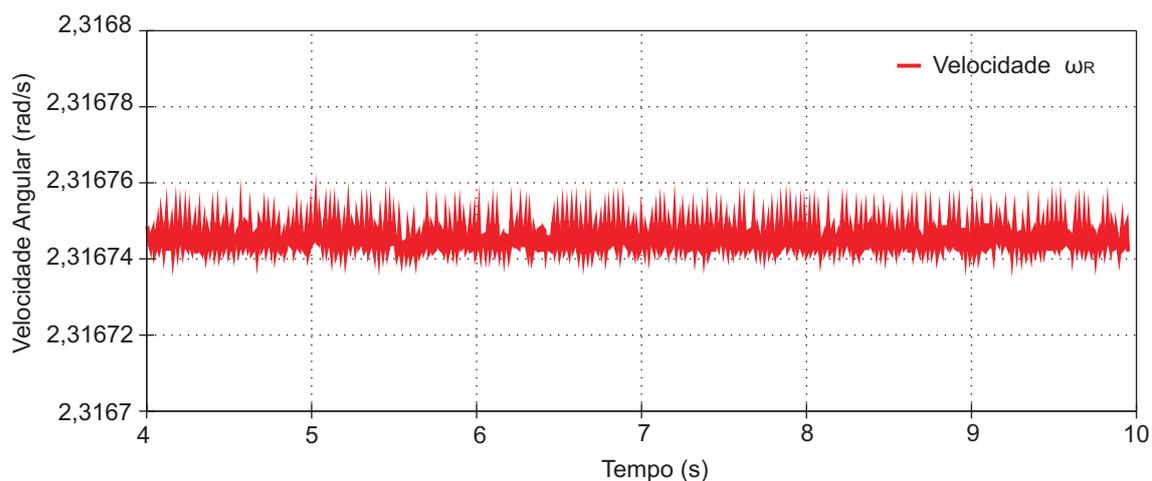
Como verificado na Figura 4.44, as correntes produzidas pela turbina eólica são limitadas a um valor, correspondente à saturação das referências para os controladores de corrente. Após a remoção da falha, a corrente reduz-se a valores próximos dos de pré-falta em tempo muito curto não apresentando grandes transitórios. A potência ativa produzida pelo rotor aerodinâmico e entregue pelo gerador elétrico ao conversor de frequência é apresentada na Figura 4.45 onde verifica-se que, devido ao uso de conversores, existe um desacoplamento entre a rede elétrica e o gerador eólico, e não há perturbação do gerador durante o curto-circuito, conforme apresentado na Figura 4.45, durante a perturbação, a potência gerada é dissipada pelo resistor de frenagem, observa-se que a potência não está próxima da nominal devido a consideração do vento abaixo do nominal. De maneira similar, pode-se ver também nos conjugados apresentados na Figura 4.46 e a velocidade mecânica na Figura 4.47, que, apesar do afundamento de tensão, o controle da velocidade e do conjugado para a manutenção da operação da turbina com máximo rendimento não sofre alteração perceptível.



**Figura 4.45:** Potência injetada pela turbina eólica, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 500ms.

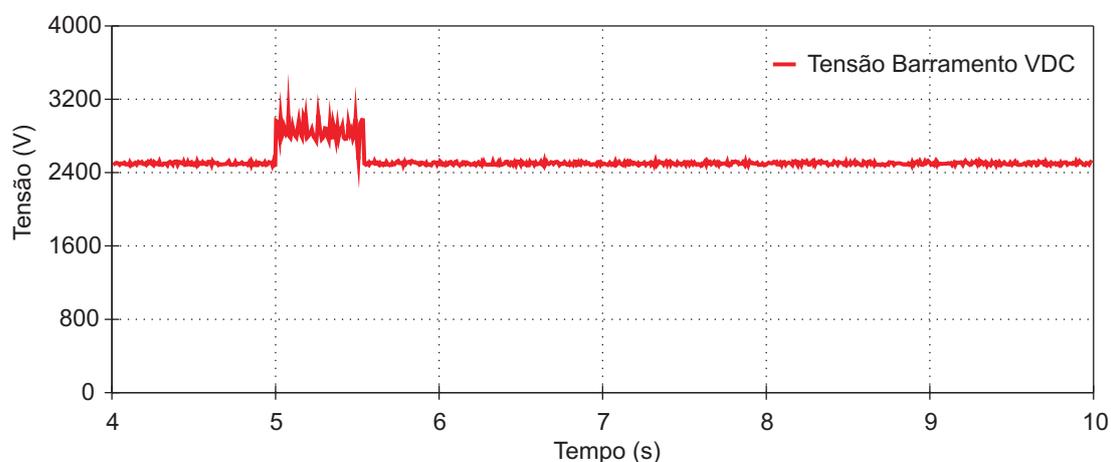


**Figura 4.46:** Conjugados eletromagnético e primário, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 500ms.



**Figura 4.47:** Velocidade angular da turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 500ms.

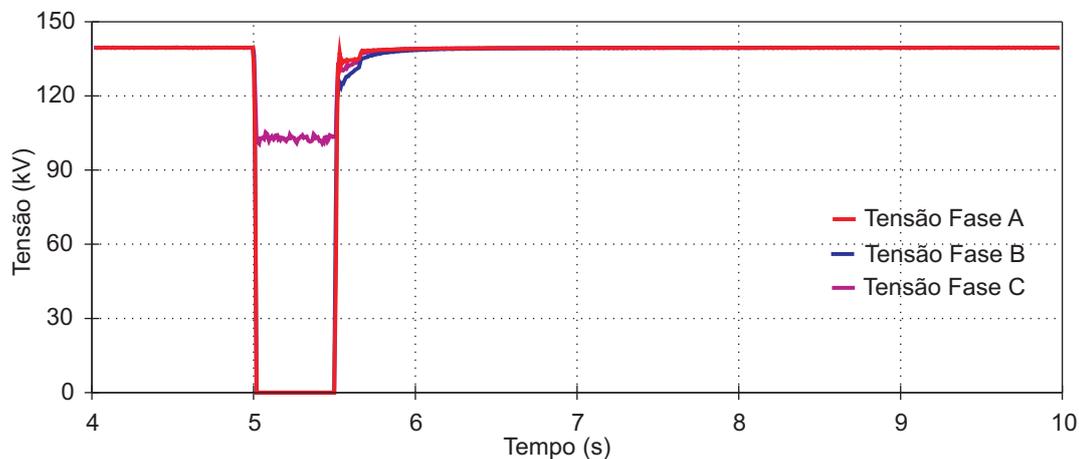
Durante um afundamento de tensão, a capacidade de transferir potência ativa do CLR para a rede é limitada, pois quanto menor a tensão remanescente, menor a potência máxima que pode ser transferida. Sendo assim, durante um afundamento, pode não ser possível transferir toda a potência ativa injetada no barramento CC para a rede, sendo o excesso de potência injetado nos capacitores do barramento CC. A tensão do barramento CC tende, então, a crescer. Para evitar que essa tensão atinja valores inadmissíveis, chaves estáticas conectam resistores para a descarga do banco de capacitores sempre que a tensão CC superar um certo limite. A tensão do barramento de corrente contínua é apresentada na Figura 4.48. Verifica-se o rápido aumento desta tensão durante o afundamento. Porém, o aumento da tensão é limitado pela conexão dos resistores de descarga do barramento.



**Figura 4.48:** Tensão no barramento, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 500ms.

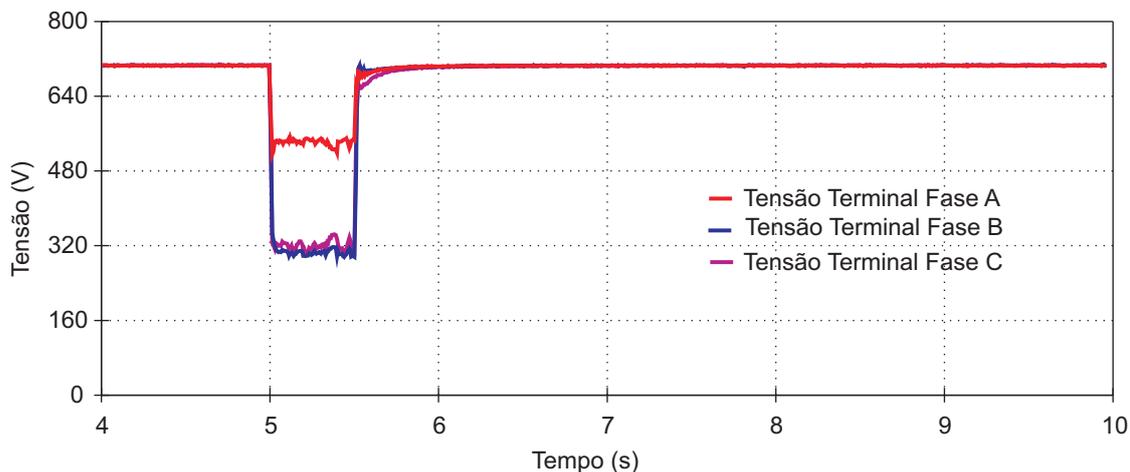
### Curto-circuito Bifásico

A simulação de curto-circuitos bifásicos ao sistema elétrico resultaram no perfil de tensão apresentado na Figura 4.49.



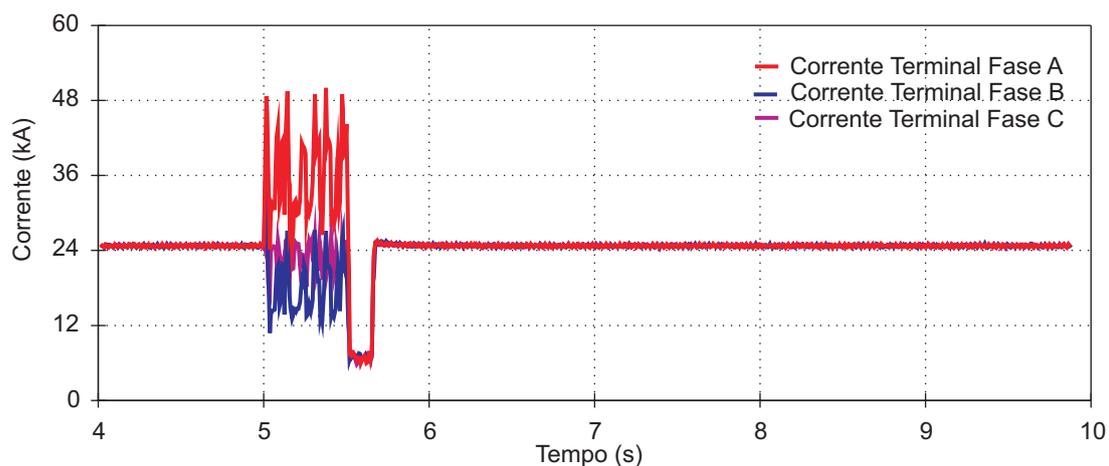
**Figura 4.49:** Perfil de tensão na barra de Natal II, durante aplicação de curto bifásico na mesma com duração de 500ms.

As tensões simuladas com a aplicação de um curto-circuito bifásico resultou em tensões bem desequilibradas como esperado e apresentado na Figura 4.50.



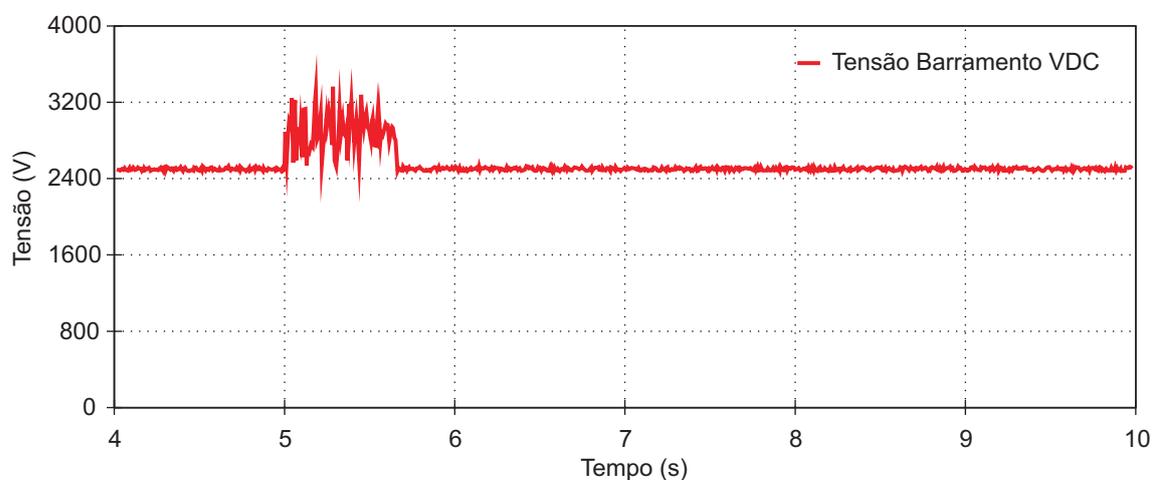
**Figura 4.50:** Perfil de tensão terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 500ms.

As correntes simuladas com a aplicação de um curto-circuito bifásico resultou em correntes também desequilibradas como esperado e apresentado na Figura 4.51.



**Figura 4.51:** Corrente terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 500ms.

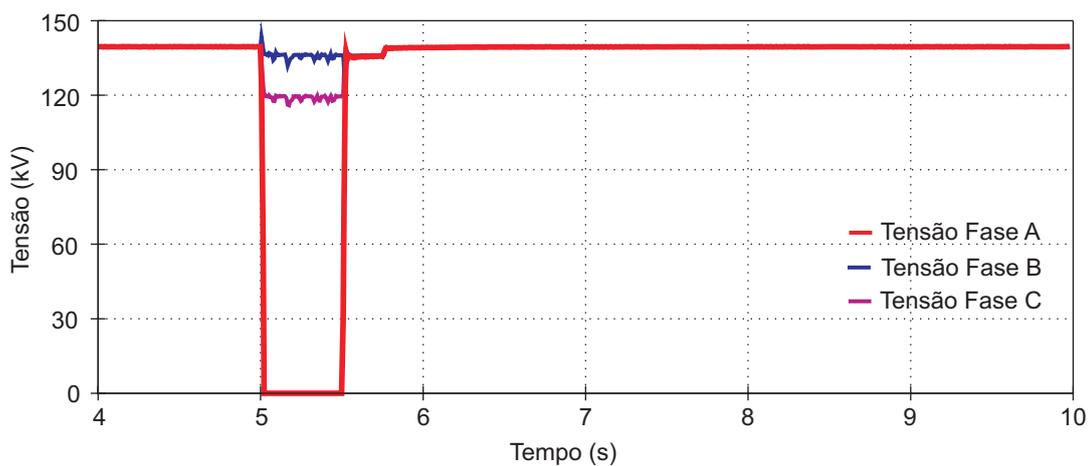
As grandezas mecânicas da turbina eólica, de maneira similar ao caso de curto-circuitos trifásicos, não sofrem alteração devido ao curto-circuito e o barramento CC sofre uma leve sobretensão, conforme pode ser visto na Figura 4.52.



**Figura 4.52:** Tensão no barramento, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 500ms.

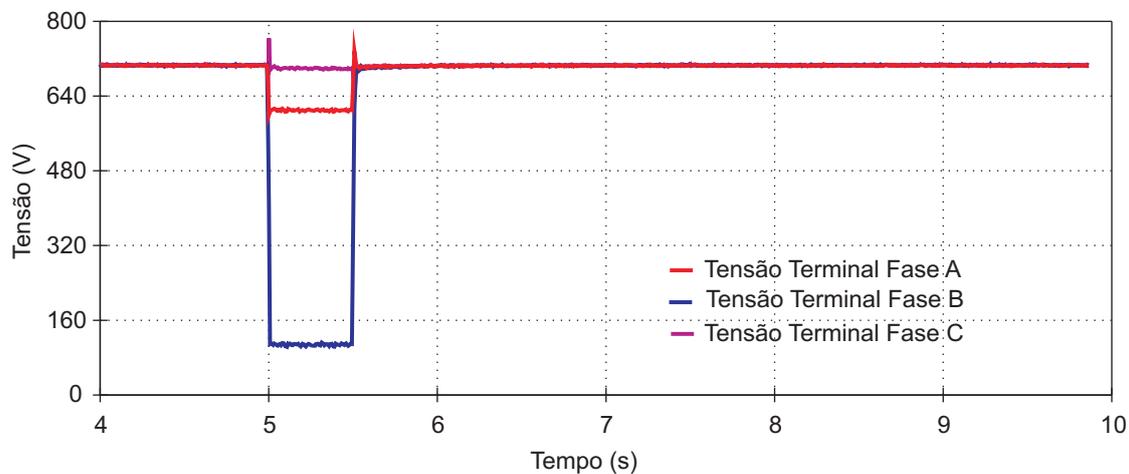
#### Curto-circuito Monofásico

Para a condição de curto-circuito monofásico, tem-se o perfil de tensão apresentado na Figura 4.53.



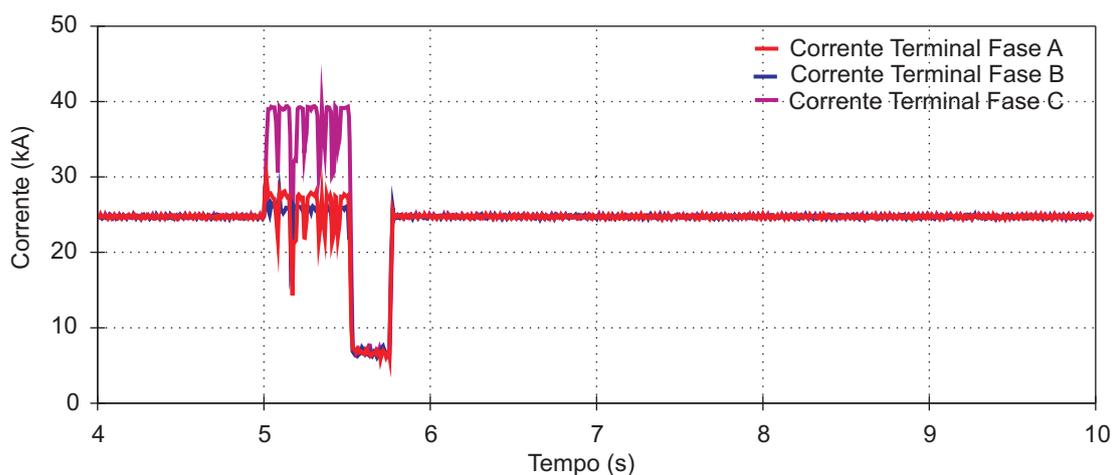
**Figura 4.53:** Perfil de tensão na barra de Natal II, durante aplicação de curto monofásico na mesma com duração de 500ms.

Como se pode verificar na Figura 4.53, a tensão na fase A afunda a 0V, enquanto as outras fases também sofrem com o curto-circuito, porém em menor intensidade. Essa condição se reflete no secundário do transformador abaixador em Natal II conforme apresenta a Figura 4.54.



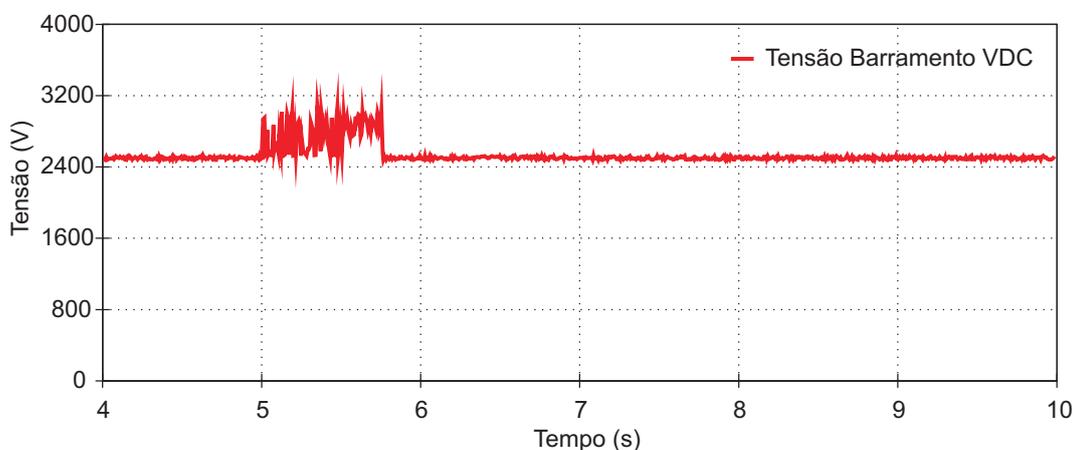
**Figura 4.54:** Perfil de tensão terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 500ms.

Devido às tensões apresentadas na Figura 4.54, as correntes são desequilibradas conforme mostrado na Figura 4.55.



**Figura 4.55:** Corrente terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 500ms.

Novamente, as propriedades mecânicas da turbina eólica são desacopladas da rede elétrica devido aos conversores e somente a tensão do barramento CC sofrerá uma pequena sobre tensão devido à não possibilidade de injetar toda a potência ativa, conforme apresentado na Figura 4.56.



**Figura 4.56:** Tensão no barramento, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 500ms.

#### 4.8.3 Comentários das simulações

Conforme apresentado nos resultados das simulações para curto-circuitos trifásico, bifásico e monofásico, pode-se observar que:

1. A topologia de turbinas eólicas de velocidade fixa com gerador de indução sem

conversor de frequência são mais susceptíveis a curto-circuitos e não permitem operação sem tensão em seus terminais durante muito tempo, pois a mesma não consegue retornar aos seus padrões pré falta após a remoção da mesma;

2. curto-circuitos trifásicos são mais severos que os bifásicos e monofásicos do ponto de vista de operação da turbina eólica;
3. Quando do curto-circuito monofásico, o grau de severidade foi menor resultando em uma possibilidade de operação por tempo maior que os outros casos de curto-circuitos.

Conforme apresentado nos resultados das simulações para curto-circuitos trifásico, bifásico e monofásico, podemos observar que as turbinas eólicas com geradores síncronos com conversores de frequência possuem um completo desacoplamento entre a rede elétrica e a turbina eólica.

Dessa maneira, os curto-circuitos não são "sentidos" pelas turbinas eólicas. Os curto-circuitos serão mais relevantes para os conversores de frequência, que precisam ter um sistema limitador de sobre-corrente para proteger as chaves (IGBTs) e um sistema de monitoramento de tensão no barramento CC para evitar tensões muito elevadas.

De uma maneira geral, desde que existam as proteções, essas máquinas podem suportar curto-circuitos prolongados sem maiores problemas.

# 5 CONCLUSÕES

Esta dissertação apresentou os principais problemas relacionados com a integração de centrais eólicas no sistema elétrico de potência com ênfase na operação do sistema durante afundamentos momentâneos de tensão ocasionados por curto-circuitos. Durante o trabalho foram avaliadas as diferentes questões relacionadas com a operação tanto das turbinas eólicas como da manutenção da estabilidade do sistema elétrico quando sujeito a curto-circuitos, sejam curto-circuitos monofásicos, bifásicos e/ou trifásicos. Adicionalmente, foram incluídos os principais procedimentos de rede existentes no mundo sobre a integração de centrais eólicas em redes elétricas durante curto-circuitos, característica notadamente chamada de suportabilidade de centrais eólicas a afundamento de tensão. A seguir, as principais conclusões são apresentadas.

Uma revisão nos procedimentos de rede de diversos países, que apresentam considerável experiência com energia eólica e que já se preocupam com os efeitos das centrais eólicas na rede, mostrou que existe uma grande preocupação com relação a estabilidade do sistema elétrico em operação com o Centrais Eólicas, particularmente durante e após curto-circuitos.

Todos os procedimentos de rede dos países investigados indicaram a necessidade de que as turbinas eólicas funcionem mesmo sujeitas a afundamentos severos de tensão. Isso decorre da grande preocupação que com o afundamento de tensão exista uma considerável perda de geração com os grandes blocos desligados por sub tensão. Observou-se uma grande preocupação atual também com o desempenho das turbinas eólicas após a remoção do curto-circuito, com solicitação que as centrais eólicas participem ativamente na recuperação do sistema elétrico com regulação de tensão e da potência ativa (auxílio na regulação da

freqüência).

Uma análise crítica dos procedimentos de rede brasileiro comparados com os procedimentos de rede existentes em diversos países indicaram que as curvas de suportabilidade exigidas no Brasil são exequíveis do ponto de vista tecnológico das turbinas eólicas. Outra conclusão importante, é que em relação as turbinas eólicas as exigências no Brasil são menores que as em vigor atualmente na maioria dos países. Os procedimentos de rede brasileiros no momento não exigem a participação ativa das turbinas eólicas durante a recuperação do sistema, somente exigindo sua permanência durante e após a ocorrência de afundamentos severos de tensão, essa condição permite que o uso de conversores eletrônicos de potência sem muitas alterações permitam que as turbinas eólicas operem sem problemas.

Durante as simulações realizadas com a operação do sistema perturbada com diferentes tipos e durações de curto-circuitos notou-se que com ou sem as turbinas eólicas o sistema ficou estável e conseguiu suportar a perda de unidades de geração eólica. Certamente, o tamanho relativo das centrais eólicas em relação ao sistema de potência era reduzido indicando que provavelmente não ocorreria problema. De toda maneira uma análise apresentou uma pequena contribuição das turbinas eólicas para o restabelecimento do sistema de potência.

Outras conclusões a partir dos trabalhos realizados estão relacionadas com as ferramentas de simulação e dos modelos computacionais usados para representar o comportamento das turbinas eólicas durante os curtos circuitos. Observou-se das análises realizadas que a ferramenta de análise de transitórios eletromecânicos Anatem<sup>®</sup>, desenvolvida pelo Cepel, que é atualmente a ferramenta padrão do sistema elétrico para avaliações de comportamento, não permite avaliações do comportamento para condições desequilibradas como, por exemplo, curto-circuitos monofásicos e bifásicos. A representação dessas condições só foi possível através da ferramenta ATP (Alternative Transient Program) embora pudessem ser utilizadas outras ferramentas similares, o ATP tem características que o tornam conveniente, entre elas o acesso, a flexibilidade e a capacidade de representar grandes sistemas.

Ainda na questão de ferramentas de simulação e modelagem, verificou-se que a aplicação de modelos do tipo carga dinâmica PQ para representar o comportamento de turbinas eólicas durante curto-circuitos, conforme realizado no Anatem foi inadequado. Esse tipo de representação, para sistemas de grande porte, apresentou problemas de convergência durante afundamentos de tensão severos. Durante os casos investigados, o maior afundamento, utilizando a ferramenta comercial disponibilizada, não conseguiu simular condições de

curto-circuitos que atingissem valores remanescentes de tensão nos terminais das turbinas eólicas inferiores a 0,47pu. Esse fato é inclusive importante para determinar cautela por parte das concessionárias quando investigando o acesso das turbinas eólicas.

Para se utilizar a ferramenta ATP, foi necessário o desenvolvimento e adaptação dos modelos existentes para representar o comportamento das turbinas eólicas de grande porte integradas no sistema. Foram implementados os modelos de duas topologias: máquinas assíncronas diretamente conectadas ao sistema elétrico e máquinas síncronas com conversores plenos.

Com os modelos implementados, foi possível investigar os efeitos dos mais diferenciados curto-circuitos e durações dos mesmos na operação das turbinas e na estabilidade do sistema elétrico. Como principais conclusões têm-se que: o tipo de curto-circuito e a duração têm influência direta tanto na operação das turbinas eólicas como na estabilidade do sistema elétrico, porém, dependendo da topologia da turbina eólica usada o efeito pode ser negligenciado ou levar a um colapso de tensão da turbina eólica.

Os curto-circuitos trifásicos apresentaram-se como os piores no ponto de vista de operação das turbinas eólicas relativa a absorção de potência ativa em forma de energia cinética, onde nessa condição a máquina pode perder a possibilidade de se restabelecer após removida a falha. Nessa condição as máquinas do tipo assíncronas sem conversores de potência não conseguem restabelecimento se o curto tiver duração por longo tempo e que as tensões remanescentes no terminal da máquina sejam muito reduzidas. Para as tecnologias com conversores de frequência por outro lado os problemas mecânicos não existem, os problemas residem em se controlar: a tensão no barramento de corrente contínua com um dissipador de energia controlado (chamado normalmente de breaking resistor). Outro ponto importante é controlar as correntes nos conversores, pois nesses elementos se não tiver uma forma de limitar a corrente durante o afundamento de tensão podem sofrer sobrecarga e queimarem durante os curto-circuitos.

As simulações também mostraram que para curto-circuitos monofásicos e bifásicos, os tempos associados anteriores à perda de estabilidade por parte das turbinas eólicas com gerador assíncrono diretamente conectadas ao sistema elétrico, são bem maiores que os tempos durante os curtos trifásicos, indicando uma melhor condição em comparação com a situação anterior.

Uma ressalva se faz aqui, os comentários com relação a pior, ou melhor, condição de

curto-circuito são relacionadas as condições de restabelecimento de torque após removida as falhas. Questões de desequilíbrios de tensão e todas as condições associadas com a operação da turbina não foram consideradas. Esses elementos demandam estudos mais aprimorados para avaliar o impacto do desequilíbrio de tensão com os torques resultantes e os impactos na estrutura da turbina eólica que estava fora do escopo desta dissertação.

Finalmente, observou-se que as turbinas eólicas com conversores plenos, sejam com geradores síncronos ou assíncronos, existe um completo desacoplamento entre a rede elétrica e a turbina eólica. Nessa condição, com o devido cuidado na escolha e projeto do conversor torna as turbinas eólicas imunes aos afundamentos de tensão resultantes de curto-circuitos, onde as mesmas podem atuar indefinidamente na condição de tensão nula, fato esse propagandeado por um fabricante sem perder a estabilidade. Estima-se que para essa turbina, uma pequena alteração no projeto do controle pode permitir que a mesma também atue de maneira ativa na recuperação do sistema elétrico permitindo assim uma maior estabilidade do sistema elétrico quando da instalação dessas turbinas eólicas. Essa parte é proposta como um trabalho futuro, onde investigar o uso dessas tecnologias em mitigar problemas de qualidade de energia assim como auxiliar ativamente a recuperação do sistema elétrico podem ser investigadas com profundidade.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] V. Akhmatov, *Analysis of Dynamic Behavior of Electric Power System With Large Of Wind Power* , In PhD Thesis, Technical University Denmark, Denmark, 2003.
- [2] P. A. C. Rosas, *Dynamic Influences of Wind Power on the Power System* , In PhD Thesis, Technical University Denmark, Denmark, 2003.
- [3] A. S. Neto, *Análise do Controle de Máquina de Indução para Geração Eólica a Velocidade Variável Utilizando ATPDraw* , Dissertação de Mestrado, UFPE, 2005.
- [4] Ministério de Minas e Energia, <http://www.mme.gov.br>.
- [5] E. L. R. Pinheiro, *Análise do Comportamento Dinâmico de Usinas Eólicas a Velocidade Variável utilizando ATPDraw* , Dissertação de Mestrado, UFMG,2004.
- [6] P. Kundur, *Power System Stability and Control* , 1994, EPRI.
- [7] P. M. Anderson e A. A. Found, *Power System Control and Stability* , 1993, IEEE PRESS Power Systems Engineering Series.
- [8] M. V. A. Nunes, *Avaliação do Comportamento de Aerogeradores de Velocidade Fixa e Variável Integrados em Redes Elétricas Fracas* , Tese de Doutorado, UFSC,2003.
- [9] D. T. Johnsen e W. Christiansen, *Analysis of Requeriments in Selected Grid Codes* , master thesis pre-project, Technical University of Denmark, Denmark,2006.
- [10] J. Morren, S. W. H. de Hann, W. L. Kling e J. A. Ferreira, *Wind Turbines Emulating Inertia and Supporting Primary Frequency Control*, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 21, Number 1, February 2006, p.2.
- [11] B. R. Andersen e Working Group B4-39, *Integration of Large Scale Wind Power using HVDC and Power Electronics*, Draft version, to be published, 2006.
- [12] James, *The Future For Renewable Energy 2: Prospects and Directions*, Eurec Agency, Published by James and James, 2002, Eurec Agency, ISBN 1 902 916 31X.

- [13] E. F. Pavinatto, *Ferramenta para Auxílio à Análise de Viabilidade Técnica da Conexão de Parques Eólicos à Rede Elétrica*, Dissertação de Mestrado, UFRJ, 2005.
- [14] L. Porto, *Programas de Energia Renováveis no Brasil: Perspectivas para o Setor*, A Energia Alternativa Renovável no Brasil, Brasília, 2005.
- [15] ELETROBRAS, *Regulamentação e Incentivos às Energias Renováveis no Brasil*, VI Encontro Fórum Permanente de Energias Renováveis, Brasília, 2007.
- [16] R. G. Oliveira, *Controle e Integração à Rede Elétrica de um Sistema Eólico com Gerador de Indução Duplamente Excitado*, Dissertação de Mestrado, UFMG, 2004.
- [34] J. G. Slootweg, S. H. Haan, H. Polinder, W. L. Kling, *Modelling New Generation and Storage Technologies in Power System Dynamics Simulations*, IEEE Trans. On Power Systems, vol. 18, no. 1, February, 2003.
- [18] Anca D. Hansen, Clemens Jauch, Poul Sørensen, Florin Iov, Frede Blaabjerg, *Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DIgSILENT*, Risø National Laboratory, Roskilde, December, 2003.
- [19] S. Heier, *Grid integration of wind energy conversion systems*, John Wiley and Sons, 1998.
- [20] CAUE - Comitê Argentino de Usuário EMTP-ATP, Rule Book, 2001.
- [21] Divisão de Estudos da Operação Elétrica, *Representação do Comportamento das Cargas Utilizando Modelos de Motores de Indução nos Programas Mocrodin/Transdir e Anarede/Anatem*, N° 02/98, Maio 1998.
- [22] *Wind Power Facility Technical Requirements*, Rev. 0, November 2004, <http://www.aeso.ca/rulesprocedures/9139.html>.
- [23] *Wind Turbines connected to grids with Voltages above 100 kV*, December 2004, <http://www.energinet.dk/en/menu/Frontpage.htm>.
- [24] E.ON Netz GmbH, *Grid Code High and Extra High Voltage*, E.ON Netz GmbH Bayreuth, April 2006, <http://www.eon-netz.com>.
- [25] *The Grid Code*, Rev. 17, September 2006, <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Codes/gridcode/gridcodedocs/>.
- [26] *Requisitos Técnico Mínimo para a conexão à Rede Básica*, Setembro 2005, [http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo\\_03.aspx](http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_03.aspx).

- [27] Ministerio de Economía, *Real Decreto 436/2004* , de 12 de marzo de 2004, <http://www.mineco.es/portal/>.
- [28] Hydro-Québec Transmission System, *Technical Requirements for the Connection of Generation Facilities to the Hydro-Québec Transmission System: Supplementary Requirements for Wind Generation* , Québec, 2005, [www.hydroquebec.com](http://www.hydroquebec.com).
- [29] *Wind Farm Power Station grid Code Provisions* , ESB National Grid, Irish TSO, 2003, [www.cer.ie](http://www.cer.ie).
- [30] *Sistema elétrico de potência brasileiro - Nordeste*, Setembro 2006, <http://www.ons.org.br>.
- [31] V. Akhmatov, “Modelling and fault-ride-through operation of Wind turbines with converter connected asynchronous generators”, *5th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms*, Glasgow, Scotland, 2005.
- [32] D.T. Johnsen, W. Christiansen, A.H. Nielsen, K.H. Jensen, J. N. Nielsen, T. Sorensen, “Optimisation of the fault ride through strategy of a Wind farm”, *6th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms*, Holland, 2006.
- [43] J. Morren, S.W.H. de Hann, W.L. Kling, J.A. Ferreira, “Wind Turbines Emulating Inertia and Supporting Primary Frequency Control”, *IEEE Transactions On Power Systems*, Vol. 21, Número 1, February 2006.
- [34] J. G. Sloopweg, H. Polinder, W. L. Kling, “Dynamic Modelling of a Wind Tubine with Doubly Fed Induction Generator,” *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, July 2001, pp. 644 - 649.
- [35] A. Tapia, J. X. Ostolaza, J. R. Saenz, R. Criado, J. L. Berasategui, “Reactive Power Control of a Wind Farm made up with Doubly Fed Induction Generators,” *IEEE Porto Power Tech Conference*, Sept. 2001.
- [36] P. Sorensen, A. D. Hansen, P. Christensen, M. Meritz, J. Bech, B. Bak-Jensen, H. Nielsen, “Simulation and Verification of transient Events in Large Wind Power Installations,” *Risø National Laboratory*, Denmark, Oct. 2003.
- [37] M. Pöller, “Doubly-Fed Induction Machine Models for Stability Assessment of Wind Farms,” *IEEE Power Tech Conference*, vol. 3, June 2003.

- [38] M. Machmoum, F. Poitiers, A. Queric, "Dynamic Performances of a Doubly-Fed Induction Machine for a Variable-Speed Wind Energy Generation," *International Conference on Power Systems Technology - Powercon 2002*, Oct., 2002, pp. 2431 - 2436.
- [39] J. Runge and B. R. Oswald, "Modelling of a Controlled Doubly Fed Induction Machine for the Use in Offshore Wind Power Plants," *39th International Universities Power Engineering Conference*, 6-8 Sept. 2004 Pages:1155 - 1159.
- [40] L. M. Fernandez, C. A. Garcia, J. R. Saenz, and F. Jurado, "Reduced Model of DFIGs Wind Farms Using Aggregation of Wind Turbines and Equivalent Wind," *IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference - MELECON*, 16-19, May, 2006, Pages:881 - 884.
- [41] V. Akhmatov, "Modelling and Fault-ride-through Operation of Wind turbines With Converter Connected Asynchronous Generators," *5th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms*, 16-19, Glasgow, Scotland, 2005.
- [42] C. Chompoo-inwai, C. Yingvivatanapong, K. Methaprayoon, W. Lee, "Reactive Compensation to Improve the Ride-Through of Induction Generators During Disturbance," *IEEE Transactions On Industry Applications*, Vol. 41, Número 3, May/June 2005.
- [43] J. Morren, S.W.H. de Hann, W.L. Kling, J.A. Ferreira, "Wind Turbines Emulating Inertia and Supporting Primary Frequency Control," *IEEE Transactions On Power Systems*, Vol. 21, Número 1, February 2006.
- [44] G. Saccomando, J. Svensson, A. Sannino, "Improving Voltage Disturbance Rejection for Variable-speed Wind Turbines," *IEEE Transactions On Energy Conversion*, Vol. 17, Número 3, september 2002.
- [45] C. S. Demoulias, P. S. Dokopoulos, "Transient Behavior and Self-Excitation of Wind-Driven Induction Generator After its Disconnection From the Power Grid," *IEEE Transactions On Energy Conversion*, Vol. 5, Número 2, June 1990.
- [46] J. Pedersen, P. B. Eriksen, "Long-Term Perspective on Applying Hydrogen as a Energy carrier in Power and Energy Systems With a Large Amount of Wind Power," *5th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms*, Glasgow, Scotland, 2005.

- [47] V. Akhmatov, H. Abildgaard, J. Pedersen, P. B. Eriksen, "Integration of Offshore Wind Power into the Western Danish Power System," *Copenhagen Offshore Wind International Conference and Exhibition*, Copenhagen, Denmark, 2005.
- [48] M. A. Ouhrouche, X. D. Do, Q. M. Lê, R. Chainé, "EMTP Based Simulation of a self-Excitation Induction Generator After its Disconnection From the Grid," *IEEE Transactions On Energy Conversion*, Vol. 13, Número 1, March 1998.
- [49] B. Xie, B. Fox, D. Flynn, "Study of Fault Ride-Through for DFIG Based Wind Turbines," *IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies*, Hong Kong, 2004.
- [50] J. G. Slootweg, S. W. H. de Haan, H. Polinder, W. L. Kling, "General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations," *IEEE Transactions On Power Systems*, Vol. 18, Número 1, February 2003.

# **DADOS DAS SIMULAÇÕES**

## **A.1 Barras monitoradas para o caso referência sem turbinas eólicas:**

- Campina Grande II - Barra 5222
- Natal II - Barra 5241
- Xingó - Barras 5060, 5061, 6283 e 6285
- Luiz Gonzaga - Barras 5051 e 5054
- Paulo Afonso - Barras 5006, 5009, 5010, 5011, 5012, 5013, 5014 e 5022
- Apolônio Sales - Barras 5030 e 5032

## **A.2 Monitoramento do fluxo de potência ativa e reativa nos seguintes circuitos para o caso referência sem turbina:**

- Fluxo de potência Ativa e Reativa, módulo da corrente entre Serra da Mesa e Gurupi - circuitos 1 e 2;
- Fluxo de potência Ativa e Reativa, módulo da corrente entre Serra da Mesa e Rio das Éguas - circuito 1;
- Fluxo de potência Ativa e Reativa, módulo da corrente entre Rio das Éguas e Bom Jesus da Lapa II - circuito 1;

- Fluxo de potência Ativa e Reativa, módulo da corrente entre Bom Jesus da Lapa II e Ibicoara - circuito 1;
- Fluxo de potência Ativa e Reativa, módulo da corrente entre Ibicoara e Sapeçu - circuito 1;
- Fluxo de potência Ativa e Reativa, módulo da corrente entre Sapeçu e Camaçari II - circuito 1;

### **A.3 Casos simulados com base nos arquivos Ct.sav e Limites.sav:**

- CT.SAV
  1. Caso 01 - CASO1PESADA
  2. Caso 02 - CASO1MEDIA
  3. Caso 03 - CASO1LEVE
- Limites.SAV
  1. Caso 01 - 01CASO1PESADA
  2. Caso 02 - 02CASO1MEDIA
  3. Caso 03 - 03CASO1LEVE
  4. Caso 04 - 04CASO1PESADA
  5. Caso 05 - 05CASO1MEDIA
  6. Caso 06 - 06CASO1LEVE

### **A.4 Reatâncias conectadas na barra de Natal II para aplicação de curto circuito trifásico, para cada caso simulado:**

- CT.SAV
  1. Caso 01 - CASO2PESADA.STB -  $XC = 6.8\%$
  2. Caso 02 - CASO2MEDIA.STB -  $XC = 6.6\%$
  3. Caso 03 - CASO2LEVE.STB -  $XC = 6.8\%$
- Limites.SAV

1. Caso 01 - 01CASO2PESADA.STB - XC = 6.9%
2. Caso 02 - 02CASO2MEDIA.STB - XC = 6.8%
3. Caso 03 - 03CASO2LEVE.STB - XC = 6.7%
4. Caso 04 - 04CASO2PESADA.STB - XC = 7.1%
5. Caso 05 - 05CASO2MEDIA.STB - XC = 6.9%
6. Caso 06 - 06CASO2LEVE.STB - XC = 7.3%

#### **A.5 Barras monitoradas para o caso em que a turbina suporta o LVRT:**

- Campina Grande II - Barra 5222
- Natal II - Barra 5241
- Xingó - Barras 5060, 5061, 6283 e 6285
- Luiz Gonzaga - Barras 5051 e 5054
- Paulo Afonso - Barras 5006, 5009, 5010, 5011, 5012, 5013, 5014 e 5022
- Apolônio Sales - Barras 5030 e 5032
- Rio do Fogo - Barra 8888

#### **A.6 Monitoramento do fluxo de potência ativa e reativa nos seguintes circuitos para o caso referência com turbina:**

- Fluxo de potência Ativa e Reativa, módulo da corrente entre Serra da Mesa e Gurupi - circuitos 1 e 2;
- Fluxo de potência Ativa e Reativa, módulo da corrente entre Serra da Mesa e Rio das Éguas - circuito 1;
- Fluxo de potência Ativa e Reativa, módulo da corrente entre Rio das Éguas e Bom Jesus da Lapa II - circuito 1;
- Fluxo de potência Ativa e Reativa, módulo da corrente entre Bom Jesus da Lapa II e Ibicoara - circuito 1;

- Fluxo de potência Ativa e Reativa, módulo da corrente entre Ibicoara e Sapeçu - circuito 1;
- Fluxo de potência Ativa e Reativa, módulo da corrente entre Sapeçu e Camaçari II - circuito 1;

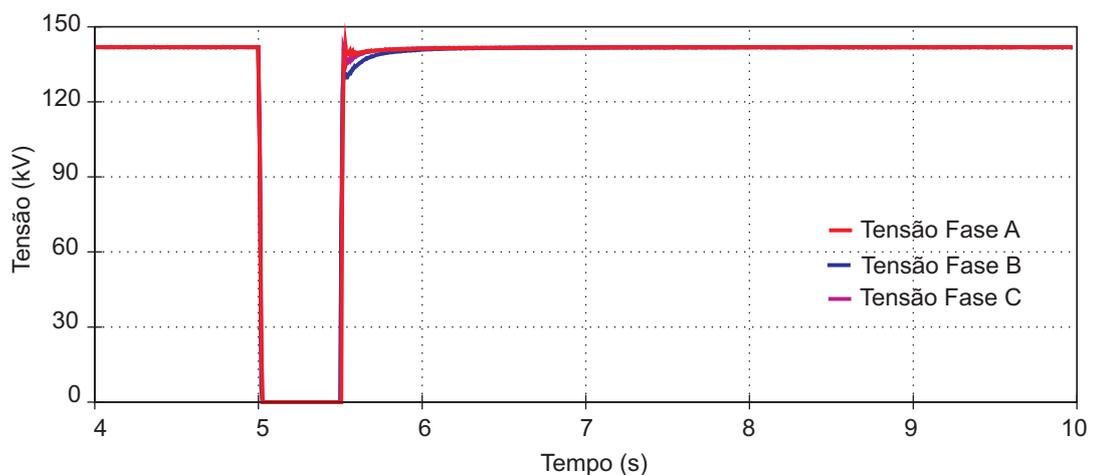
### **A.7 Instalação de shunt para provocar afundamento de tensão na barra de Natal II, o tempo máximo apresentando esta respeitando os limites da curva de LVRT:**

- Aplicação de shunt no valor de 3200
  - Afundamento alcançado para 0,36 pu;
  - Tempo máximo 0,622s
- Aplicação de shunt no valor de 2600
  - Afundamento alcançado para 0,41 pu;
  - Tempo máximo 0,662s
- Aplicação de shunt no valor de 1600
  - Afundamento alcançado para 0,55 pu;
  - Tempo máximo 0,767s
- Aplicação de shunt no valor de 1000
  - Afundamento alcançado para 0,69 pu;
  - Tempo máximo 0,876s
- Aplicação de shunt no valor de 600
  - Afundamento alcançado para 0,85 pu;
  - Tempo máximo 5s

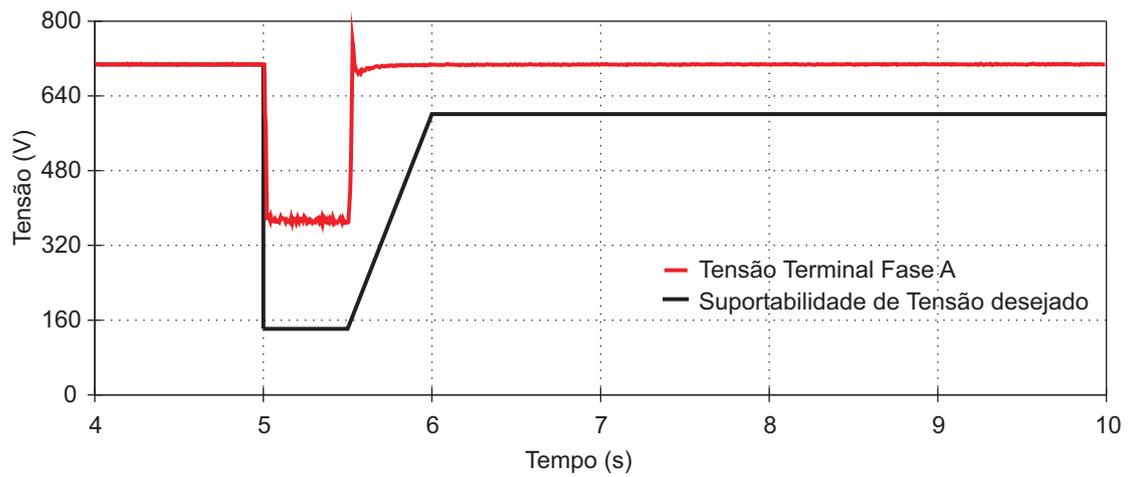
# B SIMULAÇÃO DE UMA CENTRAL EÓLICA COM 100 TURBINAS EÓLICAS USANDO GERADOR SÍNCRONO

## B.1 Curto circuito trifásico - 100 Turbinas

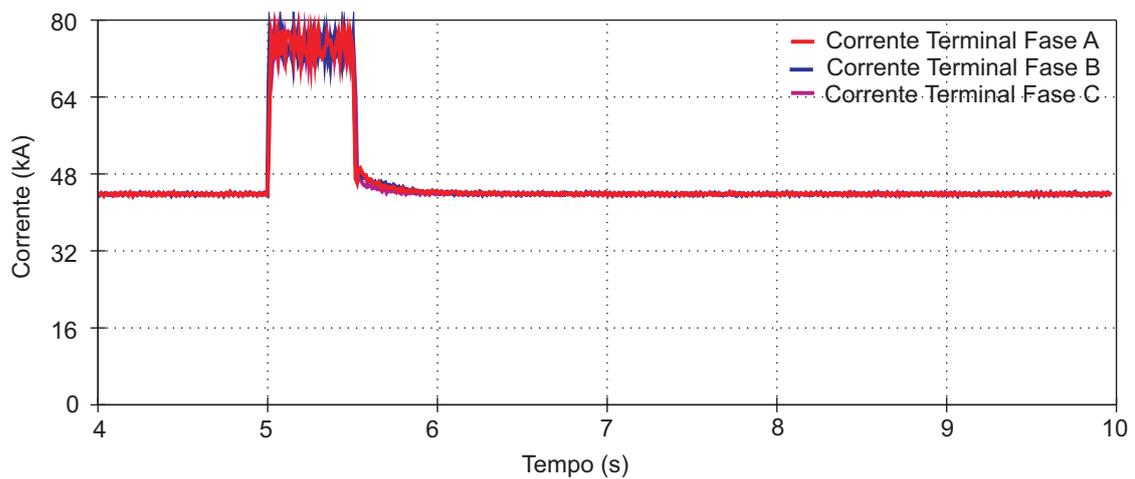
Nesse caso, foi simulado um curto na barra de Natal II com duração de 500ms considerando uma central eólica com o dobro da potência, para avaliação da tensão na barra onde o curto circuito foi aplicado, a tensão terminal, as correntes terminais, as potências ativa e reativa e a velocidade angular da turbina eólica, conforme figuras abaixo. Verifica-se mais uma vez, a suportabilidade ao afundamento, devido ao desacoplamento entre o controle do gerador e as grandezas da rede elétrica, propiciado pelo conversor de frequência pleno.



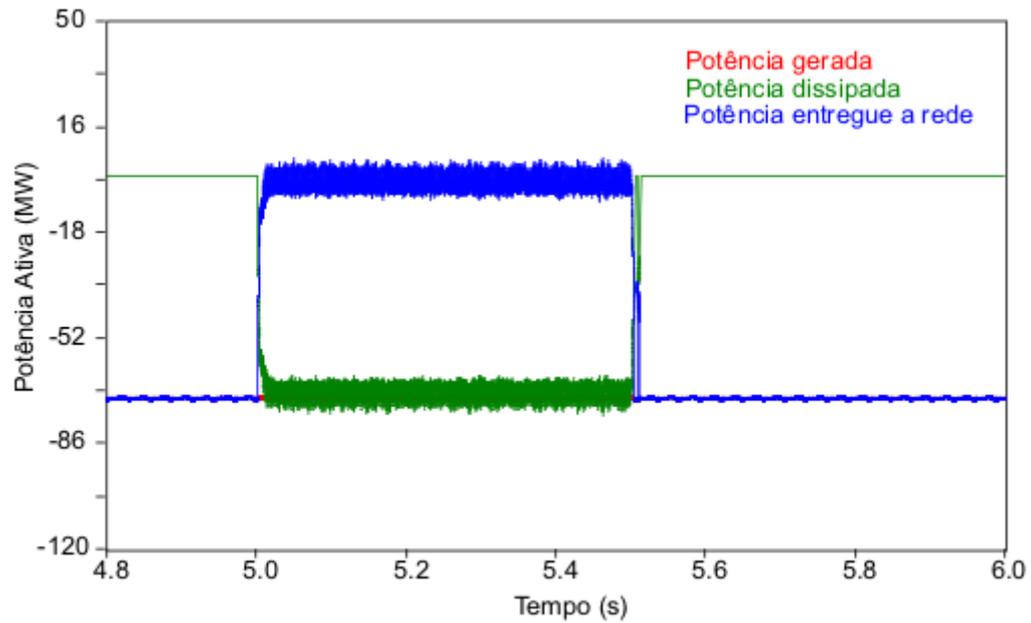
**Figura B.1:** Perfil de tensão na barra de Natal II, durante aplicação de curto trifásico na mesma com duração de 500ms.



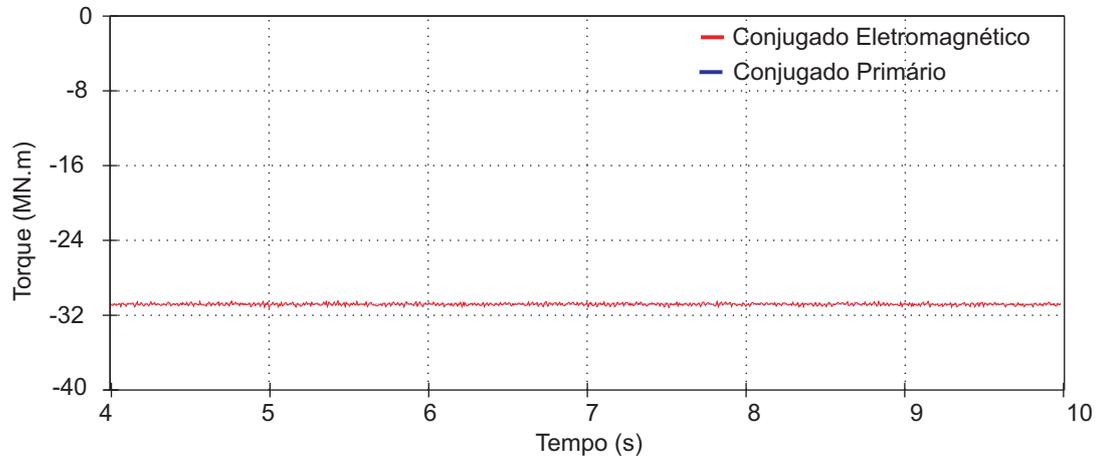
**Figura B.2:** Perfil de tensão terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 500ms.



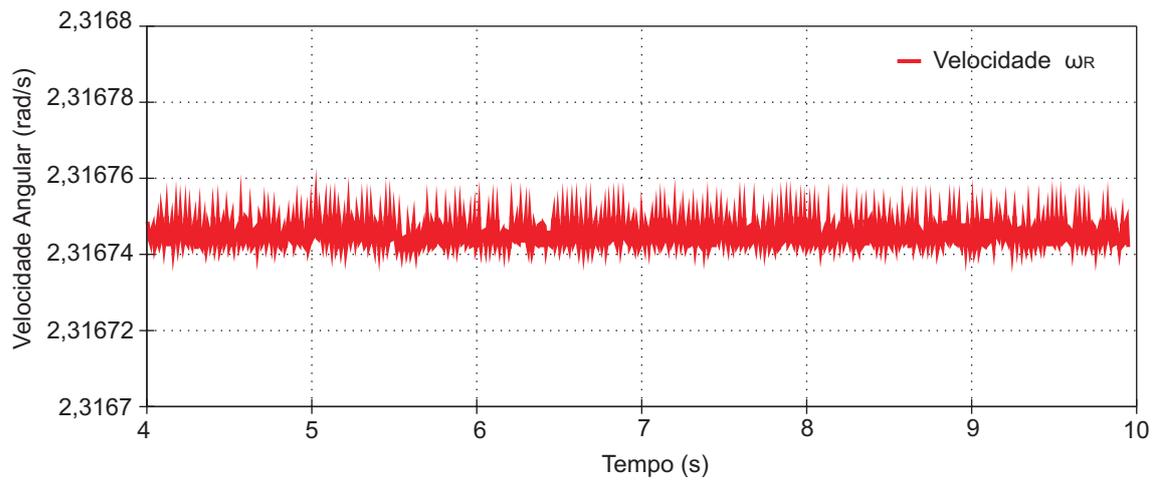
**Figura B.3:** Corrente terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 500ms.



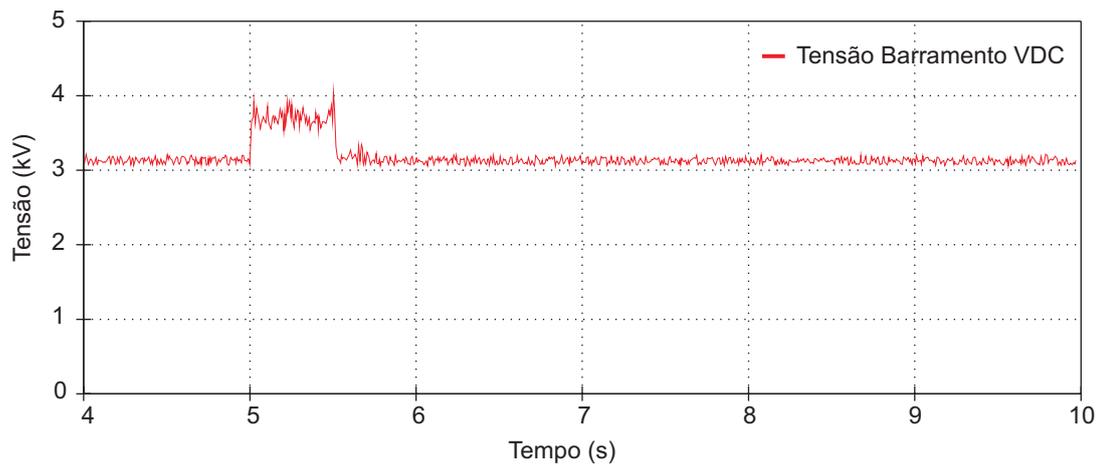
**Figura B.4:** Potência injetada pela turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 500ms.



**Figura B.5:** Torque eletromagnético e primário, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 500ms.



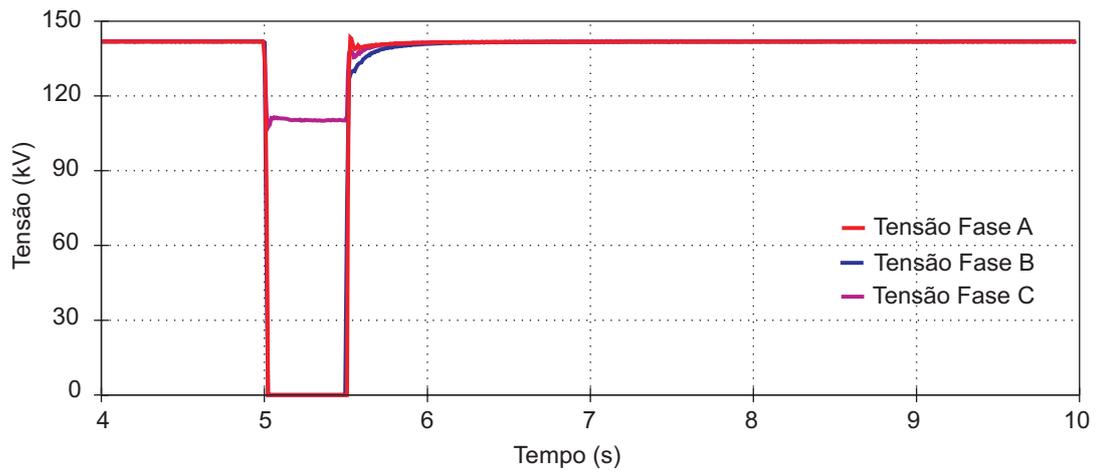
**Figura B.6:** Velocidade angular da turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 500ms.



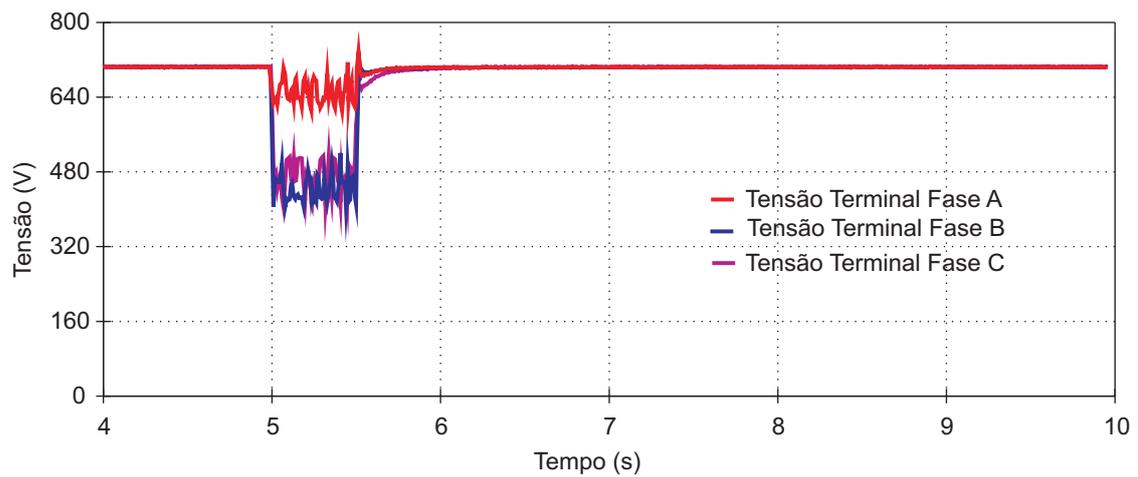
**Figura B.7:** Tensão no barramento, durante aplicação de curto trifásico na barra de Natal II com duração de 500ms.

### Curto circuito bifásico - 100 Turbinas

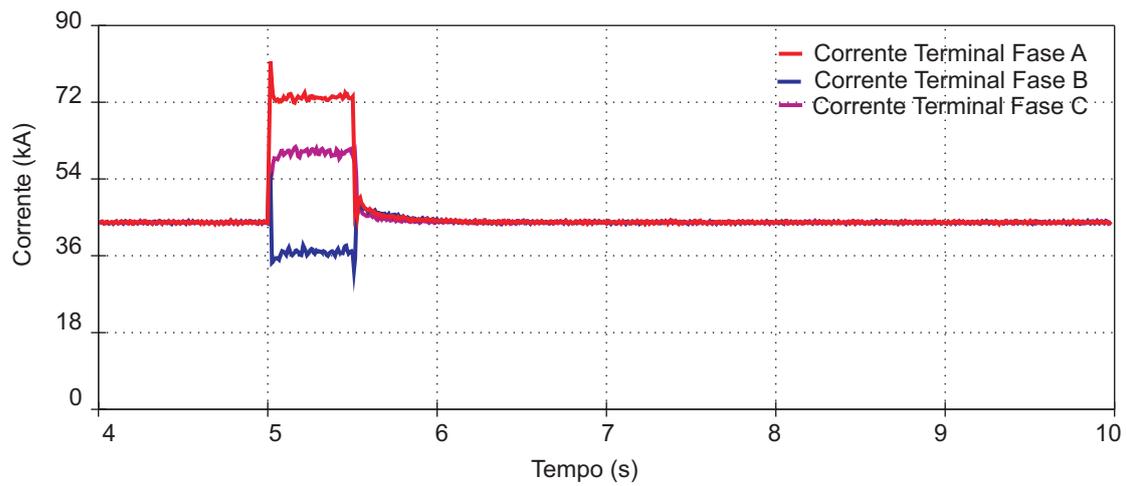
De forma similar ao apresentado anteriormente, as figuras para o curto circuito bifásico serão apresentadas abaixo.



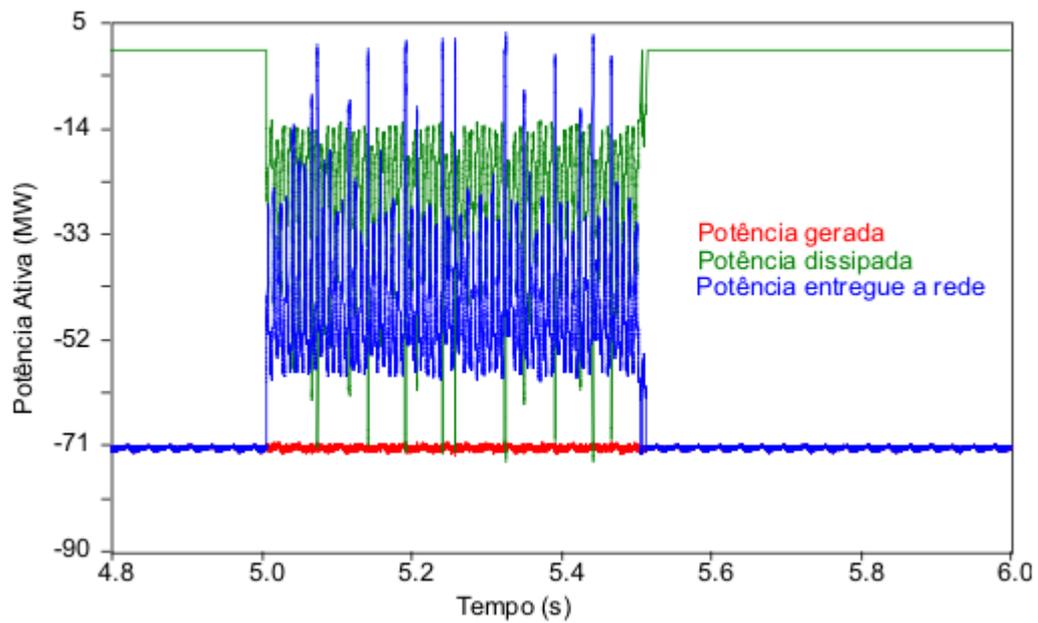
**Figura B.8:** Perfil de tensão na barra de Natal II, durante aplicação de curto bifásico na mesma com duração de 500ms.



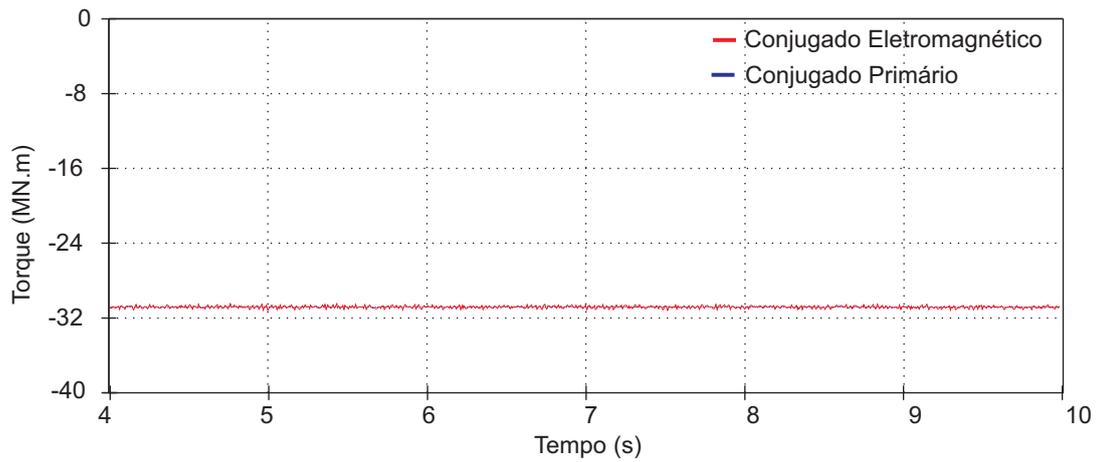
**Figura B.9:** Perfil de tensão terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 500ms.



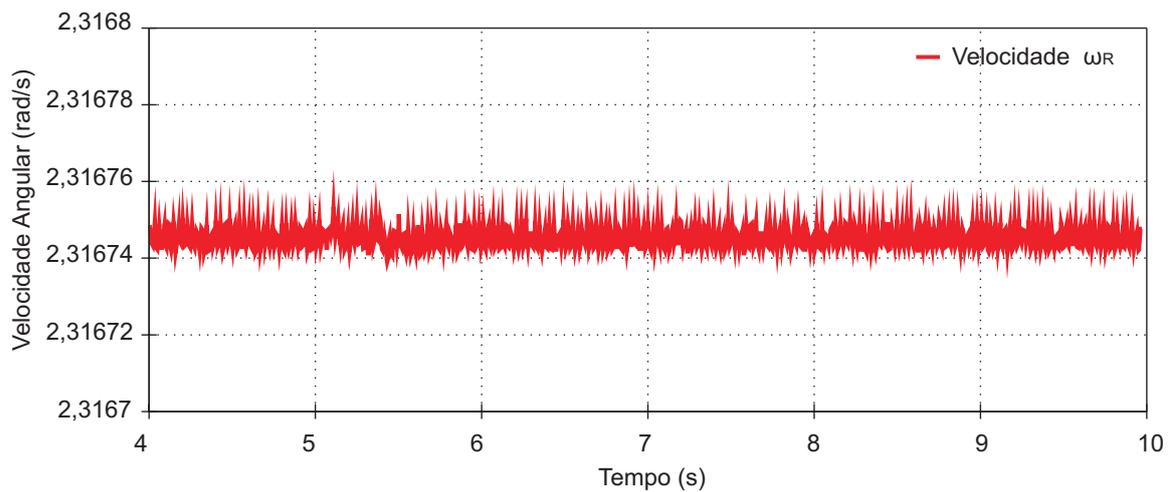
**Figura B.10:** Corrente terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 500ms.



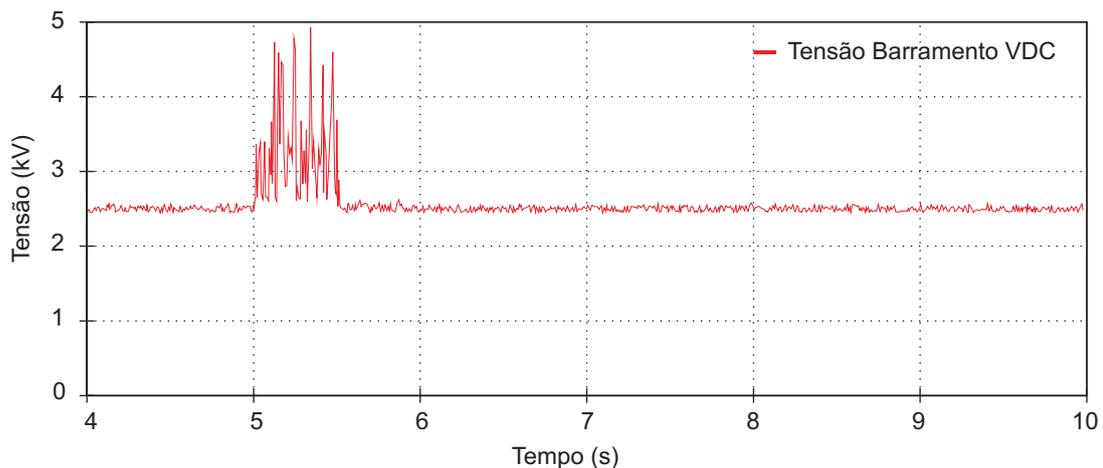
**Figura B.11:** Potência injetada pela turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 500ms.



**Figura B.12:** Torque eletromagnético e primário, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 500ms.



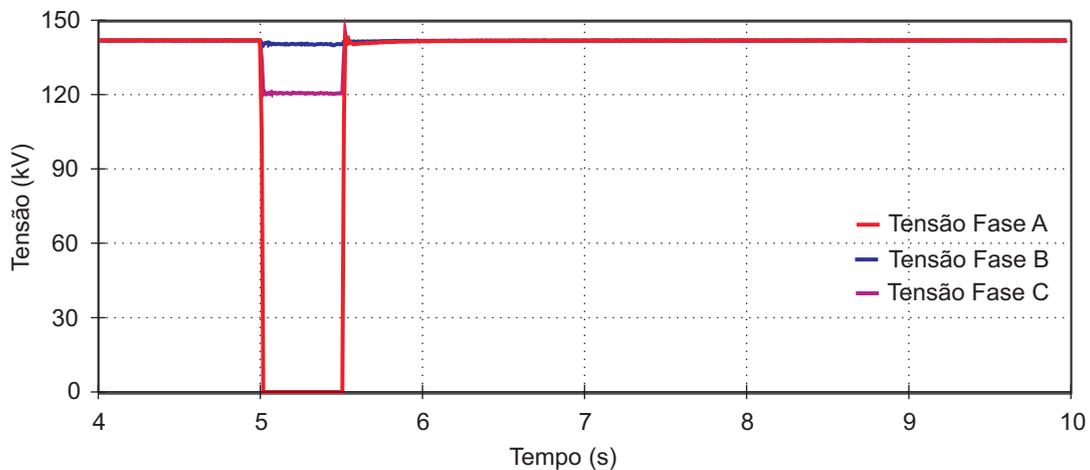
**Figura B.13:** Velocidade angular da turbina eólica, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 500ms.



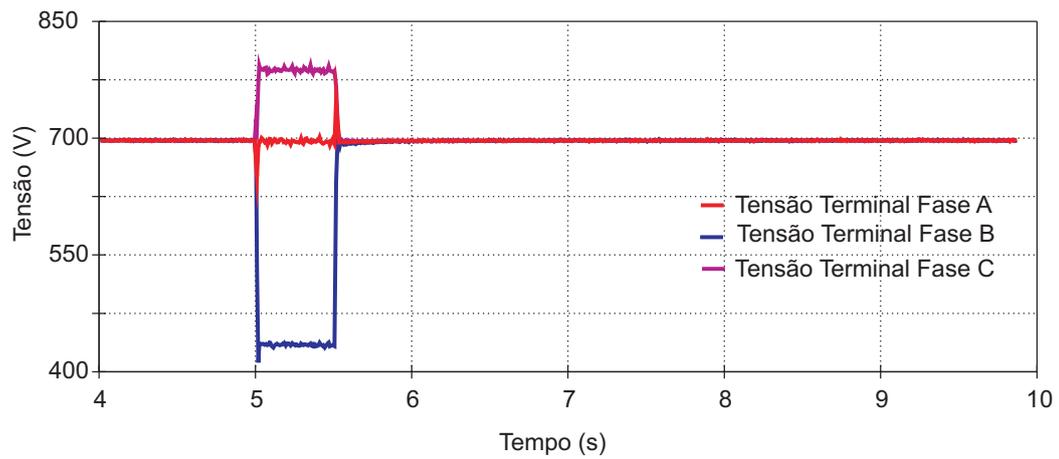
**Figura B.14:** Tensão no barramento, durante aplicação de curto bifásico na barra de Natal II com duração de 500ms.

### Curto circuito monofásico - 100 Turbinas

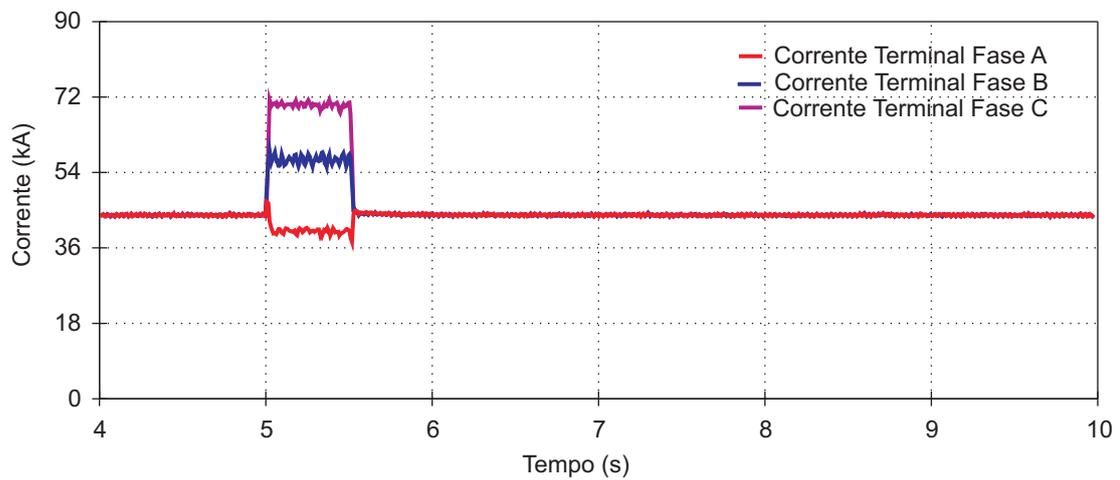
De forma similar ao apresentado anteriormente, as figuras para o curto circuito monofásico serão apresentadas abaixo.



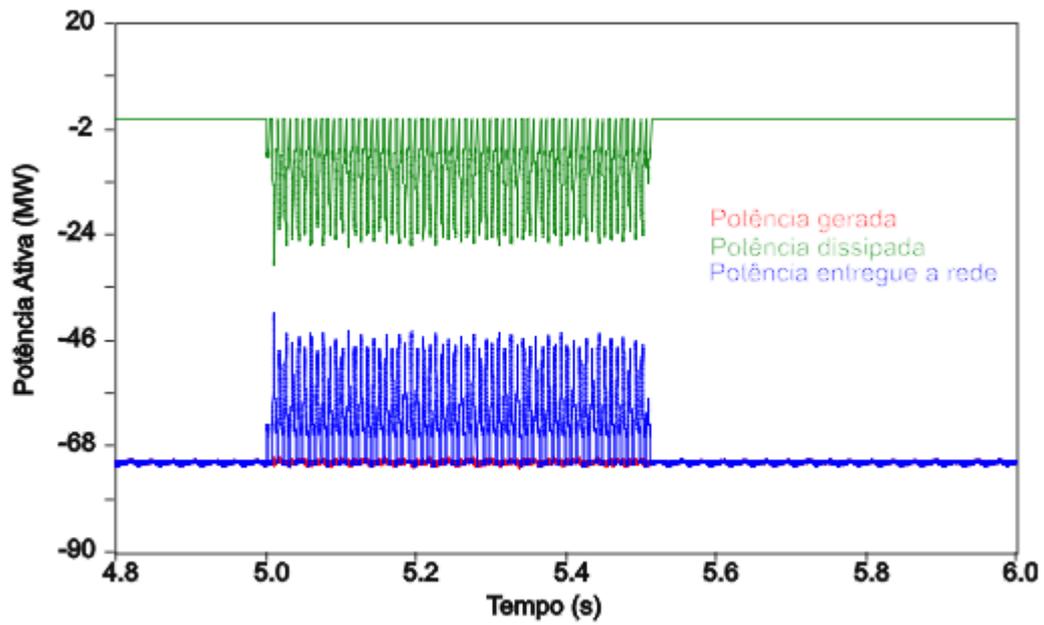
**Figura B.15:** Perfil de tensão na barra de Natal II, durante aplicação de curto monofásico na mesma com duração de 500ms.



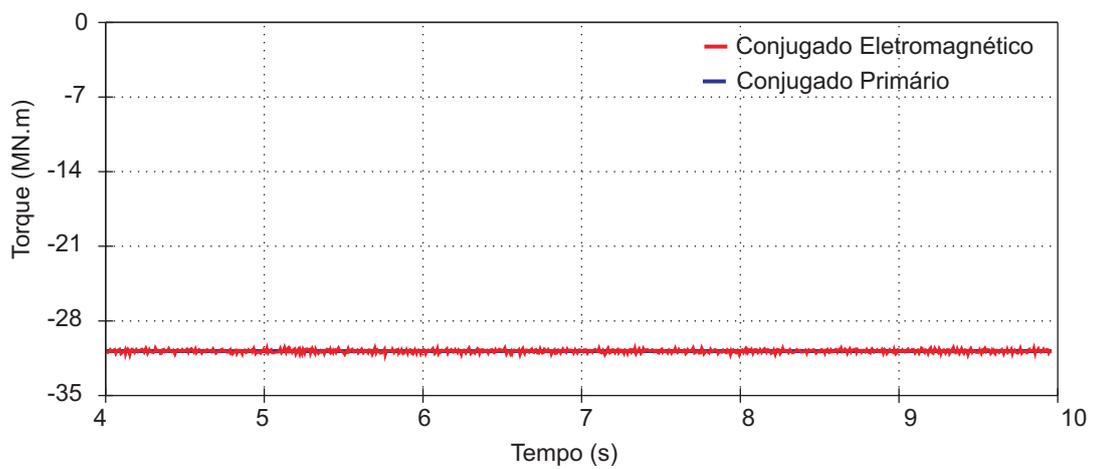
**Figura B.16:** Perfil de tensão terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 500ms.



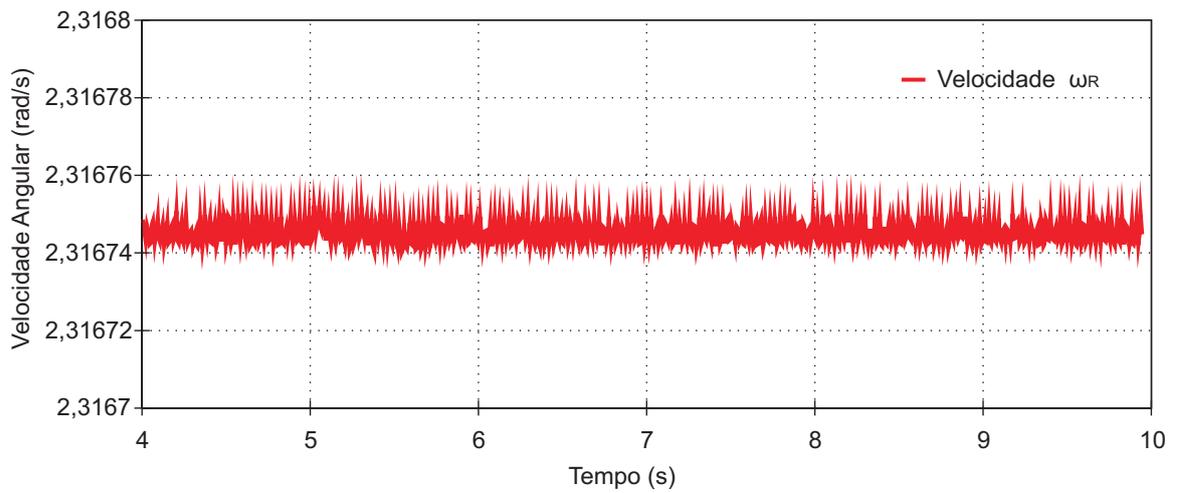
**Figura B.17:** Corrente terminal na turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 500ms.



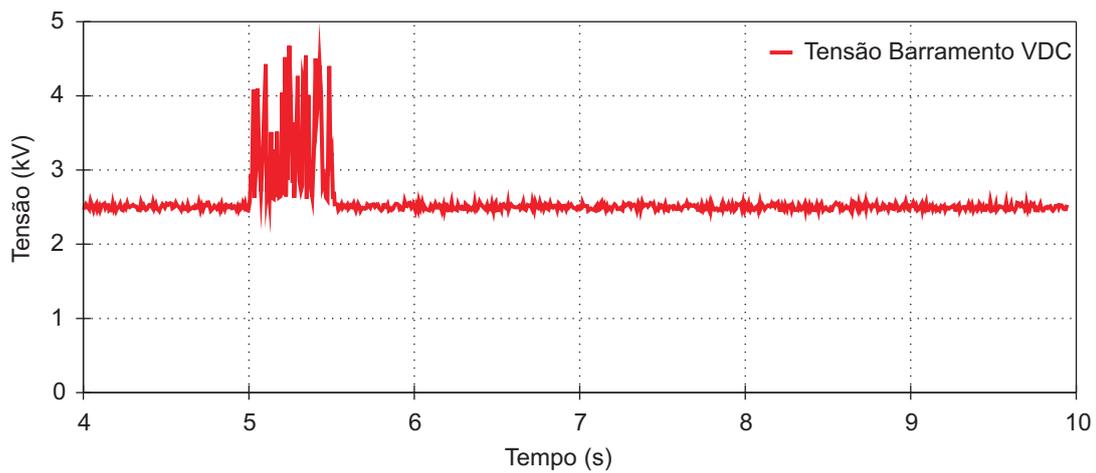
**Figura B.18:** Potência injetada pela turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 500ms.



**Figura B.19:** Torque eletromagnético e primário, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 500ms.



**Figura B.20:** Velocidade angular da turbina eólica, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 500ms.



**Figura B.21:** Tensão no barramento, durante aplicação de curto monofásico na barra de Natal II com duração de 500ms.