

MODELAGEM DA PARTICIPAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO NA RECOMPOSIÇÃO FLUENTE DE SISTEMAS HIDRÁULICOS

Emilly Gonçalves de Andrade Bizon

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Antonio Carlos Siqueira de Lima

Rio de Janeiro Dezembro de 2020

MODELAGEM DA PARTICIPAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICA NA RECOMPOSIÇÃO FLUENTE DE SISTEMAS HIDRÁULICOS

Emilly Gonçalves de Andrade Bizon

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Orientador: Antonio Carlos Siqueira de Lima

Aprovada por: Prof. Antonio Carlos Siqueira de Lima Prof. Glauco Neri Taranto Prof. Marcelo Aroca Tomim

> RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL DEZEMBRO DE 2020

Bizon, Emilly Gonçalves de Andrade

Modelagem da Participação de um Parque Eólico na Recomposição Fluente de Sistemas Hidráulicos/Emilly Gonçalves de Andrade Bizon – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2020.

XV, 52 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Antonio Carlos Siqueira de Lima

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2020.

Referências Bibliográficas: p. 67-69.

1. Usinas Eólicas. 2. Recomposição. 3. PSCAD. I. Lima, Antonio Carlos Siqueira de. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título. Quando você desiste

de alguma coisa,

desiste de tudo

o que vem depois.

Se você chegou aonde chegou,

É porque alguém te ajudou.

Não pare de testar suas ideias. (Geração de Valor – Flávio Augusto)

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por me manter forte para que desistir nunca fosse uma opção.

Aos meus pais, Cassia e Célio, por não medirem esforços por todos esses anos da minha vida para que eu fosse capaz de me superar a cada dia.

Aos meus avós, Dalva e Ary, por todas as falas e mensagens de carinho e apoio nos períodos que precisei me ausentar para estudar.

Ao meu esposo Luis Guilherme Aragão pela paciência e apoio em toda minha vida acadêmica.

Ao meu orientador Antonio Carlos Siqueira de Lima por ter se disponibilizado inúmeras vezes a me instruir e contribuir para a minha vida acadêmica e profissional. À professora Karen Salim por ter me proporcionado iniciar o tema deste trabalho durante sua matéria ministrada na Coppe. Aos professores Glauco Neri Taranto e Marcelo Aroca Tomim por participarem da banca examinadora e ao Prof. Tomim pelos grandes questionamentos e discussões enriquecedoras.

Ao ONS e em especial a toda equipe da EGE que me proporcionou grande crescimento técnico e pessoal. A Eng^a. Karina Stockler, por toda ajuda na elaboração e correção minuciosa deste trabalho e a Eng^a Lúcia Mariana pela leitura criteriosa deste trabalho.

Aos meus amigos e familiares, que de alguma forma compreenderam minha ausência nesses anos de engenharia e que nunca deixaram de me apoiar.

E aos funcionários do Programa de Engenharia Elétrica e do Departamento de Engenharia Elétrica, em especial ao Maurício e à Katia Tripoli. Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

MODELAGEM DA PARTICIPAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICA NA RECOMPOSIÇÃO FLUENTE DE SISTEMAS HIDRÁULICOS

Emilly Gonçalves de Andrade Bizon

Dezembro/2020

Orientadores: Antonio Carlos Siqueira de Lima

Programa: Engenharia Elétrica

Esta dissertação apresenta uma análise investigativa da viabilidade da inserção de usinas eólicas em uma rede com baixa potência de curto-circuito. Para o estudo de caso foi utilizada uma rede de recomposição fluente do Sistema Interligado Nacional (SIN), por ser um sistema passível de vir a ocorrer quando de um blecaute total no sistema e por ser uma rede de natureza fraca. Avaliou-se o grau de robustez do sistema através da análise de potência de curto-circuito. A modelagem da rede de recomposição e do parque eólico foi realizada no PSCAD a fim de verificar possíveis interações de controle do parque eólico com a rede degradada. Foi utilizado um modelo benchmark do PSCAD considerando que este modelo representa o comportamento adequado de um parque eólico real.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.).

MODELING THE PARTICIPATION OF A WIND POWER PLANTS IN THE FLUENT RESTORATION OF HYDRAULIC SYSTEMS

Emilly Gonçalves de Andrade Bizon

December/2020

Advisors: Antonio Carlos Siqueira de Lima

Department: Electrical Engineering

The purpose of this dissertation is presenting an investigative analysis of the feasibility of inserting wind farms in a network with low short circuit power. For the case study, a fluent restoration network of the Brazilian Interconnected Power System (BIPS), was used, wich is a system likely to occur when there is a total blackout in the system and because it is a weak network. The degree of robustness of the system was evaluated through the analysis of short-circuit ratio. The modeling of the network under restoration and the wind farm was performed in PSCAD in order to verify possible interactions of control of the wind farm models, a PSCAD benchmark model was used, considering that this model represents the proper behavior of a real wind farm.

SUMÁRIO

CAPÍTULO	I INT	RODUÇÃO	1					
l.1	Conte	EXTUALIZAÇÃO	1					
1.2	Μοτιν	AÇÃO	3					
1.3	OBJET	IVOS	5					
1.4	REVIS	ão da Literatura	6					
l.5	Estru	ITURA DA DISSERTAÇÃO	7					
CAPÍTULO	CAPÍTULO II ASPECTOS TEÓRICOS E METODOLÓGICOS							
II.1	INTRO	DUÇÃO	9					
II.2	FILOS	DFIA PARA ELABORAÇÃO DE UM CORREDOR DE RECOMPOSIÇÃO	10					
II.2.1	В	lecaute total ou parcial	10					
II.2.2	D	efinição da Área Geoelétrica	10					
II.2.3	С	argas Prioritárias	11					
II.2.4	Р	rocesso de Recomposição Fluente e Coordenado	11					
II.2.5	D	efinição do número mínimo de unidades geradoras	11					
	II.2.5.1	Fenômeno de Autoexcitação	12					
II.3	Anális	SES PARA ELABORAÇÃO DE UM CORREDOR DE RECOMPOSIÇÃO	13					
II.3.1	E	studos de Regime Permanente	13					
II.3.2	E	studos de Transitórios Eletromecânicos	14					
II.3.3	E	studos de Transitórios Eletromagnéticos	14					
II.4	Mode	LAGEM DOS SISTEMAS ENVOLVENDO PARQUES EÓLICOS	14					
II.5	INSER	ÇÃO DE USINAS EÓLICAS EM REDES FRACAS	15					
II.5.1	A	nálise da Rede com Baixa Potência de Curto Circuito	15					
II.5.2	R	equisitos Mínimos para a Conexão do Parque na Rede	18					
II.6	Mode	LAGEM DA REDE A SER ANALISADA	19					
II.6.1	N	lodelagem da Rede	23					
II.7	Mode	LAGEM DA GERAÇÃO EÓLICA	26					
II.7.1	N	lodelagem do Parque Eólico no PSCAD	33					
CAPÍTULO	III EST	UDO DE CASO	37					
III.1	Ferra	MENTAS DE SIMULAÇÃO	37					
III.2	ESTUD	O DE CASO	38					
III.2.1	Ir	serção dos 3 Parques Eólicos na Rede de Recomposição	39					
	III.2.1.1	Comportamento da Frequência	41					
	III.2.1.2	Comportamento da Potência Elétrica	43					
	III.2.1.3	Comportamento da Tensão nas SE 500, 230 e 69 kV	45					
III.2.2	R	ejeição do Parque Eólico 3	46					
	III.2.2.1	Comportamento da Frequência	47					
	III.2.2.2	Comportamento da Potência elétrica	48					
	III.2.2.3	Comportamento da Tensão	49					
III.2.3	R	ejeição de 1 Unidade Geradora da Usina Hidráulica	49					

	III.2.3.1	Comportamento da Frequência	50		
	III.2.3.2	Comportamento da Potência Elétrica	51		
	III.2.3.3	Comportamento da Tensão	51		
III.2.4	R	ejeição do Montante de Carga da Transformação de Fortaleza.	52		
	III.2.4.1	Comportamento da Frequência	53		
	III.2.4.2	Comportamento da Potência Elétrica	54		
	III.2.4.3	Comportamento da Tensão	56		
III.2.5	R	ejeição Máxima de Eólicas	57		
	III.2.5.1	Comportamento da Frequência	58		
	III.2.5.2	Comportamento da Potência Elétrica	58		
	III.2.5.3	Comportamento da Tensão	59		
III.2.6 Eólico 3	C) 6(urto-circuito Aplicado na SE Paranatama com Rejeição do Par C	que		
	III.2.6.1	Comportamento da Frequência	60		
	III.2.6.2	Comportamento da Potência Elétrica	60		
	III.2.6.3	Comportamento da Tensão	61		
III.2.7 Parques E	C Eólicos 1	urto-Circuito Aplicado na SE Paranatama com Rejeição	dos 62		
	III.2.7.1	Comportamento da Frequência	62		
	III.2.7.2	Comportamento da Potência Elétrica	63		
	III.2.7.3	Comportamento da Tensão	64		
CAPÍTULO		NSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS	65		
IV.1	CONCL	USÕES	65		
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS67					
APÊNDICE RECOMPO	A CRI SIÇÃO	ITÉRIOS PARA ELABORAÇÃO DO CORREDOR	DE 70		
APÊNDICE BREQUISITOS MÍNIMOS PARA CONEXÃO DOS PARQUES EÓLICOSAO SIN73					
APÊNDICE	С ВА	SE DE DADOS UTILIZADA PARA A MODELAGEM DA REDE	. 75		
APÊNDICE	D BLO	OCOS DOS MODELOS UTILIZADOS DO PSCAD	83		

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Evolução da Capacidade Instalada da Eólicas em MW e principal localização do potencial eólico [Fonte: Infovento 14 ABEEólica, Associação Brasileira
de Energia Eólica – http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2020/02/Infovento- 14_PT.pdf]1
Figura 2: Top 10 Capacidade Eólica Acumulada (a) e Nova (b) 2018 [Fonte: BOLETIM ANUAL DE GERAÇÃO EÓLICA 2018 – ABEEólica, Associação Brasileira de Energia Eólica (GWEC)]
Figura 3: Curva de carga do SIN em MWh/h do dia 21/03/2018 [http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da- operacao/demanda_maxima.aspx]
Figura 4: Fenômeno de Autoexcitação das Unidades Geradoras
Figura 5: Diagrama unifilar da rede de recomposição completa19
Figura 6: Diagrama unifilar da rede a ser analisada20
Figura 7 - Rede modelada no PSCAD – Destacado em azul o complexo eólico e em verde a usina hidráulica
Figura 8: Máquina hidráulica representada em PSCAD23
Figura 9: Esquema do funcionamento de uma turbina eólica
Figura 10: Movimento de passo das pás (<i>Pitch Control</i>)
Figura 11: Curva de aproveitamento do gerador eólico em função da velocidade do vento
Figura 12: Esquemas dos principais tipos de aerogeradores (desenhos próprios baseados nas referências [5] e [6])
Figura 13: Esquema do Aerogerador de Modelo DFIG
Figura 14: Rede com turbina eólica Tipo 3 conectada à rede
Figura 15: Detalhamento da modelagem da turbina eólica em PSCAD
Figura 16: Conversor CA-CC-CA consiste em conversor VSC do lado da rede, do
lado do rotor, chopper, DC-Link, crowbar protection e filtro passa-baixa implementados no PSCAD
Figura 17: Modelo PSCAD: conversor CA-CC-CA e conversor de dois níveis usado para o lado da rede e do rotor

Figura 21: Comportamento da tensão nas SE durante conexão dos 3 Parque Eólicos......45

Figura 25: Comportamento da Potência Elétrica na Rejeição do Parque Eólico 3

Figura 28: Comportamento da Potência Elétrica na Rejeição de 1 UG da UHE LG

Figura 30: Comportamento da Frequência na Rejeição de 50 MW na SE Fortaleza

Figura 31: Comportamento da Frequência na Rejeição de 50 MW na SE Fortaleza – com atuação da proteção de sobrefrequência54

Figura 34: Comportamento Tensão na Rejeição de 50 MW na SE Fortaleza 57
Figura 35: Comportamento Frequência na Rejeição Máxima de Eólicas58
Figura 36: Comportamento Potência Elétrica na Rejeição Máxima de Eólicas 59
Figura 37: Comportamento da Tensão na Rejeição Máxima de Eólicas59
Figura 38: Comportamento da Frequência quando de Curto-Circuito na SE Paranatama e Rejeição do Parque Eólico 360
Figura 39: Comportamento da Potência Elétrica quando de Curto-Circuito na SE Paranatama e Rejeição do Parque Eólico 361
Figura 40: Comportamento da Tensão quando de Curto-Circuito na SE Paranatama e Rejeição do Parque Eólico 362
Figura 41: Comportamento da Frequência quando de Curto-Circuito na SE Paranatama e Rejeição do Parque Eólico 1 e 263
Figura 42: Comportamento da Frequência quando de Curto-Circuito na SE Paranatama e Rejeição do Parque Eólico 1 e 264
Figura 43: Comportamento da Tensão quando de Curto-Circuito na SE Paranatama e Rejeição do Parque Eólico 1 e 264
Figura 44: Faixas de operação da central geradora em regime de frequência não nominal
Figura 45 - Modelo de Máquina Síncrona do PSCAD83

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Relação de Nível de Curto Circuito 17
Tabela 2: Faixas de Tensão e Frequência admissíveis para a conexão do parque
blico18
Tabela 3: Complexo Eólico Paranatama
Tabela 4: Parâmetros da máquina síncrona a ser representada em PSCAD24
Tabela 5: Ações realizadas – Inserção dos 3 Parques Eólicos
Tabela 6: Ações realizadas – Curto-Circuito na SE Fortaleza 230 kV53
Tabela 7: Níveis de tensão aceitáveis em regime permanente para estudos de
composição70
Tabela 8: Níveis aceitáveis para oscilações de frequência em regime dinâmico 7
Tabela 9: Níveis aceitáveis para oscilações de tensão em regime dinâmico7
Tabela 10: Parâmetros das linhas de transmissão utilizadas na modelagem da
de75
Tabela 11: Parâmetros dos reatores utilizadas na modelagem da rede76
Tabela 12: Parâmetros dos transformadores utilizados na modelagem da rede 77
Tabela 12: Parâmetros das máquinas hidráulicas utilizados na modelagem da rede
Tabela 12: Parâmetros das cargas utilizadas na modelagem da rede82

LISTA DE SÍMBOLOS E SIGLAS

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ANAREDE	Programa do CEPEL de Análise de Redes Elétricas
ANATEM	Programa do CEPEL de Análise de Transitórios
CA	Corrente Alternada
сс	Corrente Contínua
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CIGRÈ	Conseil International des Grands Réseaux Électriques
	International Council on Large Electric Systems
СР	Coeficiente de Potência
DFIG	Double Feed Induction Generator
DSJ	Disjuntor
EMT	Eletromagnetic Transient
ESP	Estabilizador de Sistemas de Potência
EOL	Usinas Eólicas
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
GI	Gerador de Indução
GIDA	Gerador de Indução de Dupla Alimentação
HVDC	High Voltage Direct Current
NERC	North American Electric Reliability Corporation
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PSS	Power System Stabilizer

PWM	Pulse Widht Modulation
RTDS	Real Time Digital Simulator
SCR	Short Circuit Ratio
SE	Subestação
SEP	Sistema Especial de Proteção
SIN	Sistema Interligado Nacional
UHE	Usina Hidrelétrica
VC	Velocidade de Corte
VN	Velocidade Nominal
VSC	Voltage Source Converter

CAPÍTULO I Introdução

I.1 Contextualização

A matriz eletro-energética brasileira vem sofrendo mudanças significativas ao longo dos anos, tendo grande destaque na inserção de fontes de energia alternativas renováveis como por exemplo: os parques eólicos, com geração de energia através do vento; usinas fotovoltaicas, com geração de energia a partir do sol; pequenas centrais hidrelétricas dentre outras. Os parques eólicos tem apresentado um crescimento significativo visto o grande potencial eólico no Brasil. As regiões com maior capacidade instalada e com grande potencial de crescimento estão localizadas principalmente nas regiões Nordeste e Sul do Brasil, conforme pode ser observado na Figura 1.



Figura 1: Evolução da Capacidade Instalada da Eólicas em MW e principal localização do potencial eólico [Fonte: Infovento 14 ABEEólica, Associação Brasileira de Energia Eólica – http://abeeolica.org.br/wpcontent/uploads/2020/02/Infovento-14_PT.pdf]

O aumento da inserção das fontes alternativas na matriz eletro energética brasileira se iniciou com o Proinfa - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas, criado

através da Lei nº 10.438/2002, que teve por objetivo incentivar o aumento da participação de fontes alternativas renováveis como pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e termelétricas à biomassa [1]. A partir de 2005 foi iniciada a instalação de novos parques eólicos e em 2010 essa evolução tornou-se significativamente acentuada, com projeção de contínuo crescimento para os próximos anos.

Em termos globais, além da capacidade de usinas eólicas atualmente instaladas na matriz energética mundial, conforme apresentado na Figura 2 (a), observa-se na Figura 2(b) o potencial de crescimento de usinas eólicas, onde o Brasil tem grande destaque pois possui significativa perspectiva de aumento de capacidade de usinas eólicas instaladas em seu território, estando em 5º lugar no ranking mundial de Capacidade de Eólica Nova, ranking que identifica os países que tiveram o maior crescimento de instalação de novas usinas eólicas no ano de 2018, tendo subido uma posição com relação ao ano de 2017.



Figura 2: Top 10 Capacidade Eólica Acumulada (a) e Nova (b) 2018 [Fonte: BOLETIM ANUAL DE GERAÇÃO EÓLICA 2018 – ABEEólica, Associação Brasileira de Energia Eólica (GWEC)]

A participação de usinas alternativas renováveis tem se mostrado cada vez mais relevante para a matriz energética brasileira. Por isso, observa-se a necessidade de se estudar novas formas de operar o sistema elétrico brasileiro, denominado de Sistema Interligado Nacional (SIN), vislumbrando as dificuldades que possam vir a surgir e o benefício que esses equipamentos possam agregar para otimização da sua operação.

A geração eólica deve atentar a questão da intermitência e a previsibilidade dos ventos. No Brasil, as usinas eólicas têm-se mostrado significativamente firmes quanto a sua operação, sobremaneira para a região Nordeste do país. Os ventos dessa região

possuem características de vento de velocidade constante, possibilitando maior previsibilidade, praticando atualmente um erro da ordem de 20% na previsão. Por essa razão, a região Nordeste tem se mostrado uma das regiões mais atrativas para a geração de energia eólica. Na região Sul do país, onde há significativa penetração de geração eólica, observa-se ventos que possuem características de rajada, o que acarreta em um erro maior na previsão e maior intermitência, pois as usinas podem parar de gerar de forma abrupta, tanto por velocidade de vento muito alta como muito baixa.

Dado o aumento da penetração dessas fontes na matriz e o aumento de conhecimento e previsibilidade dessas usinas, há de se vislumbrar o quanto a disponibilidade e a capacidade de geração podem vir a agregar benefícios e trazer melhorias em processos do SIN, que atualmente não consideram as usinas eólicas, como por exemplo, o processo de recomposição das áreas do SIN.

I.2 Motivação

Por mais bem planejado e operado que seja o sistema, nenhum sistema elétrico no mundo está imune a ocorrência de um blecaute. Os blecautes podem ser ocasionados por diversos fatores, desde ocorrências naturais relacionadas ao clima como descargas atmosféricas e tempestades que podem ocasionar a queda de torres e curtos-circuitos nas linhas de transmissão dentre outros diversos fatores como falha humana, falha em equipamentos e ataques cibernéticos.

Visto que a ocorrência dos blecautes é inerente ao sistema de transmissão, é necessário que se faça um planejamento para quando houver uma ocorrência, sejam esse blecautes de pequenas ou grandes proporções, para que os danos sejam os menores possíveis. Para isso, ações são estudadas e definidas previamente para que o sistema possa ser restabelecido com a maior brevidade possível. Nesse momento, as usinas eólicas podem ser de grande valia para o processo de recomposição visto que os parques eólicos estão próximos a usinas que são responsáveis pela recomposição de uma determinada região do SIN que irão atuar no restabelecimento de centros de carga.

A fim de ilustrar a ocorrência de um blecaute e os tempos de recomposição das cargas, será apresentado a seguir, a título de ilustração, a sequência da ocorrência de um blecaute ocorrido no SIN em 21 de março de 2018 às 15h e 48min, impactando diversas regiões do Brasil, tendo maiores consequências para as regiões Norte e Nordeste do país.

Conforme apresentado em [2], o blecaute foi causado por diversas ocorrências sucessivas, tendo como evento inicial a interrupção de 4.000 MW de potência elétrica escoada pelos elos de corrente contínua da usina de Belo Monte.

Ainda sobre a ocorrência, o Sistema Especial de Proteção (SEP) associado ao corte de máquinas da usina de Belo Monte não atuou quando da perda do Bipolo, conforme o esperado de sua atuação. Por conta da não realização do corte de máquinas houve excesso de geração na região Norte, fazendo com que o sistema fosse levado a uma situação de sobretensão e sobrefreguência na região. No momento da ocorrência, o intercâmbio entre as regiões Norte e Nordeste, operava com o Nordeste recebendo fluxo da ordem de 2.879 MW da região Norte. Quando da perda do fluxo dessa interligação, a região Nordeste passou a ter carga superior a geração, ocasionando então subtensão e subfrequência na rede. O Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) atuou corretamente em 5 estágios realizando o corte de 25% da carga da região Nordeste, retornando com a frequência para 60 Hz. Entretanto, logo em seguida, duas unidades geradoras da usina hidrelétrica de Paulo Afonso saíram de operação, levando o Nordeste ao blecaute. Já na região Sul e Sudeste / Centro-Oeste houve corte de carga devido a atuação correta do primeiro estágio de ERAC da ordem de 5% da carga desse subsistema, montante de 3.665 MW. A Figura 3 apresenta a curva de carga do dia da ocorrência.



Figura 3: Curva de carga do SIN em MWh/h do dia 21/03/2018 [http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-daoperacao/demanda_maxima.aspx]

4

Após a ocorrência do blecaute, iniciou-se o processo de recomposição do sistema. A recomposição das regiões Sul e Sudeste / Centro-Oeste foi considerada bastante rápida, durando cerca de 10 minutos para a recomposição das cargas. Na região Norte, o processo de recomposição foi mais demorado devido à magnitude do evento que acarretou em um grande número de equipamentos desligados, sendo a região recomposta às 17h e 50min, cerca de 2 horas após o início da ocorrência. Na região Nordeste ocorreram diversos problemas sendo o processo iniciado às 16h e 30min e finalizado apenas às 22h e 20min, com duração de quase 6 horas. Esse atraso no processo de recomposição ocorreu, dentre diversos outros fatores, devido à dificuldade de sincronização das usinas hidráulicas da região Nordeste.

Mesmo com grande capacidade instalada, as usinas eólicas atualmente não participam da fase fluente de recomposição de nenhum processo pré-definido do SIN. Essas usinas são reintegradas a rede em um dos últimos processos, quando já houve o fechamento de paralelo entre áreas e a rede já está próxima a sua configuração de operação normal.

Dado o aumento da penetração das usinas eólicas na matriz energética brasileira e o fato de que nenhum sistema está imune a blecautes, vislumbrou-se estudar a possibilidade de conexão de um parque eólico em uma etapa do processo da recomposição fluente, ponto este em que a rede ainda está significativamente degradada.

Este tema originou um estudo preliminar que analisou do ponto de vista de transitórios eletromecânicos a inserção de um parque eólico em uma rede de recomposição, que foi publicado no artigo apresentado em [3]. No entanto, observou-se que as análises apenas sob o ponto de vista de transitórios eletromecânicos com ferramentas que consideram apenas a sequência positiva da rede não seriam suficientes e por isso, vislumbrou-se a necessidade de aprofundar as análises, utilizando ferramentas trifásicas que permitem avaliar o comportamento dos transitórios eletromagnéticos, a fim de observar de forma mais adequada a relação dos controles dinâmicos do parque em uma configuração de rede degradada.

I.3 Objetivos

O principal objetivo desse trabalho é verificar o comportamento de um parque eólico quando inserido em uma determinada etapa de um processo de recomposição fluente no SIN, sendo esta uma rede degradada com um número mínimo de unidades geradoras sincronizadas. A inserção do parque eólico se dá na fase em que a recomposição fluente está com a rede ainda degradada, sendo a configuração mínima em que é possível chegar com tensão na subestação em que o parque eólico está conectado, considerando o mínimo de unidades geradoras sincronizadas e de carga restabelecida. Desta forma será possível avaliar o comportamento entre as usinas hidráulica e eólica, considerando uma configuração de rede mínima possível para a inserção do parque eólico.

Durante o processo de recomposição fluente, por esta ser uma configuração de rede ilhada, a usina hidráulica é responsável pelo controle de frequência da rede. Por isso, nesse estudo as usinas hidráulicas permanecerão responsáveis do controle de frequência da rede e as eólicas configuradas como controle de potência.

Vale ressaltar que para a análise de interação entre o parque eólico e a usina hidráulica, a ferramenta mais adequada é aquela que reproduz os fenômenos de transitórios eletromagnéticos e possui representação trifásica de todos os componentes. Para tal, a rede de uma área de recomposição fluente é modelada integralmente no programa de representação trifásica PSCAD. São incluídas as modelagens da máquina hidráulica, das linhas de transmissão, das cargas e da compensação reativa. Para a modelagem do parque eólico, será utilizado um modelo benchmark do PSCAD a fim de representar o parque eólico existente do SIN.

Nesse trabalho pretende-se analisar o comportamento transitório e dinâmico entre as usinas hidráulicas e eólicas através de testes comumente utilizados para a elaboração de um corredor de recomposição, além de expandir a avaliação a fim de verificar o comportamento dessas usinas, nessa configuração de rede específica, frente a contingências críticas na rede.

I.4 Revisão da Literatura

Atualmente, no Brasil, as usinas eólicas estão presentes na rede quando em operação em regime normal. Quando há ocorrência de uma perturbação que possa vir a acarretar um blecaute as usinas eólicas serão reconectadas a rede apenas na fase coordenada após a rede já estar interligada com outras áreas ou o SIN ou seja, quando o sistema já estiver totalmente recomposto. Um dos motivos apresentados para que os parques eólicos só sejam conectados quando do término da recomposição é que, com a configuração de rede completa o Nível de curto-circuito (*Short Circuit Ratio - SCR*) será adequado para a conexão dos parques eólicos, enquanto em rede degradada não seria. Entretanto, conforme apresentado nas brochuras técnicas do NERC [5] [6] e do CIGRÈ [12] em sistemas caracterizados por grandes radiais tem-se estudado a conexão

de parques eólicos em redes de baixíssima potência de curto-circuito, atingindo valores da ordem de SCR = 1,5. Em alguns desses casos, nessas configurações de baixíssimas potências de curto-circuito pode ser necessário realizar ajustes nas malhas de controle dos aerogeradores. Neste trabalho, observa-se que o sistema elétrico brasileiro apresenta uma característica bastante robusta quanto ao nível de curto circuito, ainda que em uma rede degradada como é a rede de recomposição.

Além da configuração da rede, foi pesquisado como as usinas eólicas estão sendo utilizadas no processo de recomposição fluente em outros países. Em [4] é apresentada uma proposta para que sistemas a VSC (*Voltage Source Converter*) e HVDC (*High Voltage Direct Current*) sejam dotadas de capacidade de *black-start*. Em [13] é verificada a possibilidade de inserção de usinas eólicas em um processo de recomposição fluente apresentando uma modelagem matemática para automatização do processo. Em [14] é apresentada uma análise verificando novas formas de recomposição, dentre elas a inserção de equipamentos a VSC. Em [15], é apresentada a importância da inserção das usinas eólicas no processo de recomposição de um sistema visto que o grau de penetração dessas usinas tem aumentado significativamente.

Esses trabalhos contribuíram para direcionar e indicar a viabilidade do estudo a ser realizado, permitindo assim que seja realizado um estudo de caso do sistema brasileiro. O intuito de avaliar uma rede do SIN é iniciar a discussão dessas análises para o caso do sistema elétrico brasileiro, agregando valor ao processo de recomposição do Sistema Interligado Nacional.

I.5 Estrutura da Dissertação

No CAPÍTULO II, são apresentados os aspectos teóricos e metodológicos, que contemplam os principais estudos a serem realizados para a elaboração de um corredor de recomposição, os requisitos utilizados atualmente para a elaboração de um corredor de recomposição e suas principais definições, fazendo uma varredura sobre as aspectos teóricos e as modelagens utilizadas para a representação da rede a ser utilizada em PSCAD, bem como as análises realizadas a fim de identificar a robustez da rede a ser analisada, do ponto de vista de potência de curto-circuito.

No CAPÍTULO III são apresentadas as análises realizadas para a elaboração do estudo de caso deste trabalho iniciando pela validação da rede modelada em PSCAD e em seguida, a realização das contingências aplicadas a rede a fim de verificar o comportamento do sistema. No CAPÍTULO IV são apresentadas as considerações finais obtidas após a realização dos estudos de caso e os projetos futuros para a continuação de desenvolvimento do trabalho.

CAPÍTULO II ASPECTOS TEÓRICOS E METODOLÓGICOS

II.1 Introdução

Atualmente, a metodologia empregada no sistema elétrico brasileiro para a elaboração de um corredor de recomposição, são considerados alguns conceitos prédefinidos e critérios, que estão detalhados nos Procedimentos de Rede do ONS, Submódulo 23.3 [7].

Quando há ocorrência de um blecaute, seja ele total ou parcial, em uma determinada área, é necessário que essa região seja recomposta. Para que este processo ocorra de forma ordenada, são realizados estudos prévios a fim de definir como será o procedimento de restabelecimento das cargas que se encontram desligadas.

Para se definir as áreas que irão ser responsáveis pelo restabelecimento das cargas afetadas, é apresentado o conceito de Área Geoelétrica. As Áreas Geoelétricas são regiões do SIN que possuem usinas com capacidade de autorrestabelecimento (*"Black-Start"*). Essas usinas possuem um grupo de gerador a diesel associado, capaz de partir as unidades geradoras que são responsáveis pelo corredor de recomposição de determinada Área Geoelétrica.

No Sistema Interligado Nacional existem diversas usinas de autorrestabelecimento e cada uma dessas usinas são responsáveis pelo seu corredor de recomposição, geralmente denominado com o nome da usina hidrelétrica que possui a capacidade de autorrestabelecimento. Para cada uma dessas usinas, serão definidas as linhas de transmissão a serem energizadas a fim chegar nas subestações que serão restabelecidas as cargas prioritárias, determinando assim um corredor ou área de recomposição fluente.

Vale destacar que o corredor de recomposição fluente tem o intuito de restabelecer as cargas prioritárias de forma rápida e segura. Esses corredores são previamente estudados para quando houver a ocorrência de uma perturbação de grande porte que venha a ocasionar um blecaute, os operadores estejam aptos a retornar com o atendimento as cargas de forma mais breve e com confiabilidade possível.

O processo de recomposição fluente é elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Para que a execução da recomposição seja realizada com

sucesso, são realizados simulações de recomposição, chamados de *Drill*, em que os operadores das subestações, que fazem parte de um corredor de recomposição, são treinados para estarem aptos a seguir os procedimentos de recomposição de forma rápida e segura em casos de blecautes. O ONS não participa da fase fluente de recomposição, esta etapa é realizada pelos agentes responsáveis pelas instalações, tanto os operadores da usina com capacidade de autorrestabelecimento quanto das subestações pertencentes ao corredor de recomposição. O ONS atua na coordenação de operação, sendo responsável pela fase coordenada da recomposição, após o término da fase fluente de cada área geoelétrica quando o corredore será interligado com outra área de recomposição ou com o SIN, seguindo as diretrizes dos centros de operação do ONS. O processo de interligação de áreas, conhecido como fechamento de paralelo, também são previamente definidos através dos estudos elétricos.

II.2 Filosofia para Elaboração de um Corredor de Recomposição

Neste item são apresentados os principais conceitos para a elaboração de um estudo de recomposição.

II.2.1 Blecaute total ou parcial

Na ocorrência de um blecaute a configuração do sistema é uma incógnita. Considera-se que o blecaute possa vir a apagar uma grande área geoelétrica fazendo com que mais de uma usina tenha que usar seu serviço de autorrestabelecimento para retomar o atendimento das cargas, sendo então denominado de blecaute total.

Caso o blecaute venha a desligar apenas alguns trechos, é considerado como um blecaute parcial em que o sistema ainda possui partes interligadas e partes desligadas, geralmente as usinas hidráulicas permanecem sincronizadas.

Como o SIN atualmente apresenta uma característica bastante interligada a chance de uma ocorrência de blecaute total é bem inferior à ocorrência de blecautes parciais, mas não impossível.

II.2.2 Definição da Área Geoelétrica

A área geoelétrica é definida por uma região que possui uma ou mais usinas com capacidade de autorrestabelecimento (*black-start*) ou seja, a usina hidráulica possui um

grupo diesel auxiliar que tem a funcionalidade de partir um determinado número de unidades geradoras da usina, número esse previamente definido pelos estudos..

II.2.3 Cargas Prioritárias

São consideradas cargas prioritárias as subestações que possuem ramais que atendem hospitais, transportes de massa como trens e metrôs, grandes centros urbanos etc. Essas cargas devem ser atendidas da forma prioritária e garantindo a confiabilidade da rede recomposta.

II.2.4 Processo de Recomposição Fluente e Coordenado

No processo de recomposição fluente os agentes responsáveis por cada subestação têm autonomia para realizar as manobras necessárias para a energização de linhas de transmissão e tomadas de carga, sem que haja necessidade de coordenação dos centros de operação do ONS. A partir dos estudos previamente realizados, o operador da subestação irá seguir as instruções de recomposição a fim de atender ao processo previamente definido e atender as cargas prioritárias.

Após o término da fase fluente de recomposição, o operador das subestações irá comunicar ao centro de operação do ONS o término da fase fluente e a partir daí se inicia a fase coordenada da recomposição, sendo esta de responsabilidade de um dos centros de operação do ONS.

O processo de recomposição coordenado é realizado através das instruções de operação do ONS que são baseados nos estudos previamente realizados. Nessa etapa, são realizados os fechamentos de paralelo entre as áreas ou com o SIN, a parte que permaneceu ligada após o blecaute; são realizadas tomadas de cargas adicionais e a sincronização das demais unidades geradoras.

II.2.5 Definição do número mínimo de unidades geradoras

Para garantir maior confiabilidade no processo é considerado o critério N-1 das unidades geradoras a fim de garantir que na perda de uma unidade geradora o processo de recomposição não seja paralisado. Além disso, sempre que possível, busca-se sincronizar as unidades geradoras em transformadores diferentes.

Para a elaboração do corredor de recomposição deve ser considerado até 80% da potência nominal da máquina. No caso específico da usina utilizada nesse trabalho, a UHE Luiz Gonzaga possui potência nominal de 260 MW por unidade geradora, cada

unidade geradora poderá contribuir com até 208 MW. O corredor de recomposição da Área Luiz Gonzaga é responsável por restabelecer um montante de carga de até 495 MW, conforme será detalhado, sendo necessária a sincronização de 3 unidades geradoras por esse critério.

II.2.5.1 Fenômeno de Autoexcitação

O fenômeno da autoexcitação é caracterizado pela rápida elevação do perfil da tensão no terminal das unidades geradoras. Esse fenômeno se dá de forma tão rápida que não há tempo habil para a atuação das proteções de sobretensão e devem ser mmitigadas através de análises que irão direcionar as configurações de rede de operação para que não se observe esse problema.

Esse fenômeno é estudado através das análises de transitórios eletromecânicos. Esse fenômeno se dá pelo aumento da tensão para valores muito superiores ao limites da rede e de forma rápida (na ordem de mili segundos), não havendo tempo hábil para atuação das proteções de sobretensão, acarretando danos severos aos equipamentos. Por esse fato, esse fenômeno deve ser analisado previamente a fim de indicar uma configuração de rede que irá mitigar a ocorrência do fenômeno de autoexcitação.

Conforme apresentado em [22], esse fenômeno pode vir a ocorrer durante o processo de recomposição quando da rejeição de carga. Como os corredores de recomposição são sistemas simples, que contemplam um número mínimo de unidades geradoras que energizam um conjunto de linhas de transmissão, e seus equipamentos associados, com o intuito de restabelecer montantes de carga prioritários, esse número mínimo de máquinas é definido com base na análise de autoexcitação.

Para a análise de autoexcitação de um corredor de recomposição, deve ser considerado todo o trecho do corredor que será energizado a vazio ou seja, até o ponto em que haverá o restabelecimento do primeiro montante de carga. E a partir desse ponto é realizada a rejeição desse montante de carga a fim de verificar a ocorrência do fenômeno de autoexcitação. Nessa simulação deve-se observar o quão rápido a tensão pode subir instantaneamente no terminal da máquina. O gráfico a seguir apresenta o comportamento do perfil de tensão considerando 1, 2 e 3 UG sincronizadas na UHE Luiz Gonzaga.



Figura 4: Fenômeno de Autoexcitação das Unidades Geradoras

Como pode-se observar, para 1 unidade geradora observa-se que a tensão pode chegar a valores de 1,27 pu, com 2 unidades geradoras o perfil de tensão pode atingir valores de 1,05 pu e com 3 unidades geradoras pode atingir valores de 1,01 pu. Observa-se que nessa configuração de rede não se vislumbra a ocorrência do fenômeno de autoexcitação. Pois não se observa valores extremamente elevados que venham a inviabilizar o tempo de atuação das proteções de sobretensão e consequentemente danificar as unidades geradoras.

Portanto, ao avaliar todos os critérios utilizados para definição do número mínimo de unidades geradoras a serem sincronizadas em uma usina, para o corredor de Luiz Gonzaga devem ser consideradas 3 unidades geradoras sincronizadas, pois conforme critério de utilização de até 80% da potência nominal da máquina, para a recomposição completa desse corredor de recomposição são necessárias as três unidades geradoras.

II.3 Análises para Elaboração de um Corredor de Recomposição

A seguir, são apresentados os estudos realizados para a elaboração de um novo corredor de recomposição do SIN.

II.3.1 Estudos de Regime Permanente

A partir dessa análise, são verificados os perfis de tensão da rede que devem respeitar os limites máximos e mínimos específicos para a fase fluente de recomposição e o carregamento das linhas de transmissão e de transformadores. Os limites de tensão estão definidos nos Procedimentos de Rede do ONS apresentado em [7] e detalhado

no Apêndice A

Critérios para Elaboração do Corredor de Recomposição.

II.3.2 Estudos de Transitórios Eletromecânicos

A partir dessa análise é verificado o comportamento da usina com relação a autoexcitação das unidades geradoras, verificando o mínimo de unidades que devem ser sincronizadas. São também avaliadas as tomadas e rejeições de cada bloco de carga, permitindo assim definir o montante máximo de carga e os patamares a serem restabelecido, observando-se o perfil de tensão dinâmica. Como critério, para a elaboração de um corredor, são utilizados até 80% da potência nominal da máquina para o restabelecimento das cargas [7].

II.3.3 Estudos de Transitórios Eletromagnéticos

Através dessa análise são definidas as condições de manobra das linhas de transmissão e transformadores. Geralmente, as análises de transitórios eletromagnéticos estão associadas a integridade do equipamento manobrado e daqueles eletricamente próximos, observando a suportabilidade desses equipamentos, enquanto as demais análises tem maior relação com o desempenho do sistema.

II.4 Modelagem dos Sistemas Envolvendo Parques Eólicos

Para o estudo de conexão dos parques eólicos em uma rede de baixa potência de curto-circuito, foi utilizado um corredor já estudado e normatizado nas Instruções de Operação do ONS que é o corredor de recomposição fluente do SIN denominado de Área Luiz Gonzaga. Esse corredor é realizado a partir da usina hidrelétrica de Luiz Gonzaga com capacidade de autorrestabelecimento, localizada na Bahia na bacia hidrográfica do Rio São Francisco, região Nordeste do Brasil.

A rede de recomposição é por natureza uma rede fraca ou seja, com baixa potência de curto-circuito, pois durante essa fase poucas unidades geradoras hidráulicas estão sincronizadas. O sistema utilizado nesse trabalho apresenta a configuração topológica que atende as condições mínimas de envio de tensão para subestação mais próxima que possui parques eólicos conectados. Sendo assim, representa uma configuração mínima de rede que por sua vez é a de interesse, por ser

a configuração mais crítica a ser analisada para a conexão dos parques eólicos nesse corredor.

A definição de rede fraca é realizada através da análise da potência de curto-circuito, do inglês *Short Circuit Ratio* (SCR) e como os parques eólicos não são projetados para operar nessas condições, essas redes representam as piores configurações para que o parque eólico seja conectado. Nessa configuração há maiores chances de ocorrer interação entre as malhas de controle, por exemplo. Para a verificação do SCR, será utilizado o programa de curto-circuito ANAFAS para a configuração de rede de recomposição, considerando a inserção dos parques eólicos a fim de verificar as potências de curto circuito para cada configuração.

Ao avaliar equipamentos que possuem eletrônica de potência associado, é necessário utilizar programas de simulação que sejam capazes de verificar o comportamento desses controles. As ferramentas de sequência positiva de transitórios eletromecânicos não são capazes de capturar esses fenômenos, devido as simplificações realizadas que são da natureza de sua análise. Por isso, se tornou importante a utilização de uma ferramenta que permite observar o comportamento rápido oriundo dos equipamentos baseados em eletrônica de potência e ainda sim permita observar os fenômenos dinâmicos da rede.

II.5 Inserção de Usinas Eólicas em Redes Fracas

Uma questão a ser observada na inserção dos parques eólicos na fase fluente de recomposição está relacionado a robustez desse sistema, que é verificada através da Potência de Curto-Circuito (SCR). Esse fator é relevante devido aos controles associados aos parques, pois são projetados considerando uma referência de SCR.

II.5.1 Análise da Rede com Baixa Potência de Curto Circuito

Para a inserção das usinas eólicas em uma rede fraca deve-se atentar ao comportamento dos seus controles associados a eletrônica de potência. Os sistemas de controle, baseados em inversores, são dependentes da magnitude da tensão e do ângulo dos terminais nos quais estão conectados. Quando o ponto de conexão em que o parque eólico está conectado é considerado forte, o parque eólico se mostra menos suscetível a sofrer variações de tensão e ângulo quando da variação de potência ativa e reativa no ponto. Quando o ponto de conexão é considerado fraco, o sistema se torna mais suscetível a variações de tensão levando os parques eólicos a sofrerem com essa variação, observando-se maior excursão quando da variação da potência reativa no

ponto, podendo acarretar em problemas relacionados a instabilidade de tensão, interação entre os controles, instabilidade de controles, dentre outros.

O valor do SCR do ponto de conexão é utilizado principalmente na elaboração do projeto de parque eólico que está sendo planejado para um determinado ponto de conexão. A valor do SCR vai servir de base para a definição da ação dos controles do parque eólico. Esse cálculo geralmente é realizado considerando a rede completa de operação e por isso, faz-se necessário observar o quanto esse SCR será reduzido em uma rede degradada, verificando se esse ponto de conexão ainda irá apresentar um SCR que permita a conexão do parque eólico.

São considerados os seguintes valores para conexão em redes fracas: [9]

- Rede Forte: SCR > 5
- Rede Fraca: 3 < SCR < 5
- Rede muito fraca: SCR < 3

Para o cálculo do SCR em um determinado ponto de conexão, deve ser considerado a potência de curto circuito em MVA antes da entrada do parque eólico (Scc_{MVA}) em relação a potência em MW (P_{EOL,MW}) da fonte que será conectada no ponto, conforme equação [1].

$$SCR = \frac{S_{CC_{MVA}}}{P_{EOL_{MW}}} \tag{1}$$

Em uma rede de recomposição cuja inércia observada é baixa (possui o número mínimo de unidades geradoras sincronizadas) o nível de curto-circuito é inferior àquele observado em uma da rede íntegra. Por isso a rede de recomposição é considerada uma rede fraca.

Foi calculado através do programa ANAFAS, utilizando a base de dados BR1812PZ.ANA (disponibilizada publicamente através da plataforma SINtegre do ONS), o nível de curto-circuito na subestação em que o parque eólico está conectado e nas subestações adjacentes da rede. A partir dos valores de potência antes da conexão do parque em MVA e do MW dos parques eólicos é possível verificar o SCR, apresentado anteriormente na equação (1). A configuração da rede analisada é apresentada na Figura 6, de acordo com a variação do número de máquinas tanto da usina hidráulica quanto das usinas eólicas apresentada na Tabela 1.

Nível de Curto-Circuito (Scc)Trifásico em [MVA]			Potência dos Parques em MW (P _{EOL})						
			Parque 1	Parque 2	Parque 3	Parques 1 e 2	Parques 1 e 3	Parques 2 e 3	Parques 1, 2 e 3
			68.6	23.27	50.6	91.87	119.2	73.87	142.47
			SCR						
Rede Degradada 3 UGS em UHE LG SEM Complexo Eólico	Garanhuns 500 kV	1421,78	21	61	28	15	12	19	10
	Garanhuns 230 kV	1081,11	16	46	21	12	9	15	8
	Paranatama 230 kV	722,12	11	31	14	8	6	10	5
	Paranatama 34,5 kV	392,23	6	17	8	4	3	5	3
Rede Degradada 2 UGs em UHE LG SEM Complexo Eólico	Garanhuns 500 kV	1108,05	16	48	22	12	9	15	8
	Garanhuns 230 kV	889,54	13	38	18	10	7	12	6
	Paranatama 230 kV	631,53	9	27	12	7	5	9	4
	Paranatama 34,5 kV	363,82	5	16	7	4	3	5	3

Tabela 1: Relação de Nível de Curto Circuito

Na Tabela 1 estão destacados em amarelo a configuração em que o ponto de conexão do parque eólico é considerado fraco e em vermelho quando considerados muito fracos. A configuração de rede para a UHE Luiz Gonzaga com 3 unidades geradoras sincronizadas, pode ser considerada de fato uma rede fraca, visto que o SCR no ponto de conexão é igual ou inferior a 3 no ponto de conexão do parque.

Vale ressaltar que, conforme observado em diversas referências de artigos internacionais como apresentado em [4], tem-se considerado redes muito fracas com valores do SCR inferiores a 3, chegando a valores da ordem de 1,5. A robustez do SIN se mostra bastante significativa nessa situação, visto que em uma situação de rede bastante degradada ainda se observa níveis de SCR igual ou superior a 3.

II.5.2 Requisitos Mínimos para a Conexão do Parque na Rede

Para que qualquer sistema opere de forma adequada, alguns níveis máximos e mínimos de tensão e frequência devem ser respeitados. Esses limites que são diferentes para a recomposição, em relação a operação em regime normal, estão definidos nos Procedimentos de Rede do ONS [5].

Conforme pode-se observar na Tabela 2, estão apresentados os requisitos definido no Procedimento de Rede do ONS e as faixas limite em que o aerogerador pode operar. Os valores em verde indicam que o aerogerador tem flexibilidade para operar na faixa de operação da recomposição, os valores em amarelo indicam que os limites estão bem próximo e podem apresentar algum tipo de restrição e, os valores em vermelho indicam que haverá alguma restrição por parte dos aerogeradores no processo de recomposição.

	Faixas de operação do Aerogerador	Requisitos mínimos do Corredor de Recomposição para usinas hidráulicas [7]
Sobretensão 1		
	1,45 pu (instantânea)	1,25 pu (instantânea)
Sobretensão 2	1,2 pu (temporizada em 2,5s)	
Subtensão	0,8 pu	0,85 pu
Sobrefrequência	63 Hz	66 Hz
Subfrequência	56 Hz	56 Hz

Tabela 2: Faixas de Tensão e Frequência admissíveis para a conexão do parque eólico

Observa-se que a restrição de sobrefrequência para o aerogerador deve ser 63 Hz enquanto para as usinas hidráulicas é admissível sobrefrequência de até 66 Hz. Logo, esse é o único parâmetro que, previamente, indica que pode vir a acarretar alguma restrição no processo.

Portanto, o aerogerador se enquadra de forma bastante adequada nas faixas de operação durante a fase de recomposição que são mais flexíveis do que em operação normal. Apresentando um indicativo bastante positivo de que ações de proteção não

irão atuar quando de grande excursionamento de tensão e frequência que são comumente observados na recomposição.

II.6 Modelagem da Rede a ser analisada

O corredor fluente de recomposição da UHE Luiz Gonzaga é elaborado pelo ONS detalhado para os operadores através das Instrução de Operação. O corredor de recomposição fluente de recomposição da Área Luiz Gonzaga é finalizado ao atender um montante de carga 575 MW. Essa é a configuração final da recomposição fluente da Área Luiz Gonzaga [21].



Figura 5: Diagrama unifilar da rede de recomposição completa

A configuração de rede estudada é apresentada na Figura 6 e representa a configuração mínima de rede a fim de obter tensão na subestação em que o parque eólico será conectado. O montante de carga restabelecido possibilita que a LT 500 kV Luiz Gonzaga – Garanhuns seja energizada e mantenha o perfil de tensão da rede dentro dos limites permitidos. Essa configuração mínima é descrita a seguir:

- Três (3) unidades geradoras sincronizadas na UHE Luiz Gonzaga;
- Montante de carga restabelecido na ilha da ordem de 160 MW, distribuídos nas SE prioritárias; e,

 O corredor já energiza uma SE que possui parques eólicos conectados, a SE Garanhuns.



Figura 6: Diagrama unifilar da rede a ser analisada

Na Figura 7 a seguir é apresentada a rede de configuração mínima modelada em PSCAD.



Figura 7 - Rede modelada no PSCAD – Destacado em azul o complexo eólico e em verde a usina hidráulica
Os dados utilizados para a modelagem da rede no PSCAD, como linhas de transmissão, transformadores, máquinas hidráulicas, cargas e compensação shunt, foram obtidos a partir dos dados de transitórios eletromagnéticos do ONS que estão apresentados no Apêndice C

Base de Dados utilizada para a modelagem da rede.

Foi realizada a modelagem da rede de recomposição considerando a configuração mínima a ser analisada, contemplando a usina hidráulica e as cargas restabelecidas. A partir desse ponto, foram incluídos os parques eólicos conectados à SE Paranatama. O modelo representado em PSCAD para as usinas eólicas é o modelo benchmark presente na biblioteca do PSCAD. O detalhamento da estrutura de cada parque eólico está apresentado na Tabela 3 a seguir.

	Nº de Unidades Geradoras	Potência Unitária [MW]
Parque Eólico 1		
Serra das Vacas I	14	1,715
Serra das Vacas II	13	1,715
Serra das Vacas III	13	1,715
Total Parque 1	40	68,6
Parque Eólico 2		
Serra das Vacas IV	13	1,79
Total Parque 2	13	23,27
Parque Eólico 3		
Serra das Vacas V	11	2,3
Serra das Vacas VI	11	2,3
Total Parque 3	22	50,6
Total de Parques Eólicos		
Total de Parques	75	142,47

Tabela 3: Complexo Eólico Paranatama

Os Parques 1 e 2 compartilham o mesmo transformador de 230/69 kV, denominada de TF-A, com potência total instalada de até 91,87 MW a serem

transmitidos a partir dessa transformação. O Parque 3, está conectado através de uma outra transformação de 230/69 kV, denominada de TF-B, com potência total instalada de até 50,6 MW a ser transmitida a partir dessa transformação.

A seguir são detalhados os modelos utilizados para a modelagem da rede no PSCAD.

II.6.1 Modelagem da Rede

Para a modelagem da usina hidráulica em PSCAD foi utilizada a base de dados do ONS do ANATEM a fim de obter os parâmetros e os ajustes da máquina, no caso a usina de Luiz Gonzaga a ser representada no modelo. Para a representação da máquina síncrona buscou-se um modelo da biblioteca do PSCAD que houvesse a representação dos componentes de máquina síncrona, turbina, regulador de velocidade e excitatriz. Utilizou-se o modelo de máquina disponibilizado na bibliotecado PSCAD (*Synchronous Machine*) representado pelo número (1) na figura, como também a excitatriz (2 -*Type AC Exciter*), o Regulador de Velocidade (3 - *Hydro Governor*) e Modelo da turbina o (4 - Hydro *Turbine*). Além da máquina, são apresentados os blocos utilizados para a inicialização do modelo da máquina. Os blocos *Sample and hold* – 7 habilita a excitatriz quando do comando do bloco *Single Input Level Comparator* – 6, que também habilita a máquina síncrona conforme apresentado Figura 8.



Figura 8: Máquina hidráulica representada em PSCAD

O modelo de máquinas do PSCAD utiliza como dados de entrada os parâmetros de eixo direto e em quadratura (referência do rotor) para a representação de uma máquina trifásica (matriz abc), permitindo assim a representação trifásica do equipamento.

Na Tabela 4 são apresentados os parâmetros da UHE Luiz Gonzaga utilizados para a modelagem em PSCAD. Vale ressaltar que não se considerou a curva de saturação para unidade geradora.

Synchronous Machine - Modelo de Máquina Síncrona	
Unidades Geradoras 1,2 e 3	
Parâmetros	Unidade [pu]
Ra	0.002
(Resistência do Enrolamento de armadura)	0,002
Та	0 15
(Constante de tempo da armadura)	0,15
Хр	0 15
(Reatância de dispersão do estator)	0,15
Xd	0 98
(reatância síncrona de eixo direto)	0,58
X'd	0.20
(reatância síncrona transitória de eixo direto)	0,25
T'd0	5 25
(Constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto)	5,55
X''d	0.26
(reatância síncrona subtransitória de eixo direto)	0,20
T"d0	0.044
(Constante de tempo subtransitória de eixo direto em circuito aberto)	0,044
Xq	0 550
(reatância síncrona de eixo em quadratura)	0,339
X"q	0.26
(reatância síncrona subtransitória de eixo em quadratura)	0,20
Т"q0	0 0 0 0
(Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura em circuito aberto)	0,089
Air Gap factor	1
Base de cálculo 274 MVA	
Hydro Governor - Regulador de Velocidade	
Dead Band	0
Permanent Droop	0,04
Max gate position	1
Min gate position	0
taxa de abertura	0,09

Tabela 4: Parâmetros da máquina síncrona a ser representada em PSCAD

taxa de fechamento	-0,09
Hydro Turbine - Modelo de Turbina	
Tw (constante de tempo da água)	2,47
Penstock Head Loss Coefficient	0,02
Damping Turbina	1

Vale ressaltar que no processo de recomposição os Estabilizadores de Sistemas de Potência (ESP) ou *Power System Stabilizer* (PSS) devem permanecer desconectados durante toda a fase fluente de recomposição. Por esse motivo, os PSS da UHE Luiz Gonzaga não estão modelados na representação do PSCAD.

Para o modelo de linha de transmissão, foi utilizado o modelo trifásico Bergeron que utiliza parâmetros distribuídos. Foram obtidos os parâmetros das linhas de transmissão de toda a rede a ser modelada em Ohm/km, apresentados no Apêndice C Base de Dados utilizada para a modelagem da rede.

Para os transformadores de 3 enrolamentos foram utilizados os modelos (*3 Phase - 3 Winding Transformer*) e para os transformadores de 2 enrolamentos (*3 Phase - 2 Winding Transformer*), apresentados no Apêndice C Base de Dados utilizada para a modelagem da rede.

Para os modelos de carga foram utilizados os modelos de carga de potência constante (*Fixed Load*), apresentados no Apêndice C Base de Dados utilizada para a modelagem da rede.

Uma das maiores dificuldades em utilizar a ferramenta PSCAD é com relação a modelagem da rede e a inicialização do modelo. Não há uma base de dados e por isso é necessário montar a rede no ponto de operação que se deseja analisar. Esse ponto é facilitado por ser uma rede de recomposição, não necessitando utilizar equivalentes de rede. É necessário estabelecer a rede em um ponto de regime permanente com todas as contingências que se deseja analisar devem ser previamente modeladas. Além da modelagem da rede e das contingências, todos os pontos de medição devem estar modelados previamente na rede, como disjuntores a serem manobrados e as aplicações de curto-circuito, que foram as contingências aplicadas nesse trabalho. A partir daí é realizo um *snapshot*, ou seja é salvo o ponto de operação de operação com a rede em regime permanente com as máquinas hidráulicas já inicializadas, linhas e cargas energizadas. A partir daí, serão analisadas as contingências através dos tempos de abertura e fechamento dos disjuntores que já estavam previamente modelados na rede.

II.7 Modelagem da Geração Eólica

A geração eólica é obtida a partir da velocidade do vento que faz com que as pás de uma turbina eólica se movimentem. Essa turbina está associada a um gerador elétrico que resumidamente irá transformar a energia mecânica em energia elétrica, conforme apresentado na Figura 9.



Figura 9: Esquema do funcionamento de uma turbina eólica

Como apresentado anteriormente, as turbinas eólicas são movimentadas a partir da energia do vento, que converte a energia cinética através da rotação das pás. A energia cinética extraída dos ventos pode ser descrita através da equação (2) a seguir:

$$E = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_{Vento}^2 \tag{2}$$

Nessa equação, ρ é a massa específica do ar que, por simplificação, pode ser considerada da ordem de 1,225 kg/m³ na temperatura de 25° a 1 atm.

A partir da energia cinética, é possível calcular a potência transmitida através dos ventos, que pode ser descrita pela equação (3) a seguir

$$P_{vento} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V_{Vento}^{3}$$
(3)

Nessa equação, A é a área varrida pelas pás das turbinas.

Nem toda potência disponível no vento pode ser extraída e utilizada. A potência máxima teórica alcançada por uma turbina eólica é da ordem de 59% (Limite de Betz) da potência total disponível. No entanto, o rendimento comercial das turbinas, atualmente, é da ordem de 45%.

A impossibilidade de extração de toda ou quase toda potência dos ventos se dá devido: "toda vez que uma massa de ar passa por uma turbina, a mesma continua a ter uma velocidade, menor do que a de entrada mas não nula, fato este que determina que nem toda a potência foi extraída do vento" [11].

Dado este fato, surge o coeficiente de potência C_P, apresentado na equação (4) a seguir.

$$C_P = \frac{P_{Mec\hat{a}nica}}{P_{Vento}} \tag{4}$$

O Coeficiente de Potência (C_P) relaciona a potência do vento obtida na equação (3) e a potência mecânica disponibilizada no eixo da turbina (P_{Mecânica}), o C_P máximo teórico é de 0,59 (Limite de Betz). O Coeficiente de Potência depende de duas variáveis, são elas: λ , adimensional, que relaciona a velocidade da ponta da pá da turbina com a velocidade do vento. Quanto menor o λ , maior a eficiência do controle mecânico de velocidade, através da variação do ângulo β . O ângulo β é o ângulo de passo (*Pitch*) das pás da turbina, que está relacionada com a rotação das pás em torno do seu eixo longitudinal, conforme apresentado na Figura 10.



Figura 10: Movimento de passo das pás (Pitch Control)

O Coeficiente de potência indica a eficiência com que a turbina eólica transforma a energia cinética contida nos ventos em energia mecânica girante, o aumento do coeficiente C_P se dá com o desenvolvimento da tecnologia e é o segredo de cada fabricante, quanto maior o C_P maior a eficiência do equipamento.

As variáveis C_{1,n} e C_a estão diretamente relacionadas as características aerodinâmicas das turbinas **Error! Reference source not found.**.

$$c_{P}(\lambda,\beta) = C_{1} \left(\frac{C_{2}}{\lambda_{i}} - C_{3} \cdot \beta - C_{4} \cdot \beta^{C_{5}} - C_{6} \right) \cdot e^{C_{7}/\lambda_{i}}$$
(5)

$$\lambda_{i} = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + C_{8}.\beta} - \frac{C_{9}}{\beta^{3} + 1}}$$
(6)

Para se obter o coeficiente de potência máxima, além do ângulo de passo da pá (β), deve-se obter um valor ótimo para o coeficiente adimensional λ , que segue a equação:

$$\lambda_{\acute{o}timo} = \frac{\omega_{\acute{o}timo}.R}{V_{Vento}} \tag{7}$$

Nessa equação, R é o raio da turbina em metros e ω é a velocidade angular em rad/s.

Sendo assim, é possível obter a potência aplicada no rotor do gerador, através da equação (8):

$$P_{Mec\hat{a}nica}{}^{\acute{0}tima} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5 \frac{C_P{}^{\acute{0}timo}}{\lambda_{\acute{0}timo}{}^3} \cdot \omega_{\acute{0}timo}{}^3 \tag{8}$$

Os geradores eólicos podem operar com velocidade da turbina fixa, nesse caso o coeficiente de potência (C_P) será otimizado para a velocidade nominal de operação da turbina. Para os aerogeradores de velocidade de turbina variável, existe a possibilidade de ajustar o C_P ótimo para cada velocidade do vento, possibilitando uma extração de potência otimizada.

Os aerogeradores podem excursionar sua velocidade de operação entre a velocidade mínima de operação e a velocidade de corte, sendo a velocidade de corte a velocidade máxima em que o aerogerador permanece conectado na rede. Na Figura 11 são apresentadas as faixas de operação dos parques eólicos da potência gerada com relação a velocidade do vento.



Figura 11: Curva de aproveitamento do gerador eólico em função da velocidade do vento

O aerogerador inicia sua operação de geração de energia a partir de uma velocidade mínima V_P , conhecida como velocidade de brisa ou do inglês, *cut-in wind speed*, e se dá na ordem de 3 a 4 m/s. A partir dessa velocidade ele varia até o ponto de velocidade nominal (V_N). Nessa velocidade é possível obter a máxima eficiência da turbina e desse ponto, mesmo que a velocidade do vento venha a aumentar não haverá ganhos na geração de potência mecânica pois a turbina é gerida por um coeficiente de

potência que vai limitar a potência entregue conforme Eq. (3), a velocidade pode aumentar até o ponto de velocidade de corte (V_c) do inglês, *cut-out wind speed*. Nesse ponto o aerogerador interrompe sua operação devido aos grandes esforços mecânicos que podem ser sofridos pela turbina devido as altas velocidade de vento que podem ser da ordem de 20 a 25 m/s.

Os modelos de aerogeradores vêm se desenvolvendo ao longo dos anos, variando desde modelos mais simples utilizados no primórdio da tecnologia, até as aplicações hoje mais usuais por serem viáveis economicamente até aplicações que são projetadas para o futuro.

Na Figura 12, são apresentados os principais tipos de geradores eólicos e a seguir suas principais aplicações.



Figura 12: Esquemas dos principais tipos de aerogeradores (desenhos próprios baseados nas referências [5] e [6])

Os geradores eólicos são, atualmente, divididos em quatro tipos de aerogeradores, são eles:

- Tipo 1: Gerador de Indução de Velocidade Fixa
- Tipo 2: Gerador de Indução de Velocidade Variável, em (a) Gerador de Indução com Escorregamento Variável e em (b) Gerador de Indução com Conversor de Frequência.

- Tipo 3: Gerador de Indução de Dupla Alimentação (GIDA) ou do inglês Doubly-Fed Induction Generator (DFIG), são geradores de velocidade variável.
- Tipo 4: Gerador síncrono, de ímã permanente ou de Indução de Velocidade Variável Full-Converter ou do inglês, Full Converter Interface, são geradores de velocidade variável.

Os Geradores de Indução (GI) Tipo 1 e Tipo 2, são geradores que possuem uma topologia mais básica, sendo conectados diretamente com à rede o que pode resultar em oscilações de potência na saída da máquina quando da variação na velocidade do vento por conta da variação do torque eletromagnético do gerador. Esses equipamentos necessitam de compensação shunt a fim de manter o fator de potência no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) em valores definidos. São geradores de tecnologia mais antiga, utilizados nos primeiros modelos de aerogeradores, atualmente não possuem viabilidade comercial por apresentarem baixa eficiência e por estarem conectados de forma síncrona, transmitindo assim os problemas ocorridos na rede para o aerogerador e vice-versa.

Os geradores dos tipos 3 e 4 são conectados com a rede de forma assíncrona através de conversores de eletrônica de potência, CA-CC-CA (Corrente Alternada – Corrente Contínua – Corrente Alternada) esse tipo de conexão permite: maior flexibilidade do controle de velocidade X Torque, controle independente da potência ativa e reativa, maior eficiência na conversão de energia cinética para a energia elétrica, suporte de controle de tensão em regime permanente e dinâmico, dentre outros benefícios.

Nos geradores de indução do tipo 3 o estator possui interface direta com a rede enquanto o rotor é conectado através de interface com um conversor eletrônico de potência bidirecional, que irá garantir o controle da frequência e da tensão nos valores nominais da rede elétrica independentemente da velocidade de rotação do rotor. Quando comparados ao tipo 1 e 2, o modelo DFIG (tipo 3) permite maior eficiência na conversão de energia através do controle MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), ampla faixa de variação de velocidade e melhor comportamento frente aos distúrbios no sistema elétrico e rajadas de vento.

O modelo DFIG apresenta em sua estrutura os anéis coletores e escovas, que exigem maior manutenção e vida útil curta, da ordem de 6 a 12 meses. Adicionalmente, há a presença da caixa multiplicadora, que exige manutenção recorrente. Esses fatores fazem com que a implementação *off-shore* desse tipo de aerogerador seja mais difícil

devido ao custo de manutenção. No entanto, para equipamentos *on-shore* essa configuração representa cerca de 50% do mercado. [20]

Para os geradores de tipo 4, a turbina está conectada diretamente pela interface CA-CC-CA, desta forma o conversor a ser utilizado necessita da mesma potência que a turbina, acarretando aumento dos custos do equipamento. [6]. Com o avanço da tecnologia relacionada ao conversores o modelo *Full-Converter* tem se aproximado dos custos do modelo DFIG, sendo então um modelo em vasto crescimento. [20]

Atualmente o modelo de aerogeradores mais utilizado na matriz energética brasileira é o tipo 3 - DFIG, nossa matriz é de característica *on-shore* e este modelo apresenta um bom custo x benefício para os sistemas de energia atualmente. Por esse motivo, esse trabalho irá apresentar os estudos utilizando o modelo DFIG.

Para a conexão dos aerogeradores no SIN, são definidos os requisitos mínimos, de acordo com os Procedimentos de Rede do ONS, vistos em [4], que, por sua vez, precisam ser comprovados para a sua conexão na rede.

No sistema elétrico brasileiro os modelos de aerogeradores que não são do tipo 3 são aqueles oriundos do PROINFA, que entraram em operação quando do início do incentivo desse tipo de geração. Atualmente, os novos parques que estão acessando à rede são do tipo 3 – DFIG, conforme requisitos definidos nos Procedimentod de Rede do ONS [8].

Na Figura 13 é apresentado o diagrama esquemático de um aerogerador tipo 3.



Figura 13: Esquema do Aerogerador de Modelo DFIG

O aerogerador de modelo DFIG se enquadra na categoria de geradores de velocidade variável. Utiliza-se um gerador de indução de rotor bobinado em que o estator é conectado diretamente a rede elétrica CA enquanto o rotor é alimentado

através da interface de eletrônica de potência permitindo a velocidade variável da máquina. Nessa configuração, o rotor está conectado com a rede de forma assíncrona, com a frequência da rede desacoplada da velocidade mecânica do rotor. Sendo assim, é possível o controle de velocidade de rotação, possibilitando obter um ajuste que forneça o maior rendimento de geração de energia elétrica possível para cada velocidade no tempo.

A operação desacoplada da máquina com o sistema elétrico viabiliza o controle de potência ativa e reativa de forma independente, permitindo assim, o suporte de reativo durante perturbações na rede em que o gerador está conectado.

Um dos grandes benefícios do modelo DFIG é que a capacidade dos conversores é da ordem de 30% em relação a capacidade do gerador de indução, esta configuração permite uma maior flexibilidade nas diversas estratégias de controle existentes.

II.7.1 Modelagem do Parque Eólico no PSCAD

Na Figura 14 é apresentado o componente da turbina eólica do modelo *Type 3* benchmark do PSCAD.



Figura 14: Rede com turbina eólica Tipo 3 conectada à rede

A turbina eólica modelo DFIG representada na Figura 14 é apresentada de forma detalhada na Figura 15, contemplando os componentes do modelo DFIG representados no PSCAD. O gerador tipo 3 é descrito na forma de dois sistemas separados entre partes mecânica e elétrica. O sistema mecânico extrai a energia máxima disponível do vento e gera torque mecânico. O sistema elétrico converte o torque mecânico em potência elétrica, ou seja, em energia elétrica. A interface entre sistemas mecânicos e elétricos é a máquina de indução (MI) (*Induction Machine -IM*), que converte a energia mecânica em energia elétrica. Os dois sistemas são representados pelos seguintes componentes:

- Turbina Eólica conectada ao Motor de Indução
- Controlador de ângulo de inclinação (*pitch control*): atua de forma a limitar a potência na turbina para velocidades de vento superiores à nominal.
- Conversor e controles do lado da rede e do lado do rotor: a turbina é conectada de forma assíncrona com a rede, dessa forma será evitado que distúrbios ocorridos tanto no lado do aerogerador quanto do lado da rede se propaguem permitindo o controle de potência ativa e reativa. Além disso, permite que haja o controle de velocidade do rotor, possibilitando o rastreamento da máxima potência disponível
- Proteção contra sobretensão no elo CC (*Chopper*): essa proteção é importante quando da ocorrência de um distúrbio na rede em que o parque eólico é desconectado, sendo utilizado para dissipar a energia do capacitor durante os transitórios. O elo CC irá, transitoriamente, acumular o excedente de geração da turbina eólica, que poderá acarretar em uma sobretensão. A utilização do Chopper aumenta a suportabilidade do aerogerador frente a perturbações no sistema.
- Proteção de sobretensão por *crowbar*: a estratégia dessa proteção visa evitar elevadas correntes induzidas no rotor quando da ocorrências de curto-circuito próximo ao rotor.
- Filtro passa-baixa (AC Filter): tem como objetivo atenuar as flutuações de tensão.



Figura 15: Detalhamento da modelagem da turbina eólica em PSCAD

A seguir, os componentes da turbina eólica apresentada na Figura 15 estão mostrados em detalhes. A parte elétrica da turbina eólica é composta dos seguintes equipamentos: motor de indução, conversor CA-CC-CA e do transformador de acoplamento.

A turbina eólica tem como principal função extrair a energia máxima do vento disponível. Existem algumas limitações na operação com potência zero - quando a velocidade do vento é igual ou inferior a 4 m/s e quando há vento excessivo, com velocidades do vento superiores a 25 m/s, velocidade de corte. A velocidade nominal do vento implementada no PSCAD é 11 m/s.

O conversor do lado da rede controla a tensão CC enquanto o conversor do lado do rotor controla a potência ativa e a tensão CA, controlando as correntes do circuito do rotor.



Figura 16: Conversor CA-CC-CA consiste em conversor VSC do lado da rede, do lado do rotor, chopper, DC-Link, crowbar protection e filtro passa-baixa implementados no PSCAD

O elemento *chopper* é utilizado para dissipar a energia do capacitor durante períodos transitórios, evitando o aumento excessivo da tensão no barramento.

O modelo detalhado consiste em conversores de dois níveis para os lados da rede e do rotor e é desenvolvido com base em comutadores semicondutores IGBT.



Figura 17: Modelo PSCAD: conversor CA-CC-CA e conversor de dois níveis usado para o lado da rede e do rotor

Neste conversor, as tensões de referência trifásicas são geradas usando a técnica de modulação por largura de pulso (*PWM – Pulse Width Modulation*).

Para a modelagem do parque eólico foi utilizado um modelo típico benchmark do PSCAD. Quando o fabricante envia seus modelos, as informações vêm encapsuladas e o analista não tem acesso ao detalhamento do controle, pois o modelo externaliza a tecnologia empregada por cada fabricante. Essa dificuldade também foi observadas nas referências [5] [12].

CAPÍTULO III Estudo de Caso

III.1 Ferramentas de Simulação

Para a realização das análises de regime permanente e de estabilidade transitória eletromecânica, as ferramentas de simulação utilizadas para o planejamento e operação do sistema elétrico e dos estudos de recomposição, representam a rede de forma simplificada em sequência positiva, visto a complexidade e quantidade de informações presentes nesse sistema.

No caso do sistema brasileiro, os programas oficiais utilizados são o ANAREDE e o ANATEM, para as análises de fluxo de potência e transitórios eletromecânicos, respectivamente. Entretanto, com a presença cada vez maior de equipamentos baseado em inversores como complexos eólicos, elos de corrente contínua, FACTs, etc.

Esses equipamentos, principalmente os conversores e as interfaces com o controle, são representados de forma bastante simplificada quando da utilização de programas com representação de sequência positiva, ignorando as ações de controle que atuam em constante de tempo muito rápidas. Essas simplificações são necessárias pois os estudos realizados nos programas ANAREDE e ANATEM destinam-se à análise de perturbações nos sistemas de potência, compreendendo os períodos de estabilidade transitória e dinâmica.

Para observar fenômenos associados aos equipamentos de eletrônica de potência, faz-se necessário a representação em programas trifásicos de análise de transitórios eletromagnéticos (*Eletromagnetic Transient - EMT*). Esses programas permitem modelar os transitórios rápidos decorrentes de manobras dos equipamentos, além de possibilitar um alto grau de detalhamento dos conversores, sendo capazes de capturar as constantes de tempo muito rápidas dos controles atuais e consequentemente obter uma resposta bem próxima daquela observadas em campo através de oscilografias.

Visto que a rede de recomposição é uma rede isolada, é possível realizar a sua representação em um programa de transitórios eletromagnéticos de forma integral, sem a utilização de equivalentes de rede, que são comumente utilizados a fim de viabilizar a representação de um sistema de grande porte.

Por isso, foi utilizada a ferramenta PSCAD, um software de transitórios eletromagnéticos que permite diversos estudos de sistemas de potência, viabilizando as análises a serem realizadas.

III.2 Estudo de Caso

Os casos a serem estudados foram definidos a partir de situações que podem ocorrer no processo de recomposição fluente, pois a rede em que será conectado o parque está em uma configuração de rede degradada. Ao aplicar as contingências, temse o interesse em observar o comportamento da rede e verificar os seguintes pontos:

- A viabilidade de conectar o parque eólico nessa configuração de rede, observando como será o comportamento quando os parques eólicos forem conectados e inseridos na rede de forma gradual, esse teste é apresentado no item III.2.1.
- No item III.2.2, será realizado o desligamento intempestivo das usinas eólicas, sem que haja a aplicação de curto-circuito.
- O comportamento da rede caso o sistema venha a perder uma das unidades geradoras hidráulicas, a fim de verificar o quanto a perda da inércia da máquina pode impactar no sistema, visto que a carga é assumida quase integral pelos parques eólicos. Essa contingência será apresentada no III.2.3.
- A rejeição de carga é um teste comumente realizado na elaboração de corredores de recomposição. Este teste visa ilustrar o comportamento do conjunto parque eólico mais usina hidráulica quando da rejeição de um montante de carga. Esta contingência será apresentada no item III.2.4.
- O caso mais crítico a ser observado é a rejeição dos parques eólicos, ou seja, perder instantaneamente toda a sua potência gerada. Essa contingência pode vir a apresentar as maiores variações observadas nessa rede e será apresentada no item III.2.5.

 No item III.2.6 e III.2.7 será verificado o desligamento forçado dos parques eólicos após um curto-circuito aplicado na SE Paranatama. Serão verificados os desligamentos dos transformadores B e A, apresentados na Figura 18 a seguir, a fim de avaliar o quanto de potência eólica é possível ser rejeitada e verificar se os limites de tensão e frequência são respeitados.

Vale destacar que o intuito desse trabalho é analisar o comportamento dinâmico da rede com os parques eólicos conectados frente as contingências aplicadas.

III.2.1 Inserção dos 3 Parques Eólicos na Rede de Recomposição

A rede a ser avaliada nessa análise contempla:

- Três unidades geradoras sincronizadas na UHE Luiz Gonzaga; e,
- Montante de carga restabelecido de 160 MW na rede isolada.

A usina hidráulica será responsável pelo controle de frequência da ilha enquanto os parques eólicos fazem o controle de potência, apenas injeção de potência ativa na rede.

O caso base apresenta a UHE Luiz Gonzaga atendendo parte do montante de carga do corredor de recomposição fluente e sem as usinas eólicas sincronizadas. O caso a seguir apresenta o desbloqueio do parque eólico de Serra das Vacas respeitando a seguinte sequência de inserção dos parques eólicos:

Instante de tempo	Ação realizada
1,0s	Manobra do DSJ (BRK_EOL) do parque EOL_
1,5s	Manobra do DSJ do TF do parque EOL_
5,0s	Manobra do DSJ (BRK_2_EOL) do parque EOL_2_
5,5s	Manobra do DSJ (BRK_2_EOL_INT) do TF do parque EOL_2_
15,0s	Desbloqueio do Parque EOL_ (insere o Parque 1 com 40 UG) Rampa de potência de 30s
60,0s	Insere o Parque 2 (13 UG) sem rampa de potência
80,0s	Desbloqueio do Parque EOL_2_ (Parque 3 com 22 UG) sem rampa de potência

Tabela 5: Ações realizadas – Inserção dos 3 Parques Eólicos

Vale ressaltar que as manobras foram realizadas de forma gradativa, ou seja, a fim de observar o comportamento da manobra de cada equipamento individualmente.

A seguir, na Figura 18 é apresentada a forma de conexão do parque eólico com a rede no PSCAD. A partir da SE Paranatama 230 kV estão conectados 2 transformadores elevadores denominados de TF-A e TF-B que irão conectar os parques eólicos 1 e 2 e o parque eólico 3, respectivamente. Esse é o caso base a ser utilizado, considerando a inicialização de todos os modelos no PSCAD. A partir dele será realizado o *snapshot* a fim de analisar as demais contingências a serem realizadas a partir do caso base.



Figura 18: PAC SE Paranatama – conexão dos Parques eólicos

III.2.1.1 Comportamento da Frequência

A seguir, serão apresentadas as análises da frequência quando da conexão do complexo eólico de Paranatama. Os parques serão conectados de forma gradual à rede de recomposição.



Figura 19: Comportamento da Frequência durante a conexão dos 3 Parque Eólicos – limites máximo e mínimo de frequência e detalhamento do comportamento da curva

De forma a inicializar o caso, conforme apresentado na Figura 19, no ponto 1, instante t=0s, o sistema é inicializado, as máquinas hidráulicas gerando potência para atendimento as cargas em regime permanente, nesse instante os parque eólicos não estão conectados na rede. No ponto 2, instante t=1,5s observa-se o transitório da energização do transformador abaixador (TF-A) que irá conectar o parque eólico a rede, sem a manobra do disjuntor que conecta o parque eólico. No ponto 3, instante t=5s é realizada a conexão do parque eólico 3, sem o desbloqueio para geração de potência, através da energização do transformador abaixador (TF-B).

A partir do ponto 4, instante de tempo t=15s é desbloqueado o parque eólico 1 com 40 unidades geradoras com 1,715 MW de potência nominal cada, totalizando uma potência injetada de até 68,6 MW. A inserção desse parque é realizado através da rampa de potência ou seja, a potência vai de zero à máxima no intervalo de 30 segundos em rampa. Quando o parque eólico está desconectado do sistema elétrico e será reintegrado à rede essa inserção é realizada através de rampas com o intuito de causar o menor impacto possível na rede, por isso a conexão dos parques eólicos é realizado em rampa de potência. Como pode ser observado, a máxima frequência atingida é de 62,6 Hz, sendo o máximo valor permitido para a fase fluente de recomposição [7] de 66 Hz e de 63 Hz nos requisitos mínimos da eólica presentes nos Procedimentos de Rede do ONS [8]. O período transitório desde o início da rampa até a frequência voltar ao ponto de regime de 60 Hz teve a duração de 20s com modo de frequência da ordem de 0,139 Hz, característicos dos modos derivados do regulador de velocidade das usinas hidráulicas não sendo observadas interações de controle.

A partir do ponto 5, no instante de tempo t=60s, é inserido o parque eólico 2, conectado através do TF-A, com 13 unidades geradoras sincronizadas e potência nominal de 1,715 MW, conectado com a rede através do mesmo TF-A, totalizando uma potência injetada de até 22,2 MW. Observa-se que a frequência máxima foi de 61,3 Hz e o período transitório do início da geração de potência até a frequência voltar ao ponto de regime de 60 Hz teve a duração de cerca de 20s com modo de frequência da ordem de 0,138 Hz, característicos dos modos derivados do regulador de velocidade das usinas hidráulicas não sendo observadas interações de controle.

No ponto 6, instante de tempo t=80s, é debloqueado o parque eólico 3, conectado através do TF-B, com 22 unidades geradoras com potência nominal de 2,3 MW para cada unidade, totalizando uma injeção de potência de até 50,6 MW. Observa-se que a frequência máxima atingida foi de 62,8 Hz e da mesma forma que os outros parques, o período transitório do início da rampa até a frequência voltar ao ponto de regime de 60 Hz teve a duração de cerca de 20s com modo de frequência da ordem de 0,138 Hz, característicos dos modos derivados do regulador de velocidade das usinas hidráulicas não sendo observadas interações de controle.

Do ponto de vista da frequência, a conexão do parque eólico em uma rede degradada teve como resultado um comportamento muito positivo, permanecendo dentro dos limites de frequência admissíveis tanto do corredor de recomposição quanto dos limite admissíveis para as usinas eólicas, conforme apresentado na Tabela 2.

III.2.1.2 Comportamento da Potência Elétrica

A seguir, será verificado o comportamento da potência elétrica da usina hidrelétrica e dos parques eólicos.



Figura 20: Comportamento da Potência Elétrica durante conexão dos 3 Parque Eólicos

No ponto 1, instante t=15s, o parque eólico 1 é inserido na rede e observa-se que a potência elétrica assumida pelo parque eólico é reduzida da geração das unidades geradoras da usina hidráulica responsável pelo controle de frequência da rede (ponto 2). Vale ressaltar que durante a fase fluente de recomposição em que há apenas uma usina hidráulica responsável pelo restabelecimento da ilha o regulador de Velocidade deve ser comutado para o modo de operação isócrono e o estabilizador de sistemas de potência deve permanecer desligado. Inicialmente, a usina hidráulica estava com despacho de 168,78 MW, com a inserção do parque 1 injetando 67,28 MW de potência sendo assim, o parque 1 assume 40% da carga da rede isolada enquanto a usina hidráulica fica com 60%.

No ponto 3 é inserido o parque eólico 2, no ponto 4 observa-se a usina hidráulica reduzindo sua geração, a partir desse ponto a geração da usina hidráulica é de 79,41 MW e do complexo eólico (Parques 1 e 2) é de 88,96 MW, o complexo eólico está assumindo 52,7% da carga da ilha.

No ponto 5, instante t=80s, é inserido o parque eólico 3, completando todo o complexo eólico de Serra das Vacas sincronizado com a rede de recomposição fluente, nesse instante a potência gerada pela usina hidráulica é da ordem de 30 MW enquanto que a geração do complexo eólico é de 138,68 MW, cerca de 82% da carga da ilha.

Vale ressaltar que não foram considerados os problemas mecânicos relacionados a baixa geração na usina hidráulica, que pode levar ao risco de cavitação das unidades geradoras, já que o intuito é analisar a dinâmica e o transitório que os parques eólicos podem agregar na rede estudada.

III.2.1.3 Comportamento da Tensão nas SE 500, 230 e 69 kV

A seguir, será verificado o comportamento da tensão nos barramentos de 500, 230 e 69 kV da ilha (Figura 21), tensão na UHEL Luiz Gonzaga (Figura 22) e tensão no parque eólico (Figura 23) durante a inserção dos três parques eólicos.



Figura 21: Comportamento da tensão nas SE durante conexão dos 3 Parque Eólicos



Figura 22: Comportamento da tensão na UHE durante conexão dos 3 Parque Eólicos



Figura 23: Comportamento da tensão na EOL durante conexão dos 3 Parque Eólicos

Conforme pode ser observado nos gráficos apresentados anteriormente, não se verificou superação do perfil de tensão dinâmico de até 125% da tensão para os níveis de 69 e 230 kV e de 130% para o 500 kV.

Após observar o resultado da inserção dos parques em uma rede isolada conclui-se que esta conexão não apresenta problemas para a rede, reduzindo a potência demandada da usina hidráulica que passou a ser atendida pelas usinas eólicas.

III.2.2 Rejeição do Parque Eólico 3

Após a análise da inserção dos parques eólicos, apresentado no item III.2.1, será verificado o comportamento da rede isolada após a rejeição de um dos parques eólicos.

Será realizada a rejeição do Parque Eólico 3 com 22 unidades geradoras com geração de potência de até 50,6 MW, esse parque está conectado através do TF-B.

A topologia de rede utilizada nessa análise contempla:

- Três unidades geradoras sincronizadas na UHE Luiz Gonzaga;
- Montante de carga restabelecido de 160 MW na rede isolada; e,
- Os parques eólicos1, 2 e 3 de Serra das Vacas estão conectados através da SE Paranatama 230 kV.

Vale ressaltar que esse teste não é escopo dos estudos de um corredor de recomposição realizados pelo ONS. O intuito dessa análise é avaliar as contingências mais críticas que possam vir a ocorrer em uma rede extremamente degradada, com baixa potência de curto circuito, que é a rede de recomposição fluente e verificar o comportamento dessa rede com a conexão do parque eólico.

III.2.2.1 Comportamento da Frequência

Na Figura 24 é apresentado o comportamento da frequência do corredor de recomposição medido a partir da UHE Luiz Gonzaga quando da rejeição do Parque eólico 3.



Figura 24: Comportamento da Frequência medido na UHE LG na Rejeição do Parque Eólico 3

Conforme pode ser observado, a rejeição do parque eólico 3 leva a frequência a atingir valores de 57,3 Hz e o sistema leva cerca de 20s para atingir o valor de regime permanente de 60 Hz. O valor mínimo permitido nos procedimentos de rede é de 56 Hz sendo assim, a rejeição do parque respeita os limites dinâmicos da rede de recomposição fluente.

III.2.2.2 Comportamento da Potência elétrica

A seguir, na Figura 25 é apresentado o comportamento da potência elétrica quando da rejeição do parque eólico 3.

Na curva rosa observa-se a rejeição total do parque eólico 3, a potência injetada pelo parque era da ordem de 50 MW, nesse momento as usinas hidráulicas estavam gerando cerca de 2 MW cada, com a rejeição do parque eólico 3 as usinas hidráulicas assumem toda a potência pois são responsáveis pelo controle de frequência da área. Os parques eólicos 1 e 2 conectados através do TF-A permanece conectado com potência da ordem de 90 MW. Após a contingência, 37,5% da carga está sendo atendida pela usina hidráulica e 62,5% da carga é atendida pelos parques eólicos 1 e 2.



Figura 25: Comportamento da Potência Elétrica na Rejeição do Parque Eólico 3

III.2.2.3 Comportamento da Tensão

Nas figuras a seguir serão apresentadas as tensões para os barramentos de 500, 230 e 69 kV; tensão na UHE Luiz Gonzaga e tensão nos parques eólicos.



Figura 26: Comportamento da Tensão nos barramentos na Rejeição do Parque Eólico 3

Conforme pode ser observado nas figuras, não houveram superações de limites que restrinjam a entrada do parque eólico na configuração de rede isolada. Também não foram verificados observados problemas do ponto de vista de transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos quando da rejeição de um dos parques eólicos.

III.2.3 Rejeição de 1 Unidade Geradora da Usina Hidráulica

Neste item será analisado o comportamento da rede isolada após a da rejeição de 1 unidade geradora da UHE Luiz Gonzaga.

A topologia da rede utilizada nessa análise contempla:

- Três unidades geradoras sincronizadas na UHE Luiz Gonzaga;
- Montante de carga restabelecido da ordem de 160 MW na rede isolada; e,
- Os três parques eólicos de Serra das Vacas conectados através da SE Paranatama.

Essa análise visa verificar como a rede isolada vai responder durante da perda dessa máquina mantendo a conexão de 2 unidades geradoras hidráulicas e os três parques eólicos conectados.

O intuito dessa análise é avaliar as piores contingências que possam vir a ocorrer em uma rede extremamente degradada, com baixa potência de curto circuito, que é a rede de recomposição fluente e verificar o comportamento dessa rede com a conexão do parque eólico.

III.2.3.1 Comportamento da Frequência

Na Figura 27, são apresentados os resultados quando da rejeição de uma unidade geradora da UHE Luiz Gonzaga.



Figura 27: Comportamento da Frequência medido na UHE LG na Rejeição de 1 UG da UHE LG

Observa-se que o sistema passa por um período transitório no instante da rejeição da unidade geradora. Em seguida, verifica-se o excursionamento da frequência atingindo valores da ordem de 59,3 Hz. Ou seja, apesar da ocorrência da perturbação o sistema foi capaz de suportar essa rejeição dentro de níveis aceitáveis do procedimento de rede de frequência mínima de 56 Hz. Dessa forma, conclui-se que a rejeição de uma das três unidades geradoras da UHE Luiz Gonzaga é admissível do ponto de vista da frequência.

III.2.3.2 Comportamento da Potência Elétrica

A seguir é apresentado o comportamento da potência elétrica quando da rejeição de uma unidade geradora da usina hidráulica.



Figura 28: Comportamento da Potência Elétrica na Rejeição de 1 UG da UHE LG

Conforme apresentado na Figura 28, observa-se que as Usinas Eólicas permanecem sem alteração pois estão operando no modo de controle de tensão enquanto que as duas unidades geradoras restantes da usina hidráulica irá assumir toda a potência da unidade geradora perdida.

III.2.3.3 Comportamento da Tensão

Na Figura 29: Comportamento da tensão nas SE 500, 230 e 69 kV na Rejeição de 1 UG da UHE LG é observado o comportamento da tensão quando da rejeição de uma unidade geradora da UHE Luiz Gonzaga.



Figura 29: Comportamento da tensão nas SE 500, 230 e 69 kV na Rejeição de 1 UG da UHE LG

Observa-se que na rejeição de uma unidade geradora da usina hidráulica houve sobretensão na rede. Com a rejeição de 1 UG há redução no suporte de reativo da rede acarretando em uma variação no perfil de tensão até que as unidades geradoras hidráulicas restantes voltem a se estabilizar. Entretanto, o valor máximo é de 1,2 pu na SE Quixadá 500 kV, não superando os valores permitidos nos Procedimentos de Rede do ONS para a fase fluente de recomposição de 130% da tensão na base de 500 kV.

III.2.4Rejeição do Montante de Carga da Transformação de Fortaleza

Neste item será analisado o comportamento da rede isolada quando da rejeição total da carga da SE Fortaleza de 50 MW, foi escolhida esta subestação por ser a que possui o maior montante de carga da rede, representa 30% da carga da rede.

A topologia da rede utilizada nessa análise contempla:

- Três unidades geradoras sincronizadas na UHE Luiz Gonzaga;
- Montante de carga restabelecido da ordem de 160 MW na rede isolada; e,
- Os três parques eólicos de Serra das Vacas conectados através da SE Paranatama.

A rejeição das cargas restabelecidas no corredor de recomposição é escopo dos estudos de uma área de recomposição do ONS com o intuito de verificar se o

comportamento da ilha permanece estável após a rejeição de um determinado montante de carga.

Na Tabela 6 é apresentada a sequência de eventos a ser analisada.

T	Tabela 6: Ações realizadas – Curto-Circuito na SE Fortaleza 230 kV
Instante de tempo	Ação realizada
0,5s	Aplica curto circuito na SE Fortaleza 230 kV com duração de 150 ms;
0,65s	Rejeita o montante de carga a partir do 230 kV da SE Fortaleza.

III.2.4.1 Comportamento da Frequência

Na Figura 30 é apresentado o comportamento da frequência quando da rejeição de um montante de carga de 50 MW na SE Fortaleza.



Figura 30: Comportamento da Frequência na Rejeição de 50 MW na SE Fortaleza

Observa-se na Figura 31 que há ocorrência de sobrefrequência na rede, atingindo o valor de 64,5 Hz, de acordo com os Procedimentos de Rede do ONS [8] os parques eólicos devem permanecer conectados até o valor de 63 Hz. Para essa situação deveria haver atuação da proteção de sobrefrequência e retirar os parques eólicos. Entretanto, o modelo utilizado não possui a proteção de sobrefrequência implementada. Na Figura 31 é apresentado o comportamento da frequência quando o parque eólico é retirado após atingir o valor de 63 Hz de frequência.



Figura 31: Comportamento da Frequência na Rejeição de 50 MW na SE Fortaleza – com atuação da proteção de sobrefrequência

Como pode ser observado na Figura 31, quando a frequência atinge o valor de 63 Hz, a proteção atua desconectando os parques eólicos da rede. Observa-se ainda que há um período transitório e um excursionamento da frequência, chegando ao valor de 56,14 Hz, faixa permitida de operação, e a rede permanece estável.

III.2.4.2 Comportamento da Potência Elétrica

No instante antes da rejeição, a usina hidráulica estava com geração de 33,6 MW enquanto as eólicas estavam com geração de 138,84 MW. Ao rejeitar o montante de carga de 50 MW, as usinas hidráulicas responsáveis pelo controle de frequência tendem a motorizar. Conforme pode ser observado na Figura 32.



Figura 32: Comportamento da Potência Elétrica na Rejeição de 50 MW na SE Fortaleza

Os parques eólicos estão com potência constante enquanto a usina hidráulica é responsável pelo controle de frequência. Após a rejeição do bloco de carga de 50 MW na SE Fortaleza ocorre um desequilíbrio no balanço carga e geração, ficando a geração superior a carga da rede isolada, acarretando sobrefrequência sustentada. As máquinas hidráulicas passam a absorver potência (MW) devido à dificuldade de controle da frequência.

A seguir, na Figura 33 é apresentado o comportamento da potência elétrica quando os parques eólicos são retirados ao atingir 63 Hz.

No ponto 1 é aplicado o curto circuito com consequente rejeição de carga na SE Fortaleza. Após o período de cerca de 1 s a frequência atinge o valor de 63 Hz e é realizada a desconexão dos parques eólicos (ponto 2). Observa-se que a usina hidráulica, responsável pelo controle de frequência assume a potência após a rejeição total do parque eólico.



Figura 33: Comportamento da Potência Elétrica na Rejeição de 50 MW na SE Fortaleza – com atuação da proteção de sobrefrequência

Vale ressaltar que o tempo de detecção da sobrefrequência mais o tempo de atuação do disjuntor é da ordem de 500 ms.

Vale destacar que não são observados problemas diretos quando da operação em potência reversa para as turbinas hidráulicas, os danos que podem vir a ser causados a estas turbinas está relacionado a cavitação. Conforme a filosofia de proteção de unidades geradoras [24], a ação realizada quando da motorização é feita através do operador da usina, não sendo necessário um ajuste de proteção o desligamento de máquinas hidráulicas.

III.2.4.3 Comportamento da Tensão

O comportamento da tensão quando da rejeição de carga sem a atuação da proteção de sobrefrequência está apresentado na Figura **34.Error! Reference source not found.**

Quando da atuação da proteção de sobrefrequência com a desconexão dos parques eólicos, observa-se que a tensão supera, dinamicamente, os limites de tensão, chegando a atingir valores da ordem de 140% da tensão nos barramentos de 500 kV. Esses valores são mais críticos pois podem levar a desconexão de linhas de transmissão por atuação das proteções de sobretensão instantâneas (Função 59I). Estas sobretensões podem provocar o retrocesso no processo de recomposição da rede.



Figura 34: Comportamento Tensão na Rejeição de 50 MW na SE Fortaleza

O curto-circuito aplicado na SE Fortaleza seguido da rejeição de 50 MW nesta subestação é o caso mais crítico analisado.

III.2.5 Rejeição Máxima de Eólicas

Foi analisado o máximo de potência eólica a ser rejeitada com o corredor atendendo ao montante de 160 MW de carga e realizando a rejeição dos parques eólicos.

O total de unidades geradoras sincronizadas na rede é de 75 UG injetando potência da ordem de 140 MW. A rejeição máxima estudada teve o intuito de verificar a quantidade máxima a ser rejeitada que permitiria que o os limites de tensão e frequência não fossem atingidos.
III.2.5.1 Comportamento da Frequência

Na Figura 35 observa-se a frequência da rede atingindo o limiar de 56 Hz da frequência. Nesse valor de frequência, foram retiradas 38 unidades geradoras de um total de 75 unidade geradoras. A potência cortada foi da ordem de 65 MW cerca de 46% da potência total injetada pelos parques na rede. A quantidade de unidades geradoras retiradas é da ordem da rejeição total do Parque 1.



Figura 35: Comportamento Frequência na Rejeição Máxima de Eólicas

Observa-se que o valor da frequência tangencia o valor de 56 Hz, limite permitido tanto para as eólicas quanto para um corredor de recomposição fluente. Portanto, para a análise dessa rede a rejeição máxima para que os limites de frequência estejam dentro da faixa permitida é a rejeição dos Parques 1.

III.2.5.2 Comportamento da Potência Elétrica

Conforme pode ser observado na Figura 36, observa-se a redução de potência gerada pelas eólicas e a usina hidráulica assumindo potência.



Figura 36: Comportamento Potência Elétrica na Rejeição Máxima de Eólicas

Como esperado para a usina hidráulica, responsável pelo controle de frequência, assume toda a potência dos parques eólicos que foram desconectados.

III.2.5.3 Comportamento da Tensão

A seguir, na Figura 37, é apresentado o comportamento da tensão. Observa-se que os valores atingidos da tensão permanecem dentro dos limites dinâmicos permitidos da rede.



Figura 37: Comportamento da Tensão na Rejeição Máxima de Eólicas

III.2.6 Curto-circuito Aplicado na SE Paranatama com Rejeição do Parque Eólico 3

A seguir, é verificado o comportamento da rede após a ocorrência de um curtocircuito na SE 230 kV Paranatama onde estão conectados os parques eólicos e como consequência, a rejeição do parque 3 (P_EOL_2).

Conforme diagrama, a SE Paranatama 230 kV conecta os parques eólicos através de 2 transformadores elevadores. Nesse caso, será simulada a desconexão do parque eólico conectado ao TF-A, provocando a rejeição do parque que está injetando a menor potência (50 MW).

III.2.6.1 Comportamento da Frequência

Observa-se que o comportamento da frequência, apresentado na Figura 38 apresenta um comportamento estável, retornando ao patamar de 60 Hz no período de 20s e atingindo ao valor mínimo da frequência de 57 Hz, valor este dentro dos limites dinâmicos permitidos.



Figura 38: Comportamento da Frequência quando de Curto-Circuito na SE Paranatama e Rejeição do Parque Eólico 3

III.2.6.2 Comportamento da Potência Elétrica

A seguir, na Figura 39 é apresentado o comportamento da potência elétrica após a rejeição de um dos parques subsequente a ocorrência de um curto-circuito na SE Paranatama. Observa-se que a usina hidráulica assume a potência de todo o parque que sofreu a rejeição, conforme comportamento esperado de uma usina responsável pelo controle de frequência.



Figura 39: Comportamento da Potência Elétrica quando de Curto-Circuito na SE Paranatama e Rejeição do Parque Eólico 3

III.2.6.3 Comportamento da Tensão

A seguir, na Figura 40, é apresentado o comportamento da tensão. Observa-se que os valores atingidos da tensão permanecem dentro dos limites dinâmicos permitidos da rede.



Figura 40: Comportamento da Tensão quando de Curto-Circuito na SE Paranatama e Rejeição do Parque Eólico 3

III.2.7 Curto-Circuito Aplicado na SE Paranatama com Rejeição dos Parques Eólicos 1 e 2

Ao analisar o curto circuito aplicado na SE Paranatama, é similar à apresentada no item III.2.6, sendo que com a rejeição dos parques 1 e 2 que possuem maior potência, serão observadas as consequências apresentadas a seguir.

III.2.7.1 Comportamento da Frequência

Observa-se na Figura 41 o comportamento da frequência quando da rejeição dos Parques 1 e 2. A frequência chega a atingir o valor de 54 Hz, infringindo os limites permitidos para o excursionamento da frequência. Essa infringência pode acarretar cortes de carga e prejudicar o processo de recomposição da rede.



Figura 41: Comportamento da Frequência quando de Curto-Circuito na SE Paranatama e Rejeição do Parque Eólico 1 e 2

III.2.7.2 Comportamento da Potência Elétrica

O parque estava gerando potência na ordem de 90 MW, ao realizar a rejeitar dessa potência, cerca de 50% da geração total do corredor estabelecido. A usina hidráulica vai assumir a potência integral do parque rejeitado no entanto, o comportamento da frequência vai superar os limites admissíveis conforme pode ser observado na Figura 42.



Figura 42: Comportamento da Frequência quando de Curto-Circuito na SE Paranatama e Rejeição do Parque Eólico 1 e 2

III.2.7.3 Comportamento da Tensão

A seguir, na Figura 43, é apresentado o comportamento da tensão. Observa-se que os valores atingidos da tensão ultrapassam os limites dinâmicos permitidos da rede. A rejeição desse montante é a mais crítica para a rede.



Figura 43: Comportamento da Tensão quando de Curto-Circuito na SE Paranatama e Rejeição do Parque Eólico 1 e 2

CAPÍTULO IV Considerações Finais e Trabalhos Futuros

Essa dissertação abordou a viabilidade da conexão de usinas eólicas em um processo de recomposição fluente do SIN. A partir das premissas utilizadas, foram analisadas diversas contingências aplicadas na rede estudada permitindo observar que em diversas situações testadas, os parques eólicos permanecem conectados à rede e operando de forma adequada, vislumbrando a possibilidade de inserção das usinas eólicas na recomposição fluente.

Para que esse processo possa vir a ser implementado será necessário realizar os estudos considerando os modelos de parques eólicos reais, pois até o presente momento, grande parte de estudos sistêmicos são realizados considerando modelos simplificados ou típicos. Além do modelo, outros testes podem se fazer necessários como por exemplo, as interações que podem ocorrer dentro dos parques eólicos, entre aerogeradores e de atuação de proteções mecânicas.

Há necessidade de se utilizar uma ferramenta que viabilize as análises dos controles dos equipamentos, permitindo que sejam observadas possíveis interações das malhas de controle que venham a ocasionar problemas para a rede. Essas ferramentas tornam mais restritivas as análises tanto por não existir os modelos reais das usinas eólicas, dado a exposição da tecnologia dos fabricantes, quanto devido à complexidade da modelagem. Não há uma base de dados nessas ferramentas e quanto maior o sistema modelado, pode ser necessário a inserção de equivalentes de rede.

Visto que a presença das usinas eólicas na matriz eletro-energética brasileira já é um fato, é preciso vislumbrar novas possibilidades para que essas usinas possam agilizar e melhorar os processos já existentes, sempre atentando para a segurança sistêmica a fim de que os benefícios agregados sejam superiores aos possíveis riscos que a inserção das usinas podem trazer ao sistema.

Um ponto adicional que tem se observado no Brasil, são os períodos em que os reservatórios de usinas hidráulicas estão desfavoráveis, muitas vezes limitando o número de unidades geradoras que podem ser sincronizadas de acordo com a cota do reservatório. Nesse caso, as usinas eólicas podem ainda contribuir no processo de recomposição.

Após analisar a viabilidade da inserção dos parques eólicos em uma rede de recomposição fluente, ainda existem alguns pontos a serem verificados como:

- O período em que as usinas hidráulicas podem operar com baixa potência a fim de evitar cavitação, pois este fenômeno foi desprezado nas análises realizadas.
- A representação mais fiel possível dos parques eólicos, pois nesse trabalho foi utilizado um modelo benchmark do PSCAD devido à grande dificuldade em se obter a representação o mais fiel possível dos fabricantes por conta da tecnologia implementada por cada fabricante.
- Analisar essa possibilidade em RTDS (*Real Time Digital Simulator*) considerando toda a rede real contemplando as proteções associadas as equipamentos, o controle mestre, caso o tenha, do parque ou entre parques.
- A definição da inércia mínima sincronizada para a inserção dos parque eólicos a fim de permitir o fechamento de paralelo entre áreas e até da rede isolada com o restante do SIN ou seja, verificar o comportamento dinâmico quando da fase coordenada da recomposição.
- Verificar a viabilidade de reduzir o número de unidades geradoras hidráulicas sincronizadas a fim de que os parques eólicos sejam menos dependentes das usinas hidráulicas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]. PROINFA informações retiradas do site da ANEEL https://www.aneel.gov.br/proinfa
- [2]. Ocorrência de blecaute do dia 21 de março de 2018 apresentado no site do ONS <u>http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20180506-</u> analiseocorrencianorteenordeste.aspx
- [3]. ANALYSIS OF INSERTION OF WIND POWER PLANTS IN THE PROCESS OF FLUENT RESTORATION OF THE BRAZILIAN INTERCONNECTED POWER SYSTEM - E. G. DE A. BIZON - 2018 SIMPOSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELETRICOS (SBSE) -COPPE/UFRJ RIO DE JANEIRO, BRASIL - ; F. D. S. DE MELO ; K. C. DE O. SALIM <u>https://ieeexplore.ieee.org/document/8395821</u>
- [4]. THE NEW BLACK-START IEEE POWER & ENERGY MAGAZINE, JANUARY / FEBRUARY 2014.
- [5]. INTEGRATING INVERTERBASED RESOURCES INTO LOW SHORT CIRCUIT STRENGTH SYSTEMS - RELIABILITY GUIDELINE – NERC - DECEMBER 2017 https://www.nerc.com/comm/PC_Reliability_Guidelines_DL/Item_4a._Integratin g%20_Inverter-Based_Resources_into_Low_Short_Circuit_Strength_Systems_-_2017-11-08-FINAL.pdf
- [6]. NERC SHORT-CIRCUIT MODELING AND SYSTEM STRENGTH WHITE PAPER -FEBRUARY 2018 <u>HTTPS://WWW.NERC.COM/PA/RAPA/RA/RELIABILITY%20ASSESSMENTS%20DL/SH</u> <u>ORT_CIRCUIT_WHITEPAPER_FINAL_1_26_18.PDF</u>
- [7]. PROCEDIMENTOS DE REDE DO ONS SUBMÓDULO 23.3 REVISÃO: 2018.08 -VIGÊNCIA: 13/08/2018 HTTP://WWW.ONS.ORG.BR/%2FPROCEDIMENTOSDEREDE%2FM%C3%B3DULO%2

023%2FSUBM%C3%B3DULO%2023.3%2FSUBM%C3%B3DULO%2023.3%2020 18.08.PDF

- [8]. PROCEDIMENTOS DE REDE DO ONS SUBMÓDULO 3.6 REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO -REVISÃO: 2019.08 - VIGÊNCIA: 04/09/2019. <u>HTTP://WWW.ONS.ORG.BR/%2FPROCEDIMENTOSDEREDE%2FM%C3%B3DULO%203.6.PDF</u>
- [9]. TYPE 3 WIND TURBINE MODEL, WRITTEN FOR PSCAD X4 VERSION 4.6 NOVEMBER 21, 2018 - REVISION 3 <u>https://hvdc.ca/uploads/knowledge_base/type_3_wind_turbine_model.pdf?t=15</u> <u>42818424</u>
- [10]. SLOOTWEG, J., K. ELKINGTON, M. GHANDHARI & W.L. KLING (2012), WIND POWER IN POWER SYSTEMS (2ND ED.), WILEY, CAPÍTULO REDUCED-ORDER MODELLING OF WIND TURBINES, PP. 821–848.
- [11]. MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE UNIDADE EÓLICA PARA ESTUDOS DE INDICADORES DE QUALIDADE DE ENERGIZA – UBERLÂNDIA 2010 – BONELLI, AF. <u>https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/14434/1/ModelagemSimulacaoU</u> <u>nidade.pdf</u>
- [12]. WORKING GROUP B4.62 CONNECTION OF WIND FARMS TO WEAK AC NETWORKS DECEMBER 2016
- [13]. AMIR GOLSHANI; WEI SUN; QUN ZHOU; QIPENG P. ZHENG; YUNHE HOU "INCORPORATING WIND ENERGY IN POWER SYSTEM RESTORATION PLANNING" IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, VOLUME: 10, ISSUE: 1, JAN. 2019 <u>https://ieeexplore.ieee.org/document/7987044</u>
- [14]. L. SECA; H. COSTA; C. L. MOREIRA; J. A. PEÇAS LOPES "AN INNOVATIVE STRATEGY FOR POWER SYSTEM RESTORATION USING UTILITY SCALE WIND PARKS" 2013 IREP SYMPOSIUM BULK POWER SYSTEM DYNAMICS AND CONTROL - IX OPTIMIZATION, SECURITY AND CONTROL OF THE EMERGING POWER GRID https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6629404
- [15]. HAINAN ZHU 1 AND YUTIAN LIU 1 "ASPECTS OF POWER SYSTEM RESTORATION CONSIDERING WIND FARMS" INTERNATIONAL CONFERENCE ON SUSTAINABLE POWER GENERATION AND SUPPLY (SUPERGEN 2012), 2012 https://digital-library.theiet.org/content/conferences/10.1049/cp.2012.1788

- [16]. FIGURA 9: ESQUEMA DO FUNCIONAMENTO DE UMA TURBINA EÓLICA FONTE: https://www.vivadecora.com.br/pro/curiosidades/energia-eolica/
- [17]. FIGURA 10: MOVIMENTO DE PASSO DAS PÁS (PITCH CONTROL) FONTE: HTTP://ENG-ELECTRIC.BLOGSPOT.COM/2016/11/POWER-CONTROL-OF-WIND-TURBINES.HTML
- [18]. ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE AEROGERADORES FRENTE A FUNDAMENTOS MOMENTÂNEOS DE TENSÃO - PPGEE - MANOEL CÂNDIDO DE LIMA RAMOS <u>https://www.ppgee.ufmg.br/defesas/329M.PDF</u>
- [19]. BATAGLIOLI, RODRIGO PAVANELLO; COURY, DENIS VINICIUS (ORIENTADOR) PROTEÇÃO DIGITAL DE GERADORES EÓLICOS COM CONVERSORES DE POTÊNCIA DE ESCALA COMPLETA NO CONTEXTO DAS SMART GRIDS. SÃO CARLOS, 2018. <u>https://teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18154/tde-25092018-155933/publico/Bataglioli.pdf</u>
- [20]. VENKATA YARAMASU; BIN WU; PARESH C. SEN; SAMIR KOURO; MEHDI NARIMANI - PROCEEDINGS OF THE IEEE (VOLUME: 103, ISSUE: 5, MAY 2015) -HIGH-POWER WIND ENERGY CONVERSION SYSTEMS: STATE-OF-THE-ART AND EMERGING TECHNOLOGIES HTTPS://IEEEXPLORE.IEEE.ORG/DOCUMENT/7109820
- [21]. MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA OPERAÇÃO MÓDULO 10 SUBMÓDULO 10.21 - IO-RR.NE.ULG - RECOMPOSIÇÃO DA ÁREA LUIZ GONZAGA, REVISÃO 34, VIGÊNCIA 13/06/2020
- [22]. P. GOMES ; A.C.S. DE LIMA ; A. DE PADUA GUARINI IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS (VOLUME: 19, ISSUE: 2, MAY 2004) - GUIDELINES FOR POWER SYSTEM RESTORATION IN THE BRAZILIAN SYSTEM <u>HTTPS://IEEEXPLORE.IEEE.ORG/ABSTRACT/DOCUMENT/1295028</u>
- [23]. BIZON, EGAB; DIAS, RFS, A. DE PADUA GUARINI UFRJ/ESCOLA POLITÉCNICA/DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA, 2015 – RIO DE JANEIRO: PROJETO DE GRADUAÇÃO - AJUSTES DOS PARÂMETROS DOS CONTROLADORES DE UNIDADES GERADORAS PARA RECOMPOSIÇÃO FLUENTE DO SIN EM ESTUDOS DE ESTABILIDADE ELETROMECÂNICA

http://www.monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10012856.pdf

[24]. FILOSOFIAS DE :PROTEÇÃO DAS UNIDADES GERADORAS DESPACHADAS CENTRALIZADAMENTE PELO ONS – ONS RE 3/0081/2015

APÊNDICE A CRITÉRIOS PARA ELABORAÇÃO DO CORREDOR DE RECOMPOSIÇÃO

As usinas hidráulicas utilizadas para a elaboração de um corredor de recomposição são as usinas comumente dotadas de capacidade de autorrestabelecimento. Atualmente, no SIN majoritariamente os corredores de recomposição são realizados a partir de usinas hidráulicas. Isso se dá devido a segurança e maior flexibilidade que essas usinas proporcionam durante o processo de recomposição.

Os critérios a serem seguidos estão definidos nos Procedimentos de Rede do ONS, Submódulo 23.3 [2] e os principais pontos serão apresentados a seguir.

O Controle de tensão nas áreas geoelétricas durante a fase fluente de recomposição nos estudos de regime, caso não haja restrições específicas de algum equipamento, devem seguir as faixas de tensões consideradas para o corredor de recomposição definidas na Tabela 7.

Tensão nominal de operação _	Fases Fluente/Coordenada					
• •	Mín	nimo	Máx	kimo		
[kV]	[kV]	[pu]	[kV]	[pu]		
< 230	-	0,9	-	1,1		
230	207	0,9	253	1,1		
345	311	0,9	380	1,1		
440	396	0,9	484	1,1		
500	450	0,9	550	1,1		
525	473	0,9	551	1,05		
765	689	0,9	800	1,046		

Tabela 7: Níveis de tensão aceitáveis em regime permanente para estudos de recomposição

Vale destacar que geralmente para a tensão de operação em 230 kV é considerado como valor máximo de tensão 1,05 pu (242 kV), e assim será considerado nesse trabalho.

Nas análise de transitórios eletromecânicos, deverão ser respeitadas as faixas de frequência e faixas de tensão dinâmica, que serão apresentadas na Tabela 8 e Tabela 9, respectivamente.

Usina	Frequência [Hz]					
	Fase F	luente	Fase Co	ordenada		
	Mín	imo	Máx	kimo		
Hidrelétrica	56	66				
Termelétrica	Não se	Aplica	57	63		

Tabela 8: Níveis aceitáveis para oscilações de frequência em regime dinâmico

Tensão nominal de operação (1)		Tensão I			
. , .,	Mín	imo	Máx	imo	Observação
[kV]	[kV]	[pu]	[kV]	[pu]	
< 138	-	0,85	-	1,25	
138	117	0,85	173	1,25	
230	196	0,85	288	1,25	
345	293	0,85	431	1,25	ou 5% abaixo do ajuste da proteção de
440	374	0,85	550	1,25	sobretensão temporizada
500	425	0,85	625	1,25	
525	446	0,85	656	1,25	
765	650	0,85	956	1,25	

Tabela 9: Níveis aceitáveis para oscilações de tensão em regime dinâmico

Na fase coordenada, para o fechamento de paralelo entre as máquinas deve ser verificada a potência acelerante das máquinas respeitando o critério de aceleração de até 50% da potência nominal, conforme equação a seguir.

$$\Delta P = P_{elet_{t_0^-}} - P_{elet_{t_0^+}}$$
[2]

As redes de recomposição são exemplos de sistemas com baixa potência de curto-circuito, pois nessa configuração o número de unidades de geradoras hidráulicas sincronizadas na rede é a mínima possível e o sistema está em uma rede isolada, ou seja, não há interligação com outros subsistemas.

Apêndice B Requisitos Mínimos para Conexão dos Parques Eólicos ao SIN

Para a conexão dos parques eólicos nas redes, devem ser obedecidos alguns requisitos mínimos definidos por cada operador e\ou planejador de sistema. No caso do Brasil, a definição dos requisitos mínimos a serem cumpridos estão definidos nos Procedimentos de Rede do ONS, Submódulo 3.6 intitulado de Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão às Instalações de Transmissão **[8]**.

Dentre diversos requisitos apresentados, serão destacados aqueles que são dedicadas para os geradores eólicos e que apresentam maior impacto na rede a ser estudada, são eles:

 Operação em Regime de Frequência Não Nominal, do inglês RoCof (Rate of Change of Frequency): é definida uma faixa de frequência para que o parque continue em operação quando houver variação da frequência nominal (60 Hz), podendo operar em uma faixa determinada em sobrefrequência ou subfrequência, essas faixas estão apresentadas na Figura 44.

Permitida desconexão instantânea	Desconexão permitida com tempo mínimo de 10s	Operação Contínua	Desconexão permitida com tempo mínimo de 10s	Permitida desconexão instantânea
56	Hz 58,5	5 Hz 62,	5 Hz 63	Hz

Figura 44: Faixas de operação da central geradora em regime de frequência não nominal

- Operação em regime de tensão não nominal: No ponto de conexão da central geradora às instalações sob responsabilidade da transmissora devem ser capazes de operar respeitando os seguintes critérios mínimos:
 - (a) entre 0,90 e 1,10 pu da tensão nominal por um período de tempo ilimitado;

- (b) entre 0,85 e 0,90 pu da tensão nominal por um período de tempo mínimo de 5 segundos; e,
- (c) entre 1,10 e 1,20 pu por um período de tempo mínimo de 2,5 segundos.

Esses requisitos mínimos para a conexão de geradores eólicos vão de encontro aos critérios utilizados para os corredores de recomposição, definidos em Procedimento de Rede do ONS Submódulo 23.3 [7].

A geração eólica possui critérios que exigem que ela permaneça conectada em situações que se assemelham aos critérios definidos para o corredor de recomposição. Este fato já apresenta um grande benefício pra a conexão dos parques durante o processo de recomposição fluente, pois atualmente esses requisitos já estão sendo atendidos pelos agentes eólicos que se conectam à rede.

APÊNDICE C BASE DE DADOS UTILIZADA PARA A MODELAGEM DA REDE

		PSCAD									
LINHAS DE TRANSMISSÃO	R+ [ohm/m]	XL + [ohm/m]	Xc + [Mohm*m]	R0 [ohm/m]	XL0 [ohm/m]	Xc0 [Mohm*m]	km				
LT 500 kV Luiz Gonzaga / Milagres	0,0000237	0,00028250	169,6439174	0,00024230	0,0008582	292,3207343	231,2				
LT 500 kV Milagres / Quixadá	0,0000255	0,00028210	170,0448919	0,00024160	0,0008723	289,9895604	268,7				
LT 500 kV Quixadá / Fortaleza 2	0,0000256	0,00028190	170,1548409	0,00022330	0,0008996	293,2895354	137,8				
LT 230 kV Fortaleza II / Delmiro Gouveia	0,0000470	0,00035700	159,5277977	0,00021440	0,001246	219,5919981	7,4				
LT 230 kV Milagres / Coremas	0,0000974	0,00051920	312,9890454	0,00042960	0,0016097	470,9871891	119,4				
LT 230 kV Milagres / Tauá II	0,0000977	0,00051650	312,9792495	0,00043110	0,001574	481,3709444	208,0				
LT 230 kV Milagres / Icó	0,0000868	0,00035550	212,4134415	0,00037160	0,0012093	397,6143141	102,0				
LT 230 kV Icó / Banabuiú	0,0000868	0,00035550	212,4134415	0,00037160	0,0012093	397,6143141	123,1				
LT 500 kV Luiz Gonzaga / Garanhuns II	0,0000310	0,00031850	190,5596738	0,00045500	0,0010293	325,076393	239,0				
LT 230kV Paranatama / Garanhuns II	0,0000975	0,00051970	312,1488326	0,0004614	0,0016389	411,9973632	45,0				

Tabela 10: Parâmetros das linhas de transmissão utilizadas na modelagem da rede

Tabela 11: Parâmetros dos reatores utilizadas na modelagem da rede

DEATORES	PSCAD
REATORES	L (H)
Reator de 150 Mvar na LT 500 kV Luiz Gonzaga - Garanhuns II em Garanhuns II	4,420971526
Reator de 200 Mvar na LT 500 kV Luiz Gonzaga - Milagres em Luiz Gonzaga	3,315727981
Reator de 100 Mvar na LT 500 kV Luiz Gonzaga - Milagres em Milagres	6,631455962
Reator de 150 Mvar na LT 500 kV Milagres - Quixadá em Milagres	4,420971526
Reator de 150 Mvar na Lt 500 kV Milagres - Quixadá em Quixadá	4,420971526
Reator de 150 Mvar na LT 500 kV Quixadá - Fortaleza II em Fortaleza II	4,420971526
Reator de 15 Mvar na LT 230 kV Milagres / Tauá II EM Tauá II	9,354774761
Reator 3x3,33 Mvar da LT 230 kV Icó / Banabuiu em Banabuiu	14,03216082
Reator de barra de 20 Mvar em Banabuiú	7,016080408
Reator de 10 Mvar na LT 230 kV Fortaleza 2 / Fortaleza em Fortaleza	14,03216082
Reator de barra de 100 Mvar em Milagres	6,631455962

				TR 550/16,	/16kV - 555MVA DA	UHE LUIZ GONZA	AGA			
	LIGAÇÃO			LIGAÇÃO			LIGAÇÃO		SATUR	AÇÃO
Y	D	D	Y	D	D	Y	D	D	I(A)	FLUXO(Wb)
RP [ohm]	RS [ohm]	RT [ohm]	RP [pu]	RS [pu]	RT [pu]	Rps [pu]	Rst [pu]	Rpt [pu]		
0,005	0,003	0,003							não	há
LP [ohm]	LS [ohm]	LT [ohm]	LP [pu]	LS [pu]	LT [pu]	Lps [pu]	Lst [pu]	Lpt [pu]	1180	i la
0,545	0,3191	0,3192								
				TRAFO 550	/230/13,8KV - 600N	NVA DA SE MILAG	iRES			
	LIGAÇÃO			LIGAÇÃO			LIGAÇÃO		SATUR	AÇÃO
Y	Y	D	Y	Y	D	Y	Y	D	I(A)	FLUXO(Wb)
RP [ohm]	RS [ohm]	RT [ohm]	RP [pu]	RS [pu]	RT [pu]	Rps [pu]	Rst [pu]	Rpt [pu]	0,887168047	1191,19351
0,50475	0,06115	0,00433	0,0002019	0,000115595	0,000757894	0,0003175	0,00087349	0,00095979	2,41656614	1310,31286
LP [ohm]	LS [ohm]	LT [ohm]	LP [pu]	LS [pu]	LT [pu]	Lps [pu]	Lst [pu]	Lpt [pu]	6,41047234	1429,43222
20,19	2,446	0,1732	0,008076	0,004623819	0,03031576	0,01269982	0,03493958	0,03839176	8,1145696	1500,90383
									66,6831756	1548,55157
									352,829263	1667,67092
									618,027628	1786,79027
									942,845871	1905,90962
									1356,19694	2025,02897
				TRAFO 230)/69/13,8 kV - 100 N	/IVA DA SE MILAG	RES			
	LIGAÇÃO			LIGAÇÃO			LIGAÇÃO		SATUR	AÇÃO
Y	D	Y	Y	D	Y	Y	D	Y	I(A)	FLUXO(Wb)
RP [ohm]	RS [ohm]	RT [ohm]	RP [pu]	RS [pu]	RT [pu]	Rps [pu]	Rst [pu]	Rpt [pu]	1,77498233	498,137515
0,733	0,022675	0,005255	0,00138563	0,000158755	0,002759399	0,00154439	0,00291815	0,00414503	9,05249254	547,951267

Tabela 12: Parâmetros dos transformadores utilizados na modelagem da rede

LP [ohm]	LS [ohm]	LT [ohm]	LP [pu]	LS [pu]	LT [pu]	Lps [pu]	Lst [pu]	Lpt [pu]	23,5119925	597,765018	
73,346	-0,907	0,2102	0,13865028	-0,006350207	0,110375971	0,13230008	0,10402576	0,24902625	49,2933166	622,671894	
									106,752037	642,597394	
									314,893907	697,392521	
	TRAFO 230/69/13.8 kV - 100 MVA DA SE COREMAS										

	LIGAÇÃO LIGAÇÃO			LIGAÇÃO			SATURAÇÃO			
Y	D	Y	Y	D	Y	Y	D	Y	I(A)	FLUXO(Wb)
RP [ohm]	RS [ohm]	RT [ohm]	RP [pu]	RS [pu]	RT [pu]	Rps [pu]	Rst [pu]	Rpt [pu]	1,77498233	498,137515
0,74	0,03695	0,005	0,00139887	0,000258699	0,002625499	0,00165756	0,0028842	0,00402436	9,05249254	547,951267
LP [ohm]	LS [ohm]	LT [ohm]	LP [pu]	LS [pu]	LT [pu]	Lps [pu]	Lst [pu]	Lpt [pu]	23,5119925	597,765018
74,033	-1,478	0,5247	0,13994896	-0,010347966	0,275519849	0,12960099	0,26517188	0,41546881	49,2933166	622,671894
									106,752037	642,597394
									314,893907	697,392521

	TRAFO 230/69 kV - 100 MVA DA SE TAUÁ										
	LIGAÇÃO		LIGAÇÃO				LIGAÇÃO			SATURAÇÃO	
Y	D		Y	D		Y	D		I(A)	FLUXO(Wb)	
RP [ohm]	RS [ohm]	RT [ohm]	RP [pu]	RS [pu]	RT [pu]	Rps [pu]	Rst [pu]	Rpt [pu]	0,183533173	498,137515	
0,33	0,09		0,00062382	0,00063012		0,00125394	0,00063012		2,54949562	547,951267	
LP [ohm]	LS [ohm]	LT [ohm]	LP [pu]	LS [pu]	LT [pu]	Lps [pu]	Lst [pu]	Lpt [pu]	60,5198312	597,765018	
33,406	9,0197		0,06314934	0,063149898		0,12629924	0,0631499		100,295681	647,57877	
									143,612259	672,485645	
									417,284192	747,206273	

	TRAFO 230/69/13,8 Kv - 100MVA DA SE FORTALEZA									
	LIGAÇÃO LIGAÇÃO						LIGAÇÃO		SATURAÇÃO	
Y	D	Y	Y	D	Y	Y	D	Y	I(A)	FLUXO(Wb)
RP [ohm]	RS [ohm]	RT [ohm]	RP [pu]	RS [pu]	RT [pu]	Rps [pu]	Rst [pu]	Rpt [pu]	2,168	498,138

0,749	0,044975	0,003435	0,00141588	0,000314885	0,001803718	0,00173076	0,0021186	0,0032196	2,821	523,044
LP [ohm]	LS [ohm]	LT [ohm]	LP [pu]	LS [pu]	LT [pu]	Lps [pu]	Lst [pu]	Lpt [pu]	4,227	547,951
74,928	-1,799	0,1374	0,14164083	-0,012595393	0,072148708	0,12904544	0,05955332	0,21378954	5,978	572,858
									9,321	597,765
									398,774	697,393

TRAFO 230/69 kV - 100MVA DA SE DELMIRO GOUVEIA										
	LIGAÇÃO			LIGAÇÃO			LIGAÇÃO		SATUR	AÇÃO
Y	D		Y	D		Y	D		I(A)	FLUXO(Wb)
RP [ohm]	RS [ohm]	RT [ohm]	RP [pu]	RS [pu]	RT [pu]	Rps [pu]	Rst [pu]	Rpt [pu]	1,06489355	498,137515
0,33	0,089		0,00062382	0,000623118		0,00124694	0,00062312		4,74254899	547,951267
LP [ohm]	LS [ohm]	LT [ohm]	LP [pu]	LS [pu]	LT [pu]	Lps [pu]	Lst [pu]	Lpt [pu]	10,4771364	572,858142
32,983	8,9054		0,06234972	0,062349646		0,12469936	0,06234965		27,8401983	597,765018
									164,996341	647,57877

TRAFO 550/230/13.8 KV - 600 MVA DA SE FORTALEZ	TRAFO 550/2	30/13.8 KV - 60	0 MVA DA S	E FORTALEZA
--	-------------	-----------------	------------	-------------

	LIGAÇÃO			LIGAÇÃO			LIGAÇÃO		SATUR	AÇÃO
Y	Y	D	Y	Y	D	Y	Y	D	I(A)	FLUXO(Wb)
RP [ohm]	RS [ohm]	RT [ohm]	RP [pu]	RS [pu]	RT [pu]	Rps [pu]	Rst [pu]	Rpt [pu]	0,887168047	1191,19351
0,178	0,024	0,002	0,0000712	4,53686E-05	0,000350067	0,00011657	0,00039544	0,00042127	2,41656614	1310,31286
LP [ohm]	LS [ohm]	LT [ohm]	LP [pu]	LS [pu]	LT [pu]	Lps [pu]	Lst [pu]	Lpt [pu]	6,41047234	1429,43222
17,795	2,4541	0,1795	0,007118	0,00463913	0,03141847	0,01175713	0,0360576	0,03853647	8,1145696	1500,90383
									66,6831756	1548,55157
									352,829263	1667,67092
									618,027628	1786,79027
									942,845871	1905,90962
									1356.19694	2025.02897

TRAFO 500/230 kV - 600 MVA DA SE GARANHUNS										
	LIGAÇÃO			LIGAÇÃO			LIGAÇÃO		SATU	RAÇÃO
Y	D	Y	Y	D	Y	Y	D	Y	I(A)	FLUXO(Wb)
RP [ohm]	RS [ohm]	RT [ohm]	RP [pu]	RS [pu]	RT [pu]	Rps [pu]	Rst [pu]	Rpt [pu]		
0,55098	0,17162	0,02829	0,00022039	0,000108141	0,014855072	0,00032853	0,01496321	0,01507546		
LP [ohm]	LS [ohm]	LT [ohm]	LP [pu]	LS [pu]	LT [pu]	Lps [pu]	Lst [pu]	Lpt [pu]	Nã	o há
54,501	0,2645	1,7201	0,0218004	0,000166667	0,903224113	0,02196707	0,90339078	0,92502451		

			TR/	AFO 230/33 kV - 200) MVA DA SE PARA	NATAMA *Modelo	do benchmark			
	LIGAÇÃO			LIGAÇÃO			LIGAÇÃO		SATU	JRAÇÃO
Y	Y		Y	Y		Y	Y		I(A)	FLUXO(Wb)
RP [ohm]	RS [ohm]	RT [ohm]	RP [pu]	RS [pu]	RT [pu]	Rps [pu]	Rst [pu]	Rpt [pu]		
									N 13	Sa há
LP [ohm]	LS [ohm]	LT [ohm]	LP [pu]	LS [pu]	LT [pu]	Lps [pu]	Lst [pu]	Lpt [pu]		du fid
			0,025							

Synchronous Machine - Modelo de Máquina Síncrona Unidades Geradoras 1,2 e 3					
Parâmetros	Unidade [pu]				
Ra	0,002				
Та	0,15				
Хр	0,15				
Xd	0,98				
X'd	0,29				
T'd0	5,35				
X''d	0,26				
T"d0	0,044				
Xq	0,559				
X"q	0,26				
T"q0	0,089				
Air Gap factor	1				
Hydro Governor - Regulador de Velocidade					
Dead Band	0				
Permanent Droop	0,04				
Max gate position	1				
Min gate position	0				
taxa de abertura	0,09				
taxa de fechamento	-0,09				
Hydro Turbine - Modelo de Turbina					
Tw	2,47				
Penstock Head Loss Coefficient	0,02				
Damping Turbina	1				

Tabela 13: Parâmetros das máquinas hidráulicas utilizados na modelagem da rede

Carga										
Subestações	Representação Trifásica		Representação Monofásica							
	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	Tensão [rms]					
Delmiro Gouveia 69 kV	40,08	13,131	13,360	4,377	39,837					
Fortaleza II 69 kV	50,019	16,641	16,673	5,547	39,837					
Milagres 69 kV	24,999	8,199	8,333	2,733	39,837					
Coremas 69 kV	35,001	11499	11,667	3,3833	39,837					
Tauá 69 kV	9,999	3,279	3,333	1,093	39,837					

Tabela 14: Parâmetros das cargas utilizadas na modelagem da rede

APÊNDICE D BLOCOS DOS MODELOS UTILIZADOS DO PSCAD

A seguir, será apresentado o modelo de máquina síncrona de representação trifásica da biblioteca de máquinas (*machine*) do PSCAD.



Figura 45 - Modelo de Máquina Síncrona do PSCAD



- At = Turbine Gain Factor Flow
- fp = Penstock Head Loss Coefficient [pu]
- G = Gate Position [pu]
- q = Turbine Flow Before reduction by Deflector and Relief valves [pu]
- q_{NL} = No load water flow [pu]
- T_w = Water Starting Time [s]

Mechanical-Hydraulic Controls (GOV1)



- Q = Servo gain [pu]
- R_p = Permanent Droop (pu)
- Rt = Temporary Droop [pu]
- T_g = Main Servo Time Constant [s]
- T_p = Pilot valve and servo motor time constant [s]
- T_s = Reset or Dashpot Time Constant [s]

IEEE Alternator Supplied Rectifier Excitation System #1 (AC1A)



- E_{FD} = Exciter output voltage [pu]
- F_{EX} = Rectifier loading factor, a function of I_N [pu]
- Irp = Synchronous machine field current [pu]
- In = Normalized exciter load current [pu]
- K_A * Regulator gain [pu]
- K_c = Field circuit commutating reactance [pu]
- K_D = Exciter constant related to field [pu]
- Ke = Rate feedback gain [pu]
- S_E [V_{E1}] = Saturation at VE1 [pu]
- S_E [V_{E2}] = Saturation at VE2 [pu]
 - T_A = Regulator time constant [s]
 - T₈ = Lag time constant [s]
 - T_c = Lead time constant [s]
 - T_e = Exciter time constant [s]
 - T_F = Rate feedback time constant [s]
- VAMAX: VAMIN = Maximum and minimum regulator internal voltages [pu]
 - V_c = Output of terminal voltage transducer and load compensation elements [pu]
 - Vet = Exciter voltage for SE1 [pu]
 - V_{E2} = Exciter voltage for SE2 [pu]
 - V_e = Excitation system stabilizer output [pu]
 - V_{FE} = Signal proportional to exciter field current [pu]
 - V_{OEL} = Over-excitation limiter input [pu]
 - V_e = Voltage regulator output [pu]
 - Vitr = Voltage regulator reference (determined to satisfy initial conditions) [pu]

 - VILMON VILMEN * Maximum and minimum regulator outputs [pu]
 - V₅ = Combined power system stabilizer and possibly discontinuous control output after any limits or switching, as summed with terminal voltage and reference signals [pu]
 - V_r = Synchronous machine terminal voltage [pu]
 - Vut. * Under-excitation limiter input [pu]
 - V_x = Signal proportional to exciter saturation [pu]