



**Jayme Evaristo da Silva Filho**

**Avaliação dinâmica deilhamento de subsistemas elétricos  
com geração dispersa interligados à rede de transmissão**

**Dissertação de Mestrado**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Delberis de Araujo Lima

Rio de Janeiro  
Março de 2017



**Jayme Evaristo da Silva Filho**

**Avaliação dinâmica de ilhamento de subsistemas elétricos  
com geração dispersa interligados à rede de transmissão**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

**Prof. Delberis de Araujo Lima**

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

**Prof. Jorge Luiz de Araujo Jardim**

HPPA Consultoria Ltda

**Prof. Glauco Nery Taranto**

UFRJ

**Prof. Márcio da Silveira Carvalho**

Coordenador Setorial do Centro

Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 13 de março de 2017

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

### **Jayme Evaristo da Silva Filho**

Graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro em 1988. Possui pós-graduação em Proteção de Sistemas Elétricos pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Trabalhou nas empresas GE, Alstom e ZIV. Atualmente trabalha como engenheiro em Furnas Centrais Elétricas S A.

#### Ficha Catalográfica

Silva Filho, Jayme Evaristo da

Avaliação dinâmica de ilhamento de subsistemas elétricos com geração dispersa interligados à rede de transmissão / Jayme Evaristo da Silva Filho ; orientador: Delberis de Araujo Lima. – 2017.

131 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2017.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Proteção e controle. 3. Geração distribuída. 4. Geração dispersa. 5. Ilhamento. 6. Análise dinâmica. I. Lima, Delberis de Araujo. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. III. Título.

CDD: 621.3

## Agradecimentos

Agradeço a Deus e a minha família, em particular a Minha esposa Maria Madalena pela compreensão e ajuda, sempre presente nos momentos mais difíceis.

Aos meus pais, Jayme e Elza, pelos ensinamentos e por tudo que me proporcionaram para que eu pudesse chegar até aqui.

Aos professores Delberis A. Lima, Ricardo B. Prada e a todos os demais professores do programa de pós-graduação da PUC-Rio por compartilharem toda sua rica experiência e vasto conhecimento.

Aos funcionários da PUC-Rio, em particular aos do Departamento de Engenharia Elétrica.

À Reitoria da PUC-Rio e à CAPES pelos auxílios concedidos.

Aos colegas da PUC pelo companheirismo.

Aos professores Allan Cascaes Pereira, Jorge Jardim, Jorge Miguel Ordacgi e Marco Antonio M. Rodrigues por toda a inestimável ajuda.

Aos componentes da equipe de Katia G. Veloso da GDN.N de Furnas por toda a compreensão e ajuda e a Luiz Eduardo Moreira da SN.N pelo apoio.

A todos os meus amigos que de uma forma ou de outra me ajudaram e me estimularam.

## Resumo

Silva Filho, Jayme Evaristo da; Lima, Delberis de Araujo. **Avaliação dinâmica de ilhamento de subsistemas elétricos com geração dispersa interligados à rede de transmissão**. Rio de Janeiro, 2017. 131p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A topologia do sistema elétrico de potência vem se modificando devido à inserção da chamada Geração Distribuída ou Geração Dispersa, permitindo o atendimento da demanda crescente e, muitas vezes, mais próxima aos centros de consumo. Este tipo de geração tem sido explorado especialmente a partir de fontes renováveis não convencionais, como a eólica e a solar. Esta nova configuração do sistema traz questões de operação, controle e proteção. As ferramentas computacionais atualmente aplicadas nas análises dinâmicas terão que ser revistas de forma a incluir modelos que contemplem o comportamento estático e dinâmico dos novos elementos e seu impacto na rede interligada. Esta dissertação estuda, através de simulação dinâmica, o impacto da geração eólica, no comportamento dos esquemas de detecção de ilhamento diante de contingências que geram condições adversas na sub-rede ilhada com a geração dispersa. Para tanto, os geradores são modelados, considerando seus respectivos controles, de forma a aumentar a acurácia nas simulações dinâmicas dos sistemas com geração dispersa em situações de ilhamento, tendo em conta a seletividade e coordenação dos dispositivos de proteção. Finalmente, o trabalho propõe novas técnicas de implantação dos esquemas de detecção para este novo cenário nos sistemas elétricos.

## Palavras-chave

Proteção e Controle; Geração Distribuída; Geração Dispersa; Ilhamento; Análise Dinâmica.

## Abstract

Silva Filho, Jayme Evaristo da; Lima, Delberis de Araujo (Advisor). **Dynamic assessment of power subsystems islanding with dispersed generation interconnected to the transmission network.** Rio de Janeiro, 2017. 131p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The typical electric power system topology has been changing as the so-called Distributed or Dispersed Generation, often located closer to the load centers, has been inserted into the power grid in order to meet the power demand growth. Some renewable sources, such as wind power and photovoltaic panels, are the most representative types of Dispersed Generation in this scenario. However, this new system configuration brings up operation, control and protection issues. The computer tools currently applied in dynamic studies will have to be revised in order to include models that represent correctly the steady state and the dynamic behavior of these new elements and their impact on the interconnected power system. This dissertation assesses, through dynamic simulation, the impact of dispersed generation, including wind power, on the islanding detection scheme behavior for events that generate adverse conditions on an islanded sub-grid with dispersed generation. The generators are modeled with their controllers in order to improve the dynamic simulation accuracy of the system in islanding situations taking into account the protection devices' selectivity and coordination. Additionally, the work proposes a set of new techniques for the implementation of detection schemes applied in this new power system scenario.

## Keywords

Protection and Control; Distributed Generation; Dispersed Generation; Islanding; Dynamic Analysis.

# Sumário

1	Introdução	17
2	Aspectos da Geração Dispersa	20
2.1.	Impactos da Geração Dispersa no sistema	20
2.2.	A Geração Dispersa por fonte eólica	21
2.2.1.	Tipos de aerogeradores	22
2.2.2.	Projeto e operação dos parques eólicos	25
2.3.	Proteção do parque eólico	26
2.3.1.	Requisitos	26
2.3.2.	Ajustes dos relés de tensão	29
2.3.3.	Ajustes dos relés de frequência	32
2.4.	Ilhamento e métodos de detecção	35
2.4.1.	Conceitos	35
2.4.2.	Métodos passivos	40
2.4.3.	Taxa de variação de frequência	43
2.4.4.	“Salto Vetor”	45
2.4.5.	Métodos ativos	47
2.4.6.	Métodos que utilizam telecomunicações	48
2.5.	Reconexão manual e automática	52
3	Modelagem dos sistemas	54
3.1.	Introdução	54
3.2.	Dados e parâmetros da rede	55
3.2.1.	Topologia do “Sistema-teste”	55
3.2.2.	Linhas de transmissão de 230 kV	56
3.2.3.	Transformadores elevadores das usinas	57
3.2.4.	Gerador síncrono da usina termoeletrica	57
3.2.5.	Autotransformador 230/138 kV e carga equivalente	59
3.3.	Representação dos parques eólicos	61
3.3.1.	Técnica de agrupamento dos aerogeradores	61

3.3.2. Rede coletora – impedância equivalente	63
4 Simulações	67
4.1. Objetivos e premissas	67
4.2. Sistema-teste	71
4.2.1. Contexto e descrição dos cenários	71
4.2.2. Cenário 1: Período seco	73
4.2.3. Cenário 2: Período úmido	77
4.3. Emulação dos relés	79
4.3.1. Introdução	79
4.3.2. Relé de taxa de variação de frequência ( $81df/dt$ )	79
4.3.3. Relé de “Salto Vetor” (SV)	82
4.3.4. Algoritmo baseado em medição sincrofasorial	84
4.4. Rede 24 Barras – descrição	87
4.4.1. Carga	87
4.4.2. Geração	90
4.4.3. Análises de sensibilidade	92
4.5. Simulação da Rede 24 Barras otimizada	98
4.5.1. Cenário seco	98
4.5.2. Cenário úmido	100
4.5.3. Emulação do algoritmo de medição fasorial	101
5 Conclusões	104
5.1. Resumo e resultados	104
5.2. Sugestões para trabalhos futuros	107
6 Referências bibliográficas	108
7 Apêndices	116
7.1. Apêndice I – modelos das máquinas síncronas	116
7.2. Apêndice II – modelos dos aerogeradores	118
7.2.1. Geradores eólicos Tipo 1 e Tipo 2	118
7.2.2. Geradores eólicos Tipo 3	120
7.2.3. Geradores eólicos Tipo 4	125

7.2.4. Conversores eletrônicos de potência	126
7.3. Apêndice III – Dados da Rede 24 Barras	129

## Lista de figuras

Figura 2.1 - Evolução da Capacidade Instalada de Geração Eólica	21
Figura 2.2 - Esquema simplificado dos principais tipos de aerogeradores	23
Figura 2.3 - Requisito <i>LVRT</i> no Brasil	31
Figura 2.4 - Ilhamento com alimentador, carga e GD	35
Figura 2.5 - Lógica do relé de Taxa de Variação da Frequência	44
Figura 2.6 - Ângulo entre as tensões antes e depois do ilhamento	45
Figura 2.7 - Princípio de funcionamento do relé de Salto Vetor (SV)	46
Figura 2.8 - Lógica do Relé Salto Vetor (SV)	46
Figura 2.9 - Esquema de envio de sinal de bloqueio pelo relé $81df/dt$	50
Figura 3.1 - Diagrama unifilar simplificado do Sistema-teste modelado	55
Figura 3.2 - Equivalente de <i>Thévenin</i> do sistema de 230 kV	56
Figura 3.3 - Regulador de velocidade	58
Figura 3.4 - Regulador de tensão	59
Figura 3.5 - Rede de subtransmissão e carga equivalente	59
Figura 3.6 - Circuito equivalente para falta no nível de transmissão	61
Figura 3.7 - Representação do sistema coletor para cálculo de falta	62
Figura 3.8 - Unifilar do CE do Sistema-teste	63
Figura 4.1 - Curto-circuito na rede de 230 kV	68
Figura 4.2 - Diagrama unifilar do Caso-base	72
Figura 4.3 - Correntes nos ramos de contribuição à falta - Cenário Seco	74
Figura 4.4 - Frequências de 230 kV - Cenário Seco	74
Figura 4.5 - Tensões de 230 kV - Cenário Seco	75
Figura 4.6 - Potência do CE - Cenário Seco	76
Figura 4.7 - Fluxo de potência no nó 4 (UTE)	77
Figura 4.8 - Frequências de 230 kV - Cenário Úmido	78
Figura 4.9 - Tensões nos nós de 230 kV – Cenário Úmido	78
Figura 4.10 - Curvas de sensibilidade do relé $81df/dt$	82
Figura 4.11 - Diagrama lógico do esquema de medição fasorial	84
Figura 4.12 - Resposta do algoritmo para as etapas de simulação	85
Figura 4.13 - Gráfico 3D da resposta do algoritmo	86

Figura 4.14 - Configuração da Rede IEEE 24 Barras no <i>Organon</i>	87
Figura 4.15 – Fatores temporais de carga	88
Figura 4.16 - Carga anual do Sistema 24 Barras	89
Figura 4.17 - Histograma da carga total do Sistema 24 Barras	89
Figura 4.18 - Geração eólica média normalizada por parque - Litoral NE	91
Figura 4.19 - Histograma da geração eólica por parque	91
Figura 4.20 - Fatores médios anuais de carga e de geração eólica	93
Figura 4.21 - Resultado da Análise do Cenário Seco	95
Figura 4.22 - Resultado da Análise do Cenário Úmido	96
Figura 4.23 - Frequências de 230 kV - Rede 24 Barras - Cenário Seco	98
Figura 4.24 - Tensões de 230 kV da Rede 24 Barras - Cenário Seco	99
Figura 4.25 - Tensões de 138 kV da Rede 24 Barras - Cenário Seco	99
Figura 4.26 - Frequências 230 kV - Rede 24 Barras - Cenário Úmido	100
Figura 4.27 - Tensões de 230 kV da Rede 24 Barras - Cenário Úmido	100
Figura 4.28 - Tensões de 138 kV da Rede 24 Barras - Cenário Úmido	101
Figura 4.29 - Resultado dos Ângulos nos nós 15 e 16	102
Figura 4.30 - Resposta do algoritmo para as etapas de simulação	102
Figura 4.31 - Gráfico 3D da resposta do algoritmo	103
Figura 7.1 - Modelo dinâmico do hidrogerador [62]	116
Figura 7.2 - Modelo Dinâmico do Termogerador [62]	117
Figura 7.3 - Circuito equivalente da máquina “Rotor em Gaiola”	119
Figura 7.4 - Conversores e Controles do <i>DFIG</i> [72]	121
Figura 7.5 - Modelo Dinâmico do Aerogerador [62]	122
Figura 7.6 - Circuito equivalente da máquina de indução	122
Figura 7.7 - Representação do <i>DFIG</i> com <i>Crowbar</i>	124

## Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Faixas de tensão de operação conforme o PRODIST	30
Tabela 2.2 - Requisitos de tensão e correspondentes ajustes	32
Tabela 2.3 - Faixas de Frequência no PCC conforme o PRODIST	33
Tabela 2.4 - Ajustes de frequência para Proteção	34
Tabela 2.5 - Ajustes do relé de Taxa de Variação de Frequência	44
Tabela 2.6 - Tempos de religamento típicos no Brasil	52
Tabela 2.7 - Parâmetros de ajustes do relé 25	53
Tabela 3.1 - Parâmetros das linhas de transmissão 230 kV	57
Tabela 3.2 - Parâmetros dos Transformadores das Usinas	57
Tabela 3.3 - Dados do gerador síncrono equivalente do nó 4	58
Tabela 3.4 - Parâmetros do Regulador de Velocidade	58
Tabela 3.5 - Parâmetros do Regulador de Tensão	58
Tabela 3.6 - Parâmetros do autotransformador abaixador 230/138 kV	59
Tabela 3.7 - Potência das Cargas de referência do nó 5	60
Tabela 3.8 - Parâmetros dos alimentadores do Sistema Coletor 34,5 kV	65
Tabela 3.9 - Cálculo de parâmetros da Usina Eólica Equivalente	66
Tabela 4.1 - Condições de Carga e Geração na Sub-rede	71
Tabela 4.2 - Tempos de atuação dos relés 81 para os dois cenários	80
Tabela 4.3 - Cálculo dos ajustes do relé $81df/dt$	81
Tabela 4.4 - Cálculo dos ajustes do relé SV	83
Tabela 4.5 - Tempos de detecção do ilhamento pelo relé SV	83
Tabela 4.6 - Instantes de detecção do algoritmo para o Sistema-teste	86
Tabela 4.7 - Geração (MW) na Rede IEEE 24 Barras	90
Tabela 4.8 - Equivalência de Potência Eólica para substituição	91
Tabela 4.9 - Possíveis configurações UTE's vs. Eólicas - Caso-base	92
Tabela 4.10 - Despacho Termelétrico de cada cenário sazonal	96
Tabela 4.11 - Resultado da Análise do Cenário Seco	97
Tabela 4.12 - Resultados da Análise do Cenário Úmido	97
Tabela 4.13 - Instantes de detecção do algoritmo - Rede 24 Barras	103
Tabela 7.1 - Fatores de carga diária	129

Tabela 7.2 - Fatores de carga semanal	129
Tabela 7.3 - fatores de carga anual	129
Tabela 7.4 - Fatores nodais de carga em relação à máxima	129
Tabela 7.5 - Parâmetros dos nós da Rede 24 Barras	130
Tabela 7.6 - Parâmetros de sequência positiva dos ramos	130
Tabela 7.7 - Parâmetros Dinâmicos da Rede 24 Barras	131

## Nomenclatura

- $A$  - aceleração elétrica, em hertz por segundo
- $C$  - capacitância em farad
- $E$  - tensão interna da máquina, em volts ou em pu
- $\vec{E}_f$  - fasor de tensão de campo da máquina síncrona, em volts ou em pu
- $f$  - frequência, em hertz
- $f_0$  - frequência nominal do sistema, 60 Hz
- $H$  - constante de inércia do sistema em análise, em segundos
- $I_{carga}$  - corrente de carga, em ampères ou em pu
- $I_{ger}$  - corrente do gerador, em ampères ou em pu
- $I_{rede}$  - corrente da interligação com a rede, em ampères ou em pu
- $I_{rb}$  - corrente de rotor bloqueado da máquina de indução, em pu
- $I_{CC3F}$  e  $I_{CC1F}$  - correntes de curto-circuito trifásico e monofásico, respectivamente, em ampères ou em pu
- $L_m$  - indutância de magnetização, em henry ou em pu
- $L_{s\sigma}$  e  $L_{r\sigma}$  - indutâncias de dispersão do estator e do rotor, em henry ou em pu
- $n$  - velocidade mecânica, em radianos por segundo
- $n_s$  - velocidade síncrona, em radianos por segundo
- $P_C$  - potência ativa total da carga na área, em pu ou em MW
- $P_G$  - potência ativa total gerada na área, em pu ou em MW
- $P_m$  - potência mecânica desenvolvida pela máquina, em W
- $P_e$  - a potência elétrica ativa consumida pela carga, em W
- $R_r$  - resistência do rotor, em ohms ou em pu
- $R_s$  - resistência do estator, em ohms ou em pu
- $s$  - escorregamento do rotor, em hertz
- $S_n$  - potência aparente nominal da máquina, em pu ou em MVA
- $S_{curto}$  - potência aparente de curto-circuito, em MVA
- $t_{d_{81}}$  - tempo de detecção do relé de frequência, em segundos
- $T'_{d0}$  - constante de tempo transitória eixo d, em segundos
- $T''_{d0}$  - constante de tempo subtransitória eixo d, em segundos
- $T''_{q0}$  - constante de tempo subtransitória eixo q, em segundos
- $\vec{V}$  - fasor de tensão, em volts ou em pu

$V_c$  - tensão Controlada, em pu  
 $V_e$  - erro de Controle, em pu  
 $V_F$  - tensão de fase, em pu  
 $V_L$  - tensão de linha, em pu  
 $V_{ref}$  - tensão de Referência, em pu  
 $V_1$  - Tensão nominal do lado primário, em volts ou em pu  
 $V_2$  - Tensão nominal do lado secundário, em volts ou em pu  
 $X_d$  - reatância síncrona eixo d, em ohms ou em pu  
 $X'_d$  - reatância transitória eixo d, em ohms ou em pu  
 $X''_d$  - reatância subtransitória eixo d, em ohms ou em pu  
 $X_q$  - reatância síncrona eixo q, em ohms ou em pu  
 $X'_q$  - reatância transitória eixo q, em ohms ou em pu  
 $X''_q$  - reatância subtransitória eixo q, em ohms ou em pu  
 $X_l$  - reatância de dispersão, em ohms ou em pu  
 $Z_{tr}$  = Impedância de Dispersão do transformador, em ohms ou em pu  
 $Z_1, Z_2$  e  $Z_0$  - impedâncias de sequência positiva, negativa e zero, respectivamente, em pu  
 $\delta$  - constante de amortecimento ou “*Damping*”  
 $\delta_k$  - ângulo de fase, em graus elétricos  
 $\Delta P$  - desbalanço de potência ou potência acelerante, em W  
 $\Delta t$  - espaço de tempo do transitório, em segundos  
 $\Delta f$  - variação de frequência, em Hz  
 $\Delta \theta$  - variação angular da tensão terminal, em radianos ou graus  
 $\omega_0$  - velocidade angular nominal do sistema, em radiano por segundo

## Siglas e Abreviações

ACL: Ambiente de Contratação Livre

ACR: Ambiente de Contratação Regulado

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

ANSI: *American National Standards Institute*

CAG: Controle Automático de Geração

CE: Complexo Eólico

Cigré: *Conseil International des Grands Réseaux Électriques*

COROCOF: *Comparison-Of-Rate-Of-Change-Of-Frequency*

DIT: Demais Instalações de Transmissão

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

GD: Geração Dispersa

ICG: Instalação Compartilhada de Geração

IEEE: *Institute of Electrical and Electronic Engineers*

IEC: *International Electrotechnical Commission*

MME: Ministério das Minas e Energia

NREL: *National Renewable Energy Laboratory*

ONS: Operador Nacional do Sistema

PCC: Ponto de Conexão Compartilhada

PRODIST: Procedimentos de Distribuição da ANEEL

ROCOF: *Rate-Of-Change-Of-Frequency*

SIN: Sistema Interligado Nacional

SV: Salto Vetor

UG: Unidade Geradora

UHE: Usina Hidrelétrica

UTE: Usina Termoelétrica

# 1 Introdução

Algumas definições de Geração Distribuída e Geração Dispersa têm sido discutidas pelo Cigré [1] e na Norma IEEE 1547 [2]. Nesta dissertação, a denominação “Geração Dispersa” será adotada e mencionada pela sigla simplificada “GD”.

O Brasil segue a tendência mundial de evolução da matriz elétrica no sentido do aumentar a participação das fontes renováveis [3], uma vez que, além do aproveitamento do potencial hidrelétrico, há a pressão da sociedade para a substituição gradativa da geração termoelétrica oriunda de combustíveis fósseis e nuclear [4].

Na última década consolidou-se no Brasil a tendência de conectar usinas de GD ao Sistema Interligado Nacional – SIN. A principal razão para isso está relacionada à evolução da tecnologia de geração a partir de fontes alternativas com custos competitivos em relação aos investimentos necessários na construção e operação de grandes usinas hidrelétricas e termoelétricas centralizadas. Além disso, há os custos de planejamento e implantação da rede de transmissão estruturante, necessários para trazer grandes blocos de energia aos centros consumidores. Essas fontes alternativas são, em sua maioria, biomassa, eólica, pequenas centrais hidrelétricas e fotovoltaica, instaladas em diferentes níveis de tensão [5]. Tudo isso, aliado ao apelo ambiental, justifica os investimentos que têm sido realizados na implantação de parques eólicos com a atratividade de retorno financeiro obtido nos leilões de energia no ambiente de contratação regulado (ACR), e dos benefícios do ambiente de contratação livre (ACL).

Localizadas mais próximas aos centros de carga, as unidades de GD conectadas à rede, além de possibilitarem suprir a energia demandada localmente, possuem condições próprias para propiciar o aumento da reserva de potência junto à carga, permitindo uma eventual melhoria da confiabilidade das redes [6]. No entanto, esta rápida e irreversível intensificação da GD com a conexão frequente

de acessantes em níveis de tensão de transmissão, tem afetado o paradigma estabelecido de planejamento, operação e manutenção do sistema elétrico interligado.

A partir do momento em que a GD por fontes renováveis passa a gerar um montante significativo de energia em determinado sistema ou região, surgem questões técnicas colaterais. Torna-se necessário um maior detalhamento de seu impacto, já que elas são bastante distintas da geração convencional devido à sua variabilidade e intermitência [7]. Além das questões de planejamento [8], existem outras de ordem operacional, como a sub ou sobregeração em períodos do dia e do ano [9], regulação de tensão [10], estabilidade [11], etc. No Brasil, o Operador Nacional do Sistema – ONS – tem apontado para eventuais dificuldades no Controle de Geração e no Planejamento de Despacho [12], advindos da forte penetração das usinas eólicas no SIN.

As técnicas tradicionais de estudos dos esquemas de proteção podem não mais avaliar adequadamente sua seletividade, coordenação e confiabilidade. A necessidade de integração da GD no sistema elétrico fará com que os relés de proteção incorporem novas características de aplicação e comunicação de dados. Novas funcionalidades e ajustes serão necessários para atender aos requisitos dos novos sistemas [1].

A formação de uma rede isolada do sistema principal, energizada por GD, o chamado ilhamento, é uma das principais questões que afetam o comportamento da proteção. Tradicionalmente, em condições normais de operação, as concessionárias não permitiam o atendimento ilhado de suas cargas por GD. No entanto, passa cada vez mais a ser exigido dos acessantes que eles estejam preparados para atendimento de cargas em situações de distúrbios, de forma a preservar os indicadores de disponibilidade da rede. Seja qual for o caso, diante da preocupação em relação ao ilhamento, é necessário elaborar estudos que não fazem parte do dia-a-dia das concessionárias para estabelecer o comportamento da rede durante tais situações e as medidas de proteção e controle, necessárias para garantir a segurança e qualidade do atendimento das cargas.

Com o objetivo de contribuir para a discussão dos critérios a serem adotados na utilização da GD em situações de ilhamento, esta dissertação propõe analisar

de forma detalhada o comportamento da sub-rede com GD nessas situações. Resumidamente, as principais contribuições desta dissertação são:

- Verificar a sobrevivência de redes modeladas quando submetidas a perturbações que levam a um ilhamento, através de simulação dinâmica de diferentes cenários;
- Emular o desempenho de subsistemas de proteção da GD, além da reconexão da rede ao sistema principal;
- Avaliar técnicas de detecção de ilhamento especificadas, incluindo um novo algoritmo proposto, comparando sua capacidade de aplicação a uma rede baseada em GD, em termos de sensibilidade, velocidade e segurança.

Além disto, partes aplicáveis de Procedimentos de Rede são tratadas e comparadas, assim como o conceito do fenômeno de ilhamento. São avaliadas as técnicas utilizadas para detecção de ilhamento visando a sobrevivência da rede com GD perante perturbações do sistema. Exigências em termos de proteção e diferentes técnicas existentes também são abordadas.

Esta dissertação está dividida em 5 (cinco) capítulos. No Capítulo 2 são descritos os subsistemas de proteção e de detecção de ilhamento, seus ajustes e parâmetros, além de aspectos aplicáveis de normas e procedimentos de rede.

O Capítulo 3 descreve o sistema e os modelos utilizados nas simulações. São definidos a topologia, configurações e elementos do sistema elétrico de potência, com destaque para a modelagem dos aerogeradores utilizados nas simulações e sua representação no parque eólico.

No Capítulo 4 são simuladas contingências em diferentes cenários da rede com GD, incluindo curtos-circuitos que geram queda momentânea de tensão no ponto de conexão, perda de um grande bloco de intercâmbio de potência e formação de ilha. Os algoritmos de detecção de ilhamento apresentados são avaliados a partir dos resultados da simulação, associando-os com os parâmetros e ajustes calculados.

Finalmente, o Capítulo 5 apresenta as conclusões obtidas com as simulações realizadas, avalia os resultados e propõe sugestões de trabalhos futuros.

## 2 Aspectos da Geração Dispersa

### 2.1. Impactos da Geração Dispersa no sistema

A avaliação dos efeitos da GD é fundamental para a correta coordenação e seletividade dos esquemas de proteção. A alteração na topologia das redes, tornando-as menos radiais, é a principal razão a que se atribui o impacto na proteção causado pela GD. Essa influência será tanto maior quanto maior for a penetração da GD no sistema [13].

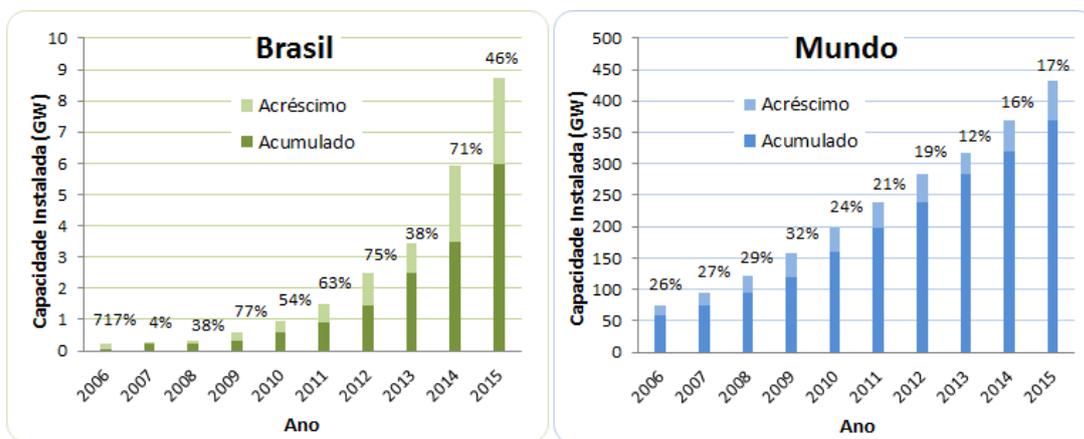
Para mitigar eventuais impactos causados pela conexão da GD, deve-se efetuar uma série de avaliações prévias das condições de operação, controle e proteção dos próprios geradores e do sistema interligado. Abaixo são citados alguns dos estudos em regime permanente para acesso de um parque eólico:

- Análise de fluxo de potência, incluindo variação de carga e perfil de tensão;
- Adequação da rede pela inclusão de compensadores de reativos;
- Análise de curto-circuito para verificação da superação da capacidade de interrupção dos disjuntores da rede e da coordenação e seletividade da proteção com readequação em função dos novos geradores;
- Análise de qualidade de energia - conteúdo harmônico na rede, *flicker* e quedas de tensão (*voltage sag*).

Além disso, são necessários estudos dinâmicos e transitórios específicos para análise em conjunto dos equipamentos utilizados e da configuração de rede.

## 2.2. A Geração Dispersa por fonte eólica

O número de geradores e parques eólicos instalados no mundo tem crescido significativamente nas últimas duas décadas, sendo que, em alguns países, já há uma tendência à construção de grandes parques eólicos *offshore* com aerogeradores de cada vez maior porte [3]. Nos países em desenvolvimento, como no Brasil, prevalecem ainda os aproveitamentos em áreas rurais e costeiras *onshore*. A capacidade de potência eólica instalada no Brasil tem crescido a uma taxa bem acima da média mundial, como mostra a Figura 2.1.



Fonte: Elaboração própria com dados do GWEC [14]

Figura 2.1 - Evolução da Capacidade Instalada de Geração Eólica

No Brasil, as usinas eólicas têm se consolidado desde 2009, a partir do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas – PROINFA e dos primeiros leilões dessa fonte. Desde então, o país já instalou 8.716 MW [15], a uma taxa média de crescimento anual de 61% (dados consolidados de 2015).

A ANEEL, através da Resolução 077/2004, estabelece que os empreendimentos com potência instalada menor ou igual a 30 MW podem requerer descontos que chegam a até 50% nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão. Por esse motivo é uma característica no Brasil a implantação de Complexos Eólicos compostos de vários parques de potência nominal ligeiramente inferior a 30 MVA. Eles têm sido instalados principalmente na região Nordeste, com acesso às redes de subtransmissão e transmissão, em níveis de tensão de 69 a 500 kV, através de Pontos de Conexão Compartilhados - PCC's ou Instalações Compartilhadas de Geração – ICG's, como uma alternativa

economicamente viável. Quanto maiores os complexos formados pelos parques eólicos, mais se justifica a conexão em redes de transmissão em níveis de tensão mais elevados (230, 345 e 500 kV) a partir de subestações elevadoras.

### **2.2.1. Tipos de aerogeradores**

Existem basicamente dois tipos de geradores rotativos conectados à rede elétrica: geradores síncronos e geradores de indução (ou assíncronos).

Geradores síncronos são os tipos de geradores tradicionalmente utilizados nas usinas hidrelétricas e termoelétricas. A razão é que eles podem controlar a tensão e frequência na rede. Ao se aumentar a potência da fonte primária de energia cinética, isto é, da turbina que aciona o gerador síncrono, a frequência de rede é aumentada. A tensão pode ser aumentada alterando-se a corrente de magnetização no gerador através da tensão do enrolamento de excitação. Isto afeta a potência reativa gerada e, portanto, a tensão terminal. Geradores síncronos também podem ser empregados em GD como unidades autônomas, isto é, operando sem conexão à rede principal, movidos, por exemplo, por microturbinas a gás ou motores a óleo diesel.

Geradores de indução foram historicamente a escolha natural para as primeiras gerações de geradores eólicos (ou “aerogeradores”), cuja potência foi crescendo ao longo do tempo. Eles exigem menores investimentos em implantação e manutenção. A máquina de indução gera eletricidade quando seu rotor é movido acima da velocidade síncrona, ou seja, a máquina possui um escorregamento negativo, tipicamente entre 0% e -1% [16].

Os aerogeradores trabalham a um nível baixo de tensão (480 V a 690 V). De acordo com denominação de boa parte da literatura, Ackermann, 2005 [16], por exemplo, existem quatro tipos básicos de geradores de indução aplicados a usinas eólicas (vide Figura 2.2).

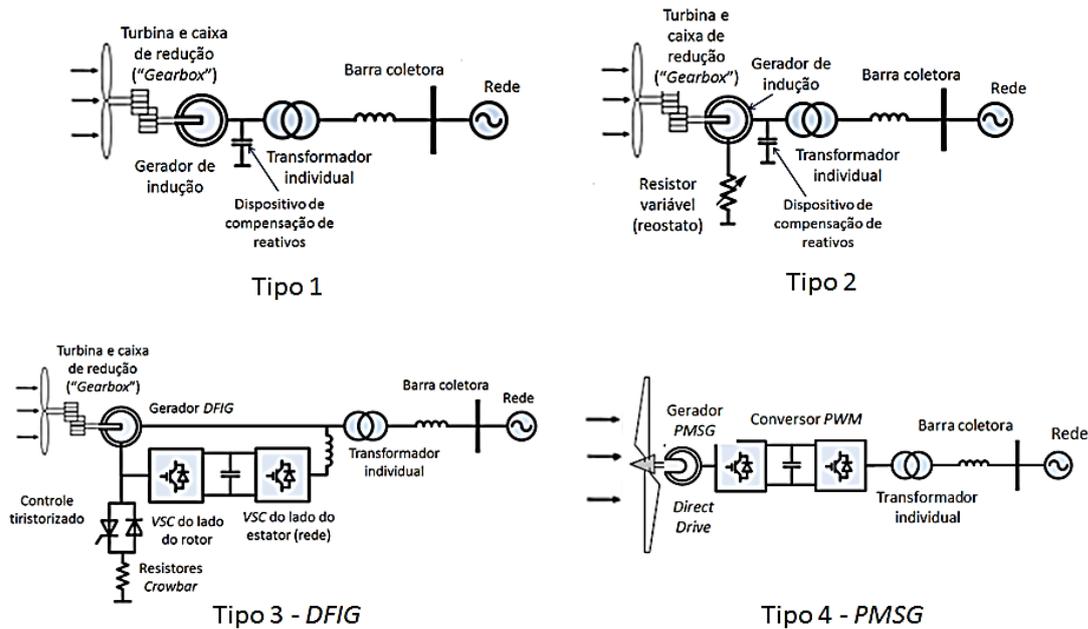


Figura 2.2 - Esquema simplificado dos principais tipos de aerogeradores

A primeira geração de geradores eólicos, classificada como “Tipo 1”, foi concebida com turbinas de velocidade fixa e máquina de indução de rotor em gaiola. O aerogerador Tipo 1 opera com velocidade fixa e caixa multiplicadora. Ele é conectado à rede através de um transformador elevador, sem nenhum tipo de conversor, além de um dispositivo de partida suave (“*Soft Starter*”) [16]. A máquina de indução absorve potência reativa da rede. Por não possuir controle intrínseco de compensação do fator de potência, necessita de bancos de capacitores associados para esse fim.

O gerador eólico “Tipo 2” utiliza uma turbina eólica de velocidade variável limitada, com um gerador de indução de rotor bobinado e resistência variável. Da mesma forma que o Tipo 1, o Tipo 2 também é conectado à rede através de um transformador elevador sem conversão de potência e necessita um banco de capacitores para compensação de potência reativa e de um dispositivo para obter uma conexão mais suave à rede. A principal diferença do Tipo 2 em relação ao Tipo 1 é a resistência variável adicional no rotor, que pode ser alterada através de um conversor controlado por sensor óptico montado no eixo do rotor, permitindo o controle do escorregamento e da potência de saída do gerador. Ambos têm a desvantagem de não poderem por si só controlar a tensão na rede onde estão ligados e de precisarem de potência reativa da rede (ou de capacitâncias *shunt* na planta) para sua magnetização.

São necessários conversores eletrônicos de potência como interface de conexão entre certos tipos de aerogeradores e a rede principal interligada. Os tipos de geradores e conversores determinam como a GD afeta a rede durante a operação normal e em distúrbios.

O gerador eólico “Tipo 3”, conhecido como gerador de indução com dupla alimentação, ou *DFIG* (*Doubly Fed Induction Generator*), como é internacionalmente denominado, corresponde à turbina eólica de velocidade variável limitada, com gerador de indução de rotor bobinado. É dos mais utilizados atualmente em usinas eólicas “*on-shore*” [16]. Esse tipo de gerador necessita de um conversor do lado da rede que realiza a compensação de potência reativa e regula a saída de potência ativa da turbina eólica para conexão suave à rede, e de um conversor de frequência com processamento parcial da potência (20% a 30% da potência nominal do gerador) do lado do rotor que ajusta a tensão do elo CC e o fluxo de potência reativa no circuito rotórico [17]. Há uma ampliação contínua da capacidade instalada do *DFIG* no Brasil.

Mais recentemente, aerogeradores síncronos têm sido desenvolvidos por fabricantes de turbinas eólicas, porém com uma concepção bastante diferente dos geradores síncronos convencionais. O aerogerador “Tipo 4” é chamado de “*Permanent Magnet Synchronous Generator - PMSG*” (gerador síncrono de imã permanente) na literatura [16] e tem se colocado como uma tendência. Utiliza turbina eólica com ampla variação de velocidade e é conectado à rede através de um conversor de frequência com processamento total da potência, também referido como “*full converter*”.

Os geradores do Tipo 3 ou Tipo 4 possuem um sistema de controle para que operem numa das seguintes modalidades:

- Regulação de tensão;
- Regulação de potência reativa;
- Regulação de fator de potência.

Os Aerogeradores serão vistos em maiores detalhes no Capítulo 3 e no Apêndice II – modelos dos aerogeradores.

### 2.2.2. Projeto e operação dos parques eólicos

A geração eólica está sujeita à disponibilidade e velocidade de vento nos aerogeradores, por isso é chamada de fonte variável (ou intermitente, conforme a terminologia adotada); portanto, seu despacho depende da produção do parque eólico e da carga ao longo do dia, o que, atualmente, dificulta sua operação programada [7].

Para lidar com a variabilidade dos ventos e para evitar sobrecargas nas partes mecânicas (eixo, engrenagens, mancais e torre) quando as hélices da turbina são expostas a turbulências e rajadas de vento, os projetos dos geradores eólicos atuais incorporam dispositivos de velocidade variável, permitindo a maximização da eficiência da turbina. Isso é conseguido através de um controle (“*pitch control*”) que tem por objetivo manter uma relação fixa entre a velocidade linear das hélices e a velocidade do vento, baseado na velocidade do eixo.

Normalmente, no Brasil, as unidades geradoras de um parque eólico são divididas em grupos e abrangem áreas relativamente vastas, fazendo com que haja diferenças nas potências de saída entre os diversos aerogeradores que integram cada parque devido às diferentes velocidades de vento. Os grupos são então interligados à subestação através de linhas aéreas ou de cabeamento subterrâneo em 13,8 ou 34,5 kV. A distância entre cada aerogerador e a subestação coletora causa diferenças nas impedâncias das linhas. É prática usual a utilização de técnicas de agregação de grupos de geradores em um equivalente de parque eólico, ou mesmo para todo um Complexo Eólico (CE) em estudo, uma vez que não é prático modelar centenas de geradores em uma simulação estática ou dinâmica. Esta modelagem será abordada nos estudos do Capítulo 3.

## 2.3. Proteção do parque eólico

### 2.3.1. Requisitos

Como qualquer planta elétrica conectada à rede, os parques eólicos precisam ser providos de proteção. Elevadas correntes de curto-circuito, subtensões e sobretensões durante e após uma falta podem danificar as turbinas eólicas conectadas ao sistema. Uma das tarefas do sistema de proteção do parque eólico é de protegê-lo contra danos, detectando correntes de falta alimentadas a partir da rede para a usina. Para proteger as unidades de GD de um curto-circuito, relés de sobrecorrente podem disparar o disjuntor principal. Relés de sub/sobrefrequência e sub/sobretensão também são instalados para proteger a GD em situações anormais. São necessários, ainda, subsistemas de proteção diferencial do transformador ligados à unidade geradora e de proteção de retaguarda, incluindo proteção de sobrecorrente e proteção de distância [18].

Usualmente refere-se a uma função de proteção pelo seu “código ANSI”, previsto pela *American National Standards Association* e pelo IEEE [19]. As funções de proteção tipicamente presentes nas plantas de GD, atendendo a essa nomenclatura, são:

- Contra faltas (curto-circuitos), podendo ser, dependendo do tipo e da parte da rede protegida, 67/67N (sobrecorrente direcional de fases e terra), 21 (distância) e 87 (diferencial);
- 27 e 59: contra subtensão e sobretensão, respectivamente;
- 81: contra sub e sobrefrequência;
- 32: fluxo de potência ativa reverso.

A proteção necessita de ajustes precisos para operar corretamente. Contudo, a escolha dos ajustes adequados é um compromisso entre diferentes objetivos. Um esquema de proteção ou de detecção deilhamento deve ser confiável e discriminar entre as situações em que deve atuar e outros eventos no sistema de potência para os quais deve permanecer inerte. Seu desempenho é medido pelos indicadores resumidamente conceituados a seguir [20].

Confiança (sensibilidade) (“dependability”)

Entende-se como o grau de certeza de que a proteção irá operar quando previsto. O sistema ou dispositivo de proteção (relé) deve detectar todos os eventos de atuação para o qual foi concebido, configurado e ajustado. Dependendo do tipo de conversor de potência instalado em uma usina de GD, as correntes de falta podem ser sensivelmente afetadas. A corrente de falta a partir da subestação conectada na usina de GD pode diminuir significativamente. Isso pode afetar a sensibilidade das proteções, uma vez que estas devem detectar falhas com e sem GD.

#### Rapidez

O sistema ou dispositivo de proteção deve responder dentro dos tempos determinados em projeto; em nosso caso, pelos ajustes definidos no Capítulo 2.

#### Segurança (“security”)

É o aspecto da confiabilidade que descreve a capacidade do sistema de proteção operar corretamente. A proteção deve responder apenas a eventos na rede que estejam dentro da sua zona de atuação selecionada.

#### Seletividade e Coordenação

É a capacidade do sistema ou dispositivo de proteção reconhecer e selecionar regiões submetidas ou não a faltas, resultando em uma operação que não interfira em regiões fora de sua área de atuação.

Caso não seja possível ou se leve muito tempo para detectar uma situação de ilhamento usando simples relés de tensão (função ANSI 27/59) [19] e frequência (função ANSI 81), métodos de detecção mais sofisticados são necessários, como deslocamento de fase (ou salto vetor) e taxa de variação da frequência ( $81df/dt$ ), que serão abordados na Seção 2.4.

O impacto mais severo da GD para o sistema é o de desligamentos intempestivos das próprias usinas de GD em grandes quantidades. No passado era prática comum a desconexão das usinas de GD em um estágio inicial de uma perturbação no sistema. O motivo principal era de se ter um sistema menos complexo para controlar. Há relativamente pouco tempo, o desligamento de usinas de GD tem sido considerado como um problema, pois suas consequências podem se propagar por todo o sistema.

Em um caso relatado por Strath [21] como exemplo de falta de segurança (“*security*”), uma falta externa ocorreu em uma linha de transmissão com um afundamento de tensão como consequência. Unidades de GD de uma central eólica foram indevidamente desconectadas do sistema, uma vez que a situação foi incorretamente tratada pelo sistema de proteção como um ilhamento não intencional. Nesse caso, se tal desligamento causar um déficit de geração de potência no sistema, poderá ocorrer perda de estabilidade.

Devido ao grande número de aerogeradores de um parque eólico, e considerando que cada um deles possui um sistema de proteção e controle independente, há uma vantagem prática das usinas eólicas em relação às usinas convencionais: durante um distúrbio, apenas as turbinas mais afetadas serão desconectadas da rede. Por exemplo, de acordo com Muljadi & Gevorgian [22], para faltas típicas na rede interligada, próximas ao ponto de conexão dos parques eólicos, porém eletricamente distantes dos aerogeradores, somente cerca de 5% a 15% das turbinas eólicas são desconectadas da rede.

Ainda não há no Brasil um conjunto específico de normas para aplicação de esquemas de proteção em GD que defina quais os esquemas a serem utilizados nas mais diversas condições e configurações. Algumas características são estudadas por grupos de trabalho como os do *Cigré* [23].

Novos requisitos funcionais dos equipamentos aplicados à GD (relés de proteção, controladores e inversores) e procedimentos protetivos e operativos deverão ser planejados para a melhoria da confiabilidade do sistema, como, por exemplo, a revisão das práticas de desconexão automática das fontes em caso de distúrbios na rede.

Para conectar uma unidade GD ao sistema brasileiro, certas exigências mínimas têm de ser cumpridas. Os requisitos aplicados às redes de concessionárias de distribuição estão publicados nos Procedimentos de Distribuição – PRODIST da ANEEL [24], [25] e [26].

Os requisitos técnicos mínimos para a conexão de acessantes de geração à rede nos níveis de alta e extra-alta tensão, tanto sob o aspecto da implantação como de operação, têm sido publicados no Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede do ONS [27], responsável pela operação interligada do sistema elétrico

nacional, quando o acesso à GD se dá através da chamada “Rede Básica” de transmissão. Na prática, isto significa que a GD conectada através de Instalação Compartilhada de Geração (ICG), também deve cumprir com esses requisitos. Além deste submódulo, o Submódulo 2.6 [28] contém os requisitos de proteção e o 23.3 [29] aborda os aspectos de estudos.

Nos últimos anos, um grande número de parques eólicos tem sido instalado na Rede Básica e nas “Demais Instalações de Transmissão – DIT's”, sobretudo nas regiões Nordeste e Sul do Brasil, e isto tem influenciado o comportamento do sistema. A Empresa de Planejamento Energético – EPE, sob a tutela do Ministério das Minas e Energia - MME, tem publicado Notas Técnicas [30] a respeito dos impactos das conexões de complexos eólicos no SIN, com enfoque no planejamento da transmissão e da geração.

Os agentes (empresas concessionárias) podem criar suas normas técnicas e procedimentos padronizados, desde que estejam em conformidade com os documentos da ABNT, ANEEL e ONS. Algumas empresas emitem suas condições em diferentes versões, em função do tipo de paralelismo com o sistema (permanente ou momentâneo de autoprodução), do nível de tensão, etc.

O conhecimento das condições de aterramento, configurações da conexão da GD e as formas de ligação dos transformadores de acoplamento, são fundamentais na análise dos esquemas de proteção. Na maioria das normas de acesso das distribuidoras brasileiras, os requisitos referentes às funções de proteção não estão diretamente relacionados ao tipo de tecnologia de GD [23]. O CIGRÉ Brasil publicou um comparativo dos requisitos [23] de Normas vigentes e Manuais de Acesso de várias empresas concessionárias de distribuição e outras entidades, tendo como foco os critérios específicos para a conexão de GD às redes de distribuição e subtransmissão.

### **2.3.2. Ajustes dos relés de tensão**

O Módulo 8 do PRODIST [25] discrimina a tensão de atendimento em três categorias de níveis nominais e determina as faixas de variação baseando-se no afastamento do valor da tensão em relação à de referência, de acordo com a classificação de criticidade resumida na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Faixas de tensão de operação conforme o PRODIST

Categoria	Tensão nominal (kV) e faixas admissíveis (pu)		
	34,5	138	230
Adequada	$0,93 \leq V \leq 1,05$	$0,95 \leq V \leq 1,05$	$0,95 \leq V \leq 1,05$
Precária	$0,90 \leq V < 0,93$	$0,90 \leq V < 0,95$ ou $1,05 < V \leq 1,07$	$0,93 \leq V < 0,95$ ou $1,05 < V \leq 1,07$
Crítica	$V < 0,90$ ou $V > 1,05$	$V < 0,90$ ou $V > 1,07$	$V < 0,93$ ou $V > 1,07$

Para a barra de conexão dos parques eólicos em média tensão (por exemplo, em 34,5 kV), deve ser usada a primeira coluna da Tabela 2.1. Para barras de carga regionais em 138 kV, a segunda coluna deve ser utilizada. Para a barra da linha de transmissão, por exemplo, seccionada em 230 kV, a terceira coluna deve ser adotada. Não há menção a tempos de permanência nas faixas acima.

O item 8.2 do submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede do ONS [27], tem requisitos um pouco diferentes do PRODIST sobre como as usinas de GD eólica têm que se comportar em excursões de tensão:

(a) 0,90 a 1,10 pu ( $x V_n$ ) sem atuação dos relés;

(b) 0,85 a 0,90 pu ( $x V_n$ ) por até 5 segundos;

Fator de Potência: 0,95 capacitivo a 0,95 indutivo.

#### Sobrevivência a Distúrbios (*Low Voltage Ride Through – LVRT*)

Como aqui já mencionado, até há pouco tempo atrás, turbinas e parques eólicos eram simplesmente desconectados o mais rapidamente possível durante faltas na rede, como se procedia para qualquer tipo de cogeração proveniente de produtores independentes. Atualmente, a desconexão de parques eólicos em determinadas regiões pode causar uma perda significativa de potência devido à sua alta penetração em determinadas circunstâncias, conduzindo a um colapso do sistema de transmissão. Para evitar este problema, os operadores do sistema podem decidir que a desconexão da GD durante faltas na rede seja evitada, da mesma forma que se requer para usinas convencionais do SIN.

Conforme a definição do IEEE [20], “*Voltage Ride-through – VRT*” refere-se à capacidade do equipamento de resistir a interrupções momentâneas ou afundamentos de tensão, como, por exemplo, em uma falta. No caso da GD, a operação durante baixa tensão, ou “*Low Voltage Ride-through*” – *LVRT*, é sua habilidade de permanecer conectada ao sistema suportar um afundamento de

tensão durante uma falta temporária externa na linha de interligação, eliminada pela atuação da proteção, com e sem recurso de religamento automático.

Diversas normas vêm sendo criadas e aperfeiçoadas a partir de estudos, com a finalidade de especificar faixas de tensões e períodos de tempo durante os quais os aerogeradores devem permanecer conectados de forma a contribuir para a estabilidade e recuperação do sistema, inclusive através da injeção de reativos, durante e depois da falta na rede. Algumas normas internacionais apresentam diferentes requisitos dependendo da potência e/ou nível de tensão [31]; outras, em função da contribuição de curto-circuito do gerador [32]. Nos requisitos do item 8.10 dos Procedimentos do ONS [27], não há tal tipo de distinção.

A ANEEL, em seus últimos editais de leilões, tem publicado requisitos [33], como ilustrado na Figura 2.3. No gráfico são mostrados os níveis de tensão no parque eólico, em pu, com relação à nominal, como também as áreas delimitadas para permanência ou retirada de operação do aerogerador.

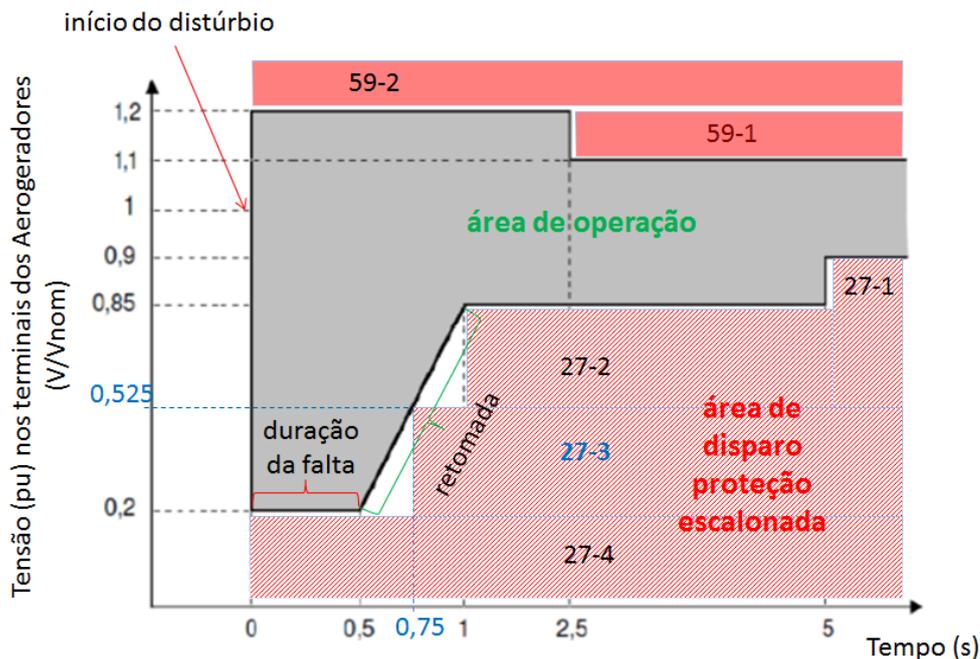


Figura 2.3 - Requisito LVRT no Brasil

A menos que a tensão caia abaixo da borda inferior e o tempo correspondente para as diferentes áreas na figura seja excedido, o aerogerador não deve ser desconectado. Tais limites definem os níveis de acionamento e temporização dos relés de tensão. Por exemplo, se a tensão permanecer em um nível maior que 20% de seu valor nominal por um período que não exceda 0,5 s, o

gerador deve permanecer em operação. Se retornar a 90% de seu valor nominal dentro de 5 s do início da queda, idem, desde que jamais caia abaixo do valor mínimo indicado pela linha sólida.

No caso de faltas externas, a temporização dos relés de subtensão da GD tem de ser coordenada com a possível duração do distúrbio que afundar a tensão aquém dos ajustes. A partir deste critério e das classificações de tensão de atendimento do PRODIST [24], foi possível a composição da Tabela 2.2, que será o padrão de ajustes para os relés de sub e sobretensão de conexão da GD nas simulações. Os valores do primeiro estágio são usados apenas para atuação nos dispositivos de controle (sem *trip*).

Tabela 2.2 - Requisitos de tensão e correspondentes ajustes

Relé	Função		PRODIST	ONS e ANEEL [33]	
	ANSI	IEC		Nível de acionamento (pu)	Temporização de disparo (s)
Subtensão	27-1	U <	0,93 (34,5 kV) 0,95 (230 kV)	-	-
	27-2	U <<	0,90 (34,5 kV) 0,93 (230 kV)	0,90	5
	27-3	U <<<	-	0,85	1
	27-4	U <<<<	(*)	0,525	0,75
	27-5	U <<<<<	-	0,20	0,5
	Sobretensão	59-1	U >	1,05 (230 kV)	-
59-2		U >>	1,05 (34,5 kV) 1,07 (230 kV)	1,1	2,5
59-3		U >>>	-	1,2	0

\* O requisito de rampa de tensão da Figura 2.3 torna a detecção menos simples e direta já que ela é pouco prática para relés disponíveis. Assim, são necessários quatro relés ou estágios de subtensão, cada um com um nível de ajuste de acionamento e respectiva temporização, sendo o estágio adicional representado pela função 27-3, de acordo com a fórmula  $V = 1,3 * t - 0,45$  (pu), dentro do intervalo de 0,5 a 1 s, cujos ajustes foram incorporados à Tabela 2.2 e à Figura 2.3.

### 2.3.3. Ajustes dos relés de frequência

O Módulo 8 do PRODIST [25] delimita a faixa aceitável em condições normais de operação entre 59,9 Hz e 60,1 Hz e determina que, na ocorrência de distúrbios, havendo necessidade de corte de geração ou carga para permitir a

recuperação do equilíbrio, as instalações de geração devem garantir que os limites de frequência se situem conforme inferido na Tabela 2.3.

Tabela 2.3 - Faixas de Frequência no PCC conforme o PRODIST

<b>Categoria</b>	<b>Frequência (Hz)</b>	<b>Tempo admissível (segundos)</b>	<b>Ação</b>
Aceitável	$59,9 \leq f \leq 60,1$	Permanente	
Precária	$59,5 \leq f < 59,9$ ou $60,1 < f \leq 60,5^*$	30 *	Atuação regulação (ideal)
Crítica 1	$58,5 \leq f < 59,5$ ou $62,0^* < f \leq 63,5$	30 *	Corte de carga / geração – 1º. Est.
Crítica 2	$57,5 \leq f < 58,5$ ou $63,5 < f \leq 66,0$	10	Corte de carga / geração – 2º. Est.
Crítica 3	$56,5 \leq f < 57,5$	5	<i>Trip</i> temporizado
Inaceitável	$f < 56,5$ ou $f > 66,0$	0	<i>Trip</i> instantâneo

\* O PRODIST informa valores conflitantes para este estágio de sobrefrequência. Ao mesmo tempo em que estabelece que a frequência retorne a valor abaixo de 60,5 Hz em menos de 30 s, determina que ela não permaneça acima de 62,0 Hz pelos mesmos 30 s. Nesse caso, a decisão foi redefinir os ajustes de forma coordenada com as recomendações do ONS a seguir.

O item 8.2 do submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede do ONS [27] não apresenta critérios explícitos de ajustes de relés de frequência, apenas estabelece as circunstâncias em que a usina não deve ser desligada da rede:

- (a) Operação entre 56,5 e 63 Hz sem atuação dos relés instantâneos;
- (b) Operação abaixo de 58,5 Hz por até 10 segundos;
- (c) Operação entre 58,5 e 61,5 Hz sem atuação dos relés temporizados;
- (d) Operação acima de 61,5 Hz por até 10 s, com obrigatoriedade de estudo de avaliação dinâmica, principalmente se o parque eólico contribuir para o controle de frequência, de modo a garantir a segurança operativa do SIN.

Esses critérios têm por objetivo evitar o desligamento dos geradores antes que o esquema de alívio de carga atue ou em condições controláveis de frequência, facilitando a recomposição após uma perturbação. Assim, os níveis de disparo serão escolhidos como um oposto dos níveis de "não atuação" dos requisitos.

Para se ter uma ampla perspectiva da seletividade dos relés de frequência, foram comparados os critérios das referências da ANEEL [24] e ONS [27] e sugeridos os seguintes ajustes de acionamento e temporizações na Tabela 2.4.

Tabela 2.4 - Ajustes de frequência para Proteção

Relé	Função		Nível acionamento (Hz)		Tempo disparo (s)	
	ANSI	IEC	ONS	PRODIST	ONS	PRODIST
Subfrequência	81U-1	$f <$	-	59,5	-	30
	81U-2	$f <<$	58,5	58,5	10	10
	81U-3	$f <<<$	-	57,5	-	5
	81U-4	$f <<<$	56,5	56,5	0	0
Sobrefrequência	81O-1	$f >$	-	60,5	-	30
	81O-2	$f >>$	61,5	62,0	10	10
	81O-3	$f >>>$	63,0	65,5	0	5
	81O-4	$f >>>$	-	66,0	-	0

Os relés da usina termoeletrica que será utilizada nas simulações do Capítulo 4, onde as limitações de excursões de frequência das turbinas são importantes, são ajustados conforme os requisitos para usinas hidrelétricas e termoeletricas do item 7 do Submódulo 3.6 dos Procedimentos do ONS [27].

## 2.4. Ilhamento e métodos de detecção

### 2.4.1. Conceitos

Um dos maiores desafios entre os impactos da GD é a possibilidade de operação em modo ilhado, em que uma ou mais fontes continuam a energizar uma parte da rede onde a carga pode ser uma planta industrial ou um conjunto de consumidores em uma região da rede de distribuição, após a conexão ao sistema “forte” ter sido perdida [20]. A Figura 2.4 ilustra essa definição.

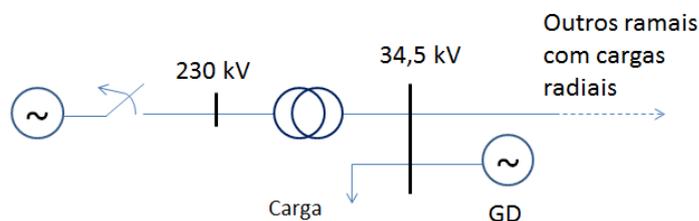


Figura 2.4 - Ilhamento com alimentador, carga e GD

A detecção do ilhamento não intencional, cujo objetivo é evitar a presença indesejada pelas concessionárias de GD isolada do restante do sistema, não é um tema inédito no âmbito dos sistemas de potência. A maior parte da literatura tem tido por objetivo principal o estudar a proteção anti-ilhamento (detecção e desconexão automática) da GD, de forma a não permitir este tipo de operação, por diversos motivos, sendo o principal deles a segurança humana.

As concessionárias são responsáveis pela segurança operacional de sua rede e, se uma parte dela ficar ilhada de forma não controlada, há risco de que o pessoal de manutenção entre inadvertidamente em contato com as partes vivas de um equipamento ou linha. Além do risco de acidentes, pode haver danos às máquinas de GD pela possibilidade de reconexão fora de fase. Nesses casos, os geradores da ilha são automaticamente desligados.

Outro aspecto a ser levado em conta é o possível efeito à qualidade de energia fornecida aos consumidores da região ilhada, já que as concessionárias são responsáveis pela qualidade de energia mesmo que não tenham o controle da operação da GD. Os equipamentos de GD podem ser inadequados para controlar tensão e frequência no evento do ilhamento. Isto significa que a concessionária

pode não ser capaz de garantir a qualidade de tensão e frequência na faixa aceitável, causando danos a aparelhos de consumidores.

Mesmo que a GD possua dispositivos de controle de tensão e frequência, o centro de controle e despacho da concessionária pode não ser capaz de supervisionar a planta. A consequência pode ser novamente a existência de situações de alimentadores inadvertidamente energizados pela GD.

Por outro lado, a concessionária pode considerar o uso da GD ao permitir a formação de subsistemas isolados em sua rede sem interrupção no fornecimento. Este modo de operação é tratado como ilhamento intencional, pois tanto o agente quanto o operador do sistema têm conhecimento de sua possível ocorrência.

No caso da operação intencional do ilhamento, o sistema terá sido planejado com antecedência e os equipamentos projetados para lidar com tal situação. A GD terá que ser então bem adaptada para controlar tensão e frequência da rede ilhada.

O ilhamento intencional pode ocorrer de forma programada ou após atuação seletiva do sistema de proteção. É necessário haver um disjuntor de acoplamento, localizado no ponto de conexão entre o sistema principal e a sub-rede, semelhante àqueles aplicados no paralelismo de geração. Este disjuntor tem a função de formar a ilha e reconectá-la ao sistema principal. Além disso, para que haja a reconexão em fase da GD da sub-rede, o disjuntor deve ser supervisionado por um relé de verificação de sincronismo [18].

Duas estratégias diferentes podem ser utilizadas no ilhamento intencional: com ou sem a interrupção do fornecimento. Quando o ilhamento ocorre sem interrupção, os impactos na disponibilidade são menores, contudo, pode ser necessário realizar alteração automática de ajustes de proteção e do modo de controle dos geradores. Já no caso de ilhamento com interrupção, a estratégia é mais simples e as necessidades de automação de controle e adaptabilidade da proteção são menores; entretanto, o custo operacional é maior devido à necessidade de uma equipe de manutenção de plantão e unidades geradoras com capacidade de partida automática rápida (ou “*black start*”) [18].

O sucesso da operação ilhada intencional depende de alguns fatores, como:

- A condição prévia da rede, particularmente do fluxo de potência e da corrente que passa pelo disjuntor de acoplamento;

- Característica das unidades geradoras da sub-rede;
- Distúrbio que originou o ilhamento e da rapidez de sua detecção.

Ilhas intencionais existem frequentemente em instalações industriais onde o processo tem energia excedente que pode ser usada para produzir eletricidade e atender a demanda internamente. Exemplos são encontrados em fábricas de papel e usinas de açúcar. Durante situações climáticas adversas, estas plantas podem isolar-se da rede principal, limitando os riscos de perturbações devido a descargas atmosféricas e outras falhas que afetam processos vulneráveis. Outra forma de ilhamento intencional é a de sistemas de suprimento ininterrupto de energia. Por exemplo, a maioria dos hospitais têm geradores de emergência capazes de suprir setores críticos, podendo até dispor de armazenamento em baterias.

A instalação de reguladores de frequência e tensão viabiliza a operação em ilhamento intencional. O ilhamento intencional é preferencialmente iniciado com um baixo fluxo de potência com a rede principal, em qualquer direção. Um ilhamento durante um elevado fluxo na interligação provoca um desequilíbrio de potência entre geração e carga na ilha recém-formada que pode fazer com que ela não sobreviva por muito tempo [18].

Se houver um excesso de geração de potência ativa na ilha, a energia é armazenada na forma de massas girantes. A velocidade dos geradores irá aumentar, elevando a frequência. A carência de potência ativa na ilha, obviamente, leva a um resultado oposto.

O desequilíbrio de potência reativa afeta o nível de tensão na ilha. Um excesso de potência reativa tem a mesma influência que um capacitor *shunt*, aumentando a tensão, enquanto que a escassez de potência reativa, naturalmente, faz com que a tensão caia.

O ilhamento é abordado no Módulo 4 do PRODIST [26]. O ilhamento intencional é permitido, porém, para isso, é necessária a autorização da Distribuidora, além de um “Acordo Operativo” com a Geradora e, quando for o caso, com a Transmissora envolvida. Para as centrais geradoras com potência instalada acima de 300 kW, deve ser elaborada uma avaliação técnica da possibilidade de operação ilhada e estudos de qualidade da energia envolvendo as unidades consumidoras. Caso não seja permitida, deve ser utilizado sistema

automático de desconexão da GD. Em relação a critérios de desempenho e qualidade, não existe distinção entre a operação conectada ao sistema principal ou ilhada; isto é, são exigidos os valores apontados na Tabela 2.1 e na Tabela 2.2.

O ilhamento, no presente trabalho, será a operação onde parte do sistema elétrico será isolada do restante do sistema principal, sendo suprida de forma independente, exclusivamente pela GD da rede que será modelada no Capítulo 3. Essa parte ilhada do sistema será chamada doravante de “sub-rede”.

“Proteção contra perda da rede principal” (“*Loss of mains protection*”), como alguns autores internacionais chamam [34], “proteção contra perda de paralelismo”, “proteção anti-ilhamento”, são sinônimos usados. Para essa função existem relés de proteção geralmente baseados em medição de tensão e/ou de frequência. Ao longo desta dissertação está sendo usada a expressão “detecção de ilhamento”, já que nem sempre é necessário proteger a rede contra ilhamento. Por vezes pode ser o suficiente estar ciente do estado para medidas de controle adaptativo tão logo a ilha seja formada.

Existem diversas técnicas de detecção de ilhamento. No Brasil, as concessionárias especificam funções de frequência e tensão para proteção anti-ilhamento [23]. Contudo, há condições particulares onde há equilíbrio entre carga e geração, o que leva à necessidade de avaliação de outros algoritmos e lógicas.

Durante ilhamentos, as condições de qualidade de energia nos pontos de conexão dos consumidores devem ser observadas. A correta detecção será fundamental para permitir que as ações de comando e controle automáticos estabeleçam completa e satisfatoriamente um novo ponto de operação. Com efeito, logo em sequência à detecção do ilhamento, a rede ilhada deve ser reconfigurada pelas ações operativas previstas; o controle da GD deve ser comutado para operar no modo autônomo, o sistema de proteção reajustado automaticamente (a chamada “troca de grupo de ajuste”) e, caso necessário, deve-se proceder a eventuais cortes de carga ou geração.

Tudo isso requer a implantação de novas técnicas e tecnologias, como as de automação de controle e proteção e de sistemas de telecomunicação de dados; eventualmente, até mesmo a revisitação de aspectos regulatórios. Portanto, a implantação do esquema de ilhamento deve ser planejada através de estudos que

incluem a desconexão e passagem entre os modos operativos, a qualidade da energia na sub-rede e sua posterior reconexão com o sistema principal.

O tempo máximo admitido para a operação ilhada não intencional é determinado pelos requisitos técnicos de cada concessionária. A norma IEEE 1547 [2] adotada por algumas empresas distribuidoras, estabelece que o ilhamento não intencional deve ser detectado e a GD ilhada deve ser desligada da rede dentro de dois segundos a partir de sua formação. Contudo, essa norma é aplicável a unidades de GD com uma potência menor que 10 MVA ligadas ao sistema de distribuição primário ou secundário.

Como aqui já citado, há casos em que a operação ilhada pode trazer benefícios, em especial, a melhoria dos índices de disponibilidade do fornecimento. Assim, estes mesmos dispositivos de detecção podem ser empregados com objetivo de viabilizar o ilhamento intencional. Neste caso, após o ilhamento ser detectado, ao invés de um comando para a desconexão dos geradores distribuídos, sinais são enviados para mudanças nos modos de controle desses geradores e de determinados ajustes de proteção na sub-rede ilhada.

As tensões e a frequência da rede ilhada irão oscilar em proporção direta à diferença entre as potências gerada e consumida no instante imediatamente anterior ao ilhamento, dependendo do fluxo de potência na interligação da sub-rede com a rede principal. Quanto maior esse desequilíbrio, maior será a variação das tensões e da frequência e mais fácil será para o sistema de proteção detectar o ilhamento. Por outro lado, quando o desequilíbrio é pequeno, tensões e frequência não variam significativamente, afetando a sensibilidade da proteção, que pode demorar tempo demais ou até mesmo não ser capaz de detectar o ilhamento.

Resumindo, as principais preocupações relacionadas ao tema do ilhamento intencional são a sua correta desconexão quando necessário e sua eventual operação autônoma, com reconexão ao SIN tão logo possível. É de grande importância que a detecção seja feita de forma precisa e rápida.

Diferentes métodos têm sido usados para detectar ilhamento [35], com suas vantagens e desvantagens. Esses métodos [36] têm sido tradicionalmente divididos em dois grupos: passivos e ativos. Um terceiro grupo, dos métodos que

dependem de telecomunicação, originalmente classificados no grupo dos ativos, será analisado separadamente, uma vez que baseiam-se em princípios distintos.

#### 2.4.2. Métodos passivos

Os métodos passivos são os mais aplicados na detecção de ilhamento devido ao baixo custo e simplicidade do dispositivo de detecção (relé), que mede grandezas como tensão e corrente disponíveis localmente, derivadas a partir de transformadores de potencial (TP's) e, quando for o caso, de transformadores de corrente (TC's). Outras grandezas derivadas dessas, como, por exemplo, frequência, potência, distorção harmônica, etc. também podem ser usadas.

Os métodos passivos não afetam a forma de onda da alta tensão. Isso é uma vantagem, pois não causam problemas de qualidade de energia. Outra vantagem é que não é necessário usar a telecomunicação no sistema de detecção, considerada tradicionalmente como cara e vulnerável. Os métodos passivos mais citados na literatura são baseados em:

- Sub/sobretensão;
- Sub/sobrefrequência absoluta;
- Taxa de variação de frequência (ou “*Rate of Change of Frequency - ROCOF*” em inglês)
- Salto Vetor (SV), também denominada “defasamento angular” ou “deslocamento de fase”, em inglês: *Vector Surge (VS)*;
- Potência reativa direcional [37].

Os relés de tensão têm sido usados há muito como uma maneira fácil e de baixo custo para detectar ilhamento. Podem responder a situações de sub e sobretensão, medindo sua amplitude na unidade GD e disparando o disjuntor do gerador se o nível permanecer anormal durante certo tempo. A princípio, o método se baseia no desequilíbrio entre a geração e o consumo de potência reativa, que ocorre após a perda da conexão com o sistema principal, leva a uma alteração no nível de tensão, o que pode ser medido localmente.

Outra maneira comum de detectar o ilhamento é a utilização de relés de frequência (função *IEC f<* ou *ANSI 81*). A frequência pode ser facilmente medida em todos os locais da rede sem a necessidade de grandes investimentos.

Durante o estado permanente, a frequência é a mesma em todo o sistema. A velocidade de um gerador síncrono é proporcional à frequência média. Com o escorregamento levado em consideração, a mesma analogia é válida para uma máquina de indução. Para variações lentas no equilíbrio entre geração e carga, a eq. (2.1) dá a variação de velocidade das máquinas [38].

$$\frac{d(n/n_s)}{dt} = \frac{P_G - P_C}{2 \times H \times S_n} \quad (2.1)$$

Sendo:

$n$  é a velocidade mecânica

$n_s$  é a velocidade síncrona

$P_G$  é a potência ativa total gerada na área, em pu ou MW

$P_C$  é a potência ativa total da carga na área, em pu ou MW

$H$ , em segundos, é a constante de inércia do sistema em análise

$S_n$  é a potência aparente nominal da máquina, em pu ou MVA

A correlação entre a velocidade e a frequência muda durante transitórios como chaveamentos e faltas. Para uma máquina síncrona, a variação das correntes através da reatância da máquina provoca um deslocamento vetorial (variação angular  $\Delta\theta$ ) no curto espaço de tempo do transiente ( $\Delta t$ , em s). A frequência  $\Delta f$ , em Hz, varia de acordo com a eq. (2.2) abaixo.

$$\Delta f = \frac{\Delta\theta}{\Delta t} \quad (2.2)$$

Sendo:  $\Delta\theta$  o deslocamento vetorial (variação angular) da tensão terminal, em rad.

Em uma máquina de indução, a relação entre a velocidade e a frequência pode divergir ainda mais durante transitórios. Devido ao escorregamento, não existe nenhuma correlação fixa entre a velocidade da turbina e a frequência de rede. Além do deslocamento vetorial causado pela mudança da corrente que passa pela reatância da máquina, o escorregamento muda devido ao fluxo de potência alterado durante a perturbação. Durante as faltas, a frequência da rede medida nas barras não é exatamente equivalente à velocidade.

Um relé mede a frequência da tensão na barra da usina de GD. Se a frequência for superior (sobrefrequência) ou inferior (subfrequência) a limites pré-estabelecidos por certo tempo, o relé aciona o disjuntor da usina, isolando a GD da rede.

A situação de subfrequência pode ocorrer se a ligação à rede forte é perdida em uma situação em que a carga local excede a GD. A frequência é então desacelerada pela carga excessiva. Outra contingência que pode causar subfrequência é a perda de uma usina ou unidade geradora de grande porte.

Situações de sobrefrequência podem surgir se houver um excedente de geração no instante do ilhamento.

A partir da formulação da eq. (2.1) e do modelo elástico da máquina síncrona para carga do tipo potência constante, apresentado por Kundur [38], as seguintes equações podem ser usadas como auxílio no cálculo de ajustes e avaliação do desempenho de relé baseados em medição de frequência:

$$t_{d_{81}} = \frac{2 \times H}{f_0 \times \Delta P} \times \Delta f \quad (2.3)$$

Sendo:

$t_{d_{81}}$  é o tempo de detecção do relé de frequência (81), em segundos;

$\Delta f$  é a variação de frequência, em Hz, no período considerado;

$f_0$  é a frequência nominal do sistema, em nosso caso, 60 Hz;

$\Delta P$ , em W, é a potência acelerante ou o desequilíbrio entre geração e carga, dada por:  $\Delta P = P_m - P_e$ , sendo  $P_m$  a potência mecânica desenvolvida pela máquina equivalente e  $P_e$  a potência elétrica ativa consumida pela carga equivalente do sistema.

É importante observar que o relé de frequência absoluta (função 81) possui um tempo intrínseco, ligado tanto ao hardware (filtragem analógica) quanto ao software (algoritmos de processamento de sinal e de lógica), tipicamente da ordem de 80 ms. Sendo assim, esse tempo deve ser somado à eq. (2.3). A aplicação prática será vista no Capítulo 4.

A partir da equação (2.3) a taxa de variação de frequência, em Hz/s, pode ser estimada em função do desequilíbrio da rede através da seguinte equação:

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_0}{2 \times H} \times \Delta P \quad (2.4)$$

Esta estimativa será útil na definição de ajustes iniciais dos relés de frequência absoluta (81) e de taxa de variação de frequência ( $81 \frac{df}{dt}$ ) que será levada adiante nas simulações do capítulo 4.

Os métodos de taxa de variação de frequência e de salto de vetor, que serão descritos em detalhes nos subitens 2.4.3 e 2.4.4, apresentam maior confiabilidade, apesar de maior custo e dificuldade de ajuste.

Outros métodos passivos de detecção de ilhamento existem, como os dois exemplos brevemente descritos a seguir. Além deste subitem, esses métodos não serão tratados na dissertação.

O Método de “Flutuação de Potência” foi descrito por Redfern et al. [39]. O algoritmo calcula a taxa de variação da potência do gerador. Esta taxa de variação é então integrada ao longo de alguns ciclos e, se o valor integrado ultrapassar um determinado nível de ajuste, o ilhamento é então detectado.

Em Salman et al. [40] é descrito um método em que a taxa de variação de tensão é combinada com as variações no fator de potência. A taxa de variação de tensão por si só não pode distinguir entre ilhamento e outros eventos de rede, tampouco as variações no fator de potência isoladamente. Porém, o trabalho alega que a combinação das duas é capaz de detectar o ilhamento.

De modo geral, o desempenho das técnicas passivas é prejudicado nos casos em que a diferença de potência entre a carga e a geração é pequena. Desta forma, não são completamente eficazes, podendo criar zonas de não detecção de ilhamento [41]. Quanto menos sensíveis forem os ajustes dos relés para evitar falsas atuações, maiores serão as chances de não detecção. Por outro lado, ajustes muito sensíveis tornam o relé mais susceptível a falsas atuações para outros eventos transitórios do sistema tais como manobras de equipamentos e curtos-circuitos externos. Daí a importância do estudo de ajustes que minimizem zonas de não detecção e que otimizem o compromisso entre segurança e sensibilidade.

### **2.4.3. Taxa de variação de frequência**

A variação de frequência de uma máquina síncrona foi discutida no subitem 2.4.2. Antes do ilhamento, a diferença entre a potência gerada pela GD e a consumida pelas cargas da sub-rede é suprida pelo sistema principal. Na ocorrência do ilhamento, há um desequilíbrio devido à interrupção desse intercâmbio. Isto provoca uma alteração na velocidade devido à energia cinética armazenada na turbina e no rotor das máquinas, causando transitórios e variações dinâmicas na frequência do sistema ilhado [38].

O relé de taxa de variação de frequência, definido na literatura estrangeira como “*Rate-Of-Change-Of-Frequency – ROCOF*” ou  $df/dt$ , utiliza-se desse fenômeno para detectar o ilhamento. A utilização a variação temporal da frequência ( $\Delta f/\Delta t$ ) apresenta uma grande vantagem sobre o relé de frequência absoluta (81), pois antecipa a detecção, ao calcular a tendência em que a

frequência está variando, antes que ela tenha alcançado um valor além ou aquém do limite, principalmente nos casos onde a variação é lenta. A lógica do relé é apresentada na Figura 2.5.

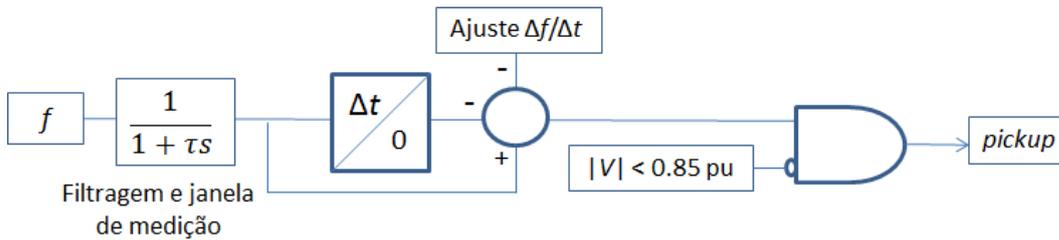


Figura 2.5 - Lógica do relé de Taxa de Variação da Frequência

O relé mede o sinal de tensão e um bloco faz a conversão para Hz. Há uma temporização  $\Delta t$  para calcular a variação da frequência ( $\Delta f$ ). A divisão de  $\Delta f$  por  $\Delta t$  fornece a variação da frequência no tempo, ou seja, a tendência de desvio. O resultado em módulo é confrontado com o valor de ajuste de acionamento, sensibilizando o relé para valores superiores. As técnicas de processamento de sinais desse tipo exigem alta precisão e confiabilidade nas medidas.

Este relé tem três ajustes a definir. O primeiro é o valor  $\Delta f/\Delta t$ , conforme a eq. (2.4) apresentada no subitem 2.4.2. De acordo com Jenkins et al. [43], ajustes típicos situam-se na faixa entre 0,1 e 1,0 Hz/s. A perda de um grande bloco de geração pode causar uma excursão tão rápida quanto 1 Hz/s, ao passo que variações da ordem de 0,2 Hz/s são relativamente frequentes. Assim, um valor de 0,5 Hz/s permite uma detecção razoavelmente sensível.

O próximo parâmetro de ajuste é a temporização. Guillot et al. [44] recomendam não usar temporizações menores que 300 ms com ajustes de  $\Delta f/\Delta t$  menores que 1 Hz/s.

Finalmente, um nível de subtensão de bloqueio ( $V < \text{bloqueio}$ ) deve ser definido para evitar disparos indesejados devidos, por exemplo, a faltas externas. Um valor de 0,85 pu é razoável, pois fica relativamente distante da região normal de operação e é alto o suficiente para bloquear a atuação intempestiva para a maioria das faltas.

Tabela 2.5 - Ajustes do relé de Taxa de Variação de Frequência

Função	Nível de disparo	Temporização (s)
$df/dt$	0,5 Hz/s	0,3
Tensão de bloqueio ( $V < \text{bloqueio}$ )	0,85 p.u.	-

A partir da eq. (2.1), fica evidente que a diferença entre carga e geração afeta a derivada da velocidade (escorregamento). Se estiverem em perfeito equilíbrio logo após a mudança para uma operação ilhada ter ocorrido, a derivada da velocidade será pequena e a frequência da rede não será afetada significativamente. Neste caso, o relé poderá não ser capaz de operar ([43], [44]).

Observe que esta abordagem se refere à utilização do relé de Taxa de Variação de Frequência na função de detecção de ilhamento; contudo, como será visto nas simulações do Capítulo 4, estágios adicionais deste relé serão necessários para cortes programados de carga ou de geração, tendo por finalidade preservar o suprimento da rede ilhada.

#### 2.4.4. “Salto Vetor”

O relé de “Salto Vetor”, também chamado de “Deslocamento Vetorial” e de “Defasamento Angular”, é projetado para responder a mudanças inesperadas no vetor de tensão causadas pelo ilhamento [45]. Ele calcula o defasamento entre os ângulos da tensão interna (rotor) e da tensão terminal do gerador até que esse valor exceda o ajuste de detecção. A diferença angular é causada pela queda de tensão do produto da corrente gerada pela reatância do gerador [46].

Na Figura 2.6a, o gerador e a rede principal dividem a responsabilidade de fornecer potência à carga. A queda de tensão  $\Delta V$  através da reatância do gerador  $X_d$  é determinada pela corrente do gerador  $I_{ger}$ .

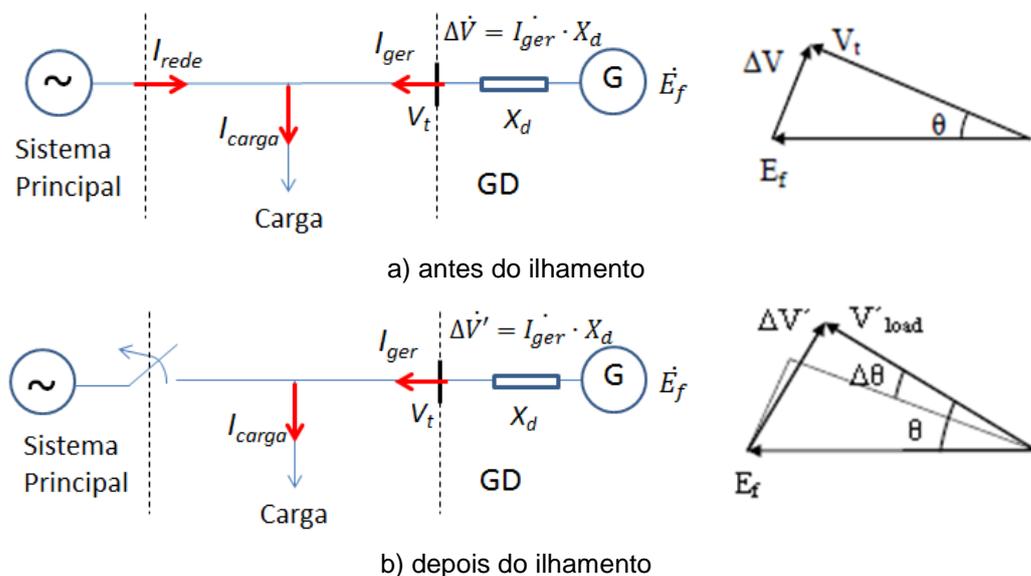


Figura 2.6 - Ângulo entre as tensões antes e depois do ilhamento

Quando surge uma situação de ilhamento, a corrente de intercâmbio com a rede principal é interrompida e o gerador assume a carga, acelerando ou desacelerando. Esse aumento de corrente desloca o fasor da tensão, traduzindo-se por um  $\Delta\dot{V}$ , o que, por sua vez, faz com que o ângulo aumente, como ilustrado na Figura 2.6b e como foi visto na eq. (2.2). A mudança no ângulo da tensão (aumento  $\Delta\theta$ ) corresponde a um determinado atraso de tempo ( $\Delta t$ ) no cruzamento por zero da tensão, visualizado na Figura 2.7.

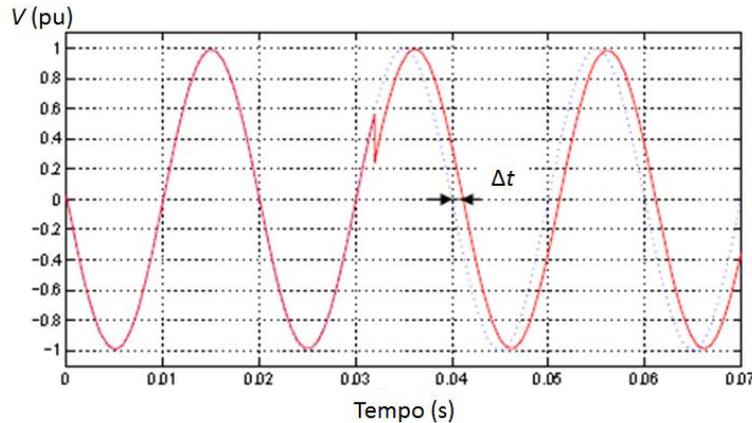


Figura 2.7 - Princípio de funcionamento do relé de Salto Vetor (SV)

O relé de Salto Vetor (SV) utiliza este deslocamento vetorial comparando os tempos de ciclo. Se o tempo muda repentinamente, isto corresponde a uma alteração no ângulo da tensão. Em um sistema de 60 Hz, o tempo nominal de um ciclo é de cerca de 16,7 ms. Se, por exemplo, um intervalo de tempo de 17,0 ms é subitamente medido, isto significa que o ângulo foi deslocado de  $7,2^\circ$  e alguma ação pode ser necessária.

A lógica do relé SV, apresentada na Figura 2.8, é semelhante à do relé  $81df/dt$ , exceto que a grandeza medida é o fasor de tensão. Como não é possível medir a tensão interna do gerador, utiliza-se a variação do ângulo da tensão terminal no tempo, que apresenta comportamento semelhante à variação do deslocamento angular entre a tensão interna e a tensão terminal do gerador.

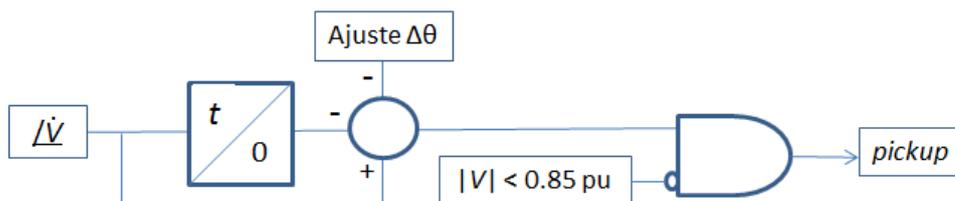


Figura 2.8 - Lógica do Relé Salto Vetor (SV)

O relé *SV* recebe o ângulo da tensão terminal em radianos e a converte em graus através de um bloco de ganho. Ele também utiliza um tempo de retardo  $\Delta t$  para medir o deslocamento angular,  $\Delta\theta$ . A divisão de  $\Delta\theta$  por  $\Delta t$  fornece variação do ângulo no tempo, ou seja, a tendência da variação do ângulo. O valor absoluto deste resultado é confrontado com o valor de ajuste do ângulo limite de acionamento (“*pick-up*”), que define o menor grau de deslocamento vetorial ao qual o relé responderá. De acordo com Jenkins et al. [43], a faixa típica de ajuste dos relés *SV* situa-se entre 2 e 20 graus. Os ajustes serão vistos em maiores detalhes no subitem 4.3.3.

Outros eventos transitórios, além do ilhamento, fazem com que o ângulo seja alterado. Tais eventos podem ser faltas, que causam mudanças bruscas na impedância da rede, e partida de gerador. Para descartar tais deslocamentos vetoriais, um ajuste de nível de subtensão (“*V < bloqueio*”) é usado para bloquear o relé, da mesma forma que mencionado no caso do relé  $81df/dt$ .

Caso o valor absoluto da variação angular no tempo seja maior do que o valor de *pick-up* e a tensão seja maior do que o ajuste da função *V < bloqueio*, o ilhamento é declarado.

#### **2.4.5. Métodos ativos**

Com o desenvolvimento da tecnologia, cresceu o número de métodos ativos de detecção de ilhamento, propostos com o objetivo de superar as deficiências encontradas nos métodos passivos. Os métodos ativos interagem ativa e diretamente com o sistema elétrico, basicamente buscando manipular a tensão ou a frequência no ponto de conexão através da injeção contínua de sinais nas saídas da GD que provocam pequenos “distúrbios” em parte da rede. Enquanto a rede com GD estiver conectada ao sistema principal estes sinais não fazem efeito. Contudo, quando o ilhamento ocorre, estas perturbações resultam em mudanças significativas, sendo então utilizadas na detecção. Eles são principalmente utilizados em conjunto com os dispositivos inversores de geração solar.

A vantagem das técnicas ativas é que suas características permitem reduzir a zona de não detecção, mesmo naqueles casos em que geração e carga estejam com valores muito próximos. Assim, possuem em geral uma sensibilidade melhor do

que os métodos passivos [34] e [35]. A desvantagem é que a injeção de pequenos distúrbios na rede pode ter efeitos de degradação na qualidade da energia e na dinâmica do sistema [36]. Além disso, caso exista muita GD na rede ilhada, pode ocorrer interferência entre os sinais injetados, afetando a efetividade do método [42]. Por estes motivos e também pelas dificuldades técnicas de implantação e alto custo, tais métodos não serão abordados neste trabalho.

#### **2.4.6. Métodos que utilizam telecomunicações**

As técnicas baseadas em telecomunicações, como o próprio nome indica, necessitam da implantação de um canal de comunicação entre cada dispositivo de detecção nas unidades de GD e um local remoto, que pode ser uma subestação ou um centro de controle. Sua grande vantagem é a maior eficácia quando comparada com as técnicas locais. Sua desvantagem é o alto custo e maior complexidade devido à necessidade de configuração de esquemas lógicos e da implantação de estrutura de telecomunicação de dados com alta confiabilidade e velocidade.

Os meios de comunicação tradicionais são aqueles mesmos utilizados pelos Sistemas de Supervisão e Controle, conhecidos como “*SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)*”: canal óptico multiplexado e microondas digital.

O acesso por assinantes regulares a meios de propriedade de operadoras de telefonia tem, historicamente, sido considerado caro. Entretanto, atualmente, novas tecnologias têm sido empregadas. Em nível de distribuição há a opção de rádio *spread spectrum*, *GPRS*, *Wi-Fi* e, cada vez mais, tecnologias baseadas em ondas portadoras (*Power Line Carrier – PLC* em inglês).

A tecnologia *PLC* utiliza um transmissor de sinais de baixa frequência que trafegam continuamente sobre a própria rede de potência e receptores instalados nos locais desejados. Além disso, recursos tecnológicos como a “Internet das Coisas” permitem comunicar uma informação para uma gama de equipamentos.

Um método de tratamento de informações do Sistema de Supervisão e Controle [39] monitora o estado dos disjuntores da rede, desde a subestação da concessionária até a GD. A informação coletada deve, por conseguinte, ser suficiente para identificar a área que foi ilhada. Os custos da implantação podem ser elevados caso a empresa ainda não disponha de infraestrutura de Supervisão e

Controle de seu sistema, e tendem a crescer com a evolução da complexidade da rede monitorada. Outro inconveniente é a lentidão, especialmente quando o sistema está ocupado com muitos eventos. Além disso, pode ser necessária a aplicação de soluções baseadas em Inteligência Artificial para tratamento, organização e interpretação dos dados.

Um esquema de transferência de disparo pode ser considerado como uma versão descentralizada do método anterior. Os circuitos lógicos utilizam informações dos status de disjuntores para determinar se uma parte da rede foi ilhada. O resultado é, em seguida, transmitido para a usina de GD. Ele pode apresentar problemas de confiabilidade ao depender de contatos auxiliares de disjuntores, que são conhecidamente fontes de falhas.

Outros dois métodos, Taxa de variação de Frequência com Auxílio de Telecomunicação e Medição Fasorial, são descritos a seguir.

Supondo que um canal de telecomunicação possa ser utilizado, uma possibilidade para a detecção de ilhamento é a de Comparação da Taxa de Variação da Frequência (*“Comparison Of Rate Of Change Of Frequency – COROCOF”* em inglês), como descrito por Bright [47].

A proteção *COROCOF* consiste de dois relés  $81df/dt$  em nós distintos da rede que são utilizados para comparar variações de frequência nesses locais. Um deles, chamado de relé de envio, é instalado numa barra de uma subestação na área “forte” da rede. O outro relé  $81df/dt$  (receptor) é instalado na usina de GD, junto com o subsistema de proteção de gerador. Na subestação, a taxa de variação de frequência é medida e um sinal de bloqueio é enviado se esse valor exceder certo limite. Na usina de GD, a taxa de variação de frequência também é medida pelo relé  $81df/dt$  e, se nenhum sinal de bloqueio for recebido quando um desvio de frequência for detectado, o esquema produz uma saída, conforme a Figura 2.9.

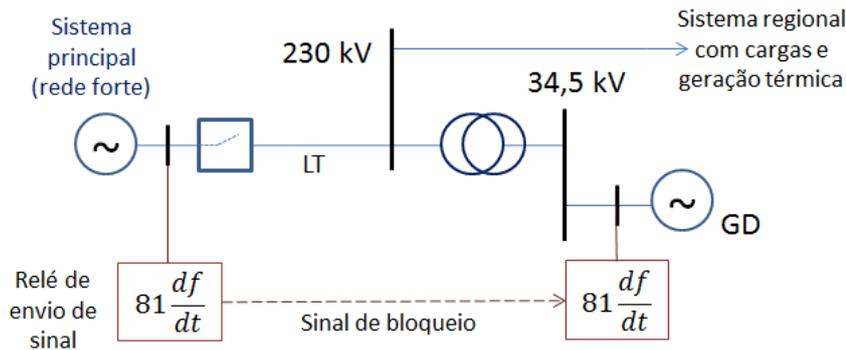


Figura 2.9 - Esquema de envio de sinal de bloqueio pelo relé  $81df/dt$

Isto significa que o relé de envio deve ter ajuste mais sensível que o do relé receptor para garantir um sinal de bloqueio diante de perturbações de frequência no sistema principal. Deve-se também tomar o cuidado de prever para o relé  $81df/dt$  localizado na usina de GD uma temporização adicional que permita que o sinal de bloqueio chegue antes de sua detecção. O tempo total desde a transmissão até a recepção do sinal de bloqueio, também chamado de tempo “*back-to-back*”, é tipicamente da ordem de 50 ms para a maior parte dos tipos de canais e equipamentos de teleproteção, normalmente aplicados para esta finalidade. A este tempo deve-se adicionar uma margem de segurança de mais 50 ms. Com isto, pode-se temporizar o relé receptor em 100 ms.

Este esquema favorece o aumento da segurança contra falsas detecções e, ao mesmo tempo, permite o aumento da sensibilidade do ajuste do relé  $81df/dt$  localizado na usina de GD. Apesar disso, ele não garante a atuação para 100% dos casos, uma vez que, conceitualmente, a sensibilidade de  $df/dt$  tem um limite de capacidade de detecção que pode ser determinado pela observação da eq. (2.3) e que será abordado no Capítulo 4, assim como parâmetros e ajustes.

### Medição Fasorial

O uso de *Phasor Measurement Units* – *PMU*'s para detectar ilhamento tem sido descrito recentemente, como em Ishibashi et al. [48] e Mulhausen et al. [49].

O sistema é composto de duas unidades, uma na subestação da empresa transmissora e o outro na usina de GD. Na subestação, são medidos a tensão em módulo e ângulo e o tempo (hora, minuto, segundo, milésimo de segundo) marcado em cada fasor antes de ser enviado para o receptor na usina de GD. Pode ali ser determinado se a usina de GD está sincronizada com a rede.

A utilização da marcação de tempo por recepção de sinal de GPS (*Global Positioning System*) precisa levar em conta a possibilidade de degradação do sinal do satélite ou do receptor para tornar este método menos vulnerável a atuações incorretas. Isto é feito com a adição de um sinal de qualidade na mensagem do fasor enviada pela *PMU*. Ainda, em caso de perda de comunicação, pode haver um bloqueio do esquema lógico de decisão. A aplicação prática deste conceito será detalhada e simulada no Capítulo 4.

## 2.5. Reconexão manual e automática

A reconexão de redes isoladas, seja manual ou através de religamento automático, aumenta sua disponibilidade, uma vez que o tempo de interrupção é minimizado. Se, no entanto, a reconexão ocorrer em um alimentador energizado por uma usina de GD, não é improvável que a tensão da rede e do conversor de potência na planta estejam defasadas, podendo causar danos a equipamentos.

Muitas linhas aéreas, onde o desaparecimento da falta é provável após uma breve interrupção, têm sistemas de proteção com equipamentos de religamento automático. Dados históricos do IEEE até 2003 [50], mostravam que faltas permanentes só ocorrem em 10 a 15% do total de falhas.

Eventos de manobras bruscas em redes com geradores síncronos geram potências transitórias que causam oscilações, submetendo as máquinas a potenciais situações de esforços torcionais, o que pode levá-las a estresse, deterioração precoce e perda de vida útil [51]. Nos sistemas de transmissão, normalmente não são observados distúrbios tão severos de frequência, mas em redes alimentadas por GD esta questão ganha importância.

Outro problema do religamento automático em um alimentador energizado é que um transitório de chaveamento capacitivo pode causar uma grave sobretensão, que pode chegar a cerca de duas vezes a tensão nominal em um sistema bem amortecido ou a cerca de três vezes a tensão nominal em um sistema levemente amortecido [52]. As capacitâncias envolvidas nos transitórios são encontradas em cabos e bancos de capacitores do sistema ilhado.

Para evitar sobretensões e danos a partir de correntes de energização, pode ser necessário desconectar unidades de GD antes do religamento automático. A região com GD ilhada só poderá ser reconectada à rede principal da concessionária após seu completo reestabelecimento. Os valores típicos de tempo de religamento [23] são relacionados na Tabela 2.6.

Tabela 2.6 - Tempos de religamento típicos no Brasil

Tensão no sistema (kV)	Tempo de religamento (s)
230 a 500 (rede básica)	< 1
69 e 138 (DIT)	< 3
13,8 e 34,5 (distribuição)	< 30 (até 4 tentativas)

É importante atentar que é possível alterar o tempo morto de religamento para adaptar-se ao dispositivo de detecção de ilhamento.

Após o ilhamento, é necessário restabelecer a conexão com o sistema principal à condição original, pelo disjuntor de acoplamento. Há duas maneiras possíveis de reconexão: por fechamento manual ou por religamento automático. Qualquer que seja o método, é necessário evitar que os defasamentos e diferenças dos módulos das tensões entre as barras (terminais do disjuntor) no momento de conexão sejam excessivos. Essas diferenças possuem limites para que não causem danos aos equipamentos ou oscilações insustentáveis à rede. Por isso, é necessário que a reconexão seja supervisionada por um relé de verificação de sincronismo, função ANSI 25.

O relé 25 monitora as tensões dos dois lados do disjuntor de acoplamento, onde será feita a reconexão e só permite o fechamento em condições favoráveis de tensão (módulo e ângulo) e frequência. Considerando uma das tensões como referência, o fechamento só é permitido se o outro fasor de tensão permanecer dentro de valores limítrofes de diferença,  $\Delta\dot{V}$ , durante um determinado tempo ajustado. Desta forma, o relé só permitirá o paralelismo caso as diferenças entre os módulos das tensões, o defasamento e o escorregamento entre os terminais estejam dentro dos limites pré-estabelecidos.

A Norma IEEE 1547-2003 [2] trata dos parâmetros que devem ser verificados pelo relé 25 na reconexão de unidades de GD, seja por religamento automático ou por restabelecimento manual do operador. São os seguintes os ajustes recomendados para unidades de GD na faixa de 1,5 a 10,0 MVA.

Tabela 2.7 - Parâmetros de ajustes do relé 25

Parâmetro	Valores Máximos Permitidos
Diferença de frequência ( $\Delta f$ ):	0,1 Hz
Diferença de tensão em módulo ( $\Delta V$ ):	3,0 %
Diferença angular em módulo ( $\Delta\theta$ ):	10,0 graus

## 3 Modelagem dos sistemas

### 3.1. Introdução

A fim de investigar o desempenho de diferentes técnicas de proteção perante distintas contingências, neste Capítulo são desenvolvidos modelos baseados na premissa de que é importante que sirvam como referência para estudos representativos de situações reais do sistema de potência. A seguir será descrito como este objetivo é alcançado.

A melhor forma de avaliar os efeitos das fontes renováveis dispersas sobre o sistema é utilizar uma configuração de referência padrão de rede. A partir dela, é possível realizar análises detalhadas de estratégias de controle por cenários e de coordenação e seletividade de proteção. Com esse objetivo, Grupos de Trabalho do Cigré [53] e do IEC [54], por exemplo, desenvolveram conjuntos de referência (*Benchmarks*). Seguindo essa linha, esta dissertação elaborou uma base de dados com adequação ao sistema elétrico brasileiro, mantida como caso-base dos testes, aqui chamado de “Sistema-teste” para as funcionalidades dos programas *Anarede* e *Organon*. Em subitem específico, o modelo é expandido para um sistema baseado no *IEEE 24-Bus Reliability Test System* [55].

Aqui são detalhados os modelos adotados e os valores para os parâmetros de referência baseados em dados típicos do SIN e nas metodologias definidas na mais recente literatura sobre o tema, com ênfase em normas e guias de aplicação das principais instituições internacionais – IEC, IEEE, Cigré, NREL, NERC e WECC – adaptada para o presente estudo em função das redes reais do sistema nacional, de tal modo que as características essenciais sejam mantidas.

### 3.2. Dados e parâmetros da rede

#### 3.2.1. Topologia do “Sistema-teste”

O primeiro modelo de rede para simulação, o “Sistema-teste”, é apresentado na Figura 3.1. Ele foi modelado em um “deck” de dados adequados para o estudo de fluxo de potência pelos programas *Anarede* e *Organon*. É composto de um total de sete nós e abrange três áreas geográficas, referidas como áreas 1, 2 e 3, separadas por linhas tracejadas.

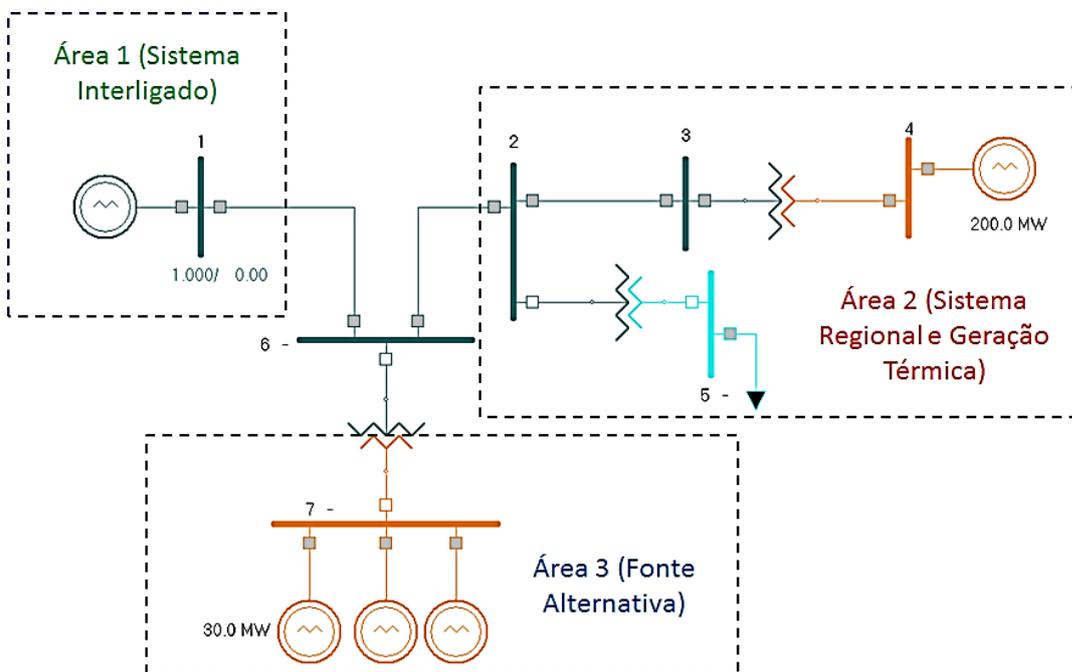


Figura 3.1 - Diagrama unifilar simplificado do Sistema-teste modelado

A Área 1 é uma rede com tensão de linha de 230 kV, com influência de parte do Sistema Interligado em 345 e 500 kV, de geração predominantemente hidrelétrica com reserva operativa “infinita”, representada como fonte equivalente de *Thévenin*. O nó 1 foi modelado como a barra considerada “forte”, de referência para o do sistema-teste.

A Área 2, situada a cerca de 250 km da Área 1, tem um centro de carga de um sistema de subtransmissão de 138 kV no nó 5, agrupando um número de alimentadores de redes radiais regionais de média tensão, usada para representar as DIT’s regionais, na forma de uma carga equivalente que fará parte da base da simulação de ilhamento do estudo. Existe ainda nessa área uma UTE no Nó 4,

composta por quatro termogeradores de capacidade nominal 100 MVA, gerando 50 MW cada.

A Área 3 foi conectada ao sistema a partir do seccionamento de uma linha de transmissão de 230 kV anteriormente existente entre os nós 1 e 2. É o local adequado para estudar a incorporação de fontes renováveis de energia, como os parques eólicos da região Nordeste do Brasil. O nó 6 é a barra do lado de alta tensão (AT) do transformador que interconecta o nó 7 (34,5 kV) do Complexo Eólico (CE) composto de três parques de 30 MVA, representados por uma única máquina equivalente por parque.

Os valores de alta tensão e média tensão de rede são aqueles padronizados para o sistema brasileiro. O nível de Média Tensão (MT) considerado para os barramentos coletores de todas as usinas de geração distribuída é de 34,5 kV. No nível de baixa tensão (BT) dos parques eólicos, será considerado 690 V.

Os valores dos parâmetros do equivalente considerados para o nó 1 são:

- Potência de curto-circuito:  $S_{curto} = 10.000 \text{ MVA}$ ;
- Relação  $R/X = 0,09$ ;
- Tensão equivalente de *Thévenin*:  $V_{th} = 1,03 \angle 0^\circ \text{ p.u.}$

Considerando-se um sistema com neutro solidamente ligado à terra, os valores de  $S_{curto}$  equivalente das redes de 230 kV situam-se tipicamente na faixa de 5.000 a 20.000 MVA, enquanto os valores de relação  $R/X$  situam-se na faixa de 0,07 a 0,6.

A partir do nível de curto-circuito de 10.000 MVA e da relação  $R/X = 0,09$ , a impedância de *Thévenin* calculada é de  $0,0009 + j0,0010 \text{ pu}$  ( $Z_{BASE} = 529 \Omega$ ) ou  $0,4742 + j5,2687 \Omega$ , como esquematizado na Figura 3.2.

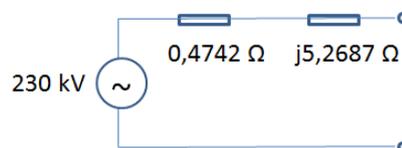


Figura 3.2 - Equivalente de *Thévenin* do sistema de 230 kV

### 3.2.2. Linhas de transmissão de 230 kV

A rede de transmissão de referência segue recomendações do Cigré [53]. As linhas são consideradas simétricas equilibradas, representadas por seu modelo  $\pi$

equivalente. Esta simplificação inclui as impedâncias série nas três sequências e admitâncias shunt, cujos parâmetros, fornecidos na Tabela 3.1, em pu, são diretamente relacionados ao comprimento da linha pelo modelo de *Bergeron*.

Tabela 3.1 - Parâmetros das linhas de transmissão 230 kV

Nó de	Nó para	$R_1'$ (pu)	$X_1'$ (pu)	$B_1'$ (pu)	$R_0'$ (pu)	$X_0'$ (pu)	$B_0'$ (pu)	L (km)	$S_{nom}$ (MVA)
1	6	0,02625	0,18706	0,37413	0,09570	0,61183	0,09570	206,7	250
2	3	0,01016	0,07240	0,14480	0,03704	0,23680	0,03704	80,0	250
2	6	0,01270	0,09050	0,18100	0,04630	0,29600	0,04630	100,0	250

Obs.:  $V_{BASE} = 230$  kV fase-fase,  $S_{BASE} = 100$  MVA trifásica

### 3.2.3. Transformadores elevadores das usinas

Os transformadores elevadores são modelados por suas impedâncias de dispersão, em pu na base da potência aparente nominal do transformador, conforme a Tabela 3.2, na modelagem trifásica utilizada para as verificações de parâmetros no *Organon*.

Tabela 3.2 - Parâmetros dos Transformadores das Usinas

Nó de	Nó para	Conexão	$V_1$ (kV)	$V_2$ (kV)	$Z_{tr}$ (pu)	$S_{nom}$ (MVA)
4	3	YNd11	230	34,5	0,0101+j0,1194	400
7	6	YNd11	230	34,5	0,0105+j0,1194	100

Sendo:

$V_1$  = Tensão nominal do lado primário

$V_2$  = Tensão nominal do lado secundário

$Z_{tr}$  = Impedância de Dispersão (do ensaio em curto-circuito)

Os transformadores elevadores do nó 3 para o nó 4 e do nó 7 para o nó 6 são responsáveis pelas potências geradas, respectivamente, pela usina termoeletrica (quatro UG's de 50 MVA) e pelo CE (três parques de 29,6 MVA).

### 3.2.4. Gerador síncrono da usina termoeletrica

Os parâmetros do modelo de gerador síncrono equivalente de 34,5 kV do nó 4, ao qual está ligada a UTE, são apresentados na Tabela 3.3. Os valores das impedâncias estão na base 400 MVA. O nó 4 é uma barra do tipo "PV", cujo valor de tensão (controlada) é 1,03 pu em módulo. Na Tabela 3.4 são apresentados os

parâmetros do regulador de velocidade e na Tabela 3.5 os do regulador de tensão. A excitatriz foi modelada como uma função de transferência de primeira ordem.

Tabela 3.3 - Dados do gerador síncrono equivalente do nó 4

Parâmetro	Valor
$E$ (tensão interna)	1,03 pu
$S_{nom}$ (potência aparente nominal)	400 MVA
$X_d$ (reatância síncrona eixo d)	0,73 pu
$X'_d$ (reatância transitória eixo d)	0,26 pu
$X''_d$ (reatância subtransitória eixo d)	0,20 pu
$X_q$ (reatância síncrona eixo q)	0,52 pu
$X'_q$ (reatância transitória eixo q)	0,20 pu
$X''_q$ (reatância subtransitória eixo q)	0,19 pu
$R$ (resistência do estator)	0,003 pu
$X_f$ (reatância de dispersão)	0,005 pu
$T_{d0}$ (constante de tempo transitória eixo d)	6,0 s
$T'_{d0}$ (constante de tempo subtransitória eixo d)	0,002 s
$T'_{q0}$ (constante de tempo subtransitória eixo q)	0,001 s
$H$ (constante de inércia)	3,0 MW/MVA.s
$\delta$ (Constante de amortecimento ou "Damping")	0,0 pu/pu

Tabela 3.4 - Parâmetros do Regulador de Velocidade

Parâmetro	Valor
$R$	0,05
$T_1$	0,5 s
$P_{max}$	1 pu
$P_{min}$	0 pu
$T_2$	2,0 s
$T_3$	6,0 s

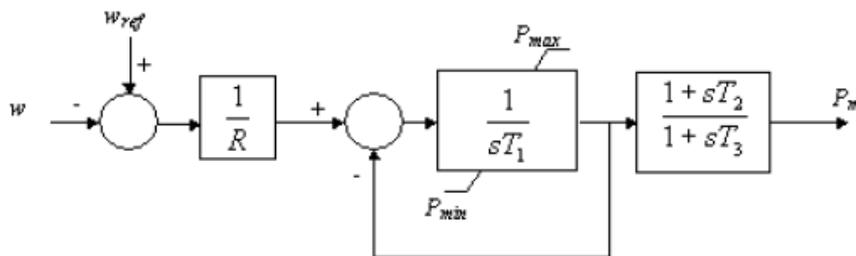
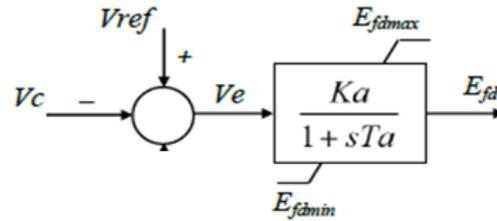


Figura 3.3 - Regulador de velocidade

Tabela 3.5 - Parâmetros do Regulador de Tensão

Parâmetro	Valor
$K_a$	20
$T_a$	0,05
$E_{fdmin}$	-5
$E_{fdmax}$	5



$V_{ref}$  – Tensão de Referência (pu)  
 $E_{fd}$  – Tensão de Campo (pu)  
 $V_c$  - Tensão Controlada (pu)  
 $V_e$  – Erro de Controle (pu)

Figura 3.4 - Regulador de tensão

### 3.2.5. Autotransformador 230/138 kV e carga equivalente

Conforme [53], a topologia de 230/138 kV da Figura 3.1 representa um equivalente de redes físicas de subtransmissão e de MT, típicas de alimentação de cargas regionais, para evitar o uso de longos trechos radiais e nós e para aumentar a flexibilidade e facilidade de utilização, mantendo seu caráter realista. Assim, o autotransformador entre os nós 2 e 5 pode ser representado pelo modelo simplificado mostrado na Figura 3.5, cujos dados são especificados na Tabela 3.6.

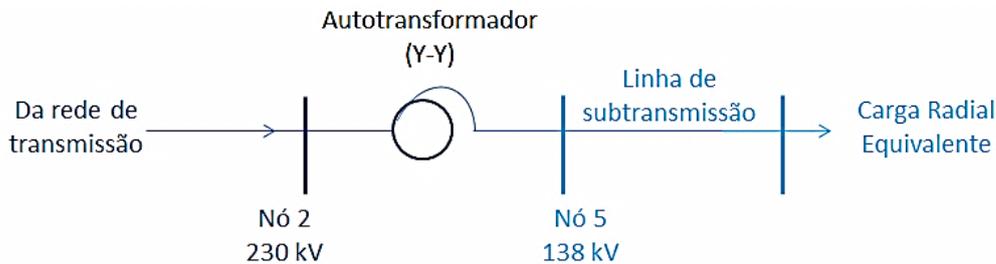


Figura 3.5 - Rede de subtransmissão e carga equivalente

Tabela 3.6 - Parâmetros do autotransformador abaixador 230/138 kV

Nó de	Nó para	Conexão	$V_1$ (kV)	$V_2$ (kV)	$Z_r$ (pu)	$S_n$ (MVA)
2	5	YNyn0	230	138	0,0101+j0,1194	150

Os parâmetros equivalentes da carga do nó 5 são expressos na Tabela 3.7, na forma de potência aparente e em pu do sistema ( $S_{BASE} = 100$  MVA). Os valores representam os patamares horários de carga média e pesada.

No estudo de fluxo de potência, foi considerado que a carga equivalente do nó 5 representa inerentemente a existência de bancos de capacitores chaveados em quantidade suficiente para compensação reativa e regulação das tensões na sub-

rede em regime permanente, dentro da faixa desejada, sobretudo na barra de carga (nó 5) de 138 kV. Nota-se que, em nível de carga média, há uma injeção de 1,00 MVAR e, em nível de carga pesada, 13,91 MVAR.

A resposta de potência complexa de geração dos nós 1 (sistema principal), 4 (UTE quando gerando) e 7 (CE), atende a demanda da sub-rede.

Tabela 3.7 - Potência das Cargas de referência do nó 5

Carga/patamar	Potência ativa $P$ (MW)	Potência reativa $Q$ (MVAR)	Complexa (pu) ( $S_{BASE} = 100$ MVA)	Fator de Potência
Média:	103,00	-1,00	1,0300 - j0,0100	0,99995
Pesada:	153,64	-13,91	1,5364 - j0,1391	0,99593

Representações muito detalhadas das cargas não são de interesse para o presente estudo, uma vez que o enfoque aqui é o de comportamento das proteções perante distúrbios. Inicialmente, as cargas são modeladas como “potência constante” nas simulações de fluxo de potência, porém, nas simulações dinâmicas, elas são modeladas como “impedância constante”, ou seja, são representadas por resistências e indutâncias *shunt* conectadas em delta. Isto significa que a potência reativa varia com a frequência, e que as potências ativa e reativa absorvidas pela carga são proporcionais ao quadrado da tensão.

A conexão delta é justificada pelo fato de que, sendo os transformadores de distribuição MT/BT conectados em delta no lado primário, o lado MT não é afetado por desequilíbrios no lado BT; logo, podemos considerar uma carga trifásica equilibrada.

### 3.3. Representação dos parques eólicos

#### 3.3.1. Técnica de agrupamento dos aerogeradores

Do ponto de vista prático para o estudo de faltas na transmissão, não é interessante nem recomendável modelar o parque eólico em detalhes representando todos os seus geradores e elementos individualmente [22]. Em vez disso, é conveniente representar todo o parque por um gerador equivalente de potência igual à soma das potências nominais das unidades geradoras representadas por uma fonte de tensão em série com uma impedância equivalente de todos os geradores com seus respectivos transformadores, cabos coletores, além dos transformadores de potência da subestação [56]. O procedimento [57] para se chegar a esse modelo equivalente pode ser resumido nos passos a seguir.

1. Um modelo detalhado do parque eólico é construído, incluindo a representação do sistema coletor com o gerador, os cabos, linhas aéreas, transformadores de saída, para cada turbina.

2. O modelo é usado para determinar a corrente de falta trifásica e monofásica à terra no ponto de baixa tensão (34,5 kV) da subestação do parque eólico. Esses cálculos são efetuados com o disjuntor do lado de baixa tensão da subestação (vide Figura 3.6) aberto, de modo que a única fonte para a corrente de curto-circuito seja o próprio parque eólico.

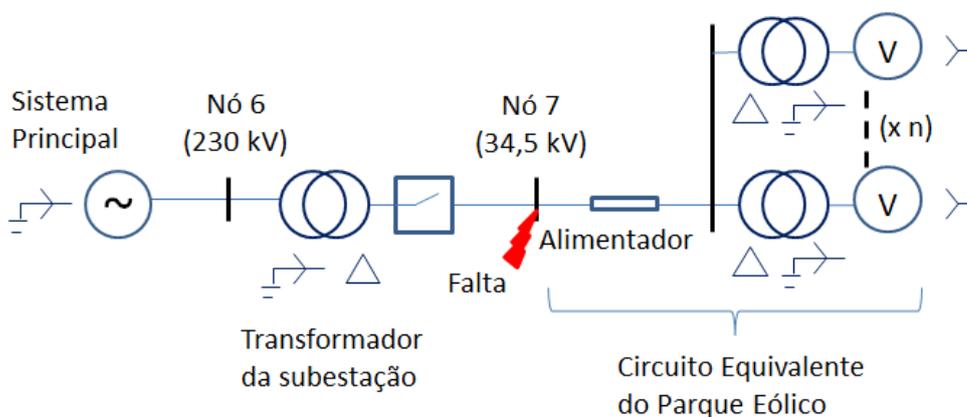


Figura 3.6 - Circuito equivalente para falta no nível de transmissão

3. As correntes de curto-circuito calculadas são então utilizadas para encontrar as impedâncias de sequência positiva e zero da planta, utilizando as equações (3.1) e (3.2), respectivamente [58]:

$$Z_1 = Z_2 = \frac{V_L}{\sqrt{3} \times I_{CC3F}} \quad (3.1)$$

$$Z_0 = \frac{3 \times V_F}{I_{CC1F}} - 2 \times Z_1 \quad (3.2)$$

Onde:

$Z_1$ ,  $Z_2$  e  $Z_0$  são as impedâncias equivalentes de sequência positiva, negativa e zero, respectivamente;

$V_L$  e  $V_F$  são as tensões de linha e de fase no lado de BT da subestação;

$I_{CC3F}$  e  $I_{CC1F}$  são as correntes de curto-circuito trifásico e monofásico, respectivamente, no lado de BT da subestação, em pu.

4. A representação do sistema coletor pode ser vista na Figura 3.7. O parque eólico é representado como uma tensão em série com as impedâncias equivalentes do conjunto gerador/transformador ( $Z_{GT}$ ), cujos cálculos serão vistos no subitem 3.3.2.

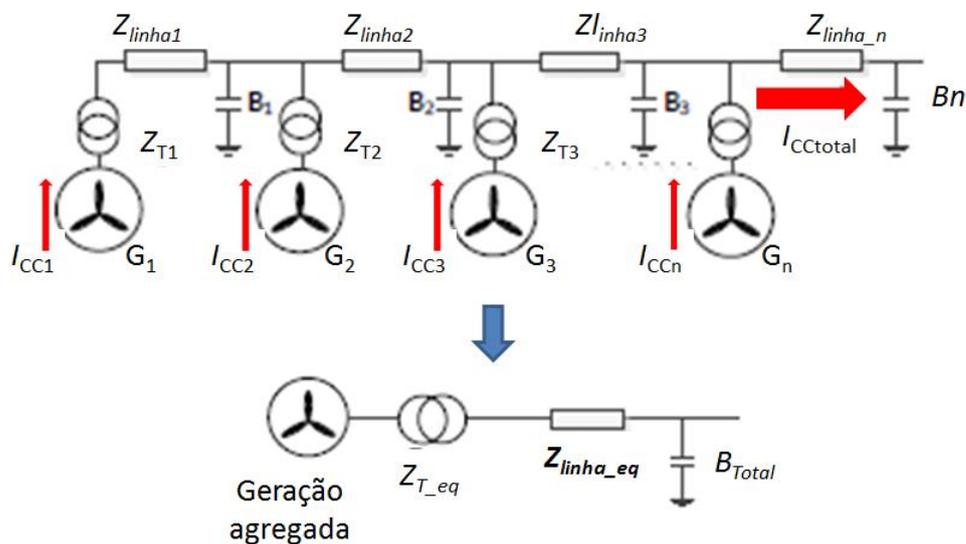


Figura 3.7 - Representação do sistema coletor para cálculo de falta

Sendo:

$$Z_{GT} = Z_{T\_eq} + Z''_{eq}$$

$Z_{T\_eq}$  é a impedância equivalente do transformador elevador

$Z''_{eq}$  é a impedância subtransitória do gerador equivalente

$Z_{linha\_eq}$  é a impedância equivalente dos alimentadores do sistema coletor

As simulações do Capítulo 4 utilizam o modelo simplificado de fonte mais reatância subtransitória,  $Z''$  abordado no Apêndice II.

No diagrama da Figura 3.7, cada um dos geradores está conectado à rede coletora de 34,5 kV através um cubículo de manobra com transformador elevador individual de 0,69 / 0,40 / 34,5 kV, 2.080 kVA, ligação ynD1 e uma impedância de 8,4% na base do equipamento (2 MVA). A potência nominal de cada aerogerador é de 1,85 MVA, em tensão nominal 690 V.

### 3.3.2. Rede coletora – impedância equivalente

O CE do Sistema-teste do item 3.2.1 é modelado como um conjunto formado por três parques eólicos de 29,6 MVA. A razão desta divisão se dá pelas razões econômicas (incentivos) abordadas no item 2.2.

O PCC (ou ICG), é a subestação de conexão do CE, representada pelos nós 6 e 7 da Figura 3.8, onde os parques eólicos se interligam, compartilhando um único transformador elevador de 34,5/230 kV, potência nominal 100 MVA, especificado na Tabela 3.2 do item 3.2.3, que liga o CE ao sistema principal de 230 kV, que equivale à Rede Básica do SIN.

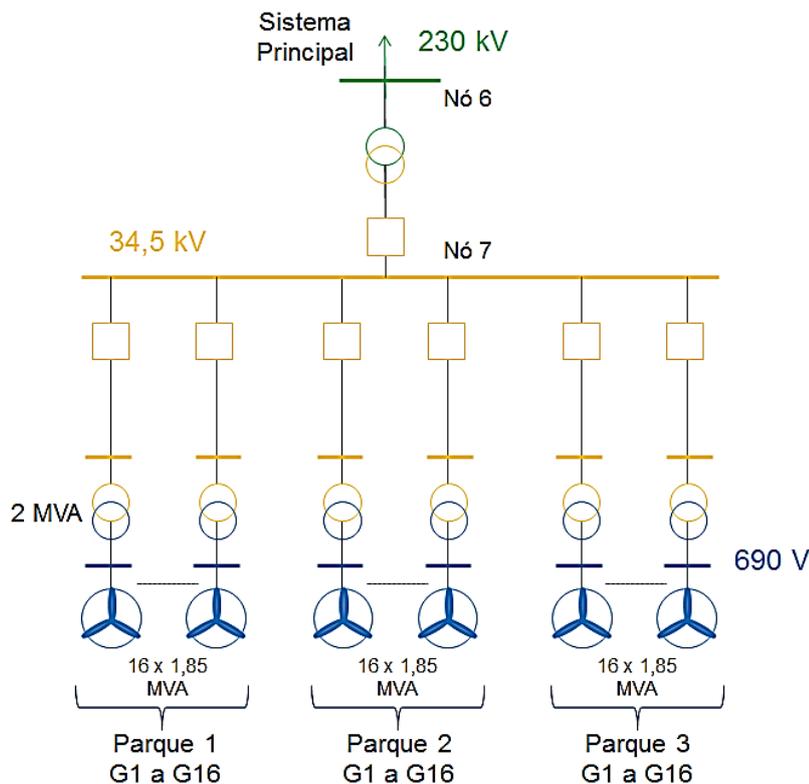


Figura 3.8 - Unifilar do CE do Sistema-teste

Os parques, por sua vez, são compostos por 16 aerogeradores de potência nominal de 1,85 MVA e tensão de saída 690 V, totalizando 29,6 MVA por parque. Os aerogeradores dos Parques Eólicos estão conectados em número de 8, totalizando 14,8 MVA por alimentador.

Normalmente os parques que compõem um CE em empreendimentos reais são localizados relativamente distantes geograficamente do barramento coletor e possuem diferentes configurações de rede coletora, de potências e de número de

UG's. Isto acontece devido à topologia do terreno, aproveitamento do vento em uma vasta área geográfica, etc. É necessária a construção de infraestrutura de rede que interliga os parques ao SIN, através de linhas aéreas ou cabos subterrâneos. Por motivos de simplificação, sem prejuízo aos resultados dos objetivos propostos, consideramos que os três parques são idênticos.

O equivalente do CE, conforme a técnica de agrupamento apresentada no subitem 3.3.1 nos fornece uma fonte de tensão atrás de uma impedância em série. A fonte de tensão é indicada pelo seu valor em pu ( $V_G$ ) e a potência de curto-circuito ( $S_{curto}$ ) convertida em impedância ( $Z''$ ) também em pu, como foi apresentado na Figura 3.7.

Aerogerador Equivalente:

$$S_{eq} = N \times S \quad (\text{MVA}) \quad (3.3)$$

$$Z''_{eq} = \frac{Z''}{N} \quad (3.4)$$

Onde:

$Z''$  é a impedância subtransitória complexa ( $R_i + jX_i$ ) da unidade geradora;

$N$  é o número de unidades geradoras a serem agrupadas; em nosso caso, 16.

$$S_{eq} = 16 \times 1,85 = 29,6 \text{ MVA}$$

Observe que todas as impedâncias equivalentes devem estar na mesma base. No estudo proposto, todos os parâmetros serão convertidos para a base do transformador elevador 34,5/230 kV (100 MVA) do PCC. Para converter a base, as seguintes fórmulas são aplicáveis:

$$Z_{(pu\ nova)} = Z_{(pu\ antiga)} \times \frac{S_{(base\ nova)}}{S_{(base\ antiga)}} \quad (3.5)$$

$$Z_{(pu)} = \frac{Z_{(ohms)}}{Z_{base}} \quad (3.6)$$

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \quad (3.7)$$

$$Z_{(eq\ UG\ base\ 100\ MVA)} = \frac{0,003 + j0,15}{16} \times \frac{100}{1,85} = 0,01 + j0,51 \text{ pu}$$

Equivalente dos Transformadores Individuais dos Aerogeradores:

São os transformadores elevadores de 0,69/34,5 kV (2 MVA) situados em cubículos próximos ao pé da torre de cada aerogerador e que normalmente têm uma impedância em torno de 8% na base da máquina. Em nosso estudo eles têm, cada um, uma impedância complexa de  $0,007 + j0,084$  pu na base 2 MVA.

O cálculo é feito da mesma forma que o da impedância equivalente dos aerogeradores. Portanto, a impedância equivalente do Transformador Elevador, já considerando a conversão para a base 100 MVA pode ser calculada pela fórmula:

$$Z_{(eq\ pu\ base\ 100\ MVA)} = \frac{Z_{(pu\ trafo)}}{N} \times \frac{S_{(base\ nova)}}{S_{(base\ antiga)}} \quad (3.8)$$

Logo, em nosso estudo:

$$Z_{(eq\ pu\ base\ 100\ MVA)} = \frac{0,007 + j0,084}{16} \times \frac{100}{2} = 0,0219 + j0,2625\ pu$$

#### Sistema Coletor:

A impedância equivalente transforma todo o cabeamento do sistema coletor, segundo a metodologia descrita em [59], em um único alimentador do aerogerador equivalente, de acordo com a fórmula:

$$Z_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^N Z_i \times n_i^2}{N^2} \quad (\text{pu}) \quad (3.9)$$

Sendo:

$Z_i$  a impedância complexa ( $R_i + jX_i$ ) do  $i$ -ésimo ramo;

$N$  o número total de unidades aerogeradoras a serem agrupadas;

$n_i$  o número total de unidades aerogeradoras ligadas ao nó  $i$ .

$$B_{eq} = \sum_{i=1}^N B_i \quad (\text{pu}) \quad (3.10)$$

Sendo:

$B_i$  a susceptância ( $\omega_0 \cdot C_i$ ) do  $i$ -ésimo ramo;

$N$  o número total de unidades aerogeradoras a serem agrupadas.

A conexão dos parques à subestação coletora no Sistema-teste do subitem 3.2.1, se dá através de uma rede composta por seis pares de alimentadores em 34,5 kV. O nó 7 é a barra coletora que agrega os três parques. A rede interna que interliga as UG's dos parques eólicos é representada por cabos de alumínio subterrâneos blindados com cobertura, diretamente enterrados no solo, típicos desse tipo de instalação, modelados por circuito e parâmetros (modelo  $\pi$ ), em função de sua pequena extensão, e foram calculados a partir de dados obtidos de um fabricante [60], como apresentados na Tabela 3.8.

Tabela 3.8 - Parâmetros dos alimentadores do Sistema Coletor 34,5 kV

Trecho	C ( $\mu\text{F/m}$ )	$R_i$ ( $\mu\Omega/\text{m}$ )	$X_1$ ( $\mu\Omega/\text{m}$ )	$R_0$ ( $\mu\Omega/\text{m}$ )	$X_0$ ( $\mu\Omega/\text{m}$ )	$d$ (m) *
UG - coletor	0,1283	170,6037	698,8189	108,2677	1338,5827	5000
Coletor - Nó 7	0,1913	141,0761	216,5354	82,0210	790,6824	200

\*  $d$  é a distância média do trecho

Os comprimentos podem variar para investigação de capacidade de *LVRT*, de potência máxima transmitida em função da distância para estabilidade de tensão, capacitâncias *shunt*, que podem tornar-se importantes em redes de cabos subterrâneos dependendo de seu comprimento, etc.

A partir dos dados de cabos de MT da Tabela 3.8, foram calculados os parâmetros do sistema coletor equivalente conectado, apresentados na Tabela 3.9, em pu na base 100 MVA, 34,5 kV.

Tabela 3.9 - Cálculo de parâmetros da Usina Eólica Equivalente

Trecho	$B_1$	$X_1$	$R_1$	$X_0$	$R_0$	n	$X_1n^2$	$R_1n^2$	$X_0n^2$	$R_0n^2$
1-2	0,020316	0,293560	0,071667	0,562312	0,045481	1	0,293560	0,071667	0,562312	0,045481
2-3	0,020316	0,293560	0,071667	0,562312	0,045481	2	1,174239	0,286669	2,249246	0,181924
3-4	0,020316	0,293560	0,071667	0,562312	0,045481	3	2,642037	0,645004	5,060804	0,40933
4-5	0,020316	0,293560	0,071667	0,562312	0,045481	4	4,696955	1,146675	8,996985	0,727697
5-6	0,020316	0,293560	0,071667	0,562312	0,045481	5	7,338993	1,791679	14,05779	1,137027
6-7	0,020316	0,293560	0,071667	0,562312	0,045481	6	10,568150	2,580018	20,24322	1,637319
7-8	0,020316	0,293560	0,071667	0,562312	0,045481	7	14,384426	3,511691	27,55327	2,228573
8-9	0,020316	0,293560	0,071667	0,562312	0,045481	8	18,787822	4,586698	35,98794	2,910789
9-Barra	0,001212	0,003638	0,002371	0,013286	0,001378	8	0,232863	0,151714	0,850303	0,088206
$B_{eq1} =$	0,163738			$\Sigma$ parcial alim 1 =			60,119045	14,77181	115,5619	9,366347
$B_{eq2} =$	0,163738			$\Sigma$ parcial alim 2 =			60,119045	14,77181	115,5619	9,366347
$B_{(eq\_total)} =$	<b>0,327477</b>			$Z_{(eq\_total)} (= \Sigma_{Total}/N^2) =$			<b>0,469680</b>	<b>0,115405</b>	<b>0,902827</b>	<b>0,073175</b>

Do resultado da Tabela 3.9 acima, a impedância e a susceptância totais de sequência positiva são:

$$Z_{eq1} = 0,115405 + j0,469680 \text{ pu}$$

$$B_{eq1} = 0,327477 \text{ pu}$$

## 4 Simulações

### 4.1. Objetivos e premissas

As simulações têm por objetivo verificar o impacto da GD sobre a rede, avaliar a separação da sub-rede do sistema principal, seu comportamento operando de forma autônoma, isto é, sua capacidade de sobrevivência (“*Ride Through*”) diante do ilhamento dos aerogeradores e, posteriormente, sua reconexão. As seguintes diretrizes e critérios foram adotadas nas análises.

Na solução de Fluxo de Potência pelo programa *Organon*, o sistema foi considerado equilibrado antes da aplicação do distúrbio, sendo, portanto, representado pelos parâmetros de sequência positiva da rede. Os parâmetros e dados utilizados são os das redes modeladas no Capítulo 3 (Sistema-teste apresentado no item 3.2 e Rede 24 Barras apresentada no item 4.4).

O *Organon* é uma ferramenta de cálculo de fluxo de potência e curtos-circuitos em regime permanente e permite a representação da dinâmica eletromecânica das máquinas e seus controles.

As tensões pré-distúrbio respeitam os valores convergidos nos estudos de fluxo de potência em regime permanente, compatíveis com o formato *.pwf* do programa *Anarede*, para garantir a uniformidade nas comparações realizadas. São considerados os limites estabelecidos no item 9.1.9 do Submódulo 3.6 dos Procedimentos do ONS [27].

Nota: *Anarede* é marca registrada do CEPTEL; *Organon* é marca registrada da HPPA; *Matlab* é marca registrada da *Mathworks*.

#### Curto-circuito

A partir do resultado de fluxo de potência, conforme cada cenário sob análise, aplica-se no modelo de simulação uma falta monofásica na linha de interligação de 230 kV do CE com o sistema principal (ramo 1-6), muito próximo

à barra do nó 6 (Figura 4.1). A falta nesse ponto recebe a contribuição das barras adjacentes, representadas pelos nós 1, 7 e 2.

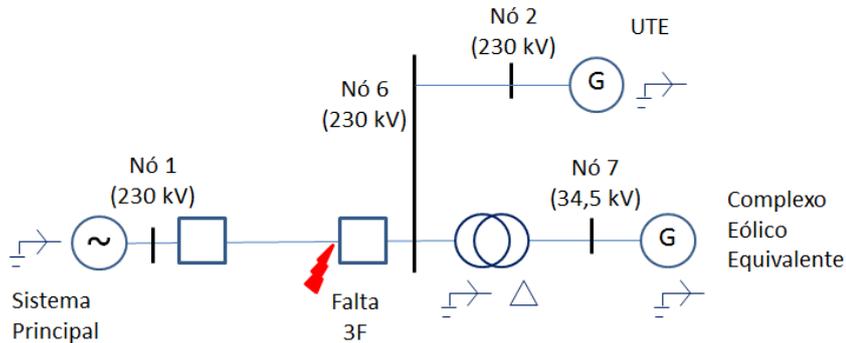


Figura 4.1 - Curto-circuito na rede de 230 kV

Nesse momento, torna-se necessário isolar a área afetada pela falha para que o defeito não se propague. O estudo dinâmico supõe a seguinte sequência de acontecimentos.

- Com 1,00 s de simulação, aplica-se a falta através da inserção de uma indutância *shunt* monofásica.
- A proteção do sistema comanda a abertura dos devidos disjuntores, o que ocorre em  $t = 1,12$  s (120 ms após a aplicação da falta).

As justificativas para o tempo de eliminação da falta de 120 ms adotado nas simulações são:

1. A soma dos seguintes tempos típicos: 40 ms para atuação de um terminal em primeira zona da proteção após a incidência da falta, mais 20 ms como tempo médio para a transferência de disparo para o terminal oposto, mais 2,5 ciclos (aproximadamente 42 ms) para abertura dos disjuntores;
2. A necessidade de se respeitar o limite de 150 ms para abertura tripolar de linhas de 230 kV da rede básica recomendado nos itens 7.6 e 8.8 do Submódulo 3.6 do ONS [27], com 30 ms de margem.

Considera-se a completa extinção do arco em  $t = 1,129$  s, ou seja, 9 ms após o disparo dos disjuntores.

### Ilhamento

Neste Sistema, a sub-rede é isolada do restante do sistema elétrico principal e suprida de forma independente exclusivamente pelo CE que chega ao Nó 6, e, eventualmente, pela central termoeletrica (UTE) que chega ao nó 3. Essa abertura é caracterizada como o momento inicial do ilhamento.

Como consequência da atuação do sistema de proteção, a sub-rede com GD fica isolada do sistema principal. É importante verificar sua sobrevivência em termos de continuidade de suprimento da demanda dos consumidores locais com qualidade adequada. A análise dos resultados das simulações dinâmicas do conjunto carga-geração em ilhamento, mostrando tensões e frequências, para diferentes cenários difíceis de operar e/ou detectar, servirá como base para as avaliações do comportamento dos subsistemas de proteção afetados por essas grandezas e da capacidade de detecção de ilhamento por diferentes algoritmos.

O critério para avaliação do ilhamento bem-sucedido é a capacidade de se manter a frequência da sub-rede e as tensões nas barras dentro das faixas de valores aceitáveis pelos requisitos operativos da ANEEL e Procedimentos de Rede do ONS, ambos apresentados no subitem 2.3.1. São simulados distintos casos para representar uma variedade de eventos motivados por cenários e situações de possível ocorrência real, explorando a sensibilidade e seletividade dos diferentes métodos de detecção de ilhamento.

Na simulação dinâmica, as seguintes premissas foram adotadas:

- Restrição da modelagem à área de interesse, sendo o sistema forte principal representado pela geração equivalente da barra de referência (“*slack*”), modelada como uma fonte de tensão ideal (vide Figura 3.2 do subitem 3.2.1) atrás de uma impedância em série;
- Todas as cargas foram representadas por elementos  $R$  e  $L$  constantes;
- A saturação magnética é ignorada nas máquinas síncronas e transformadores;
- O modelo do CE é o gerador equivalente dos parques agregados, conforme procedimento descrito no item 3.3;
- Os torques mecânicos dos aerogeradores do CE, composto pelos três parques de 30 MVA, são considerados a partir de uma velocidade de vento constante durante o tempo da simulação, compatível com cada cenário;
- As funções de transferência e parâmetros das máquinas síncronas encontram-se no Apêndice I – modelos das .
- O tempo do período de pré-falta foi considerado como sendo de 1 segundo para a inicialização do sistema dinâmico de controle das máquinas.

Para a elaboração dos casos de análise dinâmica e faltas assimétricas, as impedâncias de sequência zero e negativa dos elementos de rede e os tipos de

ligação dos transformadores foram inseridos a posteriori na base de dados do *Organon*, pois tais informações não são lidas da base de dados do fluxo de potência em formato do *Anarede*. Tal procedimento é empregado na comparação de consistência entre os valores obtidos a partir do curto-circuito de regime permanente e da simulação dinâmica.

O estudo em regime permanente não representa os componentes dinâmicos do sistema e utiliza equações algébricas para obter a solução do curto-circuito. As técnicas de modelagem dos componentes do sistema na simulação dinâmica são mais complexas, assim como as metodologias de solução aplicadas, dependendo do grau de detalhamento do modelo para o tipo de análise pretendida.

Para os dados de modelagem dinâmica dos geradores, é necessário incluir as impedâncias subtransitórias e parâmetros dos geradores e turbinas, reguladores e conversores de reguladores. O comportamento dinâmico desses elementos no programa de simulação é expresso por equações diferenciais ordinárias [61], ao passo que o comportamento da rede elétrica e das parcelas dos elementos dinâmicos formulados por equações algébricas são definidos por um sistema matricial esparso. Para a resolução do conjunto de equações, o programa utiliza [62], respectivamente, os métodos de integração numérica de ordem variável (até a terceira) *ABM* preditor-corretor e o *BDF*.

Como visto no item 3.3, para modelar os geradores síncronos, utiliza-se uma fonte ideal atrás de uma impedância, que pode ser a síncrona, a transitória ou subtransitória da máquina (saturada ou não saturada), dependendo do objetivo proposto para a simulação. Para estudos de proteção, usualmente adota-se a impedância subtransitória, uma vez que esta fornecerá a máxima corrente de contribuição para o defeito. Esta é a representação pelo modelo clássico.

As análises realizadas neste capítulo resultaram em um artigo [63], apresentado no *12th IEEE PES Powertech Conference Manchester 2017 "Towards and Beyond Sustainable Energy Systems"*.

## 4.2. Sistema-teste

### 4.2.1. Contexto e descrição dos cenários

A análise de sucesso ou não do ilhamento seguirá a metodologia de avaliação das frequências e tensões nas barras da sub-rede e o esforço torcional ao qual os geradores são submetidos no restabelecimento da interligação da redeilhada com o sistema principal.

Durante o ilhamento, as unidades de GD dos parques eólicos e da UTE devem responder aos transitórios do sistema e atender a demanda da rede isolada, em função do patamar de carga e do intercâmbio de potência na interligação com o sistema principal (LT 1-6), de modo a proporcionar o equilíbrio desejado e efetuar a regulação na sub-rede.

Os reguladores de velocidade dos geradores síncronos da UTE são os responsáveis pelo controle carga-frequência, que é fundamental para o sucesso no ilhamento e posteriormente para o equilíbrio da sub-rede isolada. Não há regulação primária de velocidade e Controle Automático de Geração (CAG) nos parques eólicos na simulação apresentada. Para tal, seria necessário haver uma reserva operativa de energia que proporcionasse a regulação potência vs. frequência, através da presença de um dispositivo de armazenamento de energia [64], ou de inércia sintética [65], [66], o que ainda não é uma realidade em muitos sistemas, como o brasileiro, por exemplo; portanto, não é parte do estudo.

As análises do ilhamento são realizadas abrangendo dois cenários representativos das condições hidrológicas da região, combinando a geração, cuja variabilidade é influenciada pelo clima, com a demanda da sub-rede, como resume a Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Condições de Carga e Geração na Sub-rede

Cenário	Carga (MVA)	Ger. Eólica (MW)	Ger. UTE (MW)	Intercâmbio c/ SIN (MVA)
1 (Seco)	153,64 - j13,91	60,0	200,0	-93,8 - j10,3
2 (Equilibrado)	153,64 - j13,91	10,0	150,0	0,3 - j33,9

Note que um valor negativo de potência ativa significa uma importação de pela sub-rede e um valor negativo de potência reativa na carga equivalente significa que ela é capacitiva devido à compensação intrínseca do modelo.

#### Período Seco (“Caso-base”)

Em períodos de estiagem, há a necessidade de despacho de UTE’s a Gás, Óleo Diesel e Óleo Combustível. O período seco é o cenário sazonal que representa uma situação hidrológica desfavorável, isto é, em que os reservatórios hídricos da região estão deplecionados, suscitando, portanto, o acionamento de geração termoelétrica e coincidindo com maior incidência de vento (velocidade média) nos parques eólicos.

A Figura 4.2 apresenta o diagrama unifilar com os resultados do estudo de fluxo de potência calculado pelo *Organon*. Neste cenário, a potência do CE do nó 7 é de 60 MW (3 x 20 MW) e a geração da UTE do nó 4 é de 200 MW (todas as 4 máquinas de 50 MW ligadas). A carga equivalente representada no nó 5 de 138 kV, conforme detalhes do subitem 3.2.5, para é de 153,64 MW - j13,9 MVar.

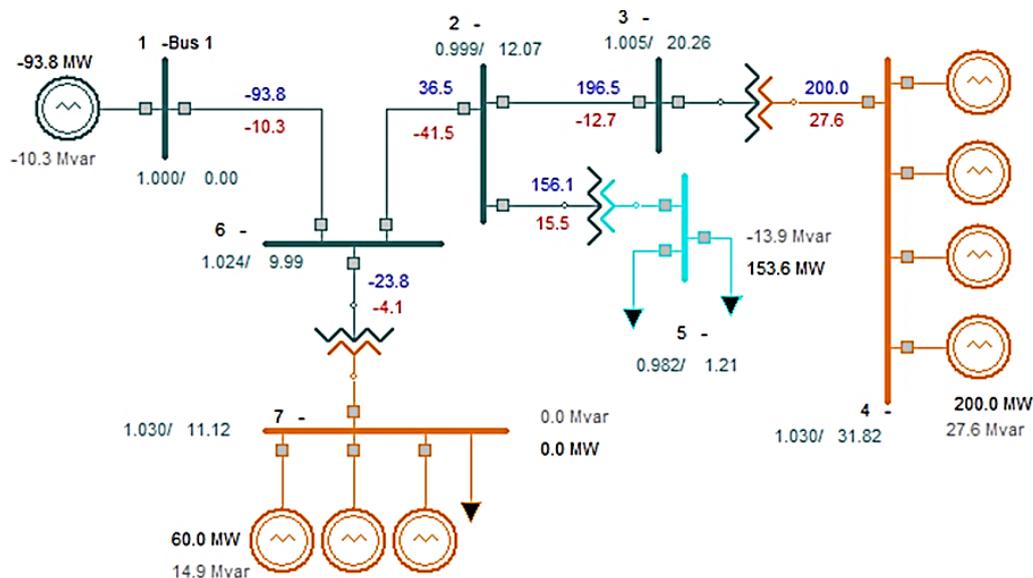


Figura 4.2 - Diagrama unifilar do Caso-base

Há intercâmbio de -93,8 MW no Nó 1 no momento do ilhamento, o que representa a exportação de potência ativa da sub-rede para o sistema principal. Isto acontece, por exemplo, em períodos do ano em que há na região um excedente de geração pelo conjunto de GD da região, composto pelo CE e pela UTE. O intercâmbio de -10,3 MVar significa que o SIN importa a potência

reativa fornecida pela sub-rede. Valores positivos de intercâmbio no nó 1 expressariam importação de potência pela sub-rede a partir do SIN.

A menor das tensões da rede, no nó 5, está em 0,982 pu, ou seja, dentro da faixa adequada para manter a qualidade da energia oferecida aos consumidores, em função da compensação reativa intrínseca à carga equivalente do nó 5.

#### Período Úmido (“Balanceado”)

Em períodos hidrológicos de afluências favoráveis em uma região, há razoável quantidade de energia natural disponível na forma de armazenamento dos reservatórios hídricos dessa região. O Cenário 2 representa essa situação, quando há uma menor necessidade de despacho das UTE’s, associada a uma condição típica de menor incidência de ventos (menor velocidade nas pás dos aerogeradores) desse período.

Neste caso apresenta-se um cenário que, em comparação ao anterior, resulta em maior equilíbrio entre geração e carga. A demanda da região, representada pela carga do nó 5, é de 153,64 - j13,91 MVA, considerada no patamar alto (pesada). A geração do CE é de 10 MW, o que caracteriza um período de velocidade de vento muito baixa, em que somente um dos parques encontra-se gerando. Considera-se também que uma máquina de 50 MW da UTE é retirada de operação para manutenção programada. Dessa forma, o intercâmbio de potência ativa e reativa do sistema principal para a sub-rede apresenta um valor positivo de 0,3 MW e negativo de 33,9 MVAr, respectivamente.

A seguir são apresentados os resultados obtidos para os cenários analisados.

#### **4.2.2. Cenário 1: Período seco**

Na Figura 4.3 da simulação é possível visualizar as correntes nos ramos 2-6, 1-6 e 7-6. A verificação dos valores atingidos é útil para a confirmação da consistência com o resultado do estudo de curto-circuito. O ramo 1-6 é o que apresenta a maior corrente de contribuição, por estar ligado ao sistema forte, porém, tem seu valor zerado ao ter seus disjuntores abertos. A ondulação observada deve-se à interação com a atuação do controle de tensão das máquinas.

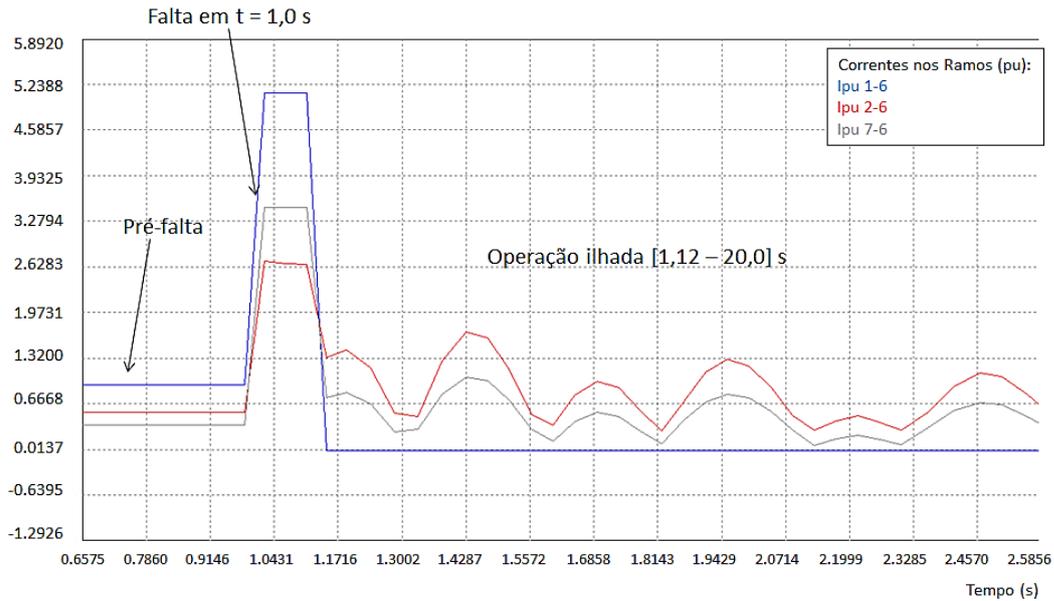


Figura 4.3 - Correntes nos ramos de contribuição à falta - Cenário Seco

Com a eliminação da falta, ocorre a perda do nó de referência (barra 1 “slack” em 230 kV). No momento do ilhamento cessa o intercâmbio de  $-93,8 - j10,3$  MVA através do ramo 1-6. A partir daí, para que o ilhamento seja bem sucedido, as unidades de GD deverão voltar à operação estável.

A Figura 4.4 mostra as frequências nos três nós de 230 kV durante o horizonte de tempo de simulação, sobrepostas, pois são iguais. O deslocamento vetorial causa o aumento transitório de frequência, como previsto na eq. (2.2). Neste cenário sobra geração após o ilhamento, causando a ação da regulação de velocidade da UTE, encarregando-a de levar e manter a frequência em níveis próximos ao valor de referência, sem que tenha sido necessário corte de geração.

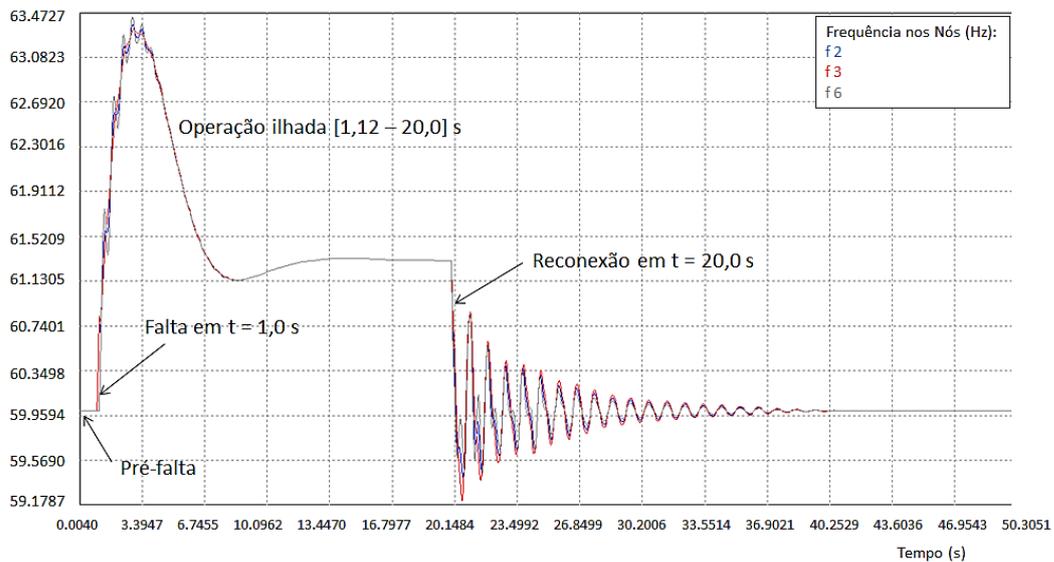


Figura 4.4 - Frequências de 230 kV - Cenário Seco

Quanto maior for a exportação de potência ativa da sub-rede para o sistema principal no momento do ilhamento, maior será a sobrefrequência transitória após a formação da ilha. Num cenário de carga leve e/ou de maior geração eólica, poderia haver atuação dos relés de sobrefrequência absoluta em todas as barras onde há esta proteção. Nessa situação, somente um corte seletivo de unidades geradoras através da atuação de relés de taxa de variação de sobrefrequência ( $81df/dt$ ) poderia garantir a sobrevivência da sub-rede.

A sobrevivência dos parques eólicos é fundamental para evitar uma redução indesejada na geração na sub-rede. Eles devem ser capazes de sustentar a geração após a eliminação de subtensões, conforme os critérios descritos no subitem 2.3.2. A Figura 4.5 apresenta as tensões de 230 kV na sub-rede obtidas da simulação.

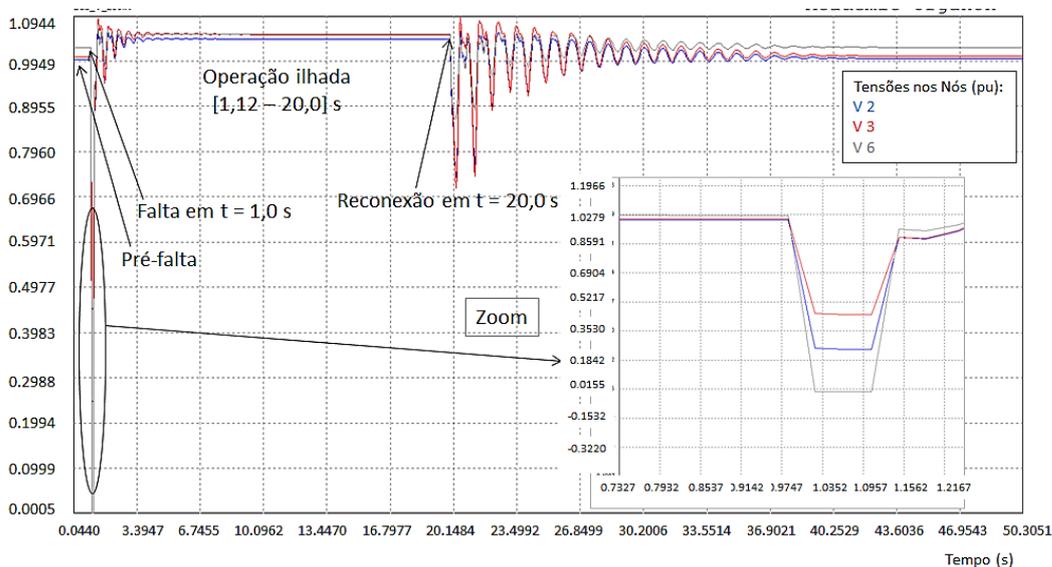


Figura 4.5 - Tensões de 230 kV - Cenário Seco

O *zoom* da plotagem mostra os instantes iniciais da simulação, onde é indicado o momento da falta na LT 1-6 e sua eliminação pela abertura dos disjuntores, interrompendo o intercâmbio de potência com o sistema principal. Esta contingência faz com que a tensão afunde na barra do nó 6 (lado de alta tensão do PCC das usinas de GD).

Observa-se também da Figura 4.5 que a perda do grande bloco de intercâmbio de 93,8 MW com o sistema principal não causa problemas de rejeição de carga (sobretensões transitórias de manobra) nos nós de 230 kV nos momentos seguintes à abertura dos terminais das LT's e que, portanto, não há risco à suportabilidade dos equipamentos ou de falha do isolamento das linhas [30]. Após

o ilhamento, as tensões se elevaram transitoriamente, chegando, por exemplo, no nó 3, a 1,09 pu, porém, não por valor nem tempo suficientes para atuação dos relés de sobretensão. As tensões de regime permanente se mantiveram na faixa considerada adequada, entre 0,93 pu e 1,05 pu. Assim, neste cenário, há sucesso no ilhamento também pelo critério de investigação da capacidade de “*Low Voltage Ride-Through*” – *LVRT* dos aerogeradores.

Durante o período de curto-circuito, a queda de tensão limita a potência ativa que pode ser entregue à carga pelos geradores. Em vez disso, a potência é utilizada para acelerar as turbinas e a frequência das usinas de GD aumenta, o que foi visto na Figura 4.4. Os aerogeradores contribuem com corrente de falta, o que os faz fornecer potência reativa à rede, vide Figura 4.6. Contudo, quando a falta é eliminada, a corrente reativa necessária para magnetizar o rotor é drenada da rede.

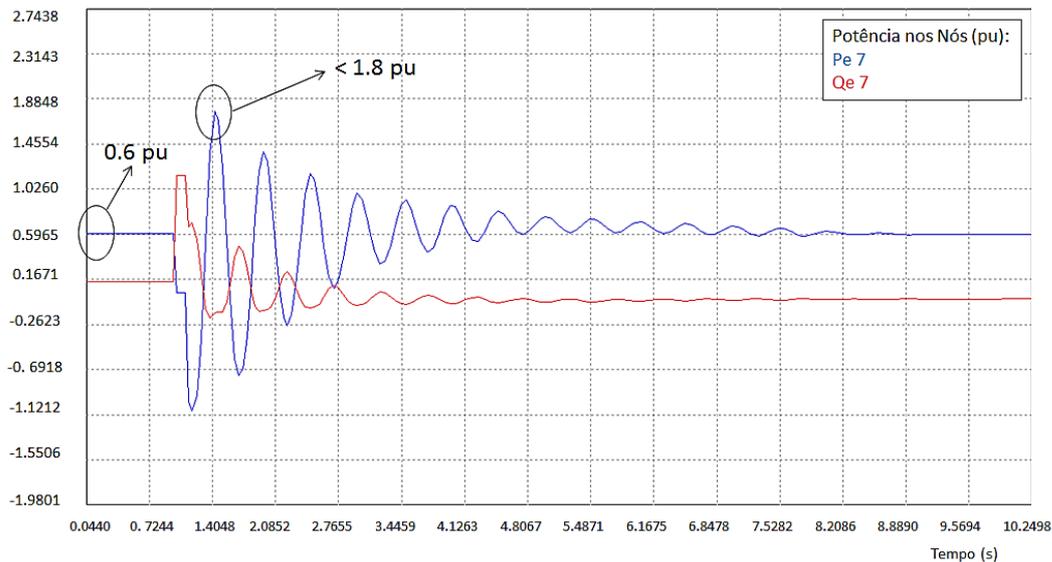


Figura 4.6 - Potência do CE - Cenário Seco

O critério de análise dos esforços torcionais [51] baseia-se no limite máximo de variação instantânea de potência efetiva após uma manobra, de  $\pm 50\%$  da capacidade nominal (em MVA) do gerador. A potência base, conforme o critério do *Organon*, é a de cada termogerador individual da UTE do nó 4, em MVA. A avaliação do esforço torcional pode ser feita pelo gráfico da Figura 4.7.

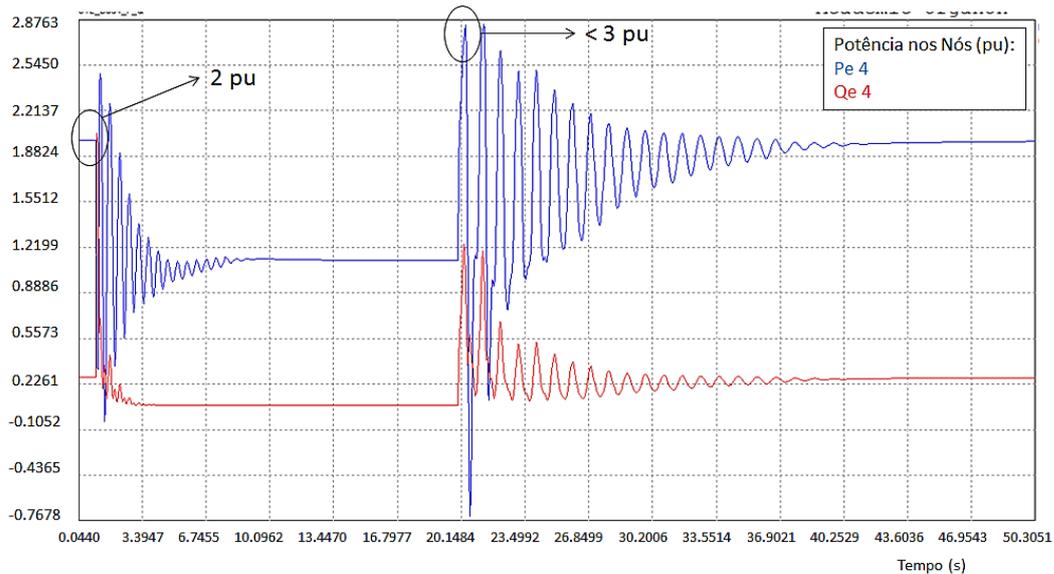


Figura 4.7 - Fluxo de potência no nó 4 (UTE)

Observa-se que o ilhamento da sub-rede no Cenário 1, em que a UTE gera 200 MW (2,0 pu), não provoca esforços nocivos às máquinas da ilha, o que aconteceria se ultrapassasse o limite de 3,0 pu. No exemplo apresentado, os esforços torcionais serão equivalentes a um aumento de potência da ordem de 2,88, ocorrido aos 20,15 s, quando ocorre o ilhamento.

Pelo resultado das simulações e da análise das diferenças de módulo e ângulo entre as tensões dos nós 1 e 6, que situam-se dentro das faixas dos ajustes abordados no item 2.5, pode-se declarar o sucesso do ilhamento e da reconexão da interligação (LT 1-6) no Cenário 1.

#### 4.2.3. Cenário 2: Período úmido

Na Figura 4.8 a frequência nos nós de 230 kV da sub-rede é mostrada. O baixo intercâmbio favorece o sucesso do ilhamento e pode-se inferir que o regulador de velocidade da UTE do nó 4 atua corrigindo o valor da frequência, cuja trajetória indica que chegaria ao valor de referência (60 Hz). No instante  $t = 20,0$  segundos ocorre a reconexão com sucesso da sub-rede ao sistema principal. Há uma oscilação da frequência, porém dentro de uma faixa restrita. Presume-se que há permissão de fechamento pelo esquema condicional de verificação de sincronismo abordado no item 2.5.

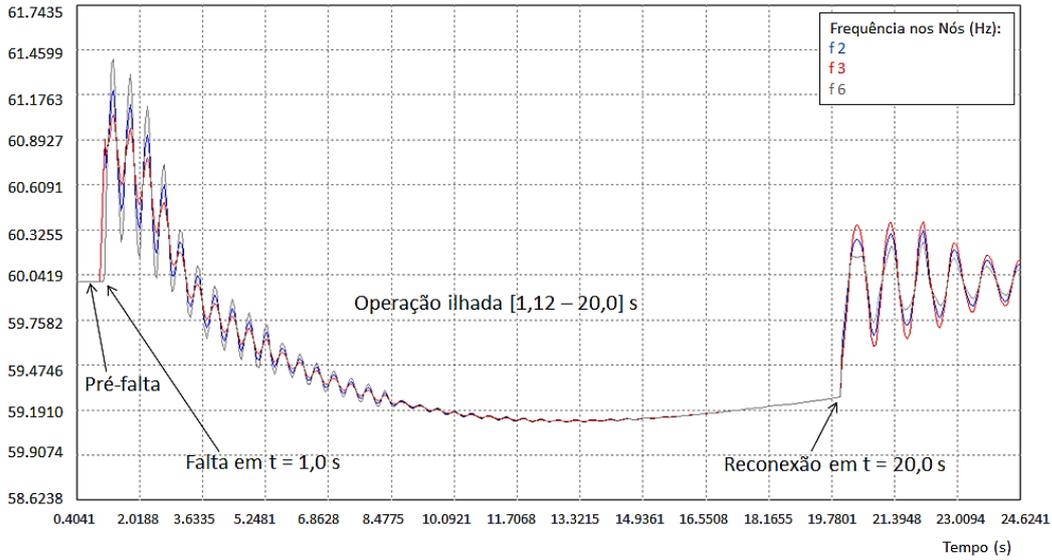


Figura 4.8 - Frequências de 230 kV - Cenário Úmido

Os resultados na Figura 4.9 mostram ainda que os reguladores de tensão da UTE e os controladores dos conversores do CE atuam para restabelecer as tensões da sub-rede para um novo ponto de equilíbrio após os eventos analisados, dentro dos limites de qualidade aceitáveis.

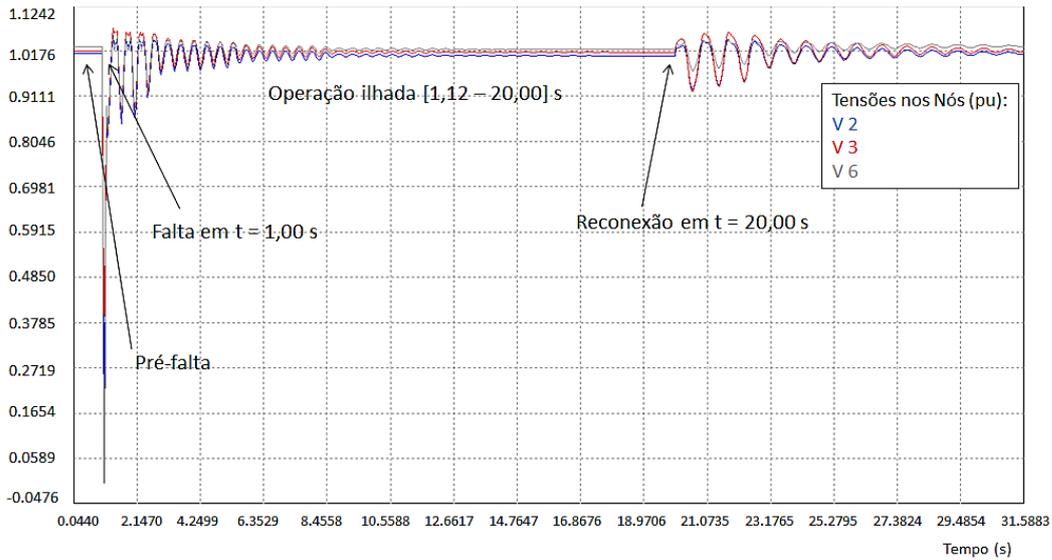


Figura 4.9 - Tensões nos nós de 230 kV – Cenário Úmido

Sendo este um cenário menos severo que o caso-base, a avaliação de esforço torcional das máquinas da UTE mostrou que não há violação do limite, portanto sem risco de danos aos equipamentos ou desgaste precoce.

### 4.3. Emulação dos relés

#### 4.3.1. Introdução

Na Seção 2.3 foram explorados os requisitos dos ajustes dos relés de sub e sobretensão (funções ANSI 27 e 59), sub e sobrefrequência absoluta (função ANSI 81), e, a partir deles, em que circunstâncias não se desconectará a usina eólica da rede. Esta seção explica os resultados de atuação dos subsistemas de proteção emulados perante as situações de ilhamento intencional para os dois cenários simulados no programa *Organon*, cujo objetivo principal é preservar e possibilitar a operação da sub-rede ilhada com GD de forma autônoma.

Também são analisadas e avaliadas as respostas quanto ao desempenho (sensibilidade e confiabilidade), dos relés de taxa de variação de frequência ( $81df/dt$ ) e Salto Vetor (*SV*), perante os eventos simulados, emulando os modelos descritos no Capítulo 2. Diferentes ajustes serão testados e o comportamento também será analisado em termos de tempo de operação e reconexão.

O resultado da simulação dinâmica é comparado com os ajustes definidos segundo os critérios da Seção 2.3 para verificar se há violação. Em caso negativo, os ajustes poderão ser usados como definitivos dos relés 27, 59 e 81,  $81df/dt$  e *SV*. Também são verificados os resultados das simulações da Seção anterior em relação à capacidade dos relés em detectarem o ilhamento. Os algoritmos dos diferentes métodos de detecção são testados para os incidentes estudados através de sua emulação programada em *Matlab*.

Por razões de simplicidade, a relação *pickup/dropout* dos relés foi considerada como sendo igual a 1 no modelo de simulação. Considera-se que tal aproximação não causa nenhuma restrição ao modelo.

#### 4.3.2. Relé de taxa de variação de frequência ( $81df/dt$ )

Propõe-se que este relé seja utilizado primordialmente para eventual alívio de geração ou carga, dependendo da situação de ilhamento, de modo a preservar a sub-rede antes que os relés de frequência absoluta causem o desligamento de toda ela por condições inadequadas. Isto será visto para cada cenário estudado.

Primeiramente, a partir da eq. (2.3), vamos investigar o pior caso que poderia acontecer nos cenários simulados, que é a atuação do estágio instantâneo de ajuste do relé de frequência absoluta ( $f_{81}$ ), no qual o tempo de atuação pode ser obtido pela seguinte expressão:

$$t_{trip\_81} = \frac{2 \times H}{f_0 \times \Delta P} \times \Delta f_{ajuste} + t_i \quad (4.1)$$

Onde:

$$H = \frac{\sum_{i=1}^n H_i \times S_i}{\sum_{i=1}^n S_i} = \frac{3,00 \times 400 + 4,64 \times 30}{430} = 3,04 \text{ s}$$

$H_i$  é a constante de inércia, em segundos, de cada gerador  $i$

$S_i$  é a potência aparente nominal, em MVA, de cada gerador  $i$

$f_0 = 60 \text{ Hz}$

$\Delta f_{ajuste}$  é o ajuste do relé 81, calculado conforme a Tabela abaixo

$t_i$  é o tempo de processamento do relé 81, tipicamente = 80 ms [67]

Os resultados são calculados para cada cenário, conforme a Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Tempos de atuação dos relés 81 para os dois cenários

Cenário:	1	2
$\Delta P$ (pu):	0,938	-0,003
$f$ (Hz):	66,0 (inst.)	59,5 (temp.)
$\Delta f_{ajuste}$ (Hz):	6,0	-0,5
$t_{trip\_81}$ (s):	<b>0,73</b>	<b>16,99 *</b>

\* Nota: Neste estágio de subfrequência ( $f = 59,5 \text{ Hz}$ ) a atuação do relé é temporizada em 30 segundos. Portanto, o tempo total de atuação seria de 46,99 s (30,00+16,99).

O resultado do Cenário 2 aqui foi mostrado por curiosidade, já que se pode notar que ele não apresenta obviamente risco de atuação dos relés de frequência.

Em seguida, temos que fazer com que o relé  $81df/dt$  atue antes do estágio instantâneo do relé de frequência absoluta (81), eliminando a causa da sub ou sobrefrequência. Baseando-se nas sugestões de Vieira et al. [67] os ajustes podem ser calculados pela seguinte fórmula:

$$\frac{df_{ajuste}}{dt} = \frac{f_0 \times \Delta P}{2 \times H} \times \left(1 - e^{-\frac{130-t}{\tau}}\right) \quad (4.2)$$

Onde:

$f_0$  é a frequência nominal do sistema (60 Hz);

$t$  é o tempo de detecção desejado, conforme explicado em seguida;

$\tau$  é a constante de tempo dos filtros e da janela de medição, inerentes ao relé, considerado como igual a 100 ms típico [67];

$H$  é a constante de inércia do sistema ilhado, calculada acima, igual a 3,04 s;

$\Delta P$  é o desbalanço (excesso ou déficit) de potência ativa corrigido, em pu, descrito a seguir.

O tempo máximo admissível de detecção  $t$  que será levado à fórmula da eq. (4.2) será o tempo do relé 81 ( $t_{trip\_81}$ ), calculado acima, menos a soma de:

- Tempo intrínseco ( $t_i$ ) de processamento do relé 81  $df/dt$ , tipicamente de 130 ms [67];
- Tempo de abertura do disjuntor ( $t_{dj}$ ), de 50 ms em média;
- Margem de segurança ( $t_m$ ) de 150 ms.

Desta forma,  $t = t_{trip\_81} - (t_i + t_{dj} + t_m)$  é calculado para os dois cenários e apresentado na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Cálculo dos ajustes do relé 81  $df/dt$

Cenário:	1	2
$\Delta P$ (pu):	0,938	-0,003
$t_{trip\_81}$ (s):	0,73	46,99
$t$ (s):	0,40	46,66
<b><math>df_{ajuste}/dt</math> (Hz/s):</b>	<b>9,07</b>	<b>-0,03</b>

Relembrando o item 2.4.3, os ajustes recomendados na literatura para o relé 81  $df/dt$  utilizado como detector de ilhamento foram de 0,5 Hz/s para acionamento e 0,3 s para temporização. Como aqui estamos também investigando alívio de carga e geração, cujo objetivo é operar antes dos relés de frequência absoluta, propomos um estágio “instantâneo”, com o tempo de segurança de 150 ms, como descrito acima, além do estágio temporizado (300 ms) de detecção de ilhamento.

Ainda, se considerarmos que estamos utilizando o esquema com auxílio de telecomunicação descrito no item 2.4.6, que aumenta a segurança contra atuações espúrias, podemos reduzir o ajuste do estágio temporizado para 0,1 Hz/s e as temporizações dos estágios dos relés de envio de sinal de bloqueio (do nó 1) para 50 ms e 200 ms respectivamente (subtraindo os 100 ms de tempo de espera da recepção de teleproteção).

A investigação do desempenho do relé pode ser efetuada pelo cálculo do tempo de detecção em função do desequilíbrio de potência e do ajuste adotado:

$$t_{81df/dt} = -100 \times \ln \left( 1 - \frac{2 \times H}{f_0 \times \Delta P} \times \frac{df_{ajuste}}{dt} \right) + 130 \quad (4.3)$$

Obs.: caso haja temporização no ajuste, ela deve ser somada ao cálculo.

Os resultados da emulação de detecção de ilhamento utilizando o relé 81  $df/dt$  podem ser ilustrados graficamente, como na Figura 4.10, que mostra o

tempo de detecção em função do desequilíbrio de potência da sub-rede para três diferentes ajustes de taxa de variação de frequência.

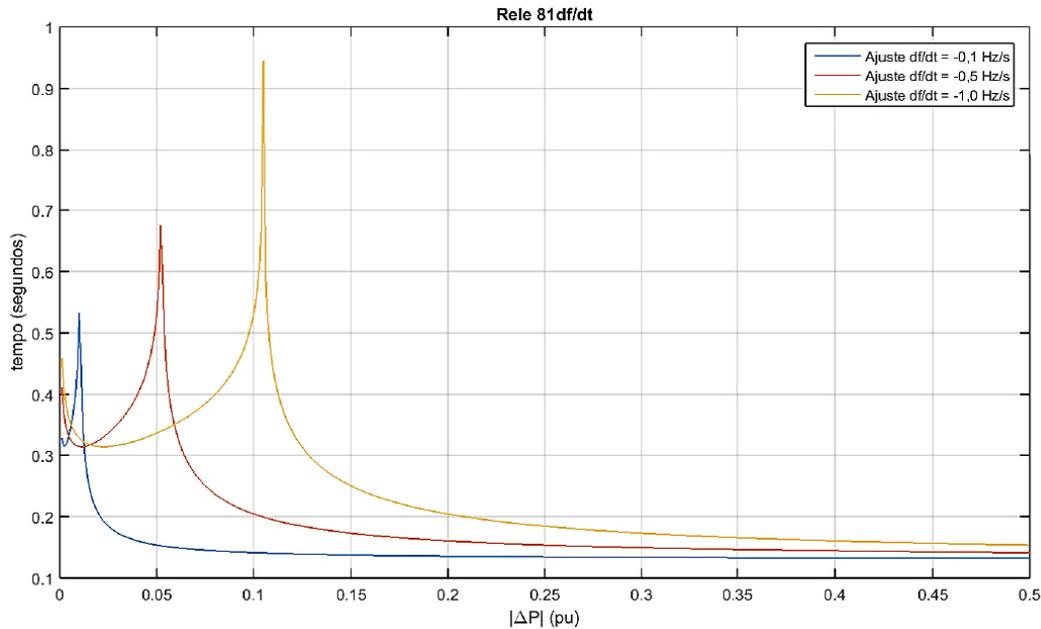


Figura 4.10 - Curvas de sensibilidade do relé 81df/dt

Nota-se, tanto analiticamente, pela aplicação da eq. (4.3), quanto pela observação das curvas da Figura 4.10, que há um limite para a sensibilidade do relé 81df/dt, visto pelas assíntotas verticais. A detecção do ilhamento no Cenário 2 (Balanceado), por exemplo, só ocorreria caso o ajuste de acionamento fosse de -0,03 Hz/s, o que pode ser impraticável, não só porque haveria um grande risco de atuações indevidas para este nível de sensibilidade, como porque os relés disponíveis talvez não disponham de tal ajuste. As partes à esquerda das assíntotas verticais da Figura 4.10 não devem ser consideradas, pois decorrem do processamento numérico no *Matlab* da equação analítica.

### 4.3.3. Relé de “Salto Vetor” (SV)

Para avaliação do relé SV na detecção de ilhamento, inicialmente deve-se calcular seu ajuste [67], em radianos elétricos, através da fórmula:

$$\Delta\theta_{ajuste} = \frac{K}{2} \times \left( 2 \times t - \frac{2 \times \pi}{K \times t + \omega_0} \right) \times \frac{2 \times \pi}{K \times t + \omega_0} \quad (4.4)$$

Onde:

$$K = \frac{\omega_0 \times \Delta P}{2 \times H} \quad (4.5)$$

$t$  é o tempo de detecção desejado (mesmos valores encontrados na Tabela 4.3);

$\omega_0 (=2\pi f_0)$  é a velocidade angular nominal do sistema;

$H$  é a constante de inércia do sistema ilhado, calculada no item 4.3.2 (3,04 s);

$\Delta P$  é o desbalanço (excesso ou déficit) de potência ativa, em pu.

Os parâmetros e resultados para os dois cenários das simulações realizadas no item 4.2 são apresentados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Cálculo dos ajustes do relé SV

<b>Cenário:</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
$\Delta P$ (pu):	0,938	-0,003
$t_{trip\_81}$ (s):	0,73	16,99
$t$ (s):	0,40	16,51
<b><math>\Delta\theta_{ajuste}</math> (graus):</b>	<b>20,44</b>	<b>-0,07</b>

Nestes resultados, chama a atenção o ajuste de  $-0,07^\circ$  que seria necessário para detectar o ilhamento do cenário cujo desequilíbrio de potência ativa seria de -0,3 MW (0,003 pu). Este ajuste revela-se impossível na prática, ficando bastante aquém do mínimo da faixa recomendada, conforme citado no item 2.4.4.

O desempenho do relé em termos de seu tempo de detecção pode ser investigado em função do desequilíbrio de potência ativa da sub-rede ( $\Delta P$ ) e a partir de um determinado ajuste estabelecido:

$$t = -\frac{2 \times \omega_0 \times K \times (\Delta\theta_{ajuste} - \pi) + \sqrt{D}}{4 \times K^2 \times (\Delta\theta_{ajuste} - 2 \times \pi)} \quad (4.6)$$

Onde:

$\omega_0$ ,  $K$  e  $\Delta P$  já foram definidos acima na eq. (4.5) de cálculo de  $\Delta\theta_{ajuste}$ ;

$$D = [2 \times \omega_0 \times K \times (\Delta\theta_{ajuste} - \pi)]^2 - 4 \times K^2 \times (\Delta\theta_{ajuste} - 2 \times \pi) \times [\omega_0^2 \times \Delta\theta_{ajuste} + 2 \times \pi^2 \times K] \quad (4.7)$$

Obs.: caso haja temporização no ajuste, ela deve ser somada ao resultado de  $t$  calculado acima.

A Tabela 4.5 mostra os resultados dos tempos de operação do relé SV em função do desequilíbrio de potência ativa entre a geração e a carga no instante do ilhamento (dois cenários) e em função de três diferentes ajustes.

Tabela 4.5 - Tempos de detecção do ilhamento pelo relé SV

<b><math> \Delta\theta_{ajuste\_SV} </math> (graus)</b>	<b>Desequilíbrio de Potência Ativa (MW)</b>	
	<b>93,8</b>	<b>-0,3</b>
2	0,045 s	11,819 s
5	0,100 s	27,804 s
15	0,290 s	81,172 s

Pode-se notar que quanto menor for o ajuste do relé SV, mais rápida será a detecção do ilhamento, assim como, quanto maior for o desequilíbrio entre a

geração e a carga. Por outro lado, deve-se ponderar que ajustes pequenos demais tendem a aumentar a possibilidade de operação inadvertida do relé para distúrbios que não o ilhamento. Ademais, para um ajuste de  $2^\circ$ , que seria o mínimo da faixa sugerida por Jenkins et al. [43], o relé levaria um tempo indesejavelmente longo, cerca de 11,8 s, para detectar a formação da ilha no caso de  $\Delta P = -0,3$  MW.

#### 4.3.4. Algoritmo baseado em medição sincrofasorial

Este subitem explora o uso de medição fasorial sincronizada para detecção de ilhamento [48], [49] no CE, a partir da simulação realizada para o Cenário 2 (Balanceado), subitem 4.2.3. Nesse cenário, que é o mais difícil de ser detectado, não houve sucesso na detecção tempestiva pelos relés  $81df/dt$  e  $SV$ .

A técnica proposta [48] mede os ângulos de fase das tensões nos nós 6 ( $\delta_6 = \angle \dot{V}_6$ ) e 1 ( $\delta_1 = \angle \dot{V}_1$ ). A partir da diferença entre eles, calcula-se, conforme a lógica da Figura 4.11, escorregamento ( $S_{6-1}$ ) e aceleração ( $A_{6-1}$ ), amostra-a-amostra ( $k$ ).

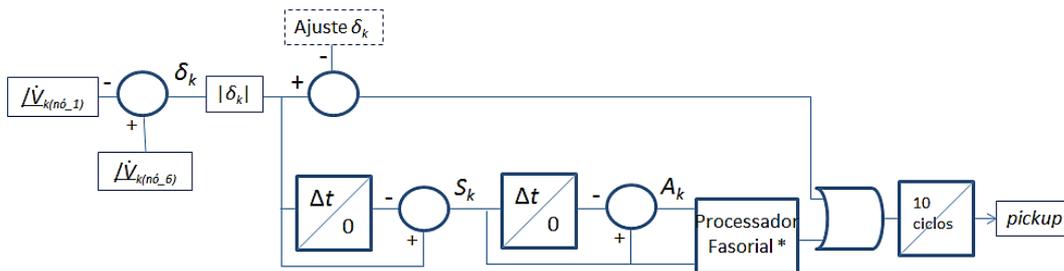


Figura 4.11 - Diagrama lógico do esquema de medição fasorial

O algoritmo de detecção de ilhamento foi emulado por programação em *Matlab* utilizando os dados de saída do programa de simulação dinâmica *Organon* para o Cenário 3. Sucintamente, as seguintes equações foram calculadas:

$$\delta_k = \angle \dot{V}_{6(k)} - \angle \dot{V}_{1(k)} \quad (4.8)$$

$$S_k = (\delta_k - \delta_{k-1}) \times m/360 \quad (4.9)$$

$$A_k = (S_k - S_{k-1}) \times m \quad (4.10)$$

Onde:

$i$  é o número do nó

$k$  é o número da amostra do fasor

$\angle \dot{V}_{i(k)}$  é o fasor de tensão do nó  $i$  e da amostra  $k$

$\delta_k$  é a diferença angular entre nós para a amostra  $k$ , em graus elétricos

$S_k$  é o escorregamento calculado para a amostra  $k$ , em Hz

$A_k$  é a aceleração calculada para a amostra  $k$ , em Hz/s

$m$  é a taxa de amostragem em amostras/segundo

A taxa de amostragem  $m$  em uma situação real é normalmente de 60 amostras por segundo (uma amostra por ciclo). Na simulação dinâmica, ela depende do programa empregado, peculiaridade que teve que ser levada em conta na programação em *Matlab* do algoritmo. Nos arquivos de exportação de dados gerados pelo programa *Organon*, o intervalo de medição e, conseqüentemente, a taxa de amostragem são variáveis. Por isso, foi necessário desenvolver uma sub-rotina de cálculo de taxa de amostragem em função das amostras discretizadas.

Para segurança do esquema contra transitórios, foi definida uma temporização de 10 ciclos ( $\approx 167$  ms) para o *trip*, sem prejuízo da velocidade de detecção [49]. A Figura 4.12 mostra a resposta do algoritmo desenvolvido. Nela, o resultado da simulação no domínio do tempo foi dividido em quatro intervalos de trajetória na forma de um diagrama  $A$  (aceleração) vs.  $S$  (escorregamento): a) Pré-falta; b) Falta; c) Ilhamento; e d) Pós-reconexão.

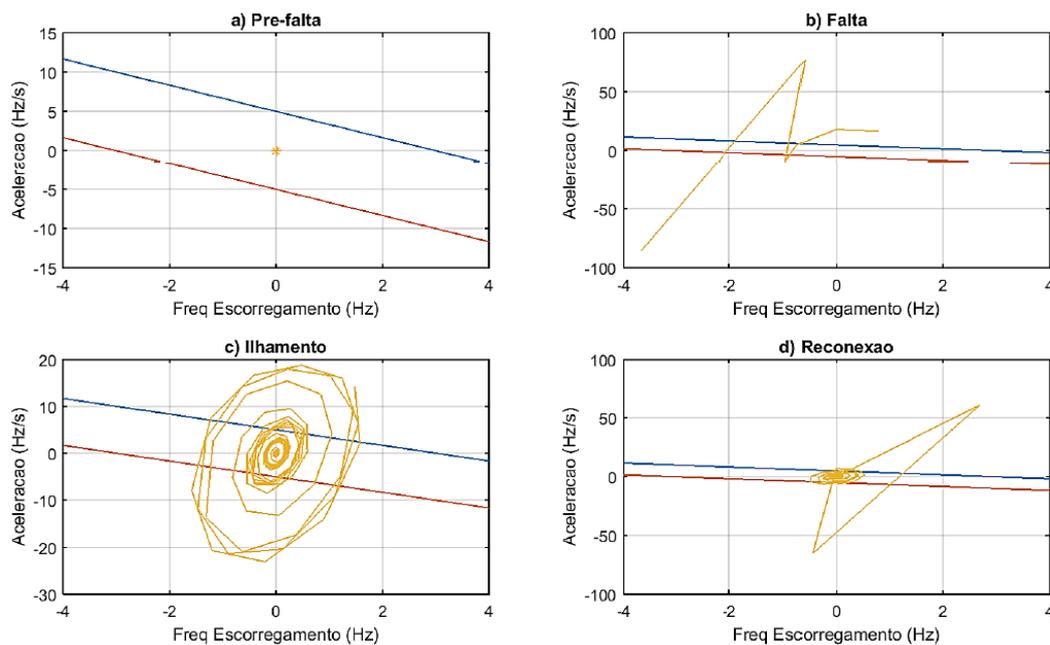


Figura 4.12 - Resposta do algoritmo para as etapas de simulação

As características de detecção, representadas pelas retas azul (superior) e vermelha (inferior) dos gráficos acima, foram também emuladas no algoritmo criado no *Matlab*, pela equação básica da reta:  $A = b*S \pm c$ . Sendo  $A$  e  $S$  aceleração e escorregamento, respectivamente,  $b$  o coeficiente de inclinação da reta, definido empiricamente [48] como  $-5/3$ , e  $\pm c$  os deslocamentos dessas retas, podendo o valor de  $c$  ser livremente modificado conforme a sensibilidade desejada. No presente caso,  $c$  foi parametrizado igual a 5.

Os resultados das atuações do esquema de detecção do ilhamento pelo algoritmo de medição sincrofásorial para o Cenário 3 de simulação são apresentados na Tabela 4.6, assim como a identificação da região onde ocorreu a detecção e o tempo aproximado em que o detector permaneceu atuado.

Tabela 4.6 - Instantes de detecção do algoritmo para o Sistema-teste

tempo (s)	Região	$\Delta t$ (ms)
1,541	Inferior	190
1,733	Superior	190
1,781	Superior	240
1,973	Inferior	190
2,213	Superior	190
2,657	Superior	200
2,856	Inferior	200
3,504	Superior	170

A Tabela 4.6 mostra que, no intervalo do ilhamento, ocorreram oito detecções, desde  $t = 1,541$  s até  $t = 3,504$  s, ou seja, num tempo suficientemente rápido para permitir as ações de controle de restauração da sub-rede. Além disso, não ocorreram detecções fora deste intervalo, o que confere ao algoritmo a sensibilidade, rapidez e segurança requeridas. A trajetória da sequência temporal da etapa de ilhamento, em que ocorre a atuação correta do algoritmo, pode ser melhor entendida pelo gráfico tridimensional da Figura 4.13, em que fica mais fácil discernir o período da detecção. À medida que o tempo decorre, aceleração e escorregamento tendem a zero até que a sub-rede atinja o regime permanente.

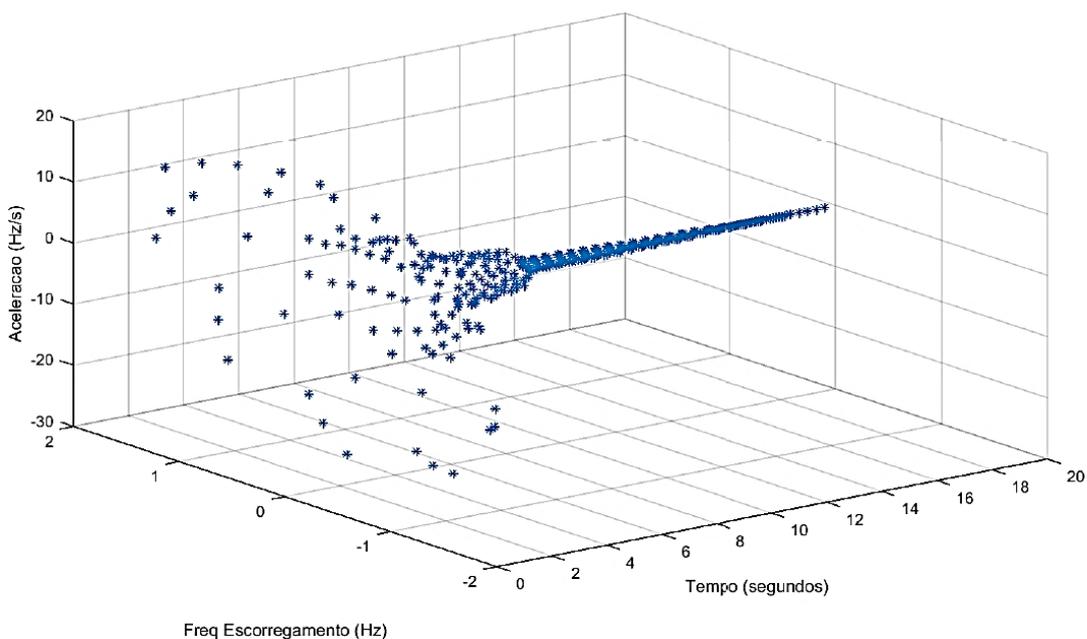
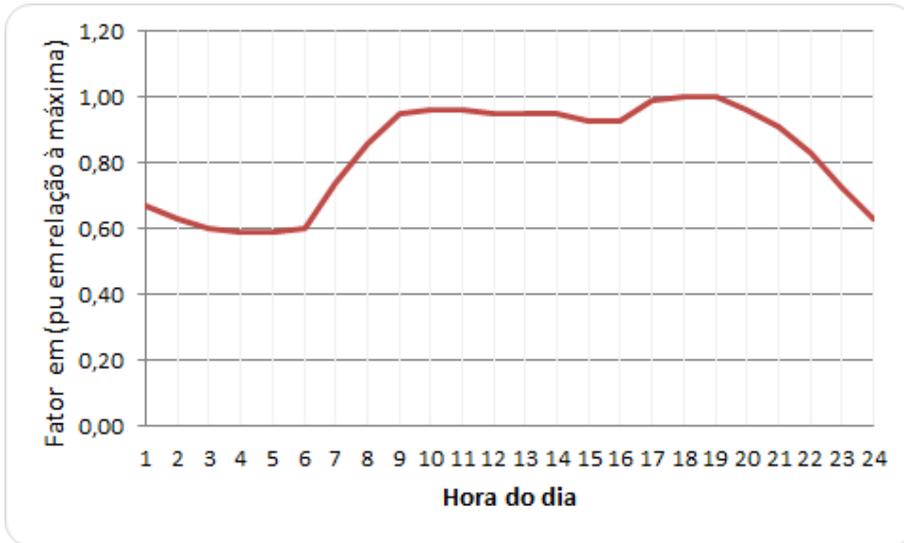
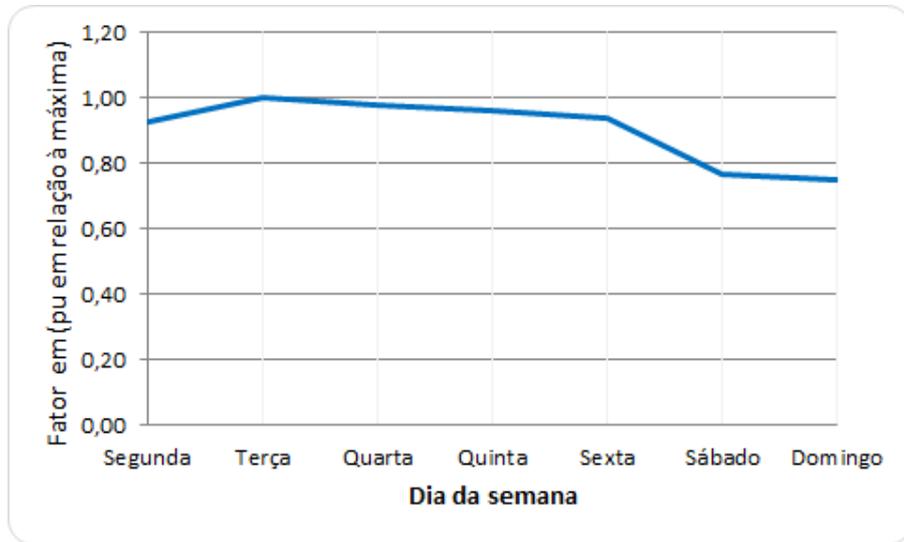


Figura 4.13 - Gráfico 3D da resposta do algoritmo

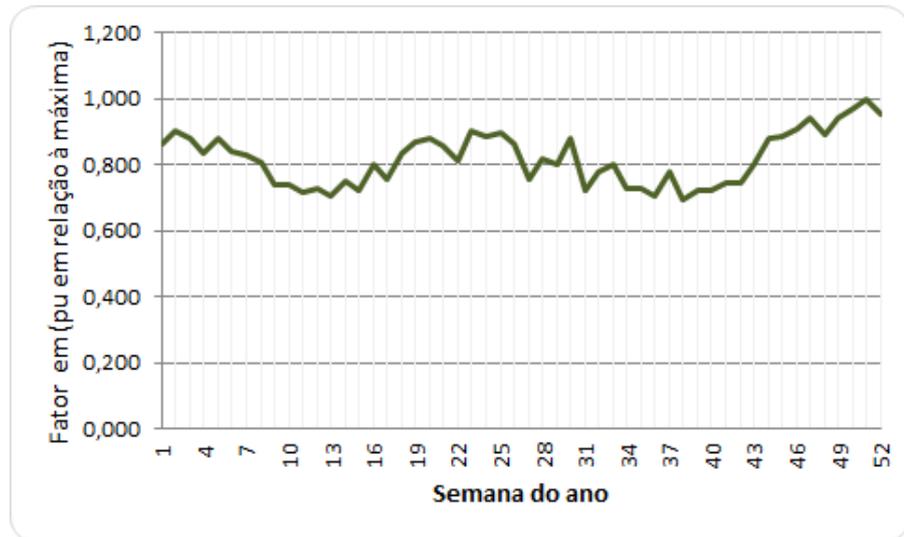




a) Variação diária da carga em função da hora do dia



b) Variação semanal da carga em função do dia da semana



c) Variação anual da carga em função da semana do ano

Figura 4.15 – Fatores temporais de carga

Tabelas dos fatores encontram-se no Apêndice III. Sua combinação gera um vetor anual de 8736 elementos de fatores calculados em *Matlab* em relação à carga máxima (2850 MW), considerando 24 horas do dia x 7 dias da semana x 52 semanas no ano. Na Figura 4.16 é apresentado o valor da carga anual, também apresentado na Figura 4.17 na forma de um histograma. A distribuição entre os 17 nós também é feita de acordo fatores detalhados no Apêndice III.

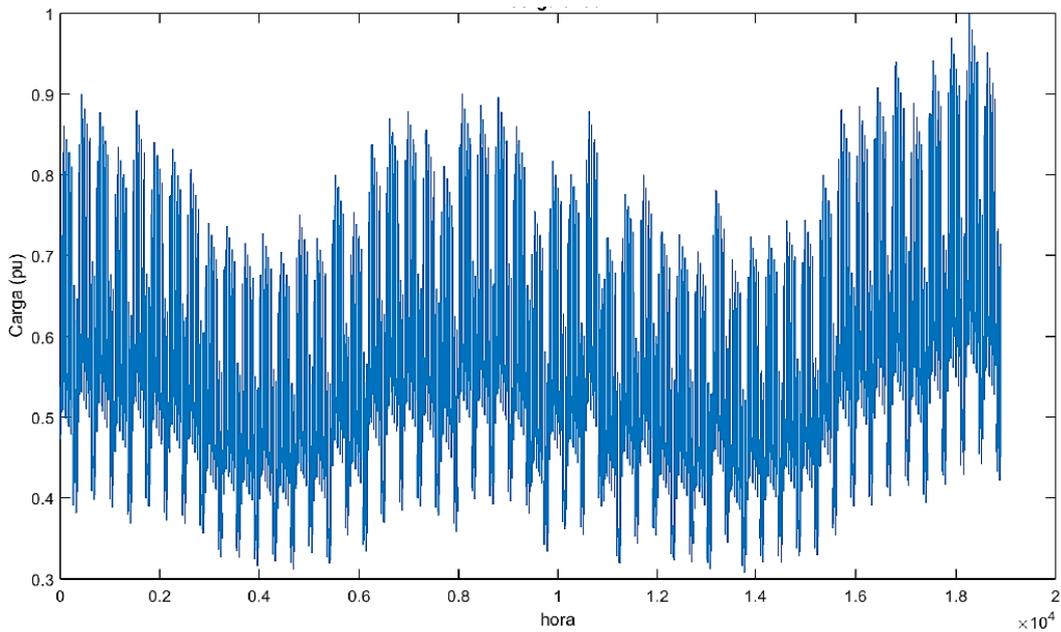


Figura 4.16 - Carga anual do Sistema 24 Barras

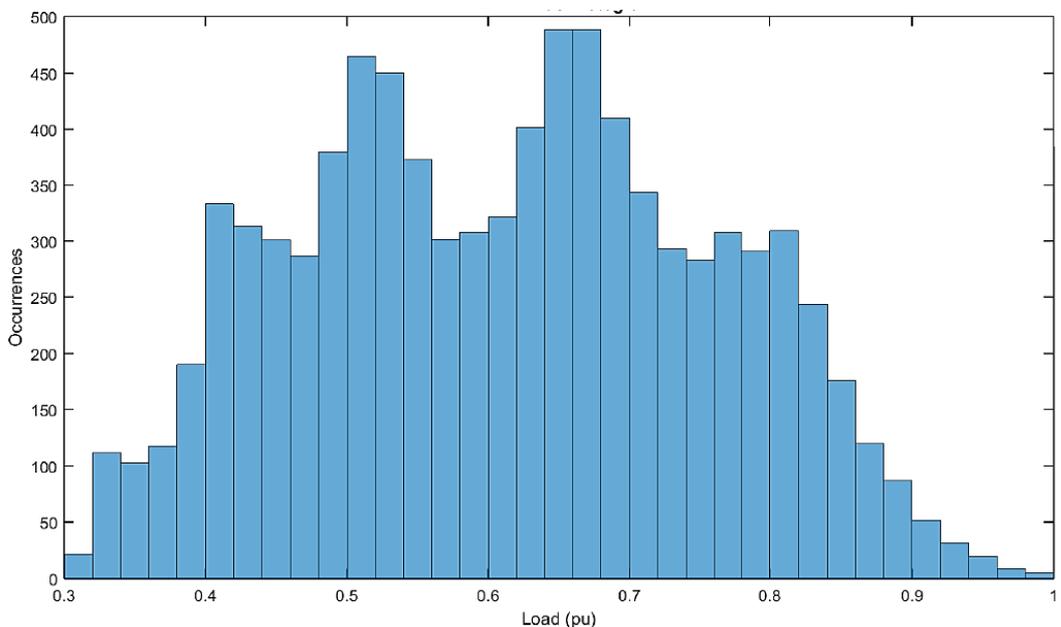


Figura 4.17 - Histograma da carga total do Sistema 24 Barras

#### 4.4.2. Geração

O Sistema IEEE 24 Barras original possui UTE's nos nós 1, 2, 7, 15, 16, 18, 21 e 23 e uma UHE no nó 22. A rede modelada nesta dissertação substitui a UTE do nó 15 por um CE fixo de potência equivalente. Os nós 1, 2 e 23 foram determinados como usinas a gás ciclo combinado a vapor, de geração fixa, apesar de poderem ser desligadas no cenário de abundância hidrológica. A geração no nó 7 de 138 kV, assim como nos nós 16, 18 e 21 de 230 kV, serão tratadas nas simulações como uma UTE's flexíveis. A Tabela 4.7 resume esta configuração.

Tabela 4.7 - Geração (MW) na Rede IEEE 24 Barras

Nó	Detalhes do caso-base	Ciclo Comb.	UTE Flex	UHE (MW)	Interc. (MW)	Eól. (fixa)	Eól. ou UTE
1	Ciclo Comb. (10+76)x2 MW	172					
2	Ciclo Comb. (10+76)x2 MW	172					
7	UTE Flex (3 x UGT 80 MW)		240				
13	Barra Infinita				190		
15	EOL (11 x 19,5 MW)					215	
16	UTE flex						155
18	UTE flex						400
21	UTE flex						400
22	UHE (6 x 50 MW)			300			
23	Ciclo Comb. (155x2+350) MW	660					
<b>Totais (MW):</b>		<b>1004</b>	<b>240</b>	<b>300</b>	<b>190</b>	<b>215</b>	<b>955</b>

Os parâmetros de modelagem dinâmica de todas as unidades geradoras da Rede 24 Barras que serão utilizados nas simulações da Seção 4.5, encontram-se no Apêndice II.

Cada parque eólico utilizado terá 29,6 MVA, composto de 16 aerogeradores de 1,85 MVA, gerando desde 4,66 MW (mínimo) a 18,71 MW (máximo), com 10,77 MW de média durante os 12 meses do ano. É assumido que a distribuição varia em função da hora do dia e do mês, mas não em função do dia da semana, gerando um vetor de 288 elementos. A Figura 4.18 mostra a geração eólica de um dia típico (em MW) em base horária, para cada mês do ano, baseada em dados reais do litoral da região Nordeste Brasileira, obtida das fontes [68] e [69], normalizada para um parque de 29,6 MVA. Os mesmos resultados também estão apresentados na forma de um histograma na Figura 4.19.

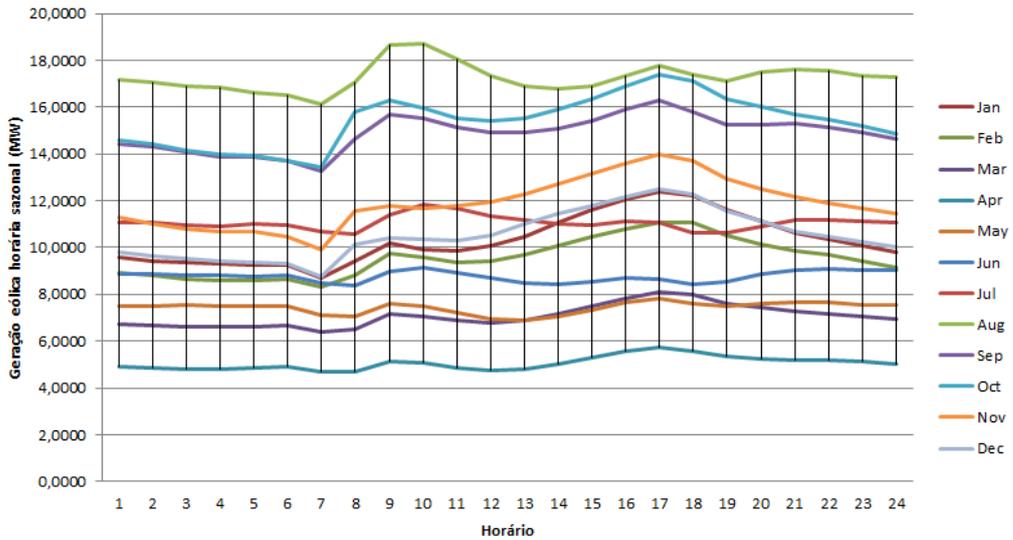


Figura 4.18 - Geração eólica média normalizada por parque - Litoral NE

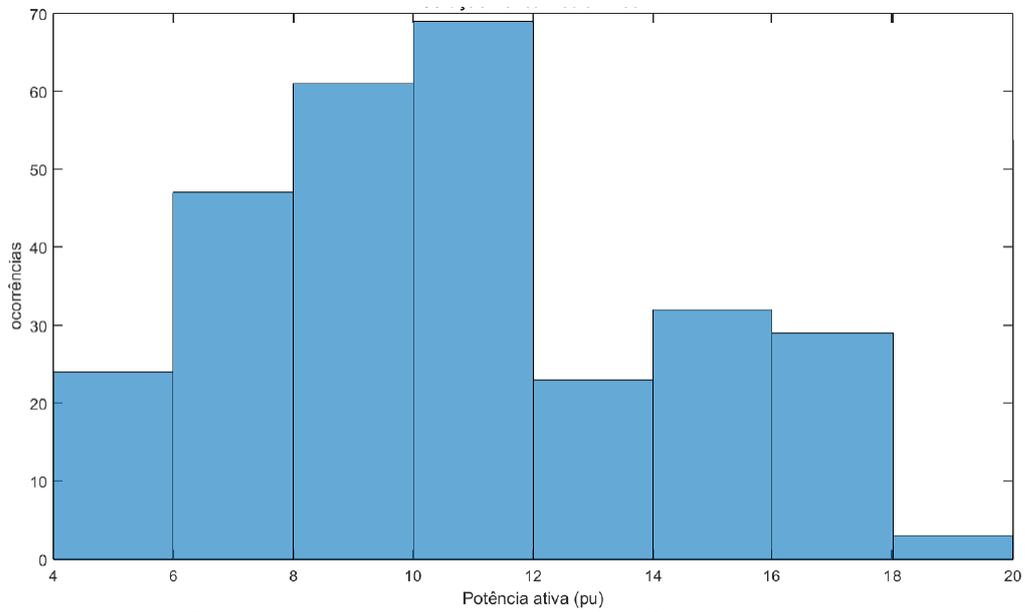


Figura 4.19 - Histograma da geração eólica por parque

Os nós passíveis de substituição são: 16, 18 e 21. O nó 15 já foi definido como um nó de geração eólica no caso-base. A Tabela 4.8 mostra o número de parques eólicos necessários para substituição de uma UTE em cada nó.

Tabela 4.8 - Equivalência de Potência Eólica para substituição

Nó	No. de Parques	$S_{nom}$ (MVA)	$P_{nom}$ (MW)	$P_{nom}$ (MW) por Parque	$P_{min}$ (MW)	$P_{max}$ (MW)
15	11	325,6	215	19,5	51,26	205,81
16	8	236,8	155	19,4	37,28	149,68
18	21	621,6	400	19,0	97,86	392,91
21	21	621,6	400	19,0	97,86	392,91

Nas condições de carga máxima e potência de intercâmbio de 190 MW pelo nó 13 (barra de interligação com o sistema principal), a geração térmica pode variar dependendo da composição adotada, conforme mostrado na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 - Possíveis configurações UTE's vs. Eólicas - Caso-base

No. de Parques	Nós com parques	Nós com UTE's flex	$G_{EOL}$ (MW)	$G_{UTE}$ (MW)	$G_{UHE}$ (MW)	Particip. Eól.(%)
11	15	7, 16, 18 e 21	215	2199	300	7,4
19	15 e 16	7, 18 e 21	370	2044	300	12,7
32	15 e 18 ou 21	7, 16 e 18 ou 21	615	1799	300	21,2
40	15, 16 e 18 ou 21	7 e 18 ou 21	770	1644	300	26,5
53	15, 18 e 21	7 e 16	1015	1399	300	35,0
61	15, 16, 18 e 21	7	1170	1244	300	40,3

#### 4.4.3. Análises de sensibilidade

Baseado no resultado do estudo de Fluxo de Potência do caso-base da Rede 24 Barras, pode-se sugerir a equação para avaliar o equilíbrio de potência do sistema:  $\Sigma G \times F_P + I = L$ . Daí:

$$G_{UHE} + G_{UTE} + G_{EOL} = \frac{L-I}{F_P} \quad (4.11)$$

Onde:

$\Sigma G$  é a potência de geração total, MW, da Rede 24 Barras ( $G_{UHE}+G_{UTE}+G_{EOL}$ );

$I$  é o intercâmbio (em MW), através do nó 13, importador ou exportador;

$L$  é a carga total variável (desde 876,48 a 2850,00 MW) da Rede;

$G_{UHE}$  é a potência gerada pela UHE do Nó 22 (6 UG's de 50 MW cada, totalizando 300 MW no caso-base);

$G_{UTE}$  é a geração termoelétrica total (em MW), constante para cada cenário e para cada uma das 6 configurações;

$G_{EOL}$  é a geração eólica total estocástica (desde 4,66 a 18,71 MW por parque), dependente do número de parques, em cada uma das 6 configurações;

$F_P$  é o fator de perdas na Rede ( $F_P = 1 - C_P$ );

$C_P$  é o coeficiente de perdas aproximado (2%); logo,  $F_P = 0,98$ .

Dessa forma, é possível obter funções, como “Potência de Intercâmbio”, “Potência de Geração Eólica Máxima” e “Potência de Geração Termoelétrica Mínima”, a partir de duas variáveis estocásticas (Geração Eólica e Carga). A Figura 4.20 compara a sazonalidade existente entre a geração eólica e a carga.

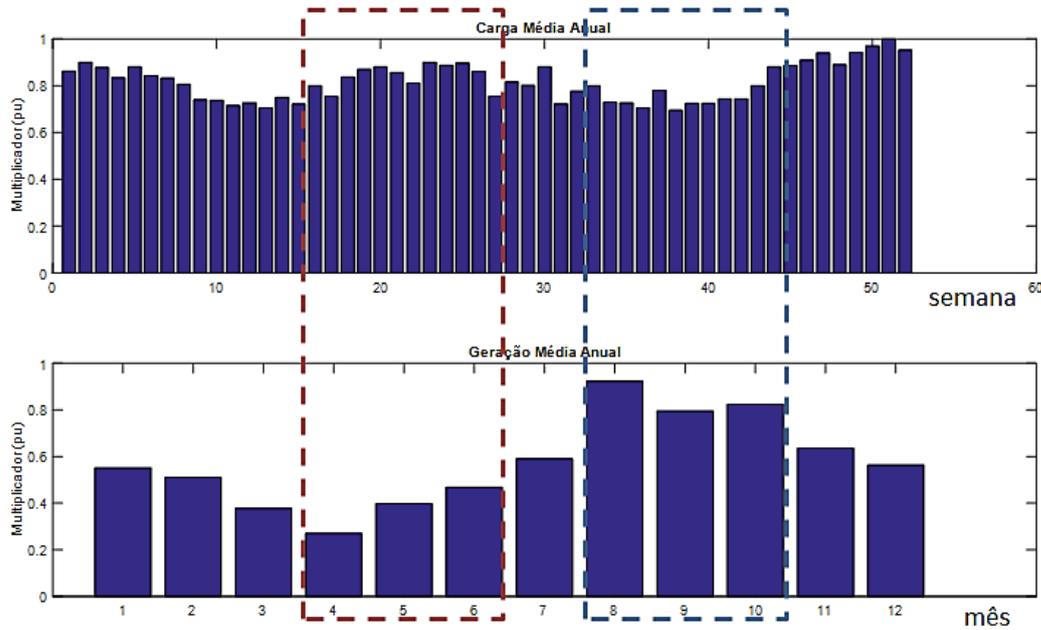


Figura 4.20 - Fatores médios anuais de carga e de geração eólica

Como é possível observar, o período de maiores cargas médias (de abril até junho) coincide com o de menor geração eólica. Já no período de agosto a outubro, nota-se um período de maior geração e menor carga. A Análise utiliza os extremos para identificar qual o máximo de geração eólica no período seco para que não haja corte de geração, e qual o mínimo de geração termoelétrica deve ser mantido no período úmido para que não haja corte de carga.

Para além do Caso-base, existe mais uma componente variável na eq. (4.11), que é o intercâmbio através do nó 13. Desta forma, as análises seguintes passarão a levar em conta o intercâmbio em função dos dois cenários mais representativos e das possíveis configurações de substituição de UTE's por CE's.

O Cenário do Período Seco é caracterizado por geração em excesso na rede e máximo intercâmbio exportador. O caso é caracterizado pela carga leve e maior geração eólica. Para simular este caso, parte-se das seguintes premissas:

1. Geração hidrelétrica do nó 22 em seu mínimo despacho ( $G_{UHE} = 50$  MW) a partir de apenas uma das seis UG's em serviço;
2. Toda a potência de usinas termoelétricas ( $G_{UTE}$ ) inflexíveis e flexíveis despachada ao máximo conforme cada uma das 6 configurações (Tabela 4.9);
3. Intercâmbio exportador máximo (-592 MW);
4. Carga mínima, variando desde 876,48 MW até 1476,00 MW.

Com  $G_{UTE}$  no máximo, calcula-se a potência máxima de geração eólica por parque  $G_{EOL}$  em função da carga, para cada uma das 6 configurações (Tabela 4.9), com o CE do nó 15 sempre presente.

O Cenário do Período Úmido é caracterizado por carga em excesso na sub-rede e máximo intercâmbio importador. Para o cenário de carga pesada e menor geração eólica, parte-se das seguintes premissas:

1. Carga máxima total a Rede 24 Barras fixa no valor de 2.850 MW;
2. Intercâmbio importador máximo *de* +592 MW;
3. Geração hidrelétrica do nó 22 em seu máximo despacho ( $G_{UHE} = 300$  MW), ou seja, todas as seis UG's de 50 MW em serviço;
4. Eólicas no mínimo (4,66 MW por parque) variando para mais, para cada uma das 6 configurações (Tabela 4.9), com a do nó 15 sempre presente.

Calcula-se a potência mínima necessária de geração termoelétrica na sub-rede ( $G_{UTE\_mín}$ ) em função da geração eólica, para cada uma das 6 configurações (Tabela 4.9).

A avaliação dos extremos dos dois cenários sazonais, período seco (hidrologia menos favorável e maior despacho de UTE's) e período úmido (hidrologia mais favorável com menor participação de UTE's), pode ser efetuada a partir da eq. (4.11):

A) Cenário seco (evitar a sobregeração de eólicas no mês de maior incidência de ventos):

$$G_{EOL\_máx} = \frac{L - I}{F_P} - G_{UHE\_mín} - G_{UTE\_máx(6\_curvas)}$$

$$\frac{G_{EOL\_máx}}{\text{parque}} = \frac{L + 592}{0,98} - 50 - \frac{G_{UTE\_máx(6\_curvas)}}{N}$$

B) Cenário úmido (evitar sobrecarga durante a ponta, considerando reserva mínima):

$$G_{UTE\_mín} = \frac{L^{máx} - I}{F_P} - G_{UHE\_máx} - N \times G_{EOL\_mín/parque}$$

$$G_{UTE\_mín} = \frac{2850 - 592}{0,98} - 300 - N \times G_{EOL\_mín/parque}$$

$$= 2004,98 - N \times G_{EOL\_mín/parque}$$

Onde:

$I$  é o intercâmbio do nó 13, dentro dos limites exportador ou importador, respectivamente: -592 MW e +592 MW;

$G_{EOL\_máx}$  é a máxima geração eólica no sistema para que não haja corte;

$G_{EOL\_mín/parque}$  é a geração eólica mínima estocástica por parque (desde 4,66 até 18,75 MW);

$N$  é o número de parques eólicos na Rede para cada uma das 6 composições da Tabela 4.9;

$G_{UTE\_m\acute{a}x(6\_curvas)}$  é a geração térmica total máxima despachada na rede, conforme cada uma das 6 composições de térmicas (vide Tabela 4.9);

$G_{UTE\_m\acute{i}n}$  é a geração térmica mínima na rede, em MW, para que não haja corte de carga;

$L_{m\acute{i}n}$  é a carga mínima total da Rede 24 Barras (desde 876,48 MW);

$L_{m\acute{a}x}$  é a carga máxima total do sistema IEEE 24 Barras, coincidente com o período úmido (2850 MW);

$G_{UHE\_m\acute{i}n}$  é a geração mínima da UHE do nó 22 (apenas uma UG de 50 MW despachada no período seco);

$G_{UHE\_m\acute{a}x}$  é a geração máxima da UHE do nó 22 (300 MW) despachada no período úmido;

$F_p = 0,98$  é o fator de perdas devido ao coeficiente de perdas ( $C_p$ ) para  $C_p \approx 2\%$ .

O gráfico da Figura 4.21 mostra a geração eólica para os diferentes valores de carga e composições de quantidades de parques eólicos na rede. O Cenário Seco favorece a implantação de um maior número de parques eólicos. A reta para 61 parques (azul) mostra uma melhor distribuição em função da característica estocástica da produção eólica (reta menos inclinada), que permite maior incidência de velocidade média de ventos sem que haja corte de geração.

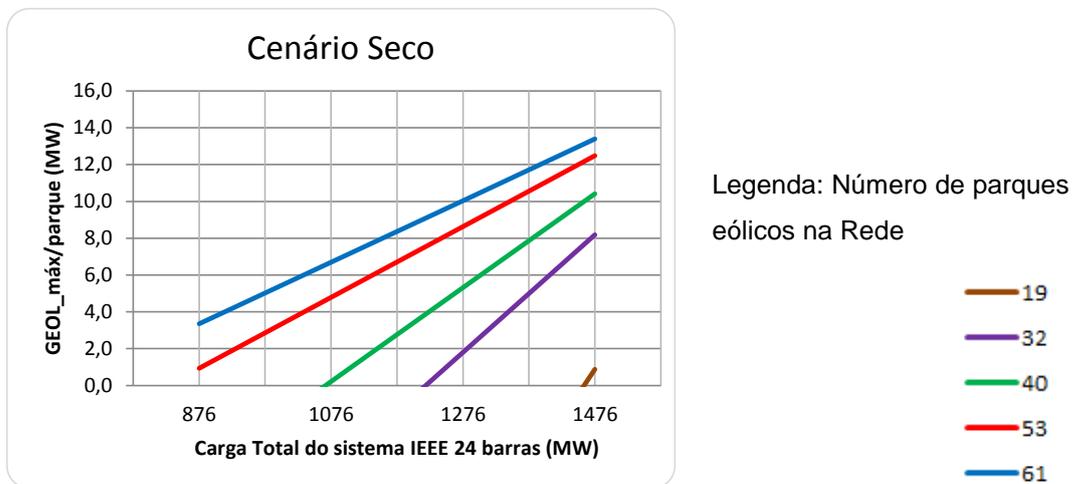


Figura 4.21 - Resultado da Análise do Cenário Seco

Na análise de sensibilidade do Cenário Úmido, que é caracterizado por maiores valores de carga e menor geração eólica estocástica do que no Cenário Seco, deve-se encontrar qual a geração termoelétrica necessária para atendimento à demanda máxima da rede. Desta forma, o gráfico da Figura 4.22 apresenta no eixo das ordenadas o mínimo de potência termoelétrica em função da geração eólica por parque, para diferentes composições de número de parques eólicos na rede. A parte tracejada das retas significa a carga não atendida pela geração.

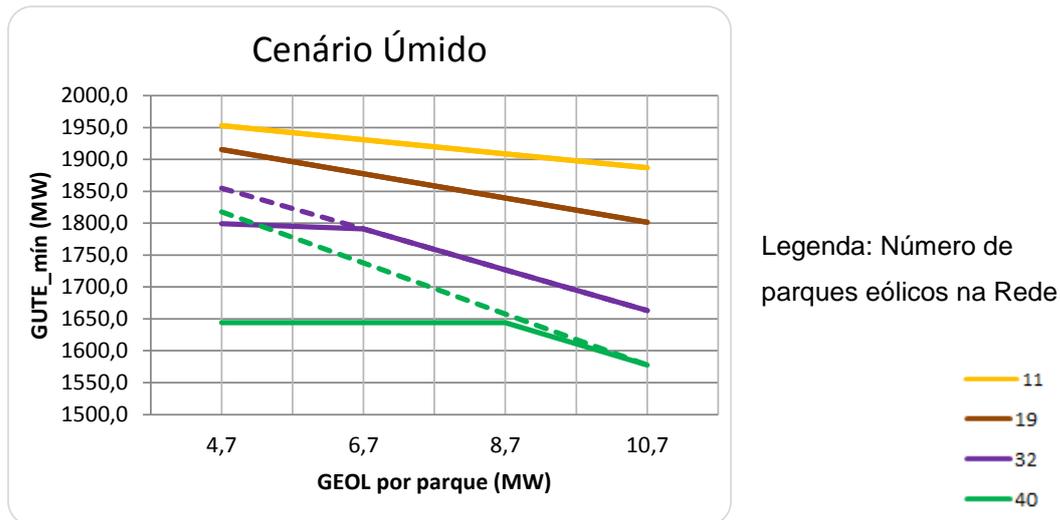


Figura 4.22 - Resultado da Análise do Cenário Úmido

Observa-se que a curva para a configuração de 11 parques é a menos inclinada, ou seja, atende melhor qualquer variação estocástica de geração dos parques eólicos da rede. Mesmo com o intercâmbio importador máximo definido neste cenário, as curvas para 53 e 61 parques não atendem. As curvas para 32 e 40 implicam em respectivos cortes de carga para geração eólica mínima, a menos que houvesse reserva operativa disponível para regulação secundária.

A próxima Análise de Sensibilidade é semelhante à anterior, exceto pelas seguintes diferenças:

1. Possibilidade de programar o intercâmbio entre os limites (+/- 592 MW);
2. Possibilidade de variar a potência da UTE flexível do nó 7 e das UTE's flexíveis dos nós 16, 18 e 21 (quando a simulação em questão não considerá-los como possuindo geração eólica);
3. Considera os dois cenários de despacho hidrotérmico, com as UTE's inflexíveis sempre despachadas nos nós 1 e 23 e a UTE do nó 2 despachada no período seco e não despachada no úmido, como resumido na Tabela 4.10.

Tabela 4.10 - Despacho Termelétrico de cada cenário sazonal

Cenário	Nós com UTE's Inflex	P (MW)
Seco	1, 2 e 23	1004
Úmido	1 e 23	832

Para a Análise do Cenário Seco, considera-se a geração eólica máxima de 18,71MW/parque e de carga mínima de 876,48 MW e calcula-se  $G_{UTE\_flex}$  para cada uma das 6 configurações, como mostrado na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 - Resultado da Análise do Cenário Seco

No. de Parques	Nós com parques	Nós com UTE's flex	$G_{UTE}$ (MW)	$G_{EOLmax}$ (MW)	$P_{UTE's\ flex}$ (MW)	$G_{UTE\ flex}$ (MW)	$P_{sobregere}$ (MW)	Particip. (%)
11	15	7, 16, 18 e 21	1212,2	206,3	1195	208,2	0	14,0%
19	15 e 16	7, 18 e 21	1062,2	356,3	1040	58,2	0	24,3%
32	15 e 18 ou 21	7, 16 e 18 ou 21	818,5	600,0	795	-185,5	185,5	40,9%
40	15, 16 e 18 ou 21	7 e 18 ou 21	668,5	750,0	640	-335,5	335,5	51,1%
53	15, 18 e 21	7 e 16	424,7	993,8	395	-579,3	579,3	67,7%
61	15, 16, 18 e 21	7	274,7	1143,8	240	-729,3	729,3	77,9%

Os números destacados em roxo indicam os valores a partir dos quais não seria mais possível reduzir a geração termoeétrica flexível, logo, poderia haver corte de geração. Para geração eólica máxima, o corte ocorreria a partir de 32 parques, em um valor de 185,5 MW, e chega a 729,3 MW para 61 parques.

Para a Análise do Cenário Úmido, a partir de geração eólica mínima de 4,66MW/parque e carga máxima de 2850,00 MW, calcula-se  $G_{UTE\ flex}$  para cada uma das 6 configurações de parques eólicos, como mostrado na Tabela 4.12.

Tabela 4.12 - Resultados da Análise do Cenário Úmido

No. de Parques	Nós com parques	Nós com UTE's flex	$G_{UTE}$ (MW)	$G_{EOLmin}$ (MW)	$P_{UTE's\ flex}$ (MW)	$G_{UTE\ flex}$ (MW)	$P_{sobrecarga}$ (MW)	Particip. (%)
11	15	7, 16, 18 e 21	1906,7	51,3	1195	1074,7	0,0	2,3%
19	15 e 16	7, 18 e 21	1869,5	88,5	1040	1037,5	0,0	3,9%
32	15 e 18 ou 21	7, 16 e 18 ou 21	1808,9	149,1	795	976,9	181,9	6,6%
40	15, 16 e 18 ou 21	7 e 18 ou 21	1771,6	186,4	640	939,6	299,6	8,3%
53	15, 18 e 21	7 e 16	1711,0	247,0	395	879,0	484,0	10,9%
61	15, 16, 18 e 21	7	1673,7	284,3	240	841,7	601,7	12,6%

Os números destacados em vermelho indicam que já não é possível aumentar a geração térmica flexível. Como exemplo, para o caso de 32 parques eólicos, há o corte de 181,9 MW de carga para as piores condições (carga máxima e geração eólica mínima). No caso da configuração de 19 parques, não há corte de carga. A geração máxima que pode vir a ser exigida de UTE's flexíveis (1.037,5 MW) é quase a mesma da potência máxima disponível (1.040,0 MW). Mesmo nos eventuais casos de sobrecargas fortuitas, cortes de carga são improváveis, pois podem ser evitados pela regulação secundária a partir das reservas adicionais disponíveis como um percentual dos 1.869,5 MW de potência das UTE's mais 300,0 MW gerados pela UHE do nó 22, neste cenário.

## 4.5. Simulação da Rede 24 Barras otimizada

A partir dos resultados das análises de sensibilidade do subitem 4.4.3, em que a configuração otimizada da Rede 24 Barras foi considerada como sendo a de 19 parques eólicos, passa-se a estudar o sistema dinamicamente. Neste caso, a composição apresenta 15 parques no nó 15 e 8 no nó 16.

Os cenários simulados serão mantidos os mesmos daqueles definidos para as simulações já realizadas com o Sistema-teste, a saber, o Cenário Seco e o Cenário Úmido, além do Cenário Balanceado que serve para verificar a pior condição de sensibilidade para detecção pelos relés.

### 4.5.1. Cenário seco

Na Figura 4.23 pode ser notado que, logo após a eliminação da falta na interligação com o sistema principal (Nó 13) e consequente interrupção do intercâmbio de potência, observa-se um rápido aumento da frequência causado pela sobregeração na Rede. Portanto, para a recuperação e estabilização de frequência observada a partir de  $t \approx 7$  s, uma ação de regulação fez-se necessária.

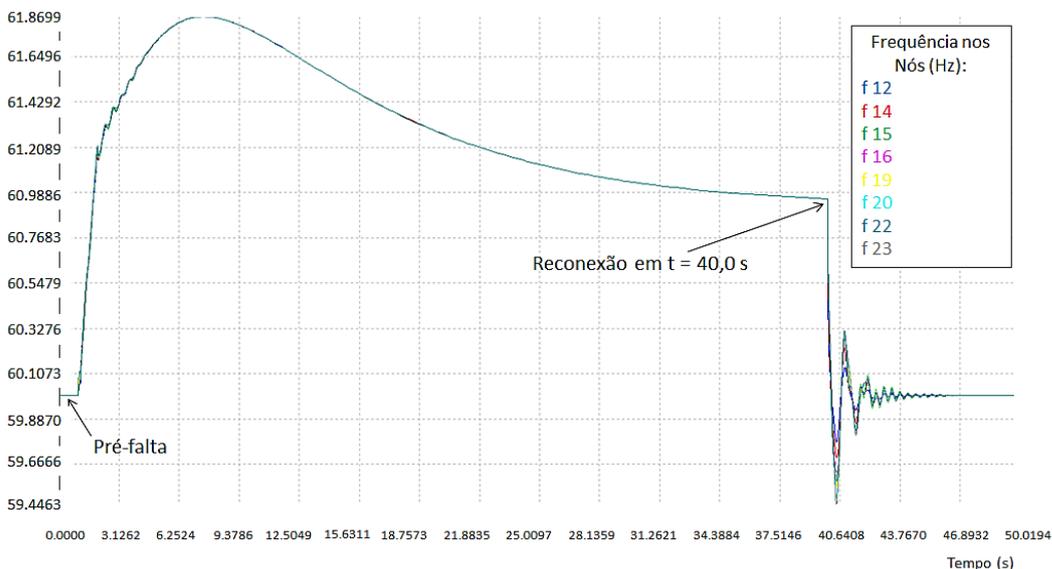
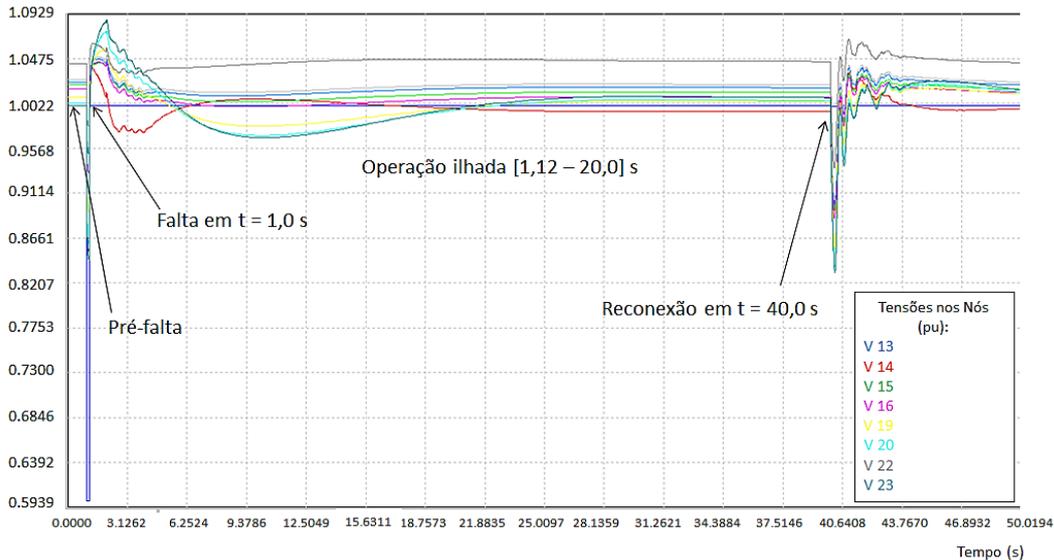


Figura 4.23 - Frequências de 230 kV - Rede 24 Barras - Cenário Seco

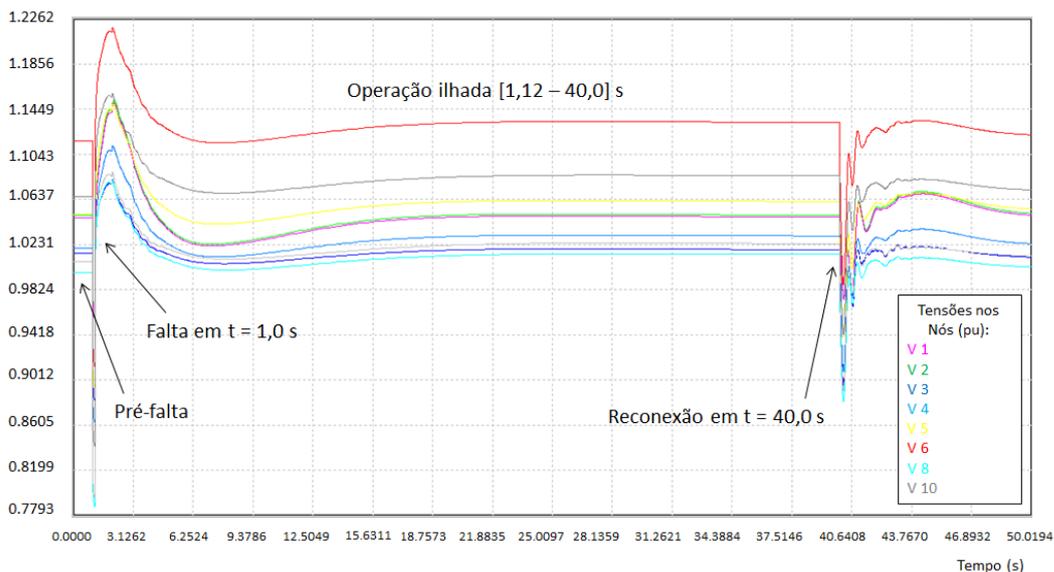
A geração das eólicas deve ser limitada pelo esquema de *LVRT* e pela malha de controle de potência ativa. Nesta simulação, a atuação foi efetuada de forma manual, porém é necessário que haja um esquema de detecção de ilhamento que efetivamente atue cortando a geração ativa de saída de 10 parques no nó 15 e 7

parques no nó 16 em  $t = 2,0$  s, como mostrado na Figura 4.24. Considerando também a reconexão em  $t = 40,0$  s, o ilhamento se mostra bem sucedido.

As tensões dos nós de 230 kV mantêm-se numa faixa aceitável, com um deles apresentando queda máxima a cerca de 0,85 pu no momento da reconexão por um tempo muito curto, não sendo suficiente para a atuação da proteção.



As tensões nos nós de 138 kV também mantêm-se dentro de uma faixa aceitável, exceto no nó 6, onde ligeiramente ultrapassa 1,2 pu, porém durante um tempo muito curto, não suficiente para fazer operar a proteção. No momento da reconexão, alguns nós apresentam subtensões instantâneas não inferiores a cerca de 0,9 pu durante um tempo muito curto (Figura 4.25).



### 4.5.2. Cenário úmido

Durante o ilhamento a frequência decai a pouco menos de 59 Hz, porém inicia uma recuperação graças à ação dos reguladores das usinas da rede (Figura 4.26). A estabilidade foi alcançada após a reconexão em  $t = 40,0$  s e uma leve oscilação amortecida.

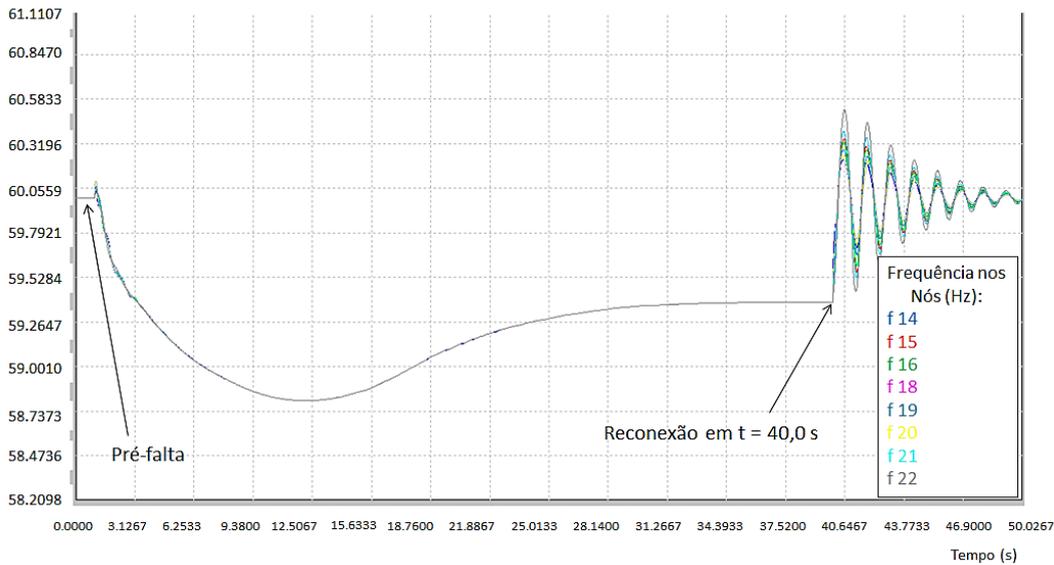


Figura 4.26 - Frequências 230 kV - Rede 24 Barras - Cenário Úmido

As tensões nos nós de 230 kV mantêm-se dentro de uma faixa aceitável, apresentando queda máxima em um deles a cerca de 0,9 pu no momento da reconexão, por um curtíssimo período, como pode ser visto na Figura 4.27.

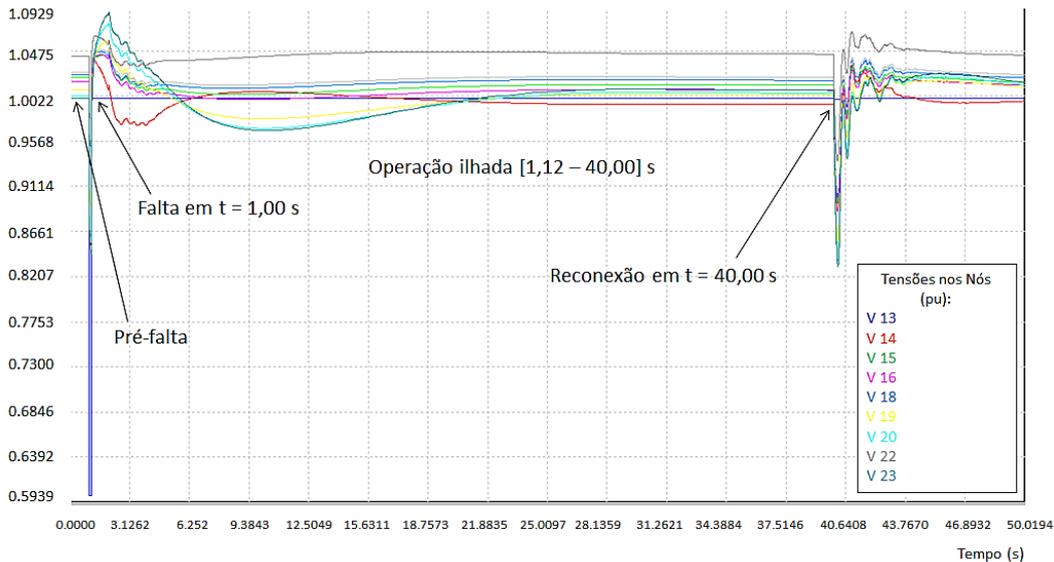


Figura 4.27 - Tensões de 230 kV da Rede 24 Barras - Cenário Úmido

As tensões nos nós de 138 kV também mantêm-se dentro da faixa aceitável em todos os momentos, inclusive durante e após a reconexão (Figura 4.28).

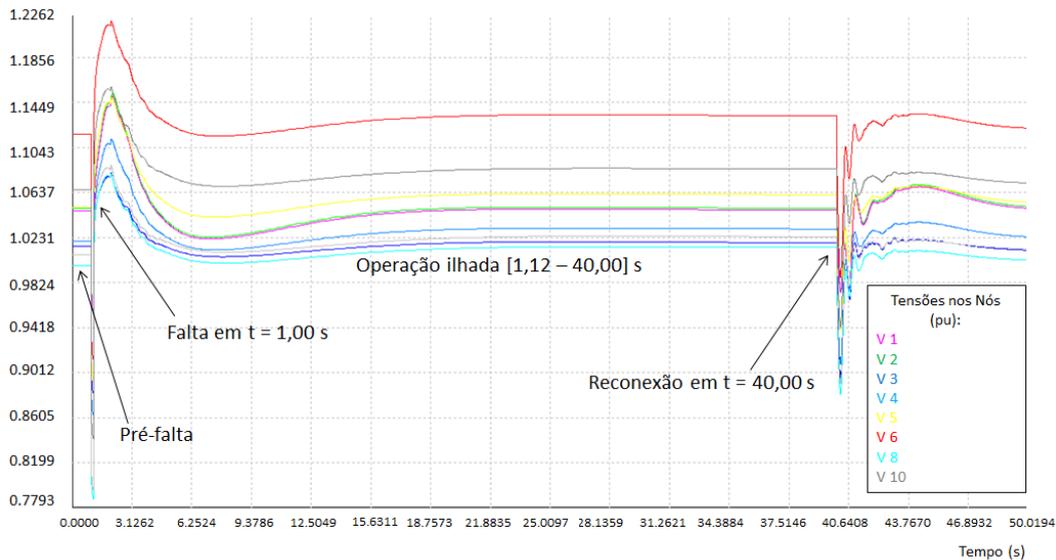


Figura 4.28 - Tensões de 138 kV da Rede 24 Barras - Cenário Úmido

### 4.5.3. Emulação do algoritmo de medição fasorial

Para confirmar a robustez do método de detecção por medição e comparação sincrofasorial e sua emulação desenvolvida em *Matlab*, o algoritmo foi submetido aos resultados da simulação dinâmica sobre o modelo da Rede 24 Barras para um novo cenário “balanceado” em que a geração eólica média por parque é de 10,77 MW, a carga é a de patamar médio (1.863,2 MW) e a UTE do nó 21 encontra-se desligada, assim como a UG 3 da UTE no nó 7. O intercâmbio resultante é de 10 MW no nó 13. A resposta dos ângulos das tensões dos nós 15 e 16 no tempo é mostrada na Figura 4.29.

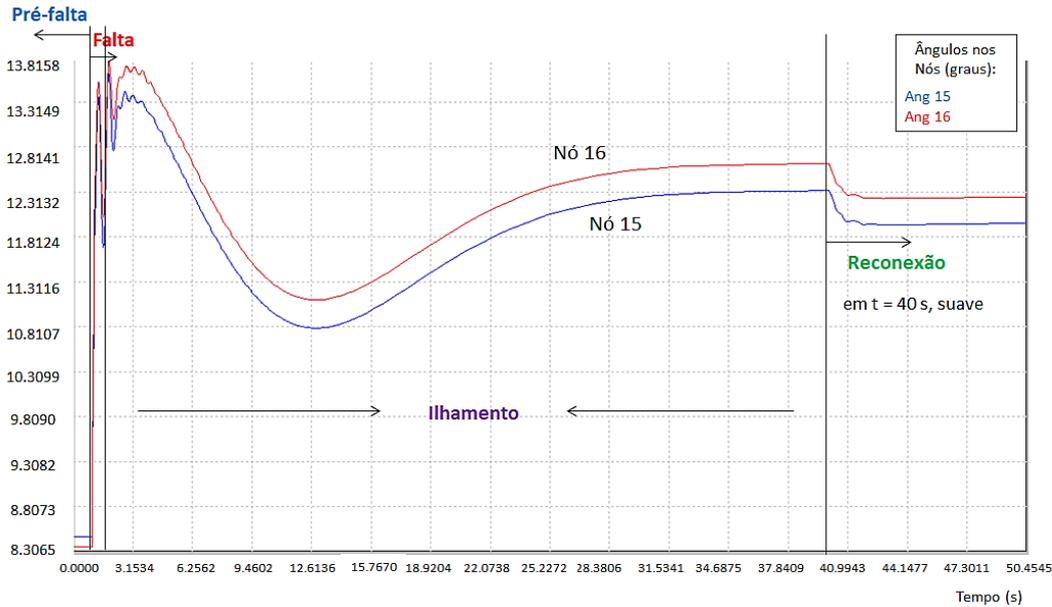


Figura 4.29 - Resultado dos Ângulos nos nós 15 e 16

É possível inferir que a reconexão ocorre com sucesso em  $t = 40,0$  s. A Figura 4.30 mostra a resposta do algoritmo de emulação da lógica na forma de quatro diagramas  $A$  vs.  $S$  para as quatro etapas mostradas na Figura anterior.

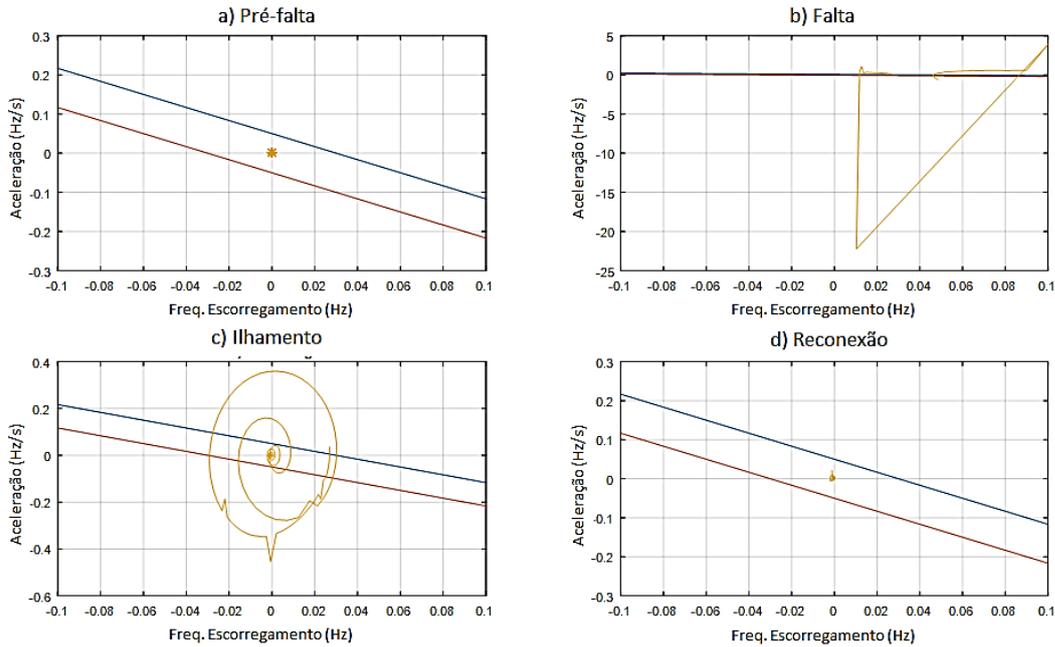


Figura 4.30 - Resposta do algoritmo para as etapas de simulação

As características acima, emuladas no *Matlab* pela reta  $A = b \cdot S \pm c$ , tiveram apenas seu parâmetro  $c$  empiricamente modificado, em relação àquele apresentado no subitem 4.3.4, para 0,05.

Os resultados das atuações do esquema de detecção do ilhamento pelo algoritmo de medição sincrofásorial indicam 16 detecções na parte superior e 10

na parte inferior da característica, a partir de  $t = 1,401$  s, tendo a última tendo ocorrido em  $t = 2,226$  s.

Tabela 4.13 - Instantes de detecção do algoritmo - Rede 24 Barras

tempo (s)	Região	$\Delta t$ (ms)	tempo (s)	Região	$\Delta t$ (ms)
1,401	Inferior	168	1,670	Superior	200
1,407	Inferior	174	1,681	Superior	200
1,413	Inferior	180	1,692	Superior	170
1,418	Inferior	185	1,703	Superior	211
1,424	Inferior	191	1,714	Superior	222
1,430	Inferior	197	1,725	Superior	234
1,436	Inferior	203	1,737	Superior	245
1,441	Inferior	208	1,938	Inferior	179
1,447	Inferior	214	1,957	Inferior	198
1,453	Inferior	220	1,976	Inferior	217
1,459	Inferior	226	1,995	Inferior	237
1,470	Inferior	237	2,207	Superior	173
1,659	Superior	190	2,226	Superior	192

A trajetória da sequência temporal da etapa de ilhamento, em que ocorre a atuação correta do algoritmo, é apresentada na Figura 4.31, lembrando que o ilhamento tem início logo após a interrupção com a interligação da sub-rede com o sistema principal, pela eliminação da falta, em  $t = 1,120$  ms. Na figura fica fácil discernir o período inicial do ilhamento em que aceleração e escorregamento da frequência na sub-rede são maiores devido ao transitório de frequência, em que há a detecção. Em seguida nota-se o decurso do tempo em que escorregamento e aceleração tendem a zero até que a Rede atinja o regime permanente.

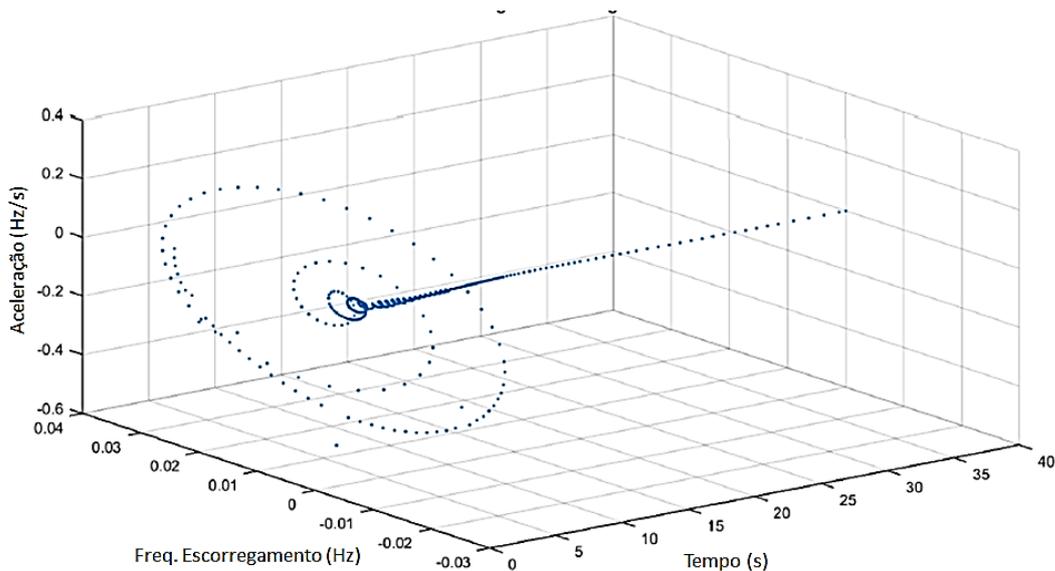


Figura 4.31 - Gráfico 3D da resposta do algoritmo

## 5 Conclusões

### 5.1. Resumo e resultados

A correta detecção do ilhamento, mesmo no caso do ilhamento intencional, é fundamental para a preservação das cargas dos consumidores com qualidade e segurança. Ao invés de desligar totalmente as usinas de GD e, conseqüentemente, os consumidores da área afetada, e de agravar a situação de estabilidade do sistema com perda de geração, o esquema de detecção de ilhamento deve, ao contrário, trabalhar em benefício da sub-rede e do sistema interligado.

Ainda, a viabilidade de sucesso no ilhamento decorre das medidas de controle e proteção tomadas na sub-rede durante a operação ilhada, de modo a favorecer sua estabilidade, seja através da intervenção dos reguladores de tensão e velocidade das usinas (controle adaptativo), seja, em casos extremos, através do corte de geração ou carga.

Os relés de sub/sobretensão (funções 27/59) e sub/sobrefrequência (função 81) são recomendados por boa parte das normas e procedimentos nos requisitos de detecção de ilhamento; porém, como o trabalho mostrou, apresentam limitações severas de sensibilidade. Além disso, caso tenham ajustes muito sensíveis, podem atuar indevidamente para faltas externas, outras perturbações e manobras, comprometendo a segurança. Por isso, recomendam-se ajustes de acionamento (*pickup*) e temporização apenas para proteção das cargas e GD contra danos causados pela rede. Nessa nova realidade, a utilização de relés de tensão e frequência baseados apenas em valor absoluto não é mais uma boa estratégia de detecção de ilhamento.

No trabalho foram conferidos os critérios de limites de frequência na sub-rede e tensões nas barras, estabelecidos no item 2.3. Foram avaliados os resultados da aplicação dos subsistemas de proteção com esses ajustes e a correta detecção de ilhamento pelos diferentes tipos de relés, além da aplicação do relé de taxa de

variação de frequência ( $81df/dt$  ou *ROCOF*) no alívio seletivo de cargas de forma coordenada com os relés de frequência absoluta (81) instalados nas barras. Os ajustes devem ser cuidadosamente calculados, especificamente para cada sistema, de maneira a minimizar operação indevida.

O trabalho mostrou que os relés  $81df/dt$  e Salto Vetor (*SV*), recomendados em boa parte da literatura, também possuem limites de sensibilidade à medida que a diferença entre geração e carga diminui, até atingir o equilíbrio, como no caso do Cenário Balanceado. Por outro lado, não podem ser ajustados com muita sensibilidade sem que comprometam a coordenação e seletividade. Nesse aspecto, a utilização do relé  $81df/dt$  associado à telecomunicação (*COROCOF*) representa uma melhora na segurança contra falsas operações. Ainda assim, continua restrito ao limite de sensibilidade intrínseco ao princípio de operação dos relés  $81df/dt$ .

Assim, métodos convencionais de proteção já não são mais adequados na nova realidade do sistema em que a operação ilhada pode passar a ser tolerada e aperfeiçoada de forma a preservar as cargas na cada vez maior presença de GD, sobretudo nas situações dinâmicas. Para obter um melhor desempenho na detecção do ilhamento, o uso de métodos mais sofisticados de detecção se faz necessário. Sendo assim, o trabalho explorou uma alternativa baseada em comparação de valores oriundos de medição sincrofasorial, com bons resultados.

O resultado da emulação desta técnica para dois sistemas distintos (Sistema-teste de 7 Barras e Rede 24 Barras) mostrou que ela foi capaz de detectar o ilhamento num tempo suficientemente rápido para as situações mais difíceis de detecção, sem comprometimento da segurança. Por exemplo, para o Sistema-teste, no cenário mais restritivo, 8 detecções ocorreram, desde  $t = 1,541$  s (421 ms após o evento do ilhamento) até  $t = 3,504$  s.

A avaliação constatou, ainda, que, após o ilhamento, à medida que o tempo decorre, as grandezas calculadas que possibilitam a detecção, escorregamento e aceleração, vão se modificando, aproximando-se de valores nulos. Isto significa que a detecção de ilhamento deve ser declarada o mais rapidamente possível.

Os ajustes de acionamento (*pickup*) e de temporização neste método podem ser adequados de acordo com cada sistema e condição específicos. Além disso, o esquema lógico pode ser facilmente adaptado para incorporar outras funções de

comparação, como ângulo, escorregamento e aceleração (taxa de variação de frequência) entre terminais.

A Seção 4.4 expandiu a Análise de Sensibilidade para uma rede baseada no Sistema IEEE 24 Barras, permitindo determinar, mesmo nos cenários extremos, a configuração de número máximo de parques eólicos do ponto de vista de estudo de Fluxo de Potência em regime permanente.

Na primeira Análise de Sensibilidade da Rede 24 Barras para o Cenário Seco, nota-se que uma menor flexibilidade de geração termoelétrica favorece a implantação de um maior número de parques eólicos, ou seja, é melhor despachar todas as térmicas inflexíveis (de menor custo) e substituir as flexíveis por uma vasta malha de parques eólicos. Já no Cenário Úmido, é necessário manter uma base mínima de UTE's flexíveis na rede, com boa regulação de velocidade, despachadas fora da "ordem de mérito", para atender a carga máxima e situações de geração eólica mínima.

Na segunda Análise de Sensibilidade para estes mesmos cenários, em que há a possibilidade de variar, dentro de certos limites, a potência das UTE's flexíveis, a configuração máxima (ótima) de parques eólicos para que não haja nenhum corte de geração nem de cargas é a de 19 na Rede 24 Barras.

Finalmente, a emulação do método de detecção deilhamento por Comparação Sincrofasorial para a Rede 24 Barras, resultou em excelente desempenho, para o cenário mais restritivo, com 26 detecções ocorridas desde  $t = 1,40$  s (280 ms após o evento do ilhamento) até  $t = 2,26$  s.

## 5.2. Sugestões para trabalhos futuros

O estudo quantitativo da atuação automática em tempo real sobre os parâmetros de ganho e da constante de tempo dos reguladores de tensão e de velocidade das máquinas das usinas de GD – controle secundário adaptativo – exige uma simulação por modelagem mais detalhada, sobretudo dos controles dos conversores dos aerogeradores e sua interação com diferentes tipos de distúrbios e perante distintas situações do sistema.

Temas como a inércia sintética dos novos modelos de aerogeradores e as diferentes formas de armazenamento de energia, também podem ser explorados, pois poderão auxiliar, no futuro, a regulação de velocidade, na medida em que permitem a formação de reserva operativa para controle automático carga/frequência da geração distribuída. Nesse sentido, a simulação da interação com o sistema das usinas de GD englobando o estado-da-arte dessa tecnologia deverá ser desenvolvida para uso prático nos estudos de implantação.

Outras fontes renováveis alternativas, como a geração fotovoltaica também deverão ser estudadas, tanto na composição de grandes parques como na instalação junto a sistemas de distribuição pelos próprios consumidores, modalidade que deverá ter uma participação relevante na matriz eletro-energética futura.

Sugere-se, finalmente, o estudo do efeito de outras condições de abertura de anéis, por exemplo, em sistemas de distribuição fortemente malhados, oriundas de manobras, sobre os ângulos nos nós de uma rede em teste e, conseqüentemente, sobre os esquemas de detecção de ilhamento.

## 6

### Referências bibliográficas

- 1 INTERNATIONAL COUNCIL ON LARGE ELECTRIC SYSTEMS - CIGRÉ. **The Impact of Renewable Energy Sources and Distributed Generation on Substation Protection and Automation**. Working Group B5.34, Brochure 421, 2010.
- 2 INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS. **Std. 1547-2003**: Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems, 2003.
- 3 REN21. **Renewables 2015 Global Status Report**, 2015
- 4 STARK, C. et al. **Renewable Electricity**: Insights for the Coming Decade. Joint Institute for Strategic Energy Analysis - JISEA / National Renewable Energy Laboratory. Technical Report NREL/TP-6A50-63604, 2015.
- 5 INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. 2014 **Annual Report**, 2014.
- 6 INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **From baseload to peak**: Renewables provide a reliable solution, 2015.
- 7 INTERNATIONAL COUNCIL ON LARGE ELECTRIC SYSTEMS. **Market Design for Large Scale Integration of Intermittent Renewable Energy Sources**. Working Group C5.11. Brochure 557, 2013.
- 8 International Energy Agency, **Integration of Variable Renewables**, IEA Implementing Agreement for Renewable Energy Technology Deployment, Utrecht, 2015.
- 9 ELIA, E. et al. **Market integration and storage resources optimization to mitigate the risks of “over-generation” from non-programmable RES: the Italian prospective**. Cigré. C5 – 306, 2014.

- 10 SHIREK, G. J. **Assessing distribution system voltage impacts as a function of PV generation levels and voltage regulator operating modes.** Cigré 108, 2012.
- 11 ARAÚJO, F. B. **Impacto da geração distribuída nas condições de estabilidade de tensão.** Rio de Janeiro, 2010. 147p. Dissertação - Departamento de Engenharia Elétrica. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- 12 CISNEIROS, S. J. N. et al. **New challenges caused by the new energy sources in the Brazilian power system.** C4-104. Bienal Cigré 2014.
- 13 INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS, Working Group D3. **Impact of distributed resource on distribution relay protection,** 2004.
- 14 GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report Annual Market Update (2006 – 2015).**
- 15 MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Boletim** “Energia Eólica no Brasil e no Mundo – Ano de Referência – 2014”, dezembro 2015.
- 16 ACKERMANN, T.; **Wind Power in Power Systems.** Sweden: Ed. John Wiley and Sons, 2005.
- 17 PEÑA, R.; CLARE, J. C.; ASHER, G. M.: **Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation.** IEE Proceedings Electric Power Applications, vol. 143, no. 3, 1996.
- 18 INTERNATIONAL COUNCIL ON LARGE ELECTRIC SYSTEMS. Joint Working Group B5/C6.26/CIRED. **Protection of Distribution Systems with Distributed Energy Resources.** Brochure 613. Final Report, 2015.
- 19 INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS **Std. C37.90-2006** Standard for Relays and Relay Systems Associated With Electric Power Apparatus – ANSI/IEEE, 2006.
- 20 INSTITUTE OF ELECTRIC AND ELECTRONIC ENGINEERS. **IEEE 100:** The authoritative dictionary of IEEE standards terms. New York: Standards Information Network, 2000.

- 21 STRATH, N.; **Islanding Detection in Power Systems**; Licentiate Thesis; Lund University; Sweden; 2005.
- 22 MULJADI, E.; GEVORGIAN, V. **Short-circuit Modeling of a Wind Power Plant**; National Renewable Energy Laboratory - NREL; Presented at the Power & Energy Society General Meeting; Detroit; July 24-29, 2011.
- 23 INTERNATIONAL COUNCIL ON LARGE ELECTRIC SYSTEMS. **Comparação dos Requisitos das Distribuidoras para Inserção de Acessantes de Geração Distribuída** - Grupo de Trabalho C6 - Relatório Final 014, 2013.
- 24 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**; Módulo 3: Acesso ao Sistema de Distribuição; Revisão 6 (01/03/2016).
- 25 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**; Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica; Revisão 7 (01/01/2016).
- 26 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**; Módulo 4: Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição; Revisão 1 (01/01/2010).
- 27 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Procedimentos de Rede**: Submódulo 3.6 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão; Rev. 1.1, 2010.
- 28 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Procedimentos de Rede**: Submódulo 2.6 - Requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações; Rev. 2.0, 2011.
- 29 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Procedimentos de Rede**: Submódulo 23.3 - Diretrizes e critérios para estudos elétricos; Rev. 2.0, 2011.

- 30 EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - **Estudos para a Licitação da Expansão da Transmissão** - Análise Técnico-Econômica de Alternativas - Relatório R1: (a) Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste - Nota Técnica DEE-RE-147/2014 – rev. 2 (08/12/2014); (b) Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste - Nota Técnica DEE-RE-148/2014 – rev. 1 (08/12/2014); (c) Estudo para Escoamento do Potencial Eólico dos Estados do Maranhão, Piauí e Ceará - Nota Técnica DEE-RE-021/2015 – rev. 0 (04/02/2015).
- 31 E.ON NETZ GMBH, **Grid Connection Regulations for High and Extra High Voltage**, 2006.
- 32 USA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION - **18 CFR Part 35** – Interconnection for Wind Energy and Other Alternative Technologies, 2005.
- 33 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA; **Requisitos Técnicos Mínimos para Conexão de Centrais Geradoras Eólicas**; Anexo XIV – Leilão Nº 01/2016.
- 34 WARIN, J. W. **Loss of Mains Protection**, ERA Conference on Circuit Protection for Industrial and Commercial Installations. 1990, London.
- 35 FUNABASHI, T.; Koyanagi, K.; Yokoyama, R. **A review of islanding detection methods for distributed resources**. IEEE Power Tech Conference Proceedings; Bologna, 2003.
- 36 MAHAT, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B. **Review of islanding detection methods for distributed generation**. Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, DRPT 2008, pp.2743,2748, 6-9, 2008.
- 37 JANKE, O.; **The directional reactive power undervoltage protection** – a protection concept for connecting decentralized renewable energy sources. Germany, 2012.
- 38 KUNDUR, P.; **Power system stability and control**. New York: McGraw-Hill, 1994.

- 39 REDFERN, M.A.; Barrett, J.I.; USTA, O. **A new loss of grid protection based on power measurements**, Sixth International Conference on Developments in Power System Protection, Conf. Publ. No. 434, pp. 91-94, 1997.
- 40 SALMAN, S.; King, D.; Weller, G. **New loss of mains detection algorithm for embedded generation using rate of change of voltage and changes in power factors**, Seventh International Conference on Developments in Power System Protection (IEE), pp. 82-85, 2001.
- 41 OKADA, N. et al. **An islanding prevention method by avoiding dead zone of islanding detection for distributed power generation (RPG 2011)**, IET Conference on Renewable Power Generation, pp.1,6, 6-8, 2011.
- 42 ROPP, M.; BEGOVIC, M.; ROHATGI, A. **Analysis and performance assessment of the active frequency drift method of islanding prevention**, IEEE Transaction on Energy Conversion, vol. 14, no. 3, pp. 810-816, 1999.
- 43 JENKINS, N. et al. **Embedded generation**. London: The Institution of Electrical Engineers, 2000.
- 44 GUILLOT, M. et al. **Protection of embedded generation connected to a distribution network and loss of mains detection**, In: CIRED2001, 2001.
- 45 FREITAS, W. et al. **Comparative analysis between ROCOF and vector surge relays for distributed generation applications**, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 20, no.2, pp.1315-1324, 2005.
- 46 FREITAS, W.; HUANG, Z.; XU, W. **A practical method for assessing the effectiveness of vector surge relays for distributed generation applications**, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 20, no. 1, pp. 57-63, 2005.
- 47 BRIGHT, C. **COROCOF: comparison of rate of change of frequency protection. A solution to the detection of loss of mains**, In: Seventh International Conference on Developments in Power System Protection. pp. 70-73, 2001.
- 48 ISHIBASHI, A. et al. **New type of islanding detection system for distributed generation based on voltage angle difference between utility**

- network and distributed generation site**, In: Eighth IEE International Conference on Developments in power system protection. pp. 542-545, 2004.
- 49 MULHAUSEN, J. et al **Anti-islanding today, successful islanding in the future**. GRIDTECH 2011; New Delhi, India, 2011.
- 50 INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS. **Std. C37.104-2002**, IEEE Guide for automatic reclosing of line circuit breakers for AC distribution and transmission lines, 2003.
- 51 INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS. **Working Group Report**: IEEE screening guide for planned steady-state switching operations to minimize harmful effects on steam turbine-generators. IEEE Trans. Power App. Syst., vol. PAS-99, no. 4, pp. 1519–1521, 1980.
- 52 GREENWOOD, A. **Electrical Transients in Power Systems**. New York: Wiley, 1971.
- 53 INTERNATIONAL COUNCIL ON LARGE ELECTRIC SYSTEMS. **Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources**. CIGRÉ Brochure 575. Task Force C6.04, 2014.
- 54 INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61400-27 Working Group**: Electrical simulation models for wind power generation, Wind turbines - Part 27-1, Final Draft International Standard, 2014.
- 55 INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS. **The IEEE Reliability Test System – 1996**, a report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, no. 3, pp. 1010–1020, 1999.
- 56 NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY: **WECC Wind Generator Development** - Final Project Report - Appendix V: model validation of wind turbine generator, 2009.

- 57 SANDIA NATIONAL LABORATORIES. **Report SAND2012-6664: Wind Power Plant Short-Circuit Modeling Guide**, 2012.
- 58 KLING, W. L.; SLOOTWEG, J. G. **Wind Turbines as Power Plants**, IEEE/Cigré Workshop on Wind Power and the Impacts on Power Systems, Oslo, Norway, 2002.
- 59 SAMAAAN, N. et al. **Modeling of Wind Power Plants for Short-Circuit Analysis in the Transmission Network**. IEEE, 2008.
- 60 DRAKA; **Prysmian Cable brochure & Data sheet QM(F)-EL-04/6010/01**; Deutschland, 2007.
- 61 STOTT, B. **Power System Dynamic Response Calculations**, Proc. IEEE, Vol. 67, No. 2, pp. 219-241, 1979.
- 62 **Organon User Manual**; Version 8.4; Copyright 2000 – 2015, HPPA.
- 63 LIMA, D.A.; SILVA FILHO, J.E. **Dynamic assessment for islanding detection and situational awareness with distributed generation**, 12th IEEE PES Powertech Conference, Manchester 2017, Towards and Beyond Sustainable Energy Systems, June 18-22, 2017.
- 64 INTERNATIONAL COUNCIL ON LARGE ELECTRIC SYSTEMS. **Electric Energy Storage Systems**, CIGRÉ Technical Brochure 458, Working Group C6.15, 2011.
- 65 EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY. **Network Code on Load-Frequency Control and Reserves**, 2013.
- 66 GONZALEZ-LONGATT, F.; CHIKUNI, E.; RASHAYI, E. **Effects of the Synthetic Inertia from wind power on the total system inertia after a frequency disturbance**. International Conference on Industrial Technology, DOI: 10.1109/ICIT.2013.6505779, 2013.
- 67 VIEIRA, J. C. M. et al. **Um método prático para a definição dos ajustes de relés baseados em medidas de frequência usados para detecção de ilhamento de geração distribuída**. Revista Controle & Automação/Vol.19 no.2, 2008.

- 68 Empresa de Pesquisas Energéticas - **Boletim Trimestral da Energia Eólica** Ano III, Número 09, Abril de 2016.
- 69 Operador Nacional do Sistema Elétrico – **Boletim Mensal de Geração Eólica**, Maio/2016.
- 70 INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS. **IEEE Standard C37.10-2000: Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis**, 2000.
- 71 KACEJKO, P.; MILLER, P. **Short-circuit analysis of power grid with consideration of wind farms as controlled circuit sources**; Lublin University of Technology; Acta Energetica no. 4, 2011.
- 72 BLAABJERG, F.; MA, K. **Future on power electronics for wind turbine systems**; IEEE Journal of emerging and selected topics in power electronics, vol. 1, no. 3, pp.139-152, 2013.
- 73 WALLING, R. A.; GURSOY, E.; ENGLISH, B. **Current contribution from Type 3 and Type 4 Wind Turbine Generators during faults**, PES IEEE Detroit, 2011.
- 74 SOENS, J.; DRIESEN, J.; BELMANS, R. **Interaction between electrical grid phenomena and the Wind Turbine's behaviour**. Proceedings of ISMA, 2004.
- 75 SNYDER, M. A. **Development of Simplified Models of Doubly-Fed Induction Generators (DFIG)**. A contribution towards standardized models for voltage and transient stability analysis. Chalmers University of Technology. SE-412 96. Göteborg, 2012.

## 7 Apêndices

### 7.1. Apêndice I – modelos das máquinas síncronas

O Modelo simplificado da máquina síncrona de polos salientes com dois eixos diretos e dois eixos em quadratura, utilizada nas simulações que envolvem geradores hidrelétricos é representado no Diagrama de blocos da Figura 7.1.

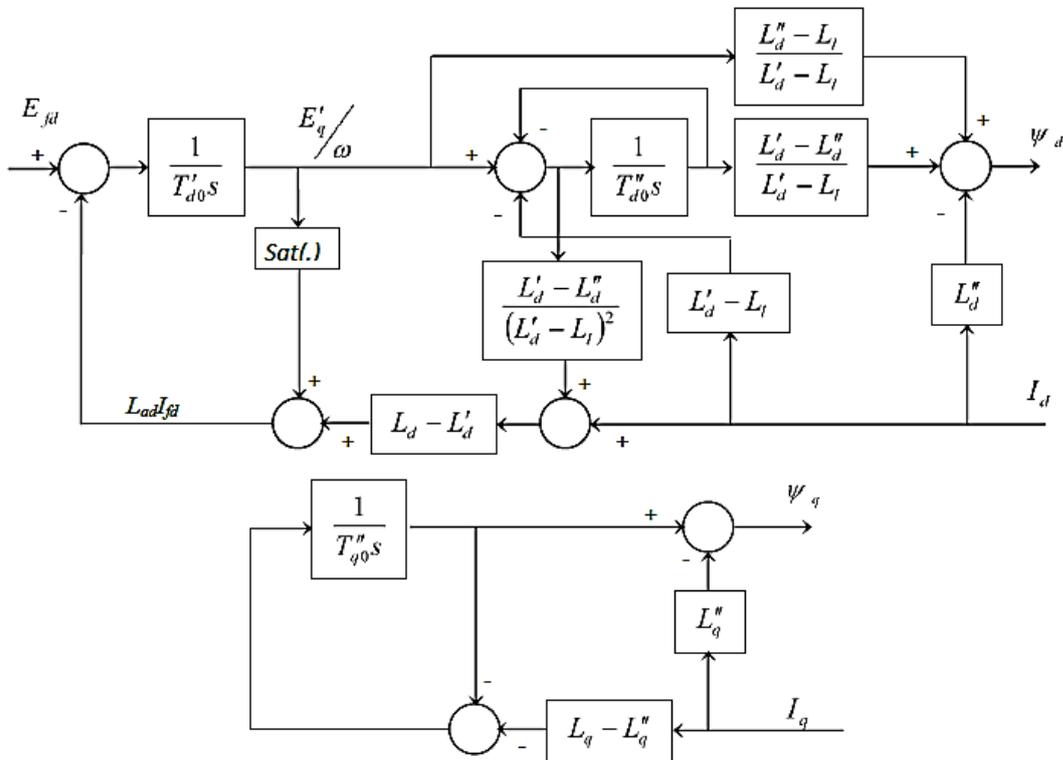


Figura 7.1 - Modelo dinâmico do hidrogenador [62]

O Modelo simplificado da máquina síncrona de polos lisos com dois eixos diretos e dois eixos em quadratura, utilizada nas simulações que envolvem geradores termelétricos é representado no Diagrama de blocos da Figura 7.2.

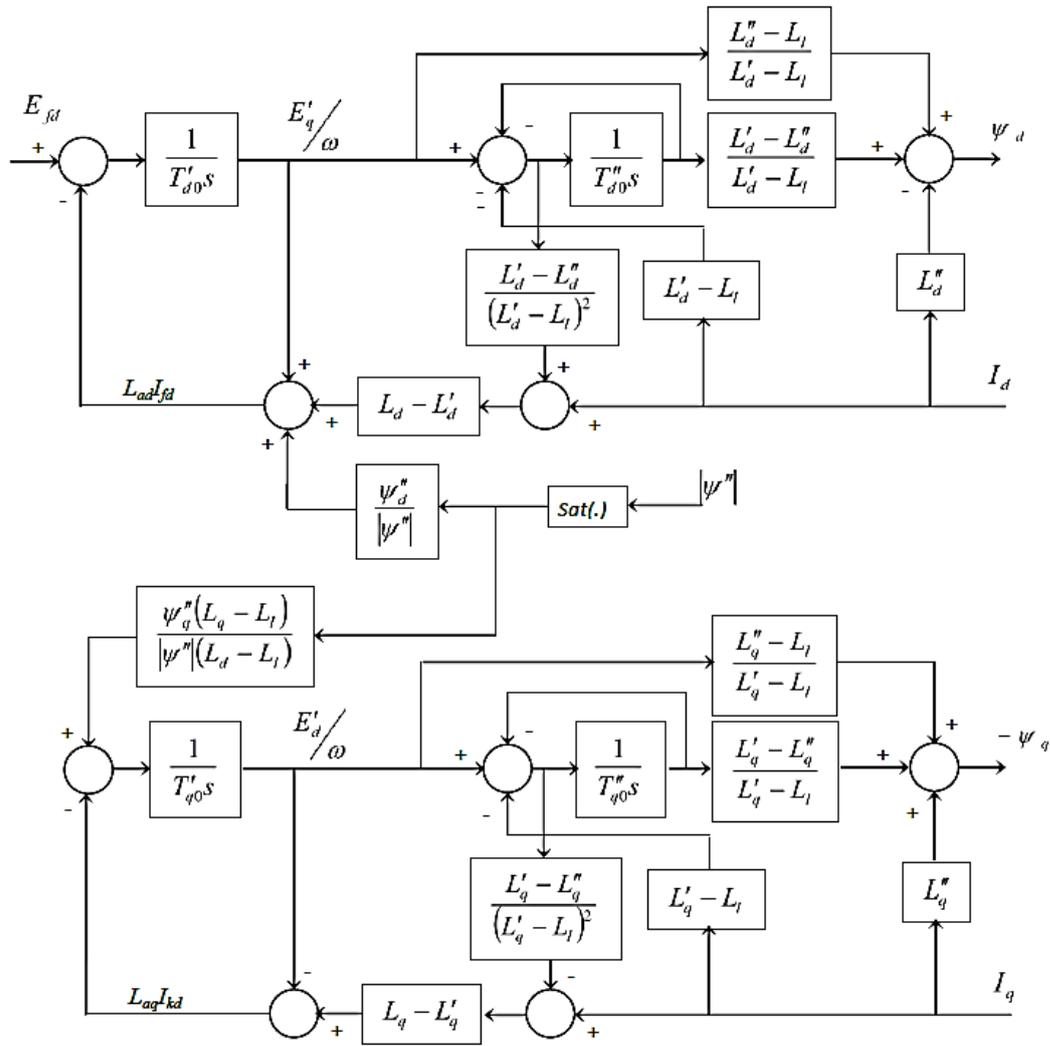


Figura 7.2 - Modelo Dinâmico do Termogerador [62]

## 7.2. Apêndice II – modelos dos aerogeradores

Um gerador de indução normalmente só participa da corrente de falta em seus instantes iniciais. Quando a tensão cai durante um curto-circuito, a capacidade da máquina para manter a magnetização diminui, o que reduz a corrente de falta. O gerador síncrono, por sua vez, contribui com elevadas correntes de falta, normalmente de cerca de quatro a cinco vezes a corrente nominal por um tempo relativamente longo, segundo Muljadi [22].

### 7.2.1. Geradores eólicos Tipo 1 e Tipo 2

Máquinas síncronas convencionais, de UHE's e UTE's, são modeladas por uma fonte de tensão interna atrás de suas impedâncias subtransitórias, transitórias ou síncronas de regime permanente. Os aerogeradores assíncronos dos tipos 1 e 2 que são “diretamente” conectados à rede também podem ser modelados como máquinas síncronas desde que suas contribuições sejam significativas nos primeiros ciclos após a falta e dependendo do objetivo proposto na análise. Estas e outras variáveis poderão ser manipuladas de acordo com as necessidades ao algoritmo usado nos programas de curto-circuito, conforme será abordado adiante.

Pelo método ANSI/IEEE [70], para cálculo de curto-circuito, o modelo do gerador de indução é representado como uma fonte de tensão de 1 pu em série com a reatância subtransitória de eixo direto  $X''_d$ . Conhecendo-se a corrente de rotor bloqueado ( $I_{rb}$ ) do gerador de indução quando este é testado como um motor de indução, em pu, o valor de  $X''_d$  pode ser calculado pela eq. (7.1) [59].

$$X''_d(pu) = \frac{1}{I_{rb}} \quad (7.1)$$

Portanto, o gerador de indução pode ser modelado como uma tensão atrás da reatância subtransitória, que é a mesma representação de um gerador síncrono. Para uma falta trifásica no barramento de baixa tensão do gerador de indução, durante os primeiros ciclos da falta, cada fase contribui com uma corrente simétrica máxima de módulo igual à sua corrente de rotor bloqueado [59].

A corrente de falta é limitada pela impedância interna do gerador e pela impedância da interligação desde os terminais do gerador até o ponto do sistema elétrico onde ocorre a falta. Para uma máquina de indução de rotor em gaiola, a

corrente de falta pode ser calculada pelos parâmetros do circuito equivalente monofásico simplificado, referido ao estator, como mostrado na Figura 7.3.

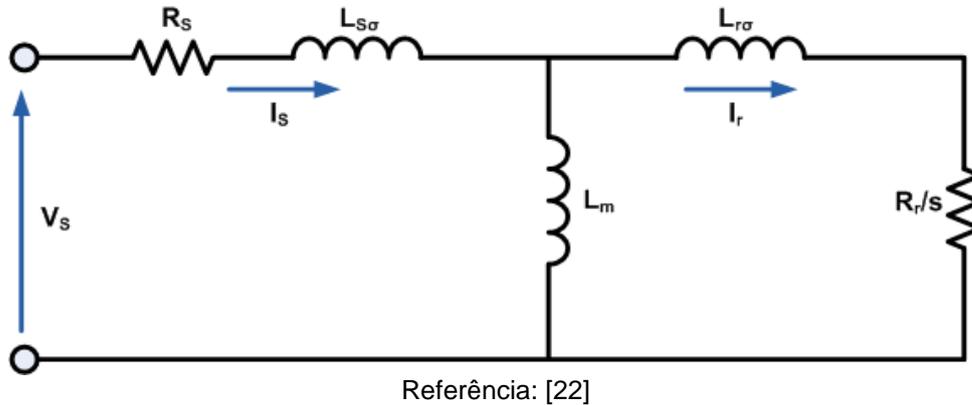


Figura 7.3 - Circuito equivalente da máquina “Rotor em Gaiola”

Onde:

$R_s$  e  $R_r$  são as resistências do estator e do rotor;

$L_{s\sigma}$  e  $L_{r\sigma}$  são as indutâncias de dispersão do estator e do rotor;

$L_m$  é a indutância de magnetização; e

$s$  é o escorregamento do rotor.

No caso de uma falta trifásica, a inércia da turbina continua movimentando o gerador mesmo depois de a tensão cair a zero nos seus terminais, fazendo com que o fluxo do rotor não varie instantaneamente após a queda de tensão decorrente da falta. A tensão produzida nos terminais do gerador faz com que haja corrente para a falta durante alguns ciclos até que o fluxo do rotor seja reduzido a zero. Para faltas assimétricas, a impedância de sequência negativa pode ser considerada igual à reatância subtransitória.

Para a coordenação de relés instantâneos, a contribuição de curto-circuito do gerador de indução no primeiro ciclo é relevante. Ela também é levada em conta no dimensionamento de disjuntores e fusíveis.

Os aerogeradores normalmente não são aterrados, de modo que não há contribuição para a corrente de sequência zero. Porém, os parques eólicos tipicamente possuem transformadores de potência aterrados em ambos os lados ou transformadores de aterramento no lado da conexão em delta, que devem ser incluídos na representação equivalente adotada no item 3.3.1.

Quando os aerogeradores são máquinas de indução dos Tipos 1 e 2, sem qualquer recurso de limitação de corrente, como não possuem fonte de excitação interna, sua contribuição durante uma falta cessa assim que a excitação externa é

cortada através de controle eletrônico. Então, somente as máquinas mais distantes contribuem para a falta. Nesse caso, duas análises de faltas são necessárias: uma inicial sem geração eólica e outra somente com os geradores eólicos que efetivamente permanecerão em operação durante o distúrbio [71]. Pode-se codificar um *script* para manipular resultados, usando-se critérios de afundamento de tensão para determinar qual gerador deverá ser incluído na simulação [71]. Uma lista dos aerogeradores deve ser previamente armazenada em uma base de dados devidamente identificada no algoritmo (por exemplo, *.dat* ou *.csv*) para consulta pela lógica do *script* durante a simulação.

Simula-se falta em uma barra próxima ao parque eólico, levada a cabo em duas iterações. A primeira simulação é feita com todos os geradores eólicos retirados de operação. Geradores em barras com afundamento de tensão não excedendo um valor limite predeterminado são conectados na segunda iteração para modelar a contribuição daquele parque eólico. Empresas americanas que adotaram este método utilizaram 0,7 pu para o limite de afundamento de tensão.

### **7.2.2. Geradores eólicos Tipo 3**

O comportamento dos geradores assíncronos com turbinas eólicas de velocidade variável é bem diferente daquele dos geradores síncronos tradicionais sob condições de falta; em especial os do “Tipo 3” (*DFIG*) e do “Tipo 4” (*PMSG*), que usam conversores *back-to-back* CA/CC/CA. A adaptação dos cálculos de curto-circuito para as ferramentas existentes (*softwares* comerciais), mesmo em regime permanente, passa, então, a ser uma necessidade.

Há uma tendência atual para o uso de aerogeradores tipo máquinas de indução de dupla alimentação (*DFIG* - Tipo 3). Sua representação é semelhante ao que foi abordado acima, exceto pelo fato de que a corrente do rotor é ativamente controlada por eletrônica de potência para regular a tensão e permitir uma ampla faixa de escorregamento (diferença em frequência entre a velocidade rotacional das pás e a velocidade síncrona) durante operações normais, e para limitar a corrente de falta durante um distúrbio no sistema. Os principais elementos do *DFIG* são apresentados no diagrama de blocos da Figura 7.4.

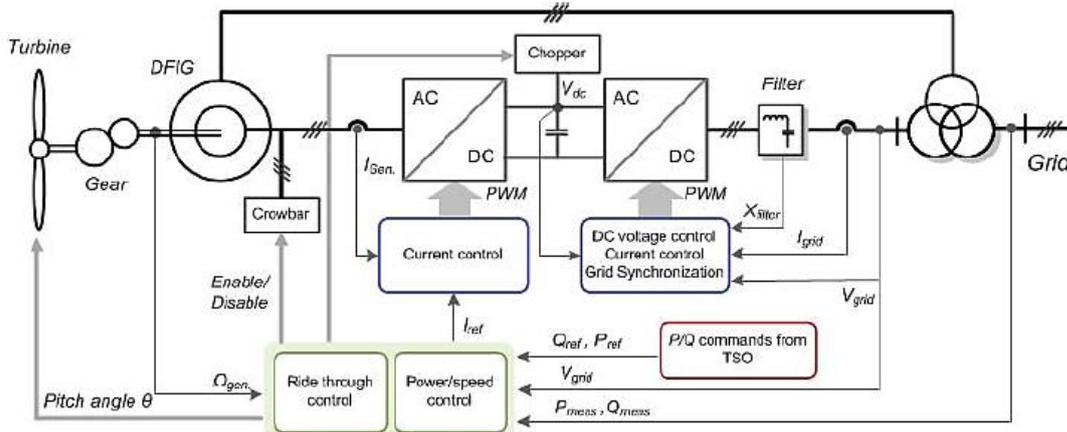


Figura 7.4 - Conversores e Controles do DFIG [72]

Durante as simulações, a velocidade do vento é considerada constante, uma vez que o objetivo do estudo é o comportamento dinâmico da rede e não análises de rajadas e turbulências. Cada eixo da máquina é modelado como uma única massa em rotação.

Para o controle de geração da potência ativa, reativa, tensão terminal e frequência, a tecnologia associada ao DFIG utiliza dois conversores (“Rotor-Side” e “Grid-Side”) baseados em eletrônica de potência. Incorpora também diversos dispositivos e lógicas de proteção e controle, necessários para o atendimento de requisitos de desempenho [73].

No desenvolvimento do modelo, adota-se como premissa a representação do aerogerador para estudos sistêmicos, visando quantificar com exatidão adequada os impactos causados na rede pela presença das usinas eólicas. Para uma análise do desempenho do aerogerador em si, a modelagem seguiria outras premissas e deveria representar em detalhes todas as dinâmicas, controles e proteções intrínsecos deste equipamento, o que aqui não é o caso.

O modelo também não representa os dispositivos conversores por elementos de circuito (ponte conversora a IGBT's), e sim uma representação por fontes de tensão equivalentes. Tal representação é adequada para estudos de curto-circuito e rejeição de carga, cujo foco é o impacto da usina eólica para o sistema elétrico, pois reproduz a resposta dos aerogeradores no comportamento dinâmico das tensões terminais e correntes [74], que são os objetivos dos presentes estudos. Somente estudos de penetração e propagação de harmônicos requerem modelos

específicos que incluem as não-linearidades envolvidas. Nesse caso, dever-se-ia utilizar ferramentas como *Anatem*, *SimPowerSys*, *PSS*, *PSCAD* ou *ATP*.

O Modelo simplificado da máquina de indução com um eixo direto utilizada nas simulações que envolvem turbinas eólicas é representado no Diagrama de blocos da Figura 7.5.

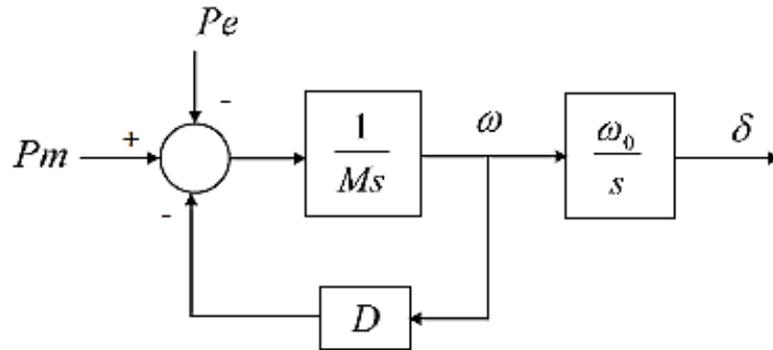
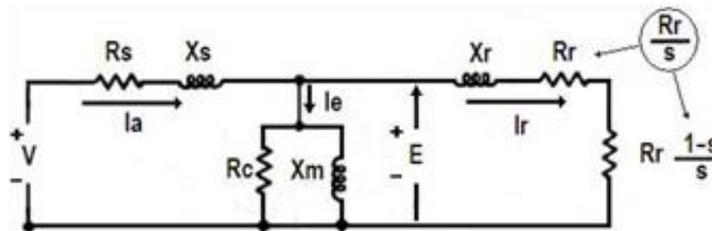


Figura 7.5 - Modelo Dinâmico do Aerogerador [62]

Para a maior parte dos estudos de curto-circuito, a máquina duplamente alimentada pode ser modelada como uma máquina de indução genérica, através de suas impedâncias transitórias ou subtransitórias. No caso da impedância subtransitória, pode-se utilizar o valor da impedância de rotor bloqueado, que seria o caso mais crítico, ou seja, de escorregamento máximo ( $s = 1$ ), resultando no menor valor de impedância do circuito equivalente da Figura 7.6.



$$Z_s = R_s + jX_s$$

$$Z_r = \frac{R_r}{s} + jX_r$$

$$Z_m = \frac{R_c \times jX_m}{R_c + jX_m}$$

Figura 7.6 - Circuito equivalente da máquina de indução

Rotor bloqueado:

$$\eta_s = 0 \quad \therefore \quad s = 1 \quad \therefore \quad \frac{R_r}{s} = R_r$$

A impedância subtransitória  $Z''$  de sequência positiva da máquina de indução corresponde à impedância de rotor bloqueado, ou seja:

$$Z'' = Z_s + \frac{Z_m \times Z_r}{Z_m + Z_r} \quad (7.2)$$

Recursos de limitação de corrente de falta têm sido aplicados em máquinas de indução de dupla alimentação com conversor CA/CC/CA, já que ela tem limites físicos em função do tempo [72]. Se considerado como uma máquina de indução sem qualquer limitação de corrente, o aerogerador será modelado como uma simples máquina síncrona nos programas de curto-circuito, contribuindo para a falta durante os primeiros ciclos. No entanto, a corrente de contribuição real poderá ser bem menor do que as geradas pelo modelo de máquina síncrona.

O fluxo dinâmico dos aerogeradores não é representado precisamente pelas ferramentas convencionais de análise para faltas desequilibradas. Os dispositivos de limitação de corrente podem resultar em diferentes tensões internas equivalentes de *Thévenin* em cada fase, criando uma fonte de tensão de sequência negativa. As correntes de falta não são muito elevadas, limitadas a um máximo de 2,5 vezes a corrente nominal de regime permanente no primeiro pico e não mais que 1,5 pu nos ciclos subsequentes.

Para faltas monofásicas, uma aproximação razoável pode ser obtida para os ciclos iniciais da corrente usando a reatância subtransitória, tanto para os valores de impedância de sequência positiva quanto para os de sequência negativa [73].

Pode não ser necessário modelar uma máquina específica para o caso de determinados estudos para os quais se procura valores máximos de corrente, como, por exemplo, os estudos de superação de equipamentos, pois a corrente durante o intervalo de tempo subtransitório é muito mais alta do que as correntes de falta que se seguem, servindo como a situação mais conservadora. Já para estudos de proteção, o modelo do aerogerador deve ter seus controles devidamente caracterizados.

Os aerogeradores *DFIG* possuem conversores que usam dispositivos eletrônicos de potência, por exemplo, *IGBT's*, do lado da linha, que não aceitam altas correntes durante uma falta. Controles muito rápidos, na faixa de milissegundos, limitam a corrente durante a falta a um nível seguro para os *IGBT's*. Por isso, as correntes de contribuição de curto-circuito deste tipo de aerogerador [73] são bastante pequenas, na gama de cerca de 1,2 a 1,6 pu, dependendo da tensão nos seus terminais. Alguns tipos incluem controles

adicionais que podem permitir a contribuição para uma falta até a capacidade nominal dos *IGBT*'s, com a finalidade de prover a função de “operação durante a falta”, mais conhecida pelo termo *LVRT*. Este período de contribuição tem duração típica de aproximadamente 10 a 15 ciclos.

Mesmo para os modelos mais simples sem controles eletrônicos, como os de aerogeradores dos tipos 1 e 2, nos quais a contribuição para um curto-circuito é naturalmente limitada a valores de 5 a 6 vezes a corrente nominal no período subtransitório, deve-se ter um modelo que não permita que as correntes atinjam valores irreais nos estudos de faltas.

Assim, pode ser necessário incluir na modelagem dos aerogeradores *DFIG* os conversores e os controles com recurso de limitação de corrente de falta a nível seguro. Os bancos de dados dos programas de curto-circuito devem limitar a contribuição dos geradores.

Existe ainda outro dispositivo de proteção dos aerogeradores *DFIG*. O transitório causado por um curto pode fazer surgir um impulso de corrente e um surto de tensão de altíssimo valor no conversor. Para limitá-los, utiliza-se uma barra que gera um curto-circuito no rotor (“*Crow Bar*”), Figura 7.7, fazendo com que o gerador Tipo 3 torne-se um simples gerador de indução.

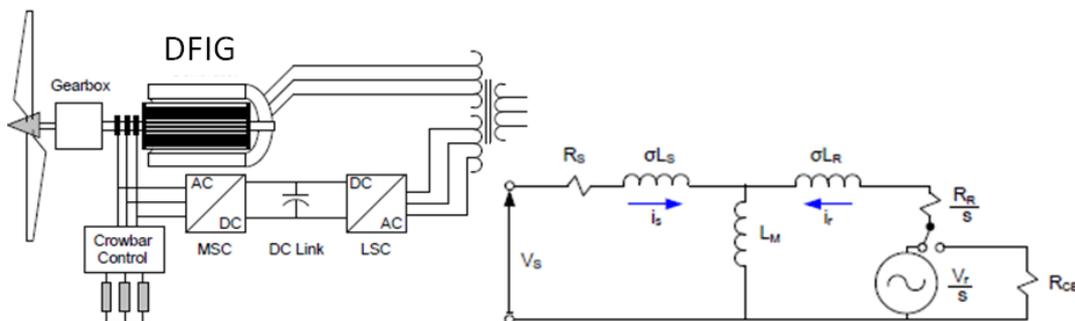


Figura 7.7 - Representação do *DFIG* com *Crowbar*

Quando a barra não está fechada, a contribuição do gerador para a corrente de falta normalmente é controlada pelos dispositivos de proteção internos ao conversor citados anteriormente. Inicialmente, esse limite é alto e, então, torna-se mais baixo após o período subtransitório, normalmente de 110% a 120% do valor da corrente de plena carga alguns milissegundos após o início da falta.

Para parques eólicos que utilizam geradores do Tipo 3 com *DC Chopper*, assim como os do Tipo 4 que serão vistos a seguir, as ferramentas de análise

podem não representar diretamente o comportamento quase constante da sua corrente de falta. Na verdade, a contribuição do curto-circuito pode ser modelada como uma fonte de corrente limitada, com maiores níveis de corrente para os primeiros 1 a 2 ciclos. Esta questão deve ser considerada quando se escolhe as funções de proteção incluídas nos relés multifuncionais.

O usuário do programa pode utilizar um modelo de gerador síncrono e, iterativamente, ajustar o valor de impedância para alcançar o valor desejado de corrente. Uma vez que a contribuição para a corrente de falta tende a ser muito pequena em comparação com a parcela proveniente da rede, geralmente não se justifica uma grande precisão [74].

A contribuição principal para qualquer curto-circuito será a corrente proveniente do sistema. Uma simples adição do valor proveniente do parque eólico dará a corrente de falta total [71]. Se, por um lado, essa baixa corrente de contribuição do parque eólico limita os danos causados pelo curto, por outro lado torna mais difícil sua detecção por parte dos relés de proteção.

Os novos parques eólicos com geradores Tipo 3 (*DFIG*) normalmente possuem compensação dinâmica de potência reativa para atender exigências de corrente a baixa tensão. Quando são usados dispositivos *STATCOM*, os elementos dinâmicos têm uma contribuição para o curto-circuito similar à dos geradores Tipo 4, vistos a seguir.

### **7.2.3. Geradores eólicos Tipo 4**

Conceitualmente, o conversor de tensão “*Back-to-back*” do gerador síncrono de velocidade variável com ímãs permanentes (*PMSG*, Tipo 4) [73] faz com que ele se assemelhe a um gerador síncrono diretamente ligado à rede (como os de usinas hidrelétricas e termoelétricas), pois produz uma tensão atrás da indutância de saída. O módulo e ângulo dessa tensão determinam a potência ativa e reativa fornecida pelo gerador. Essa tensão é sintetizada por uma modulação de pulso (*Pulse Wave Modulation – PWM*) controlável, permitindo, assim, regular a corrente de saída do gerador com muita rapidez.

Os geradores do Tipo 4 podem usualmente ser modelados da mesma maneira que os geradores do Tipo 3, quando se trata de faltas fora do parque

eólico e próximas ao ponto de conexão com o sistema de transmissão. Falhas dentro do parque são mais complexas.

Da mesma forma que para os geradores Tipo 3, tendo em conta que os componentes eletrônicos de potência são muito sensíveis a sobrecorrentes, a ação de controle dos geradores Tipo 4 também é utilizada para limitar sua corrente de curto-circuito. Sendo assim, ao contrário de um gerador síncrono convencional, cujo comportamento sob falta é determinado pelas características físicas e as diferenças são pequenas de uma máquina para outra, no caso do Tipo 4, as correntes de falta são determinadas em função do seu sistema de controle, fazendo com que possa haver diferenças significativas entre diferentes *designs* [73]. Daí a importância da adequada modelagem de cada sistema de controle.

No caso de faltas assimétricas, o sistema de controle limita as correntes dos dispositivos eletrônicos de potência individualmente. Várias técnicas de controle podem ser empregadas para limitar as correntes em cada dispositivo. Como resultado, o comportamento da corrente do gerador Tipo 4 no caso de uma falta assimétrica pode ser bastante complexo e pode variar bastante de acordo com o projeto específico de cada gerador de um mesmo fabricante [73].

#### **7.2.4. Conversores eletrônicos de potência**

A exploração de fontes distribuídas de geração depende em boa medida dos circuitos eletrônicos de potência e seus controles como interface entre a fonte primária e a rede de corrente alternada. Alguns tipos de sistemas de conversão de energia eólica produzem potência elétrica de CA em uma frequência diferente da fundamental. Em ambos os casos a fonte pode não estar diretamente ligada à rede, tornando-se necessária a utilização da conversão eletrônica de potência.

A maioria dos parques eólicos no Brasil tem sido concebida utilizando aerogeradores dos Tipos 3 e 4 conectados ao sistema elétrico através de conversores de potência. O modelo dos parques eólicos utilizado para as simulações no sistema-teste pode ser duplamente representado: por uma fonte de tensão em série com uma reatância subtransitória e por uma fonte de corrente.

A filosofia empregada atualmente visa permitir que os aerogeradores possam suportar uma queda de tensão (*LVRT*) durante a ocorrência de distúrbios,

tais como uma falta na rede, evitando um eventual colapso com a perda de geração. Devido a esta tendência, e como os aerogeradores podem ter diversos tipos, incluindo dispositivos de conversão e controle de potência, tornou-se necessária sua modelagem para estudos de curto-circuito e análise dinâmica.

Se a corrente máxima de curto for a condição limitante para o estudo em questão, a representação como sendo um gerador de indução é conservadora e, portanto, suficiente. Entretanto, quando for necessária grande precisão na simulação, a modelagem do aerogerador deve ser detalhada o suficiente para que se obtenha o resultado transitório. Nesse caso, os conversores e controladores também devem ser modelados com detalhe e precisão suficientes, emulando, se possível, os algoritmos informados pelos fabricantes [75].

O “*Insulated Gate Bipolar Transistor*” – *IGBT*, baseado em elementos semicondutores “completamente controlados” [17], é o dispositivo mais usado atualmente na indústria de aplicações de alta potência, devido a sua capacidade de corrente e às baixas perdas. Os conversores eletrônicos de potência CA-CC completamente controláveis desse tipo têm grandes vantagens sobre os convencionais em termos de controlabilidade e desempenho. Por exemplo, com eles pode-se controlar tanto a potência ativa quanto a reativa.

No sistema de inversão, a entrada CC pode ser uma fonte de tensão (tipicamente um capacitor) ou uma fonte de corrente (tipicamente uma fonte de tensão em série com um indutor), sobre as quais se pode controlar tanto o módulo quanto a fase de forma independente. Então, com referência ao princípio operacional básico, os conversores podem ser classificados como Conversores de Fonte de Tensão (*Voltage Source Converters* – *VSC* ou *Voltage Source Inverters* – *VSI*) ou Conversores de Fonte de Corrente. Por razões econômicas e de desempenho, a maioria dos conversores é baseada na tecnologia *VSC*.

Há várias topologias de *VSC* atualmente em uso. As mais usadas são a convencional trifásica de dois níveis, e a de múltiplos níveis [72]. O *VSC* usa uma técnica de comutação por modulação de largura de pulso (*Pulse Wave Modulation* - *PWM*) e opera a uma frequência de comutação de 1 kHz.

Devido à baixa capacidade dos semicondutores do conjunto retificador mais “*chopper*” para suportar sobrecargas, a amplitude da corrente de curto-circuito de

um conversor de potência não pode ser maior que cerca de 115% da corrente nominal durante um tempo que depende dos algoritmos de controle dos transistores; porém, pode se dizer que o tempo de resposta dos controles dos conversores dos aerogeradores é extremamente rápido, menor que um ciclo.

Durante o funcionamento normal de um aerogerador assíncrono, o conversor pode participar na regulação de tensão, uma vez que um gerador de indução sozinho não pode contribuir com potência reativa; pelo contrário, o consumo de potência reativa de um gerador de indução sem dispositivos conversores ou compensadores externos pode prejudicar a estabilidade de tensão.

### 7.3. Apêndice III – Dados da Rede 24 Barras

Na Tabela 7.1 são apresentados os fatores diários da carga em função da hora do dia, calculados sobre a carga máxima diária.

Tabela 7.1 - Fatores de carga diária

<b>Hora</b>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>Fator</b>	0,67	0,63	0,60	0,59	0,59	0,60	0,74	0,86	0,95	0,96	0,96	0,95
<b>Hora</b>	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
<b>Fator</b>	0,95	0,95	0,93	0,93	0,99	1,00	1,00	0,96	0,91	0,83	0,73	0,63

Na Tabela 7.2 são apresentados os fatores da carga semanal em função do dia da semana, calculados sobre a carga máxima semanal.

Tabela 7.2 - Fatores de carga semanal

<b>Dia</b>	Segunda	Terça	Quarta	Quinta	Sexta	Sábado	Domingo
<b>Fator</b>	0,93	1,00	0,98	0,96	0,94	0,77	0,75

Na Tabela 7.3 são apresentados os fatores da carga anual em função da semana do ano, calculados sobre a carga máxima anual.

Tabela 7.3 - fatores de carga anual

<b>Semana</b>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<b>Fator</b>	0,862	0,900	0,878	0,834	0,880	0,841	0,832	0,806	0,740	0,737	0,715	0,727	0,704
<b>Semana</b>	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
<b>Fator</b>	0,750	0,721	0,800	0,754	0,837	0,870	0,880	0,856	0,811	0,900	0,887	0,896	0,861
<b>Semana</b>	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
<b>Fator</b>	0,755	0,816	0,801	0,880	0,722	0,776	0,800	0,729	0,726	0,705	0,780	0,695	0,724
<b>Semana</b>	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
<b>Fator</b>	0,724	0,743	0,744	0,800	0,881	0,885	0,909	0,940	0,890	0,942	0,970	1,000	0,952

Na Tabela 7.4 são apresentados os fatores de distribuição da carga total do Sistema IEEE 24 Barras entre os nós.

Tabela 7.4 - Fatores nodais de carga em relação à máxima

<b>Nó</b>	<b>Fator</b>	<b><math>P_{\min}</math></b>	<b><math>P_{\max}</math></b>	<b><math>P_{\text{méd}}</math></b>	<b><math>Q_{\min}</math></b>	<b><math>Q_{\max}</math></b>	<b><math>Q_{\text{méd}}</math></b>
1	0,03789474	33,21	108	71	6,76	22	14
2	0,03403509	29,83	97	63	6,07	20	13
3	0,06315789	55,36	180	118	11,27	37	24
4	0,02596491	22,76	74	48	4,63	15	10
5	0,02491228	21,84	71	46	4,44	14	9
6	0,04771930	41,83	136	89	8,51	28	18
7	0,04385965	38,44	125	82	7,82	25	17
8	0,06000000	52,59	171	112	10,70	35	23
9	0,06140351	53,82	175	114	10,95	36	23

10	0,06842105	59,97	195	127	12,20	40	26
13	0,09298246	81,50	265	173	16,59	54	35
14	0,06807018	59,66	194	127	12,14	39	26
15	0,11122807	97,49	317	207	19,84	65	42
16	0,03508772	30,75	100	65	6,26	20	13
18	0,11684211	102,41	333	218	20,84	68	44
19	0,06350877	55,66	181	118	11,33	37	24
20	0,04491228	39,36	128	84	8,01	26	17
<b>Totais:</b>	<b>1,0</b>	<b>876,48</b>	<b>2850,00</b>	<b>1863,24</b>	<b>178,37</b>	<b>580,00</b>	<b>379,19</b>

Na Tabela 7.5 são apresentados todos os parâmetros de regime permanente dos nós da Rede 24 Barras.

Tabela 7.5 - Parâmetros dos nós da Rede 24 Barras

Nó e UG	Tipo	Descr.	$S_n$ (MVA)	$V_{esp}$ (pu)	$P_G$ (MW)	$Q_G$ (MVar)	$Q_{min}$ (MVar)	$Q_{max}$ (MVar)	$B$ (MVar)	$P_c$ (MW)	$Q_c$ (MVar)
1a	1	UTE Gás	234.0	1.035	152.0		0	20		108.0	22.0
1b	1	UTE Vapor	99.0	1.035	20.0		-50	60		108.0	22.0
2a	1	UTE Gás	234.0	1.035	152.0		0	20			
2b	1	UTE Vapor	99.0	1.035	20.0		-50	60		97.0	19.7
3	0	Carga							60	180.0	36.5
4	0	Carga								74.0	15.0
5	0	Carga								71.0	14.5
6	0	Carga								136.0	27.8
7	1	UTE flex	413,1	1.025	240.0		0	180		125.0	25.5
8	0	Carga								171.0	34.7
9	0	Carga								175.0	35.3
10	0	Carga								195.0	39.4
11	0	Trafo									
12	0	Trafo									
13	2	Referência		1.020	196.8		-240	240		265.0	00.0
14	1	Comp. Sincr.	200,0	0.995		3.2	-50	200		194.0	39.4
15	1	Eólica	325,6	1.014	215.00		-50	110		317.0	64.2
16	1	Eólica	236,8	1.017	155.00		-50	80		100.0	20.3
17	0	Trafo									
18	1	UTE flex	435,0	1.050	400.00		-50	200		333.0	67.7
19	0	Carga								181.0	37.0
20	0	Carga								128.0	26.0
21	1	UTE flex	435,0	1.050	400.00		-50	200			
22	1	UHE	367,2	1.050	300.00		-60	96			
23a	1	UTE Gás	707,5	1.050	660.00		-100	160			
23b	1	UTE Vapor		1.050			-25	150			
24	0	Trafo									

Na Tabela 7.6 são apresentados os parâmetros de sequência positiva dos ramos do Sistema IEEE 24 Barras.

Tabela 7.6 - Parâmetros de sequência positiva dos ramos

Nó "de"	Nó "para"	Circuito	R (%)	X (%)	B (MVar)	Tap
1	2	1	0.26	1.39	46.11	0
1	3	1	5.46	21.12	5.72	0
1	5	1	2.18	8.45	2.29	0
2	4	1	3.28	12.67	3.43	0
2	6	1	4.97	19.2	5.2	0
3	9	1	3.08	11.9	3.22	0
3	24	1	0.23	8.39	0	1
4	9	1	2.68	10.37	2.81	0
5	10	1	2.28	8.83	2.39	0
6	10	1	1.39	6.05	245.9	0
7	8	1	1.59	6.14	1.66	0
8	9	1	4.27	16.51	4.47	0
8	10	1	4.27	16.51	4.47	0
9	11	1	0.23	8.39	0	1

9	12	1	0.23	8.39	0	1
10	11	1	0.23	8.39	0	1
10	12	1	0.23	8.39	0	1
11	13	1	0.61	4.76	9.99	0
11	14	1	0.54	4.18	8.79	0
12	13	1	0.61	4.76	9.99	0
12	23	1	1.24	9.66	20.3	0
13	23	1	1.1	8.65	18.2	0
14	16	1	0.5	3.89	8.18	0
15	16	1	0.22	1.73	3.64	0
15	21	1	0.63	4.9	10.3	0
15	21	2	0.63	4.9	10.3	0
15	24	1	0.67	5.19	10.9	0
16	17	1	0.33	2.59	5.45	0
16	19	1	0.3	2.31	4.85	0
17	18	1	0.18	1.4	3.03	0
17	22	1	1.35	10.53	22.1	0
18	21	1	0.33	2.59	5.45	0
18	21	2	0.33	2.59	5.45	0
19	20	1	0.51	3.96	8.3	0
19	20	2	0.51	3.96	8.3	0
20	23	1	0.28	2.16	4.55	0
20	23	2	0.28	2.16	4.55	0
21	22	1	0.87	6.78	14.24	0

Na Tabela 7.7 são apresentados os parâmetros dinâmicos dos geradores da Rede 24 Barras e, logo abaixo, o cálculo de sua constante de inércia ( $H$ ).

Tabela 7.7 - Parâmetros Dinâmicos da Rede 24 Barras

Id:	1a e 2a	1b e 2b	7	14	15	16	18 e 21	22	23 <sup>a</sup>	23b
Qt.UG:	4	4	3	1	11	1	2	6	2	1
Tipo:	Gás	Vapor	Gásflex	CS	EOL	Óleo-flex	Óleo-flex	UHE	Gás	Vapor
$X_d$	2,118	1,850	1,570	1,800	1,000	1,850	2,070	0,540	2,200	1,710
$X'_d$	0,264	0,240	0,205	0,440	0,180	0,225	0,421	0,204	0,222	0,258
$X''_d$	0,196	0,200	0,158	0,200	-	0,170	0,318	0,200	0,167	0,199
$X_g$	1,989	1,710	1,300	1,050	-	1,760	2,042	0,392	2,039	1,639
$X'_g$	0,463	0,420	0,371	0,000	-	0,420	0,587	0,000	0,363	0,426
$X''_g$	0,196	0,200	0,158	0,200	-	0,170	0,318	0,200	0,167	0,199
<b>S</b>	234	99	137,7	200	40	204,4	435	61,2	160	387,5
$T'd$	5,941	6,500	7,810	8,000	0,02	6,700	7,137	5,780	7,890	5,120
$T''_d$	0,035	0,020	0,035	0,060	-	0,039	0,047	0,031	0,018	0,019
$T'_g$	0,578	0,630	0,870	0,000	-	0,550	0,793	0,000	0,770	0,150
<b>H</b>	4,762	1,500	2,570	1,600	4,640	5,550	3,034	6,690	8,795	5,394
$T''_g$	0,069	0,030	0,035	0,200	-	0,081	0,067	0,059	0,027	0,029

$$\sum_{i=1}^n S_i \times H_i = 19.609,642 \text{ MVA} \cdot s$$

$$\sum_{i=1}^n S_i = 4.534,2 \text{ MVA}$$

$$H = 4,3248 \text{ segundos}$$