

SULAMITA CAROLINA LOPES

**IMPACTO NA ESTABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO
CAUSADO PELA INTERMITÊNCIA DA GERAÇÃO EÓLICA**

São Paulo

2023

SULAMITA CAROLINA LOPES

**IMPACTO NA ESTABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO
CAUSADO PELA INTERMITÊNCIA DA GERAÇÃO EÓLICA**

Versão Corrigida

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de
Mestre em Ciências.

Área de Concentração: Sistemas de
Potência

Orientador: Prof. Dr. Silvio Giuseppe
Di Santo

São Paulo

2023

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 28 de janeiro de 2023

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

Lopes, Sulamita Carolina

Impacto na estabilidade do sistema elétrico causado pela intermitência da geração eólica / S. C. Lopes -- versão corr. -- São Paulo, 2023.
179 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Estabilidade 2.Energia eólica 3.ANATEM 4.Sistema Interligado Nacional 5.Intermitência I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA

SULAMITA CAROLINA LOPES

**IMPACTO NA ESTABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO
CAUSADO PELA INTERMITÊNCIA DA GERAÇÃO EÓLICA**

Dissertação defendida e aprovada pela Comissão Julgadora:

Prof. Dr. Silvio Giuseppe Di Santo
Orientador

Prof. Dr. Alexandre Rocco
Avaliador

Prof. Dr. Edval Delbone
Avaliador

São Paulo, 05 de dezembro de 2022.

Para os que vieram antes de mim e aos que virão depois: a todos que contribuem com o conhecimento, a vocês, todos vocês, eu dedico essa dissertação.

AGRADECIMENTOS

Ao Criador do Universo sou grata, não só por ter me dado força e capacidade para realizar esse trabalho, mas por toda minha vida até aqui. Por sua bondade, existo. Por sua Graça, sou salva. Por sua misericórdia, sou perdoada. Por seu amor, vivo.

O processo do mestrado requer muito esforço e dedicação, agradeço à minha família e aos meus amigos pelo apoio durante esse processo. O perdão pela minha ausência em alguns momentos, a torcida por mim, o consolo nos momentos difíceis. Contar com pessoas nos apoiando e impulsionando faz toda diferença e deixa a caminhada mais leve.

Agradeço ao meu professor e orientador Dr. Silvio Giuseppe Di Santo por todo apoio e ajuda, imensamente grata por ter sido orientada por um profissional tão dedicado e capacitado, além de muito solícito. Agradeço também ao meu orientador por um tempo, Dr. Eduardo Lorenzetti Pellini, pelo suporte e auxílio.

Agradeço ao corpo docente da Escola Politécnica da USP e aos colaboradores da secretaria da pós-graduação. Por fim, gostaria de agradecer aos professores que prontamente aceitaram o convite para fazer parte da banca de qualificação e da banca examinadora: Dr. Carlos Eduardo de Moraes Pereira, Dr. Edval Delbone e Dr. Alexandre Rocco, professores que tive a honra de ter aula e que sou admiradora.

“Mestre não é quem sempre ensina, mas quem de repente aprende.”

João Guimarães Rosa

RESUMO

Nos últimos anos, a participação de fontes renováveis variáveis de energia na matriz energética brasileira vem crescendo, com destaque para a geração eólica. Essa fonte de energia depende do vento para produzir energia elétrica e essa característica traz impactos ao sistema de potência. A natureza intermitente da geração eólica requer atenção dos agentes do sistema elétrico, para manter o equilíbrio entre geração e carga, apesar da imprevisibilidade.

Esse trabalho apresenta os conceitos teóricos de estabilidade e geração eólica, bem como características do sistema elétrico brasileiro. E tem por objetivo analisar os efeitos que a redução instantânea da potência ativa proveniente de parques eólicos da região Nordeste causam no sistema elétrico.

Palavras-chave: Estabilidade. Energia eólica. Reserva de potência. ANATEM. Sistema Interligado Nacional. Intermitência. Energia renovável.

ABSTRACT

In recent years, the share of variable renewable energy sources in the Brazilian energy matrix has been growing, especially wind power. This energy source depends on the wind to produce electrical energy and this characteristic impacts the power system. The intermittent nature of wind power requires attention from the agents of the electrical system, to maintain the balance between generation and load, despite the unpredictability.

This work presents the theoretical concepts of stability and wind power, as well as characteristics of the Brazilian electrical system. And it intends to analyze the effects that the instantaneous reduction of active power generated by wind farms in the Brazilian Northeast region causes on the electrical system.

Keywords: Stability. Wind energy. Operating reserve. ANATEM. National Interconnected System. Intermittency. Renewable energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução da capacidade instalada de usinas eólicas.....	31
Figura 2 – Matriz por origem de combustível	35
Figura 3 – Empreendimentos futuros	37
Figura 4 – Capacidade de geração por estado	38
Figura 5 – Capacidade de geração eólica por estado de usinas em operação	39
Figura 6 – Máxima inércia síncrona por região em MW.s	46
Figura 7 – Exemplo do cálculo da RPO na região Nordeste	47
Figura 8 - Classificação da estabilidade do sistema elétrico de potência.....	49
Figura 9 – Escala de tempo do sistema de potência.....	51
Figura 10 - Requisito para controle de sobrefrequência de aerogeradores	56
Figura 11 – Resposta em frequência do sistema de potência.....	57
Figura 12 - Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central geradora	60
Figura 13 - Tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores da central geradora.....	61
Figura 14 – Curva da potência em função do ângulo de carga (Curva $P_x\delta$)....	64
Figura 15 – Vista esquemática de um gerador síncrono trifásico.....	65
Figura 16 – Sentidos das forças operando na máquina síncrona	67
Figura 17 – Relação entre ângulos no rotor	69
Figura 18 – Sistema exemplo para análise do critério das áreas iguais.....	72
Figura 19 – Circuito exemplo para análise do critério das áreas iguais	73
Figura 20 – Curva $P_x\delta$ para regime permanente	74
Figura 21 – Curva $P_x\delta$ para operação com apenas uma linha de transmissão	75
Figura 22 – Curva $P_x\delta$ para caso instável.....	76
Figura 23 – Principais componentes de uma turbina eólica moderna	78

Figura 24 – Fluxo de ar passante em uma turbina eólica.....	81
Figura 25 – Limite de Betz	82
Figura 26 – Comparação entre velocidade fixa e velocidade variável.....	83
Figura 27 – Forças atuantes em um aerofólio	85
Figura 28 – Classificação de turbinas eólicas	87
Figura 29 – Coeficiente de potência (C_p) de diferentes turbinas.....	88
Figura 30 – Curva de potência ideal de um aerogerador de velocidade variável	89
Figura 31 – Turbinas <i>upwind</i> e <i>downwind</i>	92
Figura 32 – Gerador de indução de gaiola de esquilo	95
Figura 33 – Operação em velocidade fixa com dois enrolamentos no estator .	96
Figura 34 – Gerador de indução duplamente alimentado	97
Figura 35 – Gerador síncrono	98
Figura 36 – Subsistemas do SIN.....	104
Figura 37 – Linhas de transmissão pertencentes ao SIN.....	105
Figura 38 – Interligação Norte e Nordeste em regime permanente.....	119
Figura 39 – Interligação Sudeste/Centro Oeste e Nordeste em regime permanente	121
Figura 40 – Interligação Norte e Sudeste/Centro Oeste em regime permanente	122
Figura 41 – Potência ativa das usinas eólicas (MW).....	127
Figura 42 – Potência elétrica ativa: UHE Luiz Gonzaga 1 (MW).....	128
Figura 43 – Potência elétrica ativa: UHE Luiz Gonzaga 4 (MW).....	128
Figura 44 – Potência elétrica ativa: UHE Paulo Afonso IV (MW)	129
Figura 45 – Potência elétrica ativa: UHE Tucuruí 1 (MW).....	130
Figura 46 – Potência elétrica ativa: UHE Tucuruí 3 (MW).....	130
Figura 47 – Potência elétrica ativa: UHE Tucuruí GA1 (MW).....	131

Figura 48 – Potência elétrica ativa: UHE Tucuruí GA2 (MW).....	131
Figura 49 – Potência elétrica ativa: UHE Lajeado (MW)	132
Figura 50 – Potência elétrica ativa: UHE Estreito (MW).....	132
Figura 51 – Potência elétrica ativa: UHE Peixe Angical (MW)	133
Figura 52 – Potência elétrica ativa: UHE Itumbiara (MW)	133
Figura 53 – Potência elétrica ativa: UHE Furnas (MW).....	134
Figura 54 – Potência elétrica ativa: UHE L.C. Barreto (MW).....	134
Figura 55 – Potência elétrica ativa: UHE Marimbondo (MW)	135
Figura 56 – Potência elétrica ativa: UHE Itaipu 60 Hz (MW).....	135
Figura 57 – Potência elétrica ativa: UHE Emborcação (MW).....	136
Figura 58 – Potência elétrica ativa: UHE Nova Ponte (MW)	136
Figura 59 – Potência elétrica ativa: UHE Água Vermelha (MW)	137
Figura 60 – Potência elétrica ativa: UHE Capivara (MW).....	137
Figura 61 – Potência elétrica ativa: UHE Ilha Solteira (MW)	138
Figura 62 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Luiz Gonzaga 1 (graus)	139
Figura 63 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Luiz Gonzaga 4 (graus)	139
Figura 64 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Paulo Afonso IV (graus)	140
Figura 65 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Tucuruí 1 (graus).....	141
Figura 66 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Tucuruí 3 (graus).....	141
Figura 67 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Tucuruí GA1 (graus).....	142
Figura 68 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Tucuruí GA2 (graus).....	142

Figura 69 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Lajeado (graus).....	143
Figura 70 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Estreito (graus).....	143
Figura 71 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Peixe Angical (graus).....	144
Figura 72 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Itumbiara (graus).....	144
Figura 73 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Furnas (graus).....	145
Figura 74 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE L.C. Barreto (graus).....	145
Figura 75 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Marimbondo (graus).....	146
Figura 76 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Itaipu 60 Hz (graus).....	146
Figura 77 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Emborcação (graus).....	147
Figura 78 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Nova Ponte (graus).....	147
Figura 79 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Água Vermelha (graus).....	148
Figura 80 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Capivara (graus).....	148
Figura 81 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Ilha Solteira (graus).....	149
Figura 82 – Fluxo de potência ativa nas interligações entre Norte e Nordeste (MW)	150
Figura 83 – Fluxo de potência ativa nas interligações entre Nordeste e Sudeste/Centro Oeste (MW).....	152

Figura 84 – Fluxo de potência ativa nas interligações entre Norte e Sudeste/Centro Oeste (MW)	153
Figura 85 – Tensão nos pontos de medição - Interligação Norte e Nordeste (pu)	154
Figura 86 – Tensão nos pontos de medição - Interligação Nordeste e Sudeste/Centro Oeste (pu).....	155
Figura 87 – Tensão nos pontos de medição - Interligação Norte e Sudeste/Centro Oeste (pu)	156
Figura 88 – Frequência nos pontos de medição - Interligação Norte e Nordeste (Hz)	157
Figura 89 – Frequência nos pontos de medição - Interligação Nordeste e Sudeste/Centro Oeste (Hz)	158
Figura 90 – Frequência nos pontos de medição - Interligação Norte e Sudeste/Centro Oeste (Hz)	159
Figura 91 – Tensão na UHE Ilha Solteira (pu).....	160
Figura 92 – Frequência na UHE Ilha Solteira (Hz)	160
Figura 93 – Curva de tendência para a máquina UHE Luiz Gonzaga 1	163
Figura 94 – Validação da curva de tendência da máquina UHE Luiz Gonzaga 1	164
Figura 95 – Curva de tendência para a máquina UHE Luiz Gonzaga 4	166
Figura 96 – Validação da curva de tendência da máquina UHE Luiz Gonzaga 4	167
Figura 97 – Curva de tendência para a máquina UHE Paulo Afonso IV	169
Figura 98 – Validação da curva de tendência da máquina UHE Paulo Afonso IV	170

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Potência outorgada por origem de combustível de usinas em operação	36
Tabela 2 – Dez maiores usinas do país	40
Tabela 3 – Dez maiores agentes em capacidade instalada de geração	41
Tabela 4 - Características dos diferentes tipos de aerogeradores	98
Tabela 5 – Interligações entre Norte e Nordeste.....	118
Tabela 6 – Interligações entre Sudeste/Centro Oeste e Nordeste	120
Tabela 7 – Interligações entre Norte e Sudeste/Centro Oeste	122
Tabela 8 – Redução da geração eólica na região Nordeste para análise de 6% de variação.....	124
Tabela 9 – Redução da geração eólica na região Nordeste para análise de sensibilidade.....	125
Tabela 10 – Variação do fluxo de potência ativa nas interligações entre Norte e Nordeste.....	151
Tabela 11 – Variação do fluxo de potência ativa nas interligações entre Nordeste e Sudeste/Centro Oeste	152
Tabela 12 – Variação do fluxo de potência ativa nas interligações entre Norte e Sudeste/Centro Oeste	153
Tabela 13 – Resultados das simulações para Barra 5051 – UHE Luiz Gonzaga 1	162
Tabela 14 – Resultados das simulações para Barra 5054 – UHE Luiz Gonzaga 4	165
Tabela 15 – Resultados das simulações para Barra 5022 – UHE Paulo Afonso IV.....	168

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
RPO	Reserva de potência operativa
R2	Reserva secundária
CAG	Controle Automático de Geração
SIN	Sistema Interligado Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
<i>COP 21</i>	<i>21^a Conference of the Parties</i>
ONU	Organização das Nações Unidas
<i>iNDC</i>	<i>Nationally determined contribution</i>
SEP	Sistema elétrico de potência
<i>RoCoF</i>	<i>Rate of Change of Frequency</i>
<i>ENTSO-E</i>	<i>European Network of Transmission System Operators</i>
<i>VSM</i>	<i>Virtual Synchronous Machine</i>
<i>AEMO</i>	<i>Australian Energy Market Operator</i>
<i>NYISO</i>	<i>New York Independent System Operator</i>
SNPTEE	Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
<i>GIZ</i>	<i>Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit</i>
<i>IEEE</i>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
<i>CIGRE</i>	<i>International Council on Large Electric Systems</i>
<i>IEEE PES</i>	<i>IEEE Power & Energy Society</i>
<i>HVDC</i>	<i>High-voltage direct current</i>
<i>FACTS</i>	<i>Flexible AC Transmission System</i>
GIC	Geração com interface de conversor
<i>IGE</i>	<i>Induction Generator Effect</i>
<i>DFIG</i>	<i>Doubly-fed induction generators</i>
<i>PLL</i>	<i>Phase Locked Loop</i>
CNOS	Centro Nacional de Operação do Sistema
COSR	Centro de Operação do Sistema
FEM	Força eletromotriz

TEEV	Turbina eólica de eixo vertical
TEEH	Turbina eólica de eixo horizontal
GIGE	Gerador de indução de gaiola de esquilo
<i>IEC</i>	<i>International Electrotechnical Commission</i>
<i>UVRT</i>	<i>Under voltage ride through</i>
PAR/PEL	Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
PEN	Plano de Operação Energética
PMO	Programa Mensal da Operação Energética
FCF	Função de Custo Futuro
PDO	Programa Diário da Operação
PDP	Programa Diário de Produção
PDI	Programa Diário de Intervenções
PDF	Programa Diário de Defluências
VALIDAÇÃO	Validação elétrica da programação energética
INFMET	Informações Meteorológicas
PDCF	Programa Diário de Carga e Frequência
RDE	Recomendações e Diretrizes Eletroenergéticas Consolidadas
R1	Reserva primária
RGA	Responsabilidade própria de geração da área de controle
R2e	Reserva secundária para elevação da geração
R2r	Reserva secundária para redução da geração
R3	Reserva terciária
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga

SUMÁRIO

1. Introdução.....	31
1.1. Motivação.....	31
1.2. Objetivo	32
1.3. Metodologia.....	33
1.4. Estrutura do trabalho.....	33
2. Sistema de geração brasileiro	35
3. Estado da arte	42
3.1. Cenário mundial	43
3.2. Cenário brasileiro	45
4. Estabilidade	49
4.1. Estabilidade de ressonância	52
4.2. Estabilidade acionada por conversor	54
4.3. Estabilidade de frequência	55
4.3.1. Impacto na estabilidade de frequência devido a inserção de conversores no sistema elétrico	57
4.4. Estabilidade de tensão	59
4.4.1. Impacto na estabilidade de tensão devido a inserção de conversores no sistema elétrico	61
4.5. Estabilidade angular do rotor	63
4.5.1. Geradores síncronos	65
4.5.2. Equação de Oscilação (<i>Swing</i>).....	67
4.5.3. Critério das áreas iguais	72
4.5.4. Impacto na estabilidade angular do rotor devido a inserção de conversores no sistema elétrico	76
5. Geração eólica.....	78
5.1. Principais componentes de uma turbina eólica.....	78

5.2.	Conceitos básicos da geração eólica	80
5.3.	Velocidade variável e velocidade fixa.....	83
5.4.	Tipos de turbinas eólicas.....	85
5.4.1.	Turbina de arraste e turbina de sustentação	85
5.4.2.	Turbina eólica de eixo vertical (TEEV) e turbina eólica de eixo horizontal (TEEH)	86
5.4.3.	Turbina <i>upwind</i> e turbina <i>downwind</i>	91
5.5.	Controle <i>Stall</i> (Estol) e controle <i>Pitch</i>	93
5.6.	Tipos de geradores	94
5.6.1.	Gerador de indução de gaiola de esquilo (GIGE).....	94
5.6.2.	Gerador de indução duplamente alimentado (<i>DFIG</i>).....	96
5.6.3.	Gerador síncrono.....	97
5.7.	Classificação de turbinas segundo a IEC 61400-27-1.....	99
6.	Sistema Interligado Nacional (SIN).....	101
6.1.	Conexão de geradores síncronos de usinas hidrelétricas em um sistema interligado	101
6.2.	Conexão de aerogeradores em um sistema interligado	103
6.3.	Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro	104
6.4.	Planejamento e operação do SIN	106
6.4.1.	Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL)	106
6.4.2.	Plano da Operação Energética (PEN).....	107
6.4.3.	Diretrizes para Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral	107
6.4.4.	Diretrizes para Operação Elétrica com Horizonte Mensal	108
6.4.5.	Programa de Intervenções em Instalações na Rede de Operação	108
6.4.6.	Programa Mensal da Operação Energética (PMO)	108
6.4.7.	Programa Diário da Operação (PDO).....	109
6.5.	Reserva de potência	110

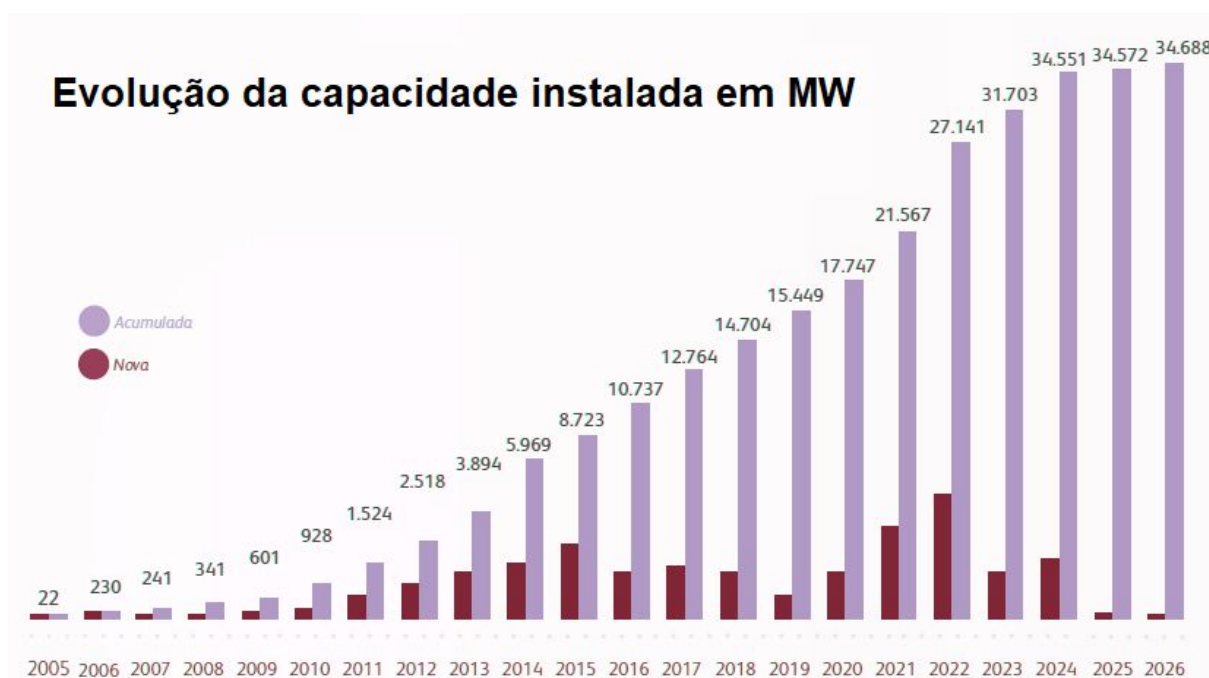
6.5.1. Reserva primária (R1)	110
6.5.2. Reserva secundária (R2).....	111
6.5.3. Reserva terciária (R3).....	113
7. ANATEM.....	115
7.1. Metodologia.....	116
7.1.1. Análise das curvas para o caso de diminuição instantânea de 6% da geração eólica na região Nordeste	117
7.1.2. Análise de sensibilidade dos ângulos de potência das máquinas pertencentes ao CAG da região Nordeste	123
8. Simulação e resultados.....	124
8.1. Premissas	124
8.2. Resultados	126
8.2.1. Resultados da análise das curvas para o caso de diminuição de 6% da geração eólica na região Nordeste	126
8.2.2. Resultados da análise de sensibilidade dos ângulos de potência das máquinas pertencentes ao CAG da região Nordeste	161
9. Conclusão.....	171

1. INTRODUÇÃO

1.1. Motivação

As mudanças climáticas fizeram o mundo refletir sobre sua forma de gerar energia e isso refletiu no investimento de fontes de energia renováveis, como a energia eólica (LIMA, MENDES, *et al.*, 2020). No Brasil, foi visto um aumento significativo da participação dessa fonte na matriz energética brasileira nos últimos anos, como mostra a Figura 1. Em 2005, havia apenas 22 MW de geração eólica instalada no país e em 10 anos, esse número aumentou para um acumulado de 8723 MW. A expectativa é que em 2026 tenha quase 35 GW de geração eólica no Brasil, esse número corresponde a mais de 3 vezes o valor da maior usina brasileira, UHE Belo Monte, vide item 2. O Brasil possui o maior fator de capacidade de geração eólica no mundo e isso o torna proprietário de um dos mercados mais promissores para o crescimento dessa fonte de energia (ONS, 2016).

Figura 1 – Evolução da capacidade instalada de usinas eólicas



Fonte: Adaptado de ABEEÓLICA (2022).

O aumento da penetração de geração eólica na matriz elétrica brasileira trouxe uma série de desafios para o sistema elétrico brasileiro. Uma das razões para isso, é

a natureza intermitente da fonte eólica. Esse tipo de geração, depende da energia cinética do vento, conforme explicado no item 5. Como o vento é uma grandeza que o ser humano não pode controlar, uma das dificuldades dessa fonte de energia é lidar com essa falta de domínio sobre a fonte primária. Em fontes convencionais, como a geração hidrelétrica, é possível controlar a vazão de água que entrará na turbina, o regulador de velocidade tem essa função. Ele gerencia a abertura e o fechamento de atuadores que controlam a vazão de água que passa pela turbina (PEREIRA, 2020).

A intermitência da geração eólica fez necessário acrescentar uma nova parcela de reserva de potência, a fim de atender as variações do vento não previstas. Em 2018, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) atualizaram a forma de cálculo da reserva de potência operativa (RPO) brasileira, inserindo a imprevisibilidade da geração eólica. Foram acrescentadas as parcelas de 6% para o subsistema Nordeste e 15% para o subsistema Sul, tanto para elevação, quanto para redução, na reserva secundária (R2) (ANEEL, 2018).

Esse trabalho tem como objetivo analisar a resposta do sistema mediante variações instantâneas da potência injetada por fontes eólicas, investigando se a reserva de potência brasileira atual garante o bom funcionamento do sistema elétrico de potência, estudando também o limite de estabilidade mediante esse tipo de perturbação.

1.2. Objetivo

O objetivo desse trabalho é analisar os efeitos que a alta penetração de fontes intermitentes, como a eólica, provocam na estabilidade do sistema elétrico brasileiro. Através do software ANATEM, foram feitas simulação diminuindo instantaneamente a potência ativa injetada pelas usinas eólicas do Nordeste, a fim de representar uma queda brusca de ventos na região, prejudicando a geração de energia.

1.3. Metodologia

A metodologia utilizada nessa dissertação consiste na apresentação das teorias de estabilidade e de geração eólica; análise dos dados e normas relevantes do sistema elétrico brasileiro; e por fim, através do software ANATEM, foram feitas simulações para analisar o impacto na estabilidade do sistema, mediante queda da injeção de potência ativa pelas usinas eólicas da região Nordeste, causada pela intermitência dessa fonte de geração.

A etapa de simulação foi dividida em duas partes:

- 1) Análise de parâmetros mediante queda instantânea de 6% da geração eólica na região Nordeste para o caso estudado;
- 2) Análise de sensibilidade dos ângulos de potência (ângulos de carga) das máquinas pertencentes ao Controle Automático de Geração (CAG) da região Nordeste.

Na parte 1, serão monitorados os seguintes parâmetros: potência elétrica e o ângulo de potência dos geradores das usinas participantes do CAG das regiões Nordeste, Norte e Sudeste; o fluxo de potência, a tensão e a frequência nas interligações; a tensão e a frequência na barra de Ilha Solteira (referência do sistema).

Na parte 2, foram construídas três curvas de tendência, uma para cada usina pertencente ao CAG do subsistema Nordeste, representando o comportamento da máxima abertura do ângulo de potência das máquinas conforme a redução instantânea da potência ativa advinda de usinas eólicas no Nordeste.

1.4. Estrutura do trabalho

O trabalho é composto por 9 capítulos: o capítulo 1 traz a introdução; o capítulo 2 mostra um panorama geral do sistema de geração brasileiro, trazendo dados e informações relevantes; o capítulo 3 traz o estado da arte dentro dos cenários mundial e brasileiro; o capítulo 4 é uma revisão sobre a teoria de estabilidade; o capítulo 5 é uma revisão sobre a geração eólica; o capítulo 6 traz informações sobre o Sistema Interligado Nacional (SIN), explicações de como são feitas as conexões de fontes

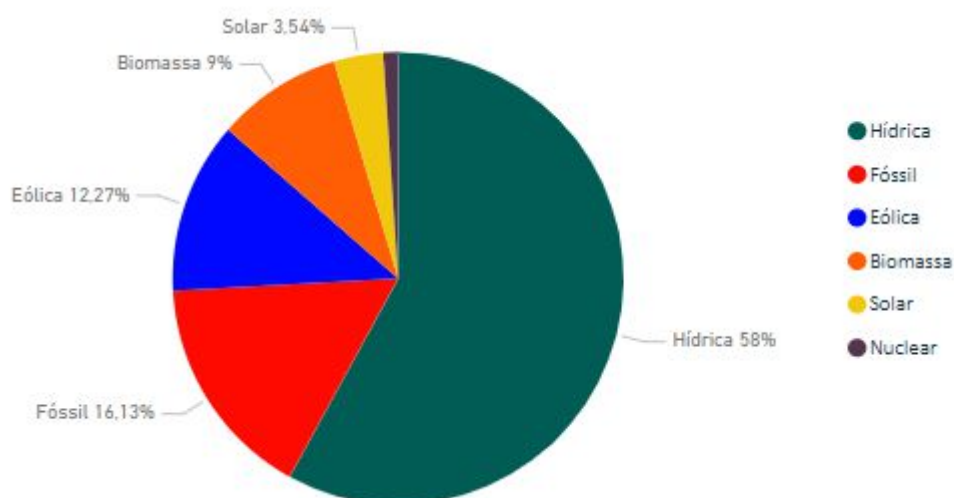
geradoras de energia com o SIN, apresenta também os produtos coordenados pelo ONS e explica como funciona a reserva de potência no Brasil; o capítulo 7 apresenta o software utilizado nesse trabalho, ANATEM, e traz a metodologia utilizada; o capítulo 8 apresenta as premissas adotadas e os resultados das simulações; o capítulo 9 traz a conclusão do trabalho.

2. SISTEMA DE GERAÇÃO BRASILEIRO

O sistema de produção de energia elétrica brasileiro é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com vários tipos de usinas, mas com predomínio de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários (ONS, 2022a). Nesse capítulo, será apresentado a situação atual do sistema de geração brasileiro. Hoje o país conta com quase 190 GW de potência outorgada, dividida entre mais de 22 mil usinas em operação, entre elas, mais de 16 mil são usinas fotovoltaicas. Potência outorgada é aquela considerada no Ato de Outorga (ANEEL, 2022a).

O Brasil sempre obteve destaque quando o assunto é geração hidrelétrica e, até hoje, essa é a fonte de geração que predomina no país. Abaixo é apresentada a matriz do sistema brasileiro dividida por origem de combustível.

Figura 2 – Matriz por origem de combustível



Fonte: (ANEEL, 2022a).

Conforme pode ser observado na Figura 2, há 6 tipos de fontes: hídrica, fóssil, eólica, biomassa, solar e nuclear.

Pode-se notar que 58% da geração elétrica no Brasil provém de fonte hídrica, seguida da geração termoeletrica, através da queima de combustíveis fósseis, com 16,13% e, em terceiro lugar, a fonte eólica com 12,27%. A tabela a seguir mostra a potência outorgada de cada tipo de combustível.

Tabela 1 – Potência outorgada por origem de combustível de usinas em operação

Origem combustível	Potência outorgada (GW)
Hídrica	109,67
Fóssil	30,50
Eólica	23,21
Biomassa	17,02
Solar	6,70
Nuclear	1,99

Fonte: (ANEEL, 2022a).

Conforme pode ser observado na tabela acima, a geração eólica, atualmente, conta com 23,21 GW de potência outorgada. Esse crescimento na geração eólica é fruto do investimento de políticas públicas por meio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) (LIMA, MENDES, *et al.*, 2020).

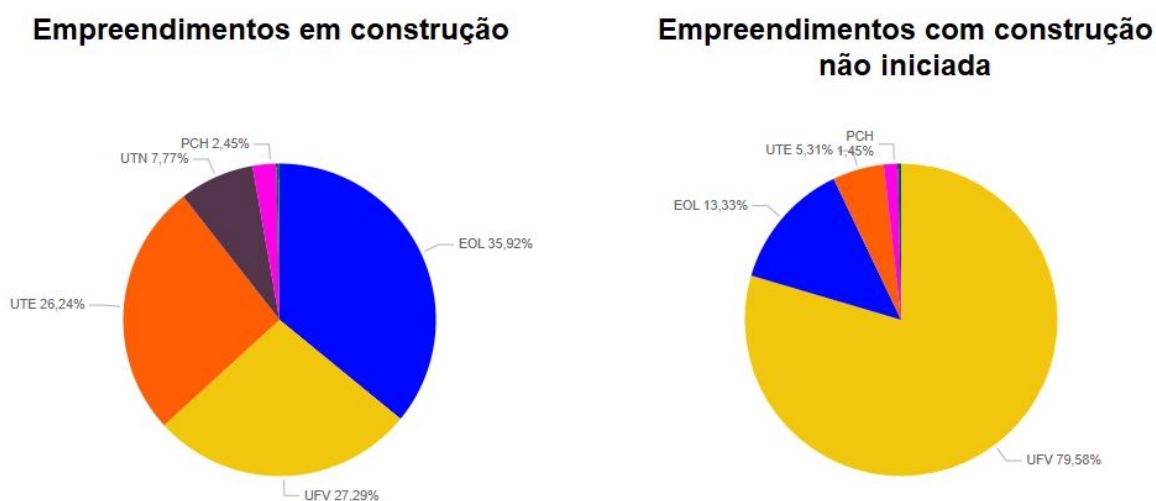
A COP 21 (21ª Conference of the Parties) que aconteceu em 2015 em Paris propôs limitar o aumento médio da temperatura global a um máximo de 2°C. Para isso, todos os países signatários da Convenção de Clima da Organização das Nações Unidas (ONU) assumiram metas a serem cumpridas. O Brasil, através do documento que registra os principais compromissos do país diante do acordo climático aprovado em Paris, Contribuição Nacionalmente Determinada, em inglês, *Nationally determined contribution (iNDC)*, se comprometeu a reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 37% até 2025 e em 43% até 2030, com base nos níveis de 2005 (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2015).

Entre 2012 e 2015, o Brasil enfrentou uma grande redução nos volumes de chuvas, o que impactou a geração de energia por meio de usinas hidrelétricas e provocou o aumento do uso de geração termoeletrica, provocando o aumento de emissões de gases do efeito estufa. Diante disso, para o Brasil continuar com sua matriz com alto nível de geração por fontes renováveis, é necessário investimento em fontes alternativas como solar, eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biocombustíveis. Além de manter investimentos em hidrelétricas convencionais (LIMA, MENDES, *et al.*, 2020).

A imagem a seguir revela os resultados dessas políticas adotadas, pela Figura 3 é possível observar o percentual de potência outorgada por tipo de usina dos

empreendimentos em construção e dos empreendimentos com construção não iniciada.

Figura 3 – Empreendimentos futuros

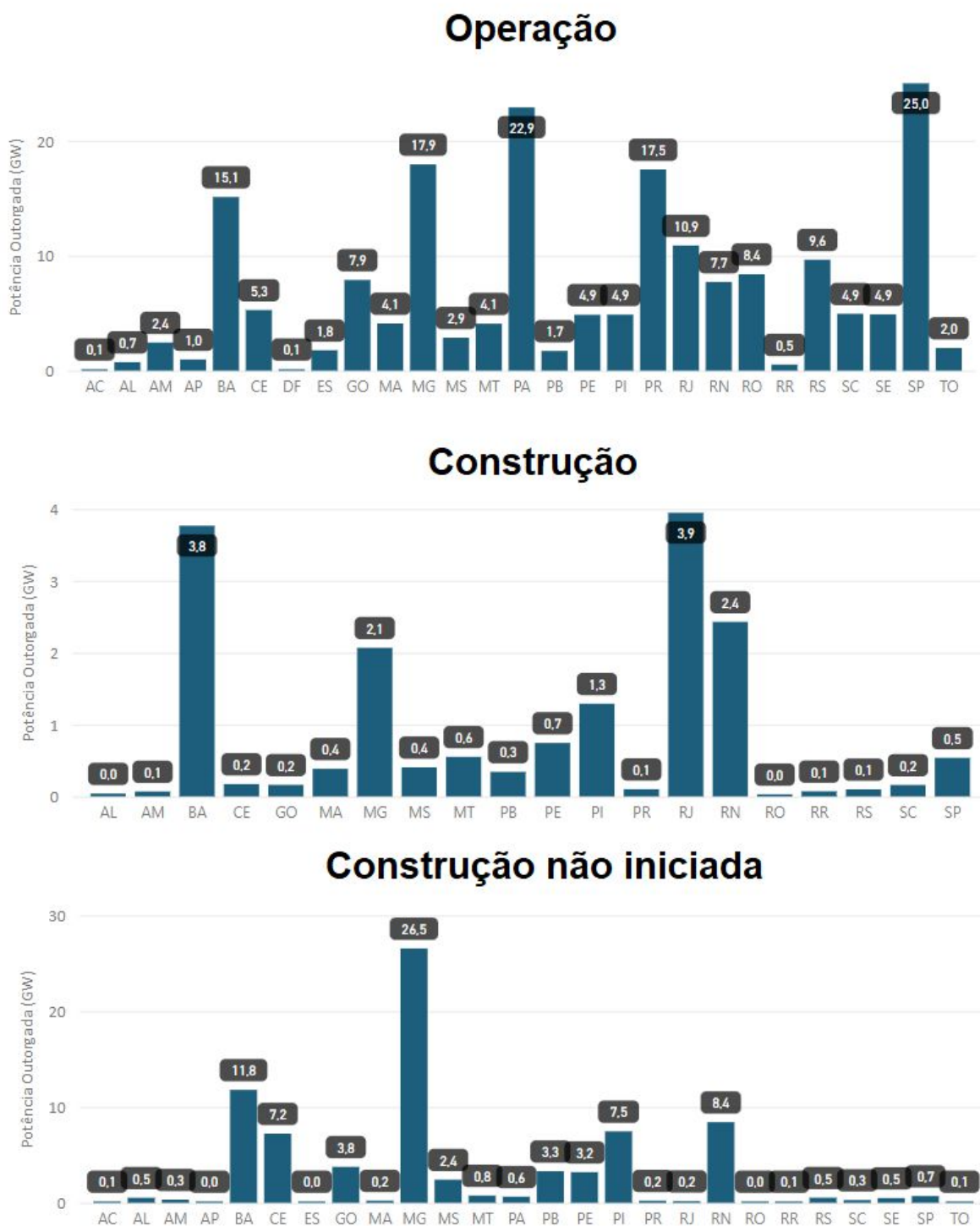


Fonte: (ANEEL, 2022a).

As fazendas eólicas são 35,92% dos empreendimentos em construção, enquanto as usinas fotovoltaicas são 27,29%, juntas totalizam 63,21%. Os empreendimentos com construção não iniciada contêm uma parcela de 79,58% de usinas fotovoltaicas e 13,33% de fazendas eólicas, totalizando 92,91%. Logo, percebe-se o grande investimento em fontes alternativas de energia, principalmente fotovoltaica e eólica (ANEEL, 2022a).

A Figura 4 mostra a capacidade de geração por estado. O estado com maior capacidade de geração é São Paulo com 25 GW, seguido do estado do Pará com 22,9 GW. O Pará é o estado com o maior número de usinas, mais de 12 mil, dentre esse total, tem duas grandes usinas hidrelétricas: Belo Monte (11,2 GW) e Tucuruí (8,5 GW). Já São Paulo, tem 1102 empreendimentos, dentre eles, 705 usinas são termoelétricas de combustível fóssil e 232 são de biomassa. O país conta com 621 empreendimentos em operação em que a fonte é biomassa, logo, nota-se que quase 40% desses empreendimentos estão em São Paulo. A usina com maior capacidade do estado de São Paulo é a usina hidrelétrica Ilha Solteira (3,4 GW) (ANEEL, 2022b).

Figura 4 – Capacidade de geração por estado



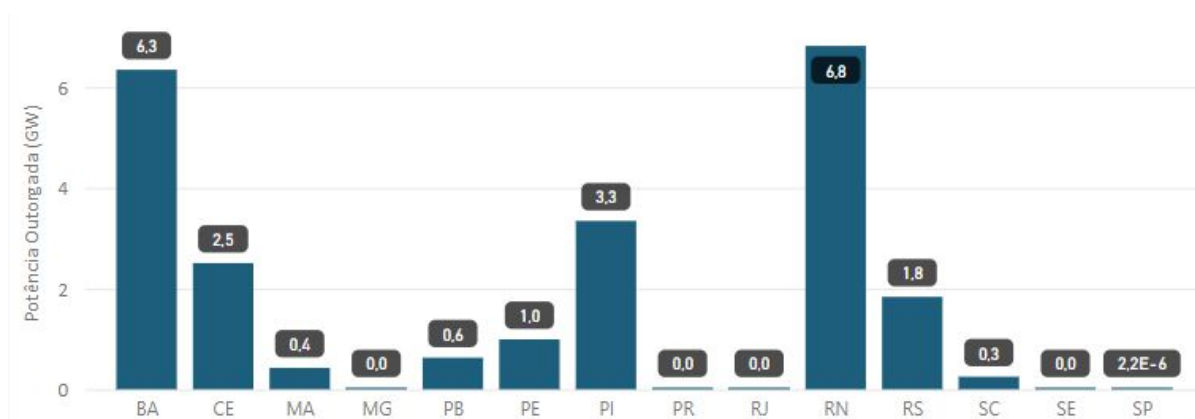
Fonte: (ANEEL, 2022b).

Há mais de 360 empreendimentos que estão em fase de construção, o Rio de Janeiro é o estado com maior capacidade de geração de usinas em fase de construção, 3,9 GW, conforme pode ser visto na Figura 4. Logo em seguida estão os

estados da Bahia com 3,8 GW e o Rio Grande do Norte com 2,4 GW. Dos 365 empreendimentos em fase de construção, 166 são usinas eólicas e 116 usinas solares (ANEEL, 2022b).

Já os empreendimentos com construção não iniciada somam 1909 usinas. Minas Gerais é o estado com maior capacidade de geração de usinas em construção não iniciada, 26,5 GW, conforme pode ser visto na Figura 4. Seguido da Bahia, com 11,8 GW e Rio Grande do Norte, com 8,4 GW. Das 1909 usinas em construção não iniciada, 1472 são usinas solares e 296 são usinas eólicas (ANEEL, 2022b).

Figura 5 – Capacidade de geração eólica por estado de usinas em operação



Fonte: (ANEEL, 2022b).

A Figura 5 apresenta a capacidade de geração eólica por estado de usinas em operação, e fica evidenciado que a maioria esmagadora da potência outorgada por esse tipo de geração vem da região Nordeste, cerca de 90% de toda geração eólica brasileira.

Tabela 2 – Dez maiores usinas do país

Nº	Usina	Origem	Estado	Potência (kW)	Entrada em operação
1º	Belo Monte	Hídrica	Pará	11.233.100,00	20/04/2016
2º	Tucuruí	Hídrica	Pará	8.535.000,00	30/12/1984
3º	Itaipu (parte brasileira)	Hídrica	Paraná	7.000.000,00	01/04/1989
4º	Jirau	Hídrica	Rondônia	3.750.000,00	06/09/2013
5º	Santo Antônio	Hídrica	Rondônia	3.568.000,00	30/03/2012
6º	Ilha Solteira	Hídrica	São Paulo	3.444.000,00	18/07/1973
7º	Xingó	Hídrica	Sergipe	3.162.000,00	16/12/1994
8º	Paulo Afonso IV	Hídrica	Bahia	2.462.400,00	01/12/1979
9º	Itumbiara	Hídrica	Goiás/Minas Gerais	2.082.000,00	24/04/1980
10º	Teles Pires	Hídrica	Pará/Mato Grosso	1.819.800,00	07/11/2015

Fonte: (ANEEL, 2022c).

As dez maiores usinas do Brasil estão apresentadas na Tabela 2 e todas elas são de fonte hídrica. Interessante notar a idade das usinas, UHE Ilha Solteira, por exemplo, entrou em operação em 1973, UHE Itaipu em 1989, UHE Belo monte em 2016 (ANEEL, 2022c).

Observar a idade é importante, pois com o passar dos anos, há degradação da usina, levando a necessidade de manutenções e reformas. Além da necessidade de modernização, quando as tecnologias utilizadas outrora ficam ultrapassadas. E esse é um desafio do sistema brasileiro, pois com a participação da geração eólica no país se tornando expressiva, é preciso ter reserva de potência para cobrir variações instantâneas devido a intermitência do vento, esse assunto é tratado melhor no item 6.5, e sabe-se que a reserva secundária, por definição do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), deve ser constituída de reserva girante, alocada em unidades sob controle do Controle Automático de Geração (CAG). Logo, usinas hidrelétricas têm papel fundamental para controle da estabilidade do sistema, para promover equilíbrio entre a potência gerada e a potência consumida. E justamente no momento em que o país precisa elevar a reserva de potência secundária, para compensar a intermitência do vento, é também o momento em que a necessidade de modernização de usinas hidrelétricas são acentuadas. Como modernizações leva à indisponibilidade da usina, essa temática se tornou um ponto complexo e de atenção para os agentes do sistema (FILHO, 2020) (ONS, 2021a).

Tabela 3 – Dez maiores agentes em capacidade instalada de geração

Nº	Agente	Potência (kW)
1º	Norte Energia S/A	11.233.100,00
2º	Centrais Elétricas Do Norte Do Brasil S/A	9.892.520,00
3º	Furnas – Centrais Elétricas S.A.	9.401.900,00
4º	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	7.298.428,00
5º	Itaipu Binacional	7.000.000,00
6º	Petróleo Brasileiro S.A. Petrobras	5.788.008,15
7º	Rio Paraná Energia S.A.	4.995.200,00
8º	Engie Brasil Energia S.A.	4.409.473,63
9º	Energia Sustentável do Brasil S.A.	3.750.000,00
10º	Santo Antônio Energia S.A.	3.568.000,00

Fonte: (ANEEL, 2022c).

A Tabela 3 apresenta os dez maiores agentes em capacidade instalada de geração. O maior agente é o proprietário da UHE Belo Monte, responsável pela construção e operação da usina (ANEEL, 2022c).

3. ESTADO DA ARTE

Com o aumento da utilização de fontes renováveis variáveis, como eólica e fotovoltaica, o sistema elétrico de potência (SEP) passou a enfrentar alguns desafios relacionados às características que essas fontes têm que diferem da geração de energia convencional. Um exemplo disso é a inserção de conversores e máquinas assíncronas no sistema advindas das aplicações de fontes renováveis variáveis. Antigamente, o SEP apresentava em sua esmagadora maioria máquinas síncronas conectadas diretamente à rede, máquinas desse tipo são utilizadas em usinas hidrelétricas e térmicas, por exemplo.

Máquinas síncronas trazem benefícios sistêmicos como o controle dinâmico do perfil de tensão da rede e a regulação da frequência do sistema. O controle da frequência do sistema está relacionado à inércia das máquinas síncronas, pois elas convertem parte da energia cinética armazenada em seus rotores em energia elétrica e vice-versa, mediante desequilíbrio entre carga e geração, sendo uma importante característica para atenuar as taxas de variação da frequência elétrica, em inglês, *Rate of Change of Frequency (RoCoF)*. Os sistemas de geração eólica e fotovoltaica, naturalmente, não contribuem com resposta inercial ao sistema (ONS, 2019). Porém vale ressaltar que existe o conceito da inércia sintética em geradores eólicos, que permite compensar o desbalanço de potência ativa, ao reduzir ou aumentar a velocidade do rotor (RÊGO, 2017). Já a geração fotovoltaica não envolve máquinas rotativas. Como a utilização de fontes renováveis como meio de gerar energia é uma tendência mundial, nota-se que todo o mundo enfrenta desafios referentes à inércia do sistema.

Outro ponto de atenção é devido à natureza intermitente desse tipo de geração. Por exemplo, a energia fotovoltaica depende da irradiação solar fornecida ao painel, enquanto a energia eólica depende do vento. São fontes de energia que não se pode controlar, nem estocar, logo, a geração de energia é inconstante.

3.1. Cenário mundial

A Rede Europeia de Operadores de Sistemas de Transmissão, em inglês, *European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E)*, pontuou que a geração assíncrona que se conecta à rede através de conversores é capaz de fornecer resposta de potência de saída mais rápida que a geração síncrona convencional, enquanto a geração síncrona convencional é capaz de fornecer inércia. O *ENTSO-E* sugere o uso dos pontos fortes de cada uma das tecnologias para uma solução ótima em problemas de frequência. E ainda, pelo sistema elétrico precisar de uma inércia mínima, pois a inércia limita o *RoCoF* e proporciona mais tempo para restabelecer o equilíbrio entre carga e geração, o *ENTSO-E* propõe o uso de compensadores síncronos de inércia elevada (REE, TERNA, TRANSNETBW, 50HERTZ TRANSMISSION, RTE, SWISSGRID, ENERGINET.DK, 2016).

Seguindo essa mesma linha, um estudo de caso em Ilha da Madeira, Portugal, sugeriu a transformação de geradores térmicos em compensadores síncronos com volantes de inércia acoplados em seus eixos rotativos. Essa solução é interessante por usar instalações existentes, só sendo necessário um investimento para a adaptação. Esse estudo concluiu que é possível ter um sistema seguro sem usar a geração térmica como base, mas a mantendo como backup (BEIRES, MOREIRA, *et al.*, 2018).

Outra medida mitigadora para o problema da inércia do sistema, é a sincronização de um maior número de unidades geradoras para um mesmo despacho de potência ativa (ONS, 2019).

Estratégias de controle de conversores também podem ser adotadas para conduzir a uma melhor resposta dos conversores para redução do *RoCoF* do sistema mediante uma perturbação, como o conceito *VSM (Virtual Synchronous Machine)* (ONS, 2019). Um estudo advindo de trocas de experiências entre sistemas de potência híbridos, sugere que o uso do *VSM* permite que um sistema elétrico possa operar com um elevado nível de penetração de geração eólica e solar com segurança (URDAL, IERNA e ROSCOE, 2018).

Na Austrália, o operador do mercado de energia australiano, em inglês, *Australian Energy Market Operator (AEMO)*, é responsável por publicar anualmente

uma metodologia de requisitos de inércia para determinar os limites de inércia atuais e para que haja subsídios para o planejamento propor soluções para possíveis problemas de inércia (OPERATIONAL ANALYSIS AND ENGINEERING, AEMO, 2018). Esse tipo de metodologia tem potencial para aplicação no sistema elétrico brasileiro (ONS, 2019).

Além do problema de baixa inércia, outro ponto de preocupação ao integrar fontes renováveis variáveis ao sistema é sua natureza intermitente. Nesse quesito, para suprir a eventual queda de potência ativa devido à oscilação da fonte primária, como o vento, é preciso ter reserva de potência. O desequilíbrio entre geração e carga impacta na frequência do sistema. Uma possível solução, é operar as fontes renováveis variáveis abaixo da sua máxima potência de saída disponível, garantindo assim, uma reserva de potência (NGUYEN e MITRA, 2018). O *ENTSO-E* destaca que apesar de soar estranho operar essas usinas com uma capacidade menor que a disponível, em sistemas que fontes renováveis variáveis fornecem a maior parte da energia, é importante que essas fontes forneçam serviços ancilares como controle de frequência (REE, TERNA, TRANSNETBW, 50HERTZ TRANSMISSION, RTE, SWISSGRID, ENERGINET.DK, 2016). E ainda, em 2008, o Operador do Sistema Independente de Nova York, em inglês, *New York Independent System Operator (NYISO)*, começou a usar usinas eólicas em seu procedimento de despacho para ajudar na gestão do congestionamento da transmissão e, atualmente, todos os operadores de sistemas independentes dos Estados Unidos estão usando as usinas eólicas para fornecer essa forma de capacidade de despacho. Antes essa forma de capacidade de despacho era ignorada, pois devido as fontes primárias desse tipo de geração serem gratuitas, a premissa de sempre utilizar essas usinas em sua capacidade máxima era adotada (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL), 2014). Outra solução para a intermitência e controle de frequência é o uso de tecnologias de armazenamento de energia. Existem muitas tecnologias de armazenamento de energia, com suas diferentes características, grau de desenvolvimento e aplicações. Bombeamento reverso, banco de baterias, sistemas de ar comprimido, supercapacitores, sistemas magnéticos supercondutores são algumas dessas tecnologias (NEW YORK INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR (NYISO), 2008) (BUENO e BRANDÃO, 2016).

3.2. Cenário brasileiro

Em 2019, o ONS publicou um Informe Técnico no XXV SNPTEE (Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica) com metodologia e critérios para determinação de níveis mínimos de inércia equivalente no SIN, diante da entrada em larga escala de fontes renováveis variáveis, como a solar e a eólica. O ONS buscou estabelecer referências para determinar o número mínimo de unidades geradoras síncronas em operação em cada período do dia, visando o desempenho elétrico do SIN e das áreas geoeletricas que o compõem. Para isso, o ONS usou como base análises no âmbito interno, referências técnicas e as respostas dos operadores de sistemas elétricos do mundo a um questionário que o ONS preparou, com o objetivo de conhecer as experiências de outros operadores sobre o tema (ONS, 2019).

O ONS, a partir desse estudo, destacou algumas aplicações que estão sendo examinadas: utilização de baterias para controle de frequência do SIN; estimação em tempo real da inércia e adoção de medidas mitigadoras; e instalação de compensadores síncrono com constante de inércia elevada (ONS, 2019).

E ainda, o ONS ressalta a importância de ativar recursos de modulação de frequência em elos de transmissão de alta tensão em corrente contínua, o operador brasileiro tem experiências bem-sucedidas no uso desse tipo de controle no SIN, em especial no sistema de transmissão Madeira (ONS, 2019).

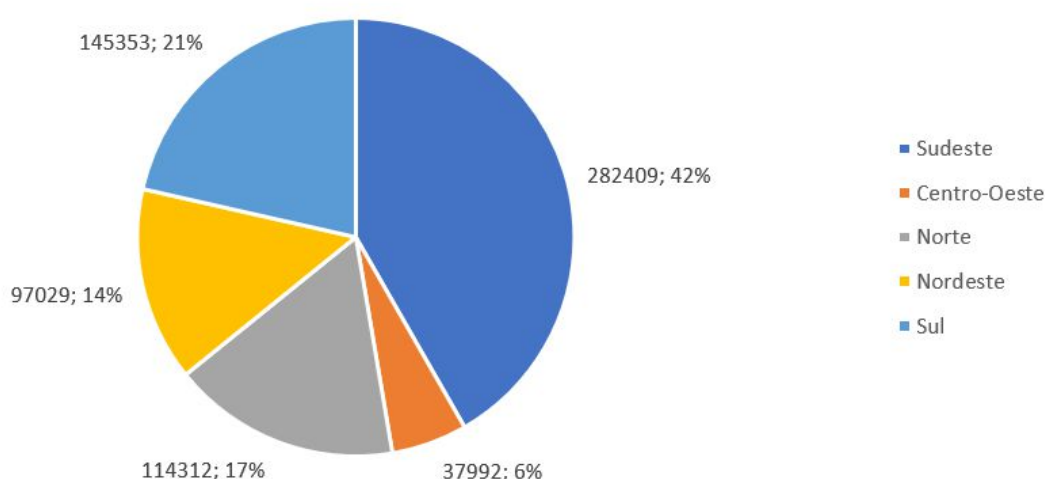
A partir desse estudo, o ONS propôs recomendações para incorporar restrições de inércia mínima nos processos de planejamento e programação do SIN e até mesmo em operação em tempo real (ONS, 2019).

Um estudo elaborado no âmbito da Cooperação Alemã para o Desenvolvimento Sustentável, por intermédio da *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ)*, relatou alguns resultados interessantes relacionados a inércia do sistema brasileiro (KAROUI, RESE e SINDER, 2019). No Brasil, diferente da Europa, a inserção de fontes renováveis variáveis é baseada em expansão do sistema de geração, ou seja, adição de geração, não em substituição de fontes convencionais, como é o caso europeu. Isso ocorre, pois o Brasil é um país em desenvolvimento, que tem aumento da demanda, diferente de países desenvolvidos. Além da questão da demanda, o Brasil tem predomínio de geração limpa, diferente de países europeus,

não sendo necessário, por questões sustentáveis, substituir geração baseada em combustíveis fósseis por fontes renováveis como solar e eólica. Esse estudo mostrou, considerando todos os geradores síncronos conectados ao sistema, um valor máximo de energia cinética (grandeza utilizada como indicador da inércia no trabalho citado) disponível no sistema brasileiro de 677 GW.s e um valor mínimo de 147 GW.s. Já a inércia sintética máxima teórica, considerando todas as usinas eólicas operando na potência máxima é de 34 GW.s. Ou seja, no melhor dos casos, a inércia sintética corresponde a cerca de 5% da inércia síncrona. A inércia muda ao longo do dia do ano e da hora do dia, tendo períodos de inércia síncrona e sintética mais ou menos favoráveis (KAROUI, RESE e SINDER, 2019).

A Figura 6 mostra a máxima inércia síncrona de cada região, considerando todas as máquinas síncronas disponíveis e conectadas ao sistema. A região Centro-Oeste apresenta a menor inércia do sistema, pois tem menor nível de capacidade instalada. As regiões Sudeste e Sul correspondem, somadas, a cerca de 63% da inércia total do sistema. Esse estudo também pontuou a importância de fazer reforços na rede de transmissão ao acrescentar fontes renováveis variáveis ao SIN, para assim garantir o intercâmbio de potência entre todo o sistema elétrico e o desempenho do controle primário de frequência (KAROUI, RESE e SINDER, 2019).

Figura 6 – Máxima inércia síncrona por região em MW.s



Fonte: Adaptado de Karoui et al. (2019).

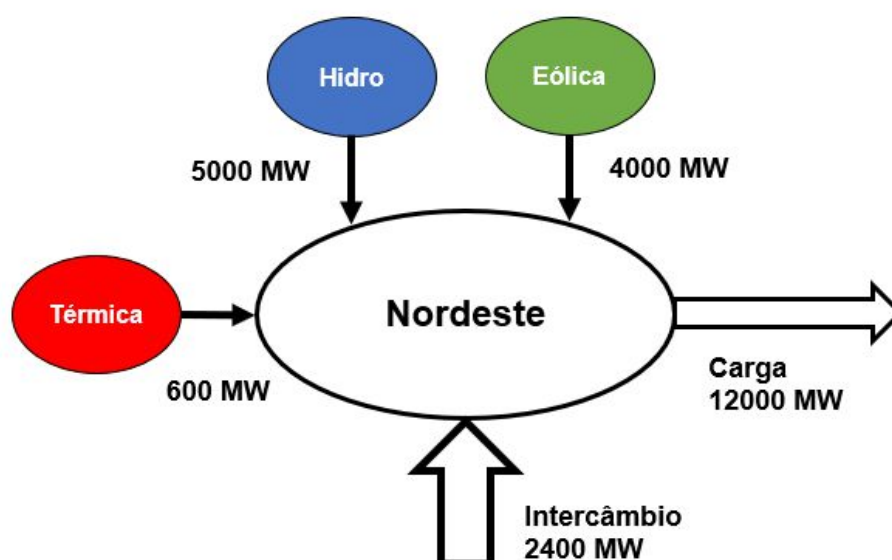
Em relação a intermitência das fontes renováveis variáveis, que é o foco desse trabalho, o ONS realizou um estudo em 2016, apresentando como resultado o

documento “Metodologia para o dimensionamento da reserva de potência operativa do SIN face ao crescimento da geração eólica” (ONS, 2016).

Esse estudo teve como objetivo estudar a reserva de potência operativa (RPO) que garantisse o pleno funcionamento do SIN diante da intermitência da geração eólica. A RPO convencional era calculada visando suprir a perda de unidades geradoras, o desvio da carga verificada em relação à prevista e os desvios instantâneos da carga. Porém, com o crescimento da geração eólica no SIN, o ONS concluiu a necessidade de acrescentar uma nova parcela na reserva secundária (R2) face à variabilidade da geração eólica no valor de 6% para o subsistema do Nordeste e 15% para o subsistema do Sul, calculados em relação à geração eólica prevista para cada intervalo de programação. A razão dessa parcela ser maior no Sul se deve ao fato de que as usinas eólicas desse subsistema se concentram majoritariamente em um único estado, o Rio Grande do Sul (RS), enquanto no subsistema Nordeste, as usinas se distribuem espacialmente entre os estados (ONS, 2016).

Para entender melhor como funciona a RPO, será analisado o exemplo da Figura 7.

Figura 7 – Exemplo do cálculo da RPO na região Nordeste



Fonte: Adaptado de ONS (2016).

Tem-se:

- Geração eólica prevista pelo modelo: 4000 MW

Então:

- Desvio da previsão de geração eólica: $20\% \times 4000 = 800$ MW
- Variação instantânea da geração eólica (Reol): $6\% \times 4000 = 240$ MW
- $R1 = 1\%$ (Carga – Intercâmbio) = $1\% (12000 - 2400) = 96$ MW
- $R2 = 4\%$ Carga + Reol = $4\% \times 12000 + 240 = 720$ MW

Considerando-se que a disponibilidade hidráulica sincronizada da área seja de 6000 MW:

- Reserva girante = $6000 - 5000 = 1000$ MW
- $RPO = R1 + R2 = 96 + 720 = 816$ MW

Portanto:

- Sobra de reserva girante nas unidades hidráulicas = $1000 - 816 = 184$ MW

Esta sobra poderá ser utilizada para cobrir o eventual desvio de previsão da geração eólica (800 MW). Logo, deve ser mantida uma reserva não girante mínima de 616 MW ($800 - 184$).

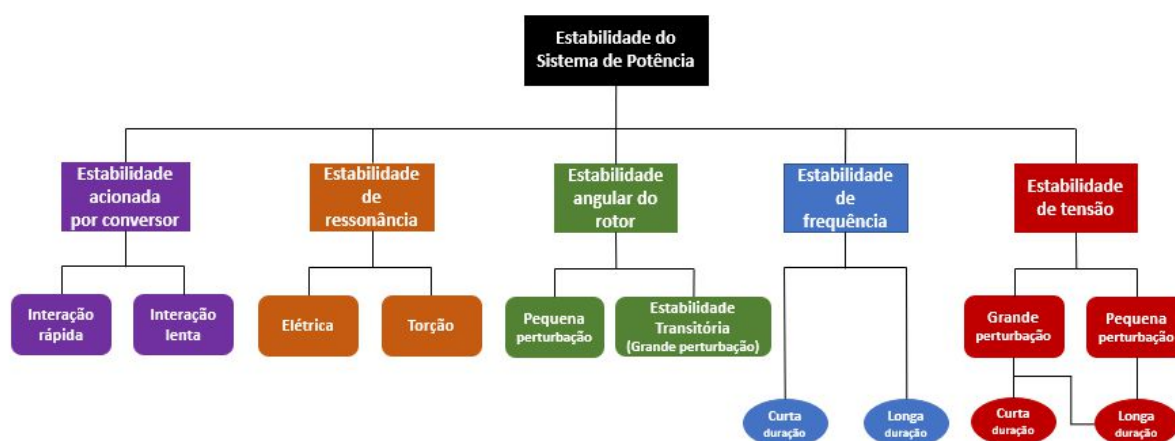
Outros detalhes da revisão da RPO foram apresentados no item 7.1 e detalhes do cálculo da RPO no item 6.5.

4. ESTABILIDADE

A estabilidade de um sistema de potência pode ser definida pela sua capacidade de permanecer em um estado de equilíbrio em regime permanente ou atingir um estado de equilíbrio após ser submetido a uma perturbação (KUNDUR, 1994).

A Força Tarefa conjunta do IEEE e do CIGRE (2004) buscou definir e classificar os tipos de estabilidade do sistema, atendendo as necessidades do setor em relação a esse tema. Entretanto, devido às mudanças no sistema elétrico, principalmente devido ao acréscimo de tecnologias ligadas a eletrônica de potência, uma revisão da Força Tarefa conjunta do IEEE e do CIGRE (2004) foi necessária. Então, em 2016, uma Força Tarefa foi estabelecida e em 2021, um artigo foi publicado no IEEE, com base em um relatório do IEEE PES, com uma revisão das definições que tinham sido apresentadas em 2004. Segundo esse artigo, as cinco principais categorias são: estabilidade de tensão, estabilidade de frequência, estabilidade angular do rotor, estabilidade de ressonância e estabilidade acionada por conversor (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021), conforme apresentado na Figura 8.

Figura 8 - Classificação da estabilidade do sistema elétrico de potência



Fonte: Adaptado de Hatziargyriou et al. (2021).

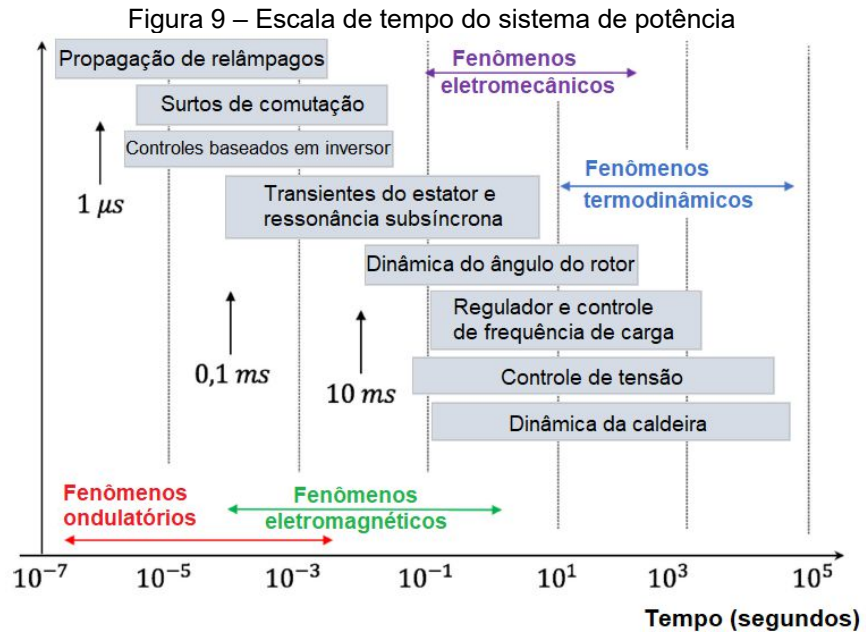
Apesar de ser dividida em categorias, em suma, a estabilidade do sistema é, na verdade, um único problema. Porém, faz-se necessária a divisão devido à complexibilidade do problema de estabilidade dentro do sistema elétrico de potência (SEP), pois o SEP é suscetível a constantes mudanças, como variações de carga e

geração, e, matematicamente, é um sistema que apresenta respostas não lineares (KUNDUR, PASERBA, *et al.*, 2004).

Antigamente o comportamento dinâmico do sistema era caracterizado pela dinâmica dos geradores síncronos e seus controladores e pela dinâmica das cargas, logo, na época, a dinâmica do sistema era focalizada em fenômenos eletromecânicos lentos. Contudo, com a inserção de tecnologias com interface de conversores, como geração eólica e fotovoltaica, armazenamento de energia, transmissão de alta tensão em corrente contínua, em inglês, *High Voltage Direct Current (HVDC)*, sistema de transmissão flexível em corrente alternada, em inglês, *Flexible AC Transmission System (FACTS)*, o comportamento dinâmico do sistema sofreu mudanças, e agora, depende de equipamentos eletrônicos de potência de resposta rápida (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021).

Estudos focados na escala de tempo de transitórios eletromecânicos, incluem várias simplificações na modelagem do sistema de potência, supondo, por exemplo, que as formas de onda das tensões e correntes são dominadas pela componente fundamental, no caso do Brasil, 60Hz (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021). Essa abordagem, considera os fasores de tensão e corrente em estado estacionário, porém, fenômenos de alta frequência, como comutação de conversores, não são completamente capturados por essa abordagem (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021).

A escala de tempo relacionada aos controles da geração com interface de conversor (GIC) varia de alguns microssegundos a vários milissegundos, englobando fenômenos ondulatórios e eletromagnéticos (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021), como pode ser visto na Figura 9 (Controles baseados em inversor). Fenômenos eletromagnéticos e eletromecânicos são o foco do estudo de estabilidade. Os fenômenos eletromecânicos são subdivididos em “curta duração” e “longa duração” e para essas análises pode ser usada aproximação fasorial em simulações no domínio do tempo, todavia essa aproximação não é pertinente para estudos de fenômenos eletromagnéticos (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021).



Fonte: Adaptado de Hatziargyriou et al. (2021).

4.1. Estabilidade de ressonância

O problema de ressonância se dá quando o intercâmbio de energia ocorre periodicamente de maneira oscilatória. Quando não há dissipação de energia suficiente, as oscilações crescem, resultando no aumento de magnitudes de tensão, corrente e/ou torque. A instabilidade de ressonância ocorre quando essas magnitudes ultrapassam os valores limites (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021).

A estabilidade de ressonância está subdividida entre duas categorias: ressonância de torção e ressonância elétrica. A ressonância de torção ocorre devido a ressonância entre a compensação série e as frequências de torção mecânica do eixo turbina-gerador. Já a ressonância elétrica ocorre devido a ressonância entre a compensação série e as características elétricas do gerador (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021).

A ressonância de torção pode ser classificada como ressonância subsíncrona ou oscilações subsíncronas dependentes de dispositivo. Essa segunda é vinculada a dispositivos de controle de rápida ação, como linhas *HVDC*, compensadores estáticos, compensadores síncronos estáticos e estabilizadores. Porém nem sempre esses dispositivos são prejudiciais, eles podem ser usados para melhorar o amortecimento de torção. A ressonância de torção pode ocasionar oscilações amortecidas, não amortecidas, negativamente amortecidas e crescentes, comprometendo a integridade mecânica do eixo turbina-gerador (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021).

No caso da ressonância elétrica, ocorre o chamado Efeito Gerador de Indução, em inglês, *Induction Generator Effect (IGE)*, ou autoexcitação. Os geradores de indução duplamente alimentador, em inglês, *Doubly-fed induction generators (DFIG)*, são altamente vulneráveis a esse efeito, pois os *DFIG* de velocidade variável são diretamente conectados à rede através do estator, proporcionando ressonância entre o gerador e a compensação em série, que ocorre quando o capacitor em série forma um circuito ressonante com a indutância do gerador de indução em frequências subsíncronas. Nessas frequências, a resistência aparente do circuito é negativa. A instabilidade é provocada devido a resistência aparente negativa que é ampliada pela ação dos controles do conversor. A ressonância causa grandes oscilações de corrente e tensão, que pode deteriorar os equipamentos de geração e transmissão. Entretanto,

para mitigar o problema, controladores podem ser adicionados ao controle do conversor *DFIG* para amortecer as oscilações ressonantes (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021).

4.2. Estabilidade acionada por conversor

A conexão de conversores com a rede elétrica depende de mecanismos de controle como o *PLL (Phase Locked Loop)*, que estima o ângulo de tensão da rede para sincronizar a tensão gerada pelo conversor com a tensão da rede (ROCHA, 2017). Esses mecanismos de controle apresentam tempos de resposta rápidos.

A ampla escala de tempo vinculada aos controles dos conversores que fazem a interface de geração com a rede pode ocasionar o cruzamento da dinâmica eletromecânica das máquinas com os efeitos transitórios eletromagnéticos da rede, tornando possível oscilações no sistema em uma ampla faixa de frequência. Por essa razão, esses fenômenos são divididos em interação rápida e interação lenta (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021).

A instabilidade de interação rápida, advindas de fenômenos de frequências altas (de dezenas de Hz até kHz), ocorre devido interações dinâmicas rápidas dos sistemas de controles presentes em sistemas vinculados à eletrônica de potência como GIC, *FACTS*, *HVDC* com elementos de resposta rápida do sistema de potência como a rede de transmissão, a dinâmica do estator de máquinas síncronas ou outros dispositivos de eletrônica de potência (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021).

Já a instabilidade de interação lenta, advindas de fenômenos de frequências baixas (menos de 10 Hz), ocorre devido interações dinâmicas lentas dos sistemas de controles presentes em sistemas vinculados à eletrônica de potência com elementos de resposta lenta do sistema como a dinâmica eletromecânica das máquinas síncronas e alguns controladores de geradores (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021).

4.3. Estabilidade de frequência

A frequência do sistema elétrico de potência, que no caso do Brasil é 60Hz, é um indicativo do equilíbrio entre geração e carga. Logo, quando há perfeito equilíbrio entre geração e carga, ou seja, a potência ativa gerada é exatamente a mesma que a potência ativa consumida, a frequência do sistema é igual a nominal.

A estabilidade de frequência pode ser definida como a capacidade do sistema elétrico de potência de manter sua frequência constante após uma perturbação severa que resulta no desequilíbrio significativo entre potência gerada e potência consumida. Depende da capacidade do sistema de manter ou restaurar o equilíbrio entre carga e geração, com perda mínima de carga. A instabilidade da frequência, pode levar a perda de carga e/ou unidades geradoras (KUNDUR, PASERBA, *et al.*, 2004).

O fenômeno da instabilidade de frequência pode ser tanto de curta quanto de longa duração (KUNDUR, PASERBA, *et al.*, 2004). Um exemplo de instabilidade de curta duração é a queda de frequência com rejeição de carga insuficiente. Já o controle de velocidade de uma turbina a vapor é um exemplo do fenômeno de instabilidade de frequência de longa duração, com o intervalo de tempo de interesse podendo alcançar vários minutos (KUNDUR, PASERBA, *et al.*, 2004).

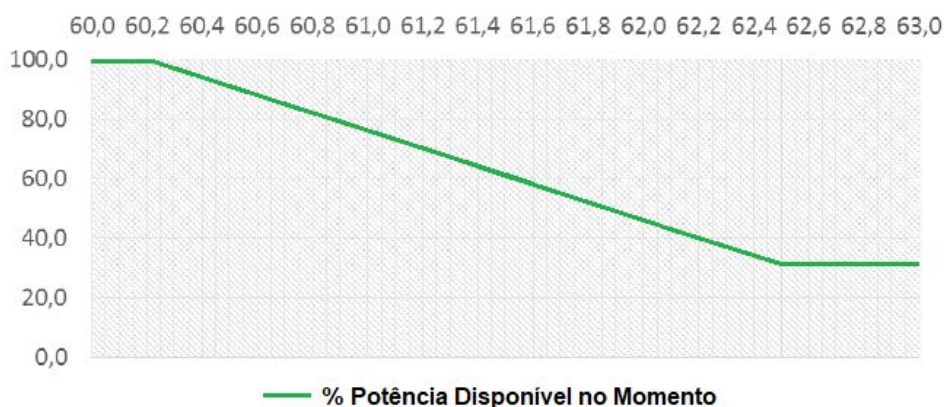
No Brasil, os controles primário e secundário de frequência são realizados por usinas hidroelétricas e/ou termoelétricas. O controle primário de frequência é realizado por reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, a fim de limitar a variação de frequência mediante um desequilíbrio entre geração e carga (ONS, 2021b). Já o controle secundário é realizado pelas usinas participantes do Controle Automático de Geração (CAG) (ONS, 2021b), com o objetivo de reestabelecer a frequência nominal e manter e/ou reestabelecer os intercâmbios de potência ativa aos valores desejados. Após o período oscilatório, a frequência se estabelece, muitas vezes em um valor diferente do nominal, o CAG tem o papel de corrigir esse valor. A operação do CAG é coordenada pelo Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS). O Sistema Interligado Nacional (SIN) está dividido em áreas de CAG, cada área é controlada pelo seu respectivo Centro de Operação do Sistema (COSR) (ONS, 2020a).

Com o aumento da inserção de fontes renováveis variáveis como a eólica, há uma diminuição do percentual de geradores síncronos de usinas hidroelétricas e termoelétricas, e essa diminuição resulta na redução da inércia total conectada ao sistema. Com a redução da inércia, o sistema fica mais vulnerável a variações de frequência causada por perturbações. Porém, há um recurso oferecido por alguns fabricantes de aerogeradores chamado “Inércia Sintética”, em que é possível obter uma elevação momentânea da potência ativa fornecida pelos parques eólicos. A inércia sintética consiste na utilização da energia cinética armazenada no conjunto turbina/rotor do aerogerador. Quando há redução da frequência do sistema, a malha de controle atua, aumentando o torque elétrico. Ao aumentar o torque elétrico, a potência elétrica aumenta e a energia cinética armazenada diminui. Por conta dessa redução, a velocidade mecânica do aerogerador também irá diminuir e o controle de velocidade da turbina irá atuar reduzindo o torque elétrico a fim de restabelecer a velocidade normal de operação (VALENÇA, RAMOS, *et al.*, 2017). O ONS exige que parques eólicos com potência instalada superior a 10 MW apresentem controladores sensíveis às variações de frequência, de modo a emular a inércia (inércia sintética) através de modulação transitória da potência de saída (ONS, 2021b).

Já para o caso de sobrefrequência, o ONS determina que usinas com potência instalada acima de 10 MW tenham controladores sensíveis às variações de frequência do tipo proporcional com ganho de 3%/0,1 Hz na base da potência disponível no aerogerador, para reduzir a potência de saída, quando a frequência está entre 60,2 Hz e 62,5 Hz, conforme pode ser visto na Figura 10 (ONS, 2021b).

Figura 10 - Requisito para controle de sobrefrequência de aerogeradores

Controle de Sobrefrequência - Ganho = 3%/0,1 Hz

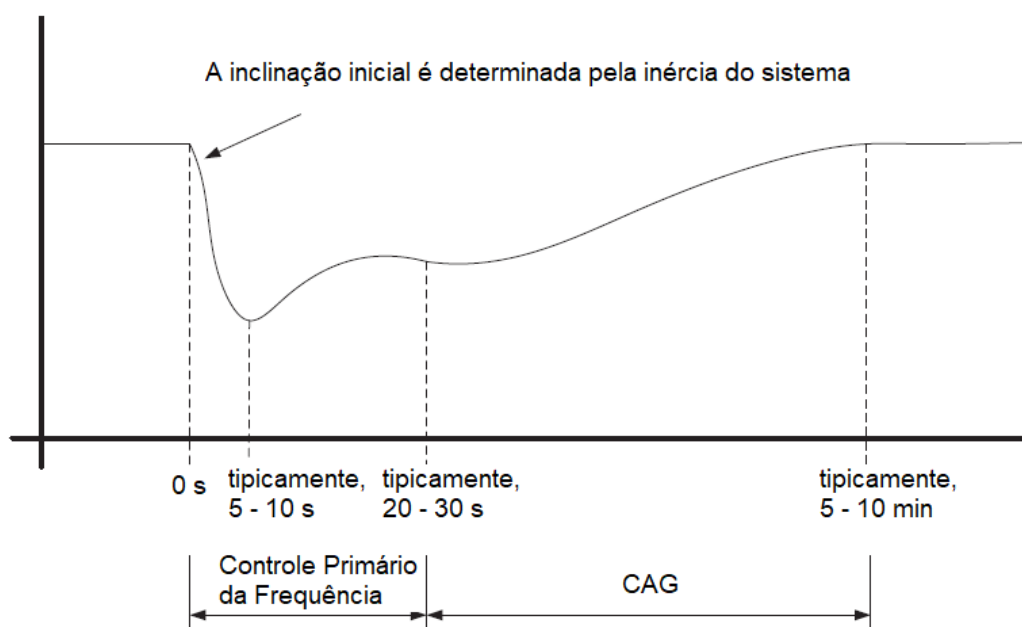


Fonte: Adaptado de ONS (2021a).

4.3.1. Impacto na estabilidade de frequência devido a inserção de conversores no sistema elétrico

Quando um evento que gera declínio na frequência ocorre, há três períodos de resposta distintos: a resposta da inércia dos geradores síncronos, a resposta primária de geradores e amortecimento de carga e o CAG que traz a frequência de volta ao seu valor nominal (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021), conforme mostrado na Figura 11.

Figura 11 – Resposta em frequência do sistema de potência



Fonte: Adaptado de Hatziaargyriou et al. (2021).

A geração com interface de conversor (GIC) pode contribuir bem e de forma decisiva para a resposta de frequência, principalmente com o uso do armazenamento de energia por bateria, pois pode fornecer resposta de frequência primária mais rápida, uma vez que dependem de respostas de equipamentos eletrônicos/elétricos, não de sistemas mecânicos (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021).

Com o aumento de GIC, é provável que a resposta de frequência do sistema tenda para valores menores, dando ênfase na necessidade e ajuste dos controles primários de frequência. Lembrando que no caso da geração eólica, com a inércia sintética, é possível ter uma resposta de frequência rápida, baseada em inércia (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021).

Quando há diminuição da inércia da rede, as excursões de frequência se tornam mais rápidas, aumentando a probabilidade de ocorrer uma instabilidade mais cedo, logo, é preciso projetar controladores de ação rápida para atuar e interromper as quedas de frequência assim que detectadas. Entretanto, é possível que haja sistemas com alta penetração de GIC que não haja redução notável de inércia, em que geradores síncronos se mantenham conectados, ainda que não fornecendo potência ativa para a rede. Dessa forma, o efeito da resposta em frequência pode ser positivo, pois há maior reserva girante disponível e não há queda de inércia significativa. Os estudos dos efeitos da alta penetração de GIC na resposta de frequência é complexo e requer maior investigação (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021).

4.4. Estabilidade de tensão

A estabilidade de tensão é definida como a capacidade do sistema de manter as tensões em todas as barras dentro dos limites aceitáveis sob operação normal do sistema e após ser sujeito a uma perturbação (KUNDUR, 1994).

Ainda segundo Kundur (2004), o principal fator que causa instabilidade de tensão no SEP é sua incapacidade de atender a demanda de potência reativa. O problema central geralmente é a queda de tensão que ocorre quando as potências ativa e reativa fluem através de reatâncias indutivas associadas à rede de transmissão (KUNDUR, 1994). Queda progressiva de tensão também pode ser causada com o ângulo do rotor saindo de sincronismo, porém queda de tensão relacionada à instabilidade de tensão, ocorre onde a estabilidade do ângulo do rotor não é um problema (KUNDUR, 1994).

A tensão na barra aumenta à medida que a potência reativa injetada nela aumenta. Um sistema é classificado com tensão instável se ao menos a tensão de uma barra diminuir à medida que a potência reativa injetada nessa barra aumentar (KUNDUR, 1994). Ou ainda, um sistema é considerado instável quando uma perturbação, aumento na demanda de carga ou uma mudança na condição do sistema causam uma queda progressiva e incontrolável na tensão (KUNDUR, 1994).

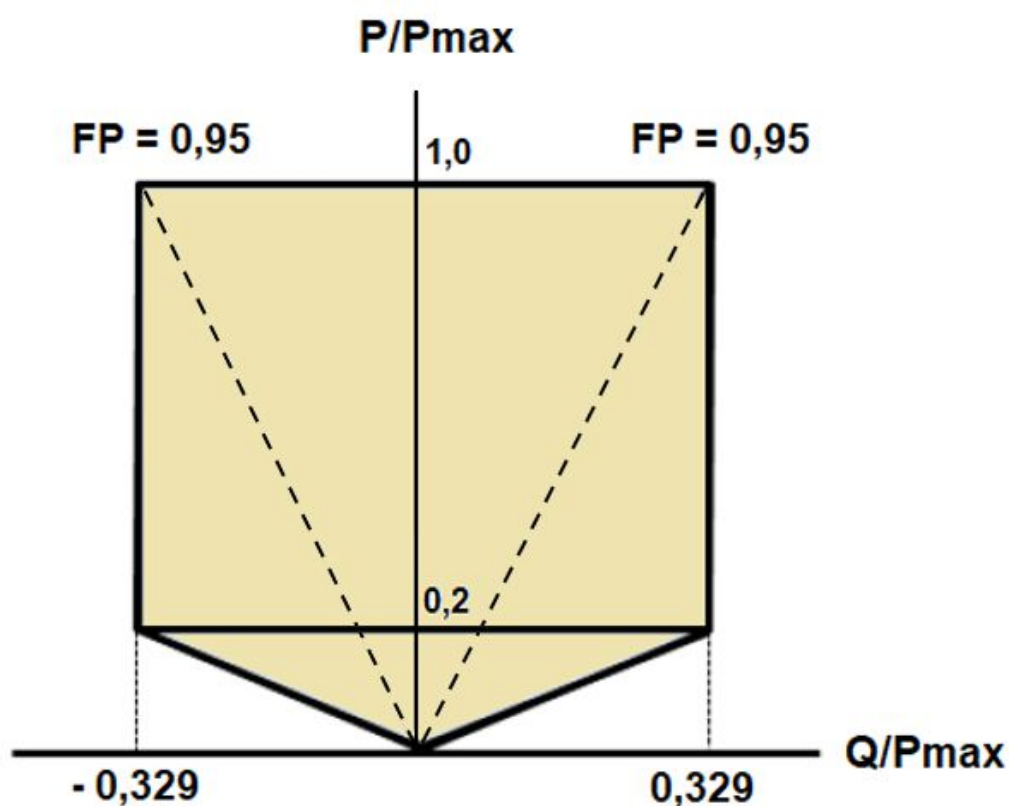
Antigamente a infraestrutura do sistema de potência, em especial, a rede de transmissão, podiam ser superdimensionadas, porém, hoje em dia, por inúmeros motivos, como impedimentos ambientais para ampliação do sistema de transmissão, não mais. O aumento do consumo de eletricidade em áreas de carga pesada, onde não é viável a construção de usinas geradoras de energia, também é outro fator que sobrecarrega o sistema. Motivos como esses levam o SEP a operar sob condições estressantes. Por essa razão, o SEP pode apresentar comportamentos instáveis caracterizados por quedas lentas ou repentinas de tensão, podendo até chegar ao nível de colapso. Esse fato fez com que a estabilidade de tensão se tornasse uma preocupação para os agentes dos sistemas elétricos de todo mundo (CUTSEM e VOURNAS, 1998).

A geração e absorção de potência reativa tem papel fundamental para manter a estabilidade de tensão. No Brasil, as unidades geradoras de usinas hidroelétricas e

termoelétricas devem ser capazes de operar com fator de potência entre 0,90 capacitivo (sobreexcitado) e 0,95 indutivo (subexcitado), para promover controle da tensão do sistema, que deve operar entre 0,90 e 1,05 pu da tensão nominal no ponto de conexão da usina (ONS, 2021b). Quando a máquina opera sobreexcitada, proporciona o aumento da tensão, enquanto a operação subexcitada possibilita a diminuição da tensão.

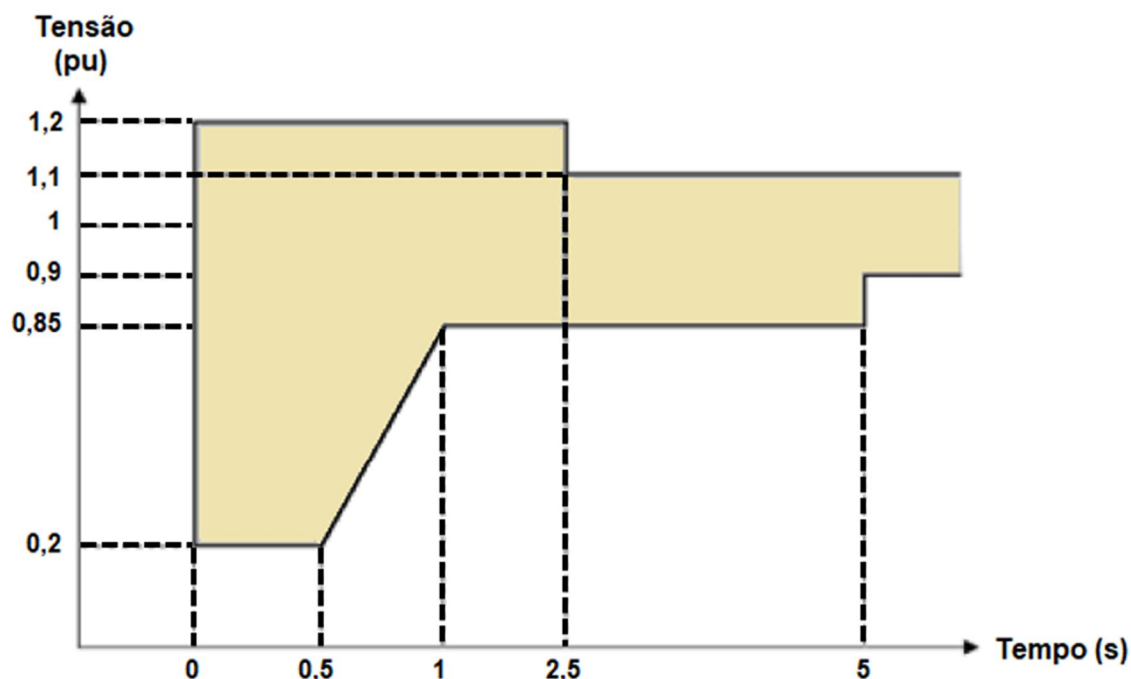
As centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas devem operar com fator de potência indutivo ou capacitivo dentro da área ilustrada na Figura 12, retirada do Submódulo 2.10 do ONS. Caso tenha variações de tensão momentâneas em uma ou mais fases no ponto de conexão, decorrentes de distúrbios na Rede Básica, a central geradora deve se manter operando desde que a tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores permanecer dentro da região mostrada na Figura 13 (ONS, 2021b).

Figura 12 - Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central geradora



Fonte: Adaptado de ONS (2021a).

Figura 13 - Tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores da central geradora



Fonte: Adaptado de ONS (2021a).

Apesar da forma mais comum de instabilidade de tensão ser a queda progressiva de tensão nos barramentos, há também o risco de sobretensão, devido ao comportamento capacitivo da rede. Problemas de sobretensão estão ligados à incapacidade do sistema de geração e transmissão de operar abaixo de um nível mínimo de consumo de carga (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021).

4.4.1. Impacto na estabilidade de tensão devido a inserção de conversores no sistema elétrico

A instabilidade de tensão pode ser de curto ou longo prazo. O problema da instabilidade de tensão de longo prazo envolve equipamentos de ações lentas como transformadores de comutação, cargas termostaticamente controladas e limitadores de corrente do gerador. Esse tipo de instabilidade normalmente não é resultado de uma falha inicial, mas sim da interrupção de equipamentos de transmissão/geração após a eliminação da falha (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021).

Já a instabilidade de tensão de curto prazo, envolve a dinâmica de componentes de carga de rápida ação, como motores de indução, cargas

eletronicamente controladas, elo *HVDC* e geradores baseados em inversores (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021). Portanto, nota-se que a instabilidade de tensão de curto prazo é impactada com o uso de conversores na rede.

4.5. Estabilidade angular do rotor

A estabilidade angular do rotor está relacionada com a capacidade das máquinas síncronas interligadas ao sistema elétrico de potência de se manterem operando em sincronismo com a rede em condições normais de operação e de recuperar o sincronismo após serem sujeitas a uma grande ou pequena perturbação. Uma máquina síncrona mantém o sincronismo se o torque mecânico for igual e oposto ao torque eletromagnético (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021).

O problema de estabilidade angular do rotor envolve o estudo de oscilações eletromecânicas pertencentes ao sistema de potência (KUNDUR, PASERBA, *et al.*, 2004). O fenômeno de instabilidade angular do rotor pode ocorrer frente a pequenos distúrbios ou grandes distúrbios. O estudo da estabilidade angular do rotor mediante grandes distúrbios é chamado de “estabilidade transitória” (MOHAN, 2016). Os estudos referentes a pequenas perturbações buscam verificar se as oscilações de pequena intensidade são bem amortecidas, logo, estuda-se o amortecimento das oscilações com base nas equações linearizadas do sistema elétrico (ZANETTA JR., 2006). Já os estudos de grandes perturbações, analisa a capacidade do sistema em desenvolver torques sincronizantes para manter a operação síncrona quando o sistema é sujeito a grandes distúrbios como curto-circuito, perda de geração, perda de grandes cargas, aumento súbito da carga, saídas de linhas, entre outros (ZANETTA JR., 2006).

Em regime normal de operação, o torque mecânico de entrada da máquina síncrona é igual e oposto ao torque eletromagnético de saída, e a velocidade se mantém constante. Quando o sistema é perturbado, o equilíbrio entre os torques é perturbado, resultando em uma aceleração ou desaceleração dos rotores das máquinas síncronas de acordo com as leis de movimento de um corpo em rotação (KUNDUR, PASERBA, *et al.*, 2004).

O ângulo de carga (δ) é uma medida do deslocamento do ângulo do rotor em relação a um eixo de referência girando em sincronismo (MOHAN, 2016). Se o ângulo de carga for maior do que zero, significa que a máquina síncrona opera como gerador. Quanto maior for o ângulo de carga, maior vai ser a potência elétrica ativa transferida. Porém o ângulo de carga é limitado em até 90 graus, que é o limite de estabilidade

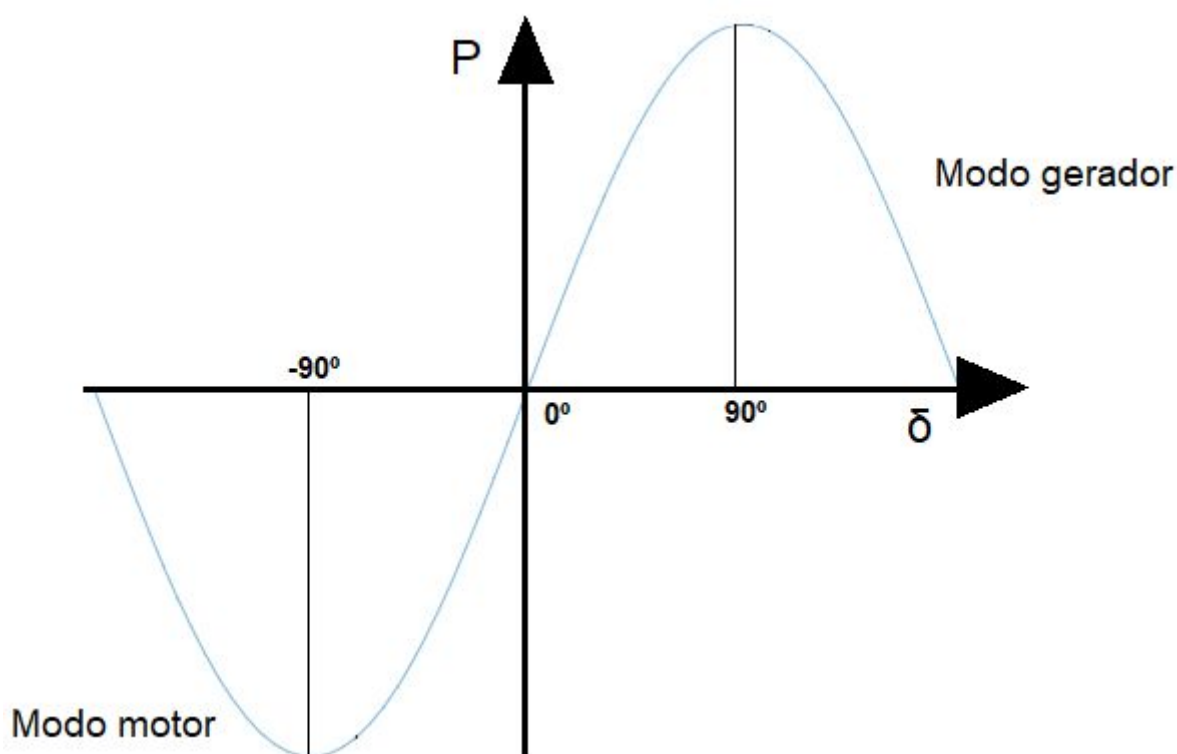
estática da máquina (DE FREITAS JÚNIOR e SCHINCARIOL DA SILVA, 2018). Pois, entre 0 e 90 graus, se o ângulo de carga aumentar, a potência elétrica também aumenta; se o ângulo de carga diminuir, a potência elétrica também diminui; essa dinâmica é responsável por manter o gerador em sincronismo. Porém, entre 90 e 180 graus, a potência elétrica e o ângulo de carga são grandezas inversamente proporcionais, por exemplo, se o ângulo de carga aumentar, a potência diminui, pois em 90 graus, a potência fornecida pelo gerador atinge seu pico, então, com um ângulo maior que 90 graus, o seno começa a cair, ou seja, é uma derivada negativa; portanto, a região entre 90 e 180 graus é uma região de instabilidade.

Para uma melhor análise, será apresentada a equação de potência elétrica (Equação 4.1):

$$P_{3\phi} = 3 \frac{E_{af} V_t}{X_S} \sin \delta \quad (4.1)$$

Nota-se que a potência elétrica é uma senoide. Na Figura 14 está apresentada a curva da potência elétrica em função do ângulo de carga.

Figura 14 – Curva da potência em função do ângulo de carga (Curva $P \times \delta$)



Fonte: Autoria própria.

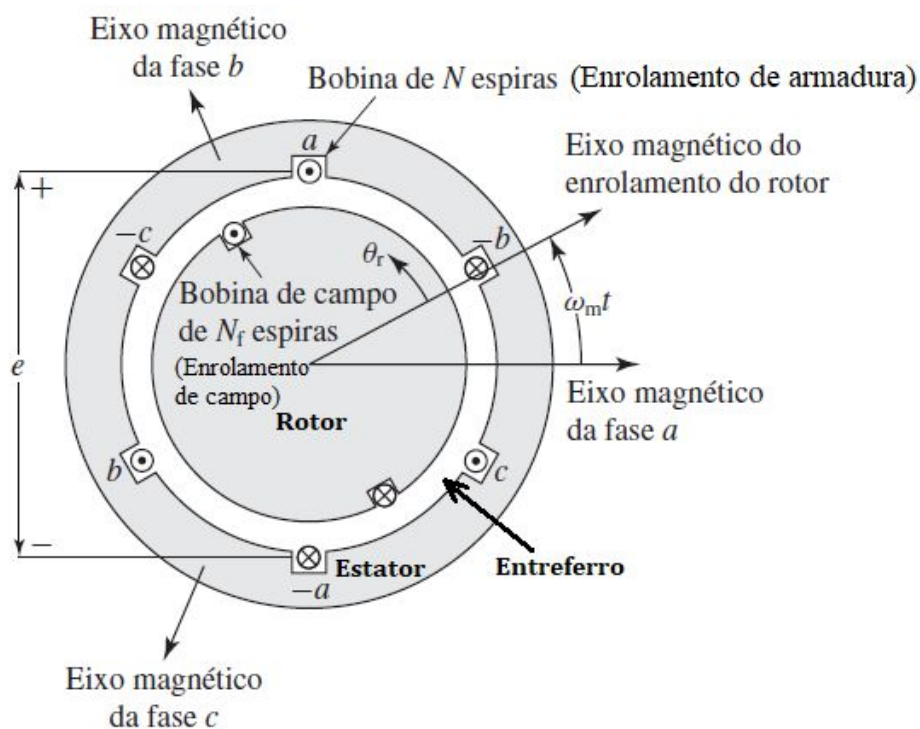
Em 90° tem-se o limite de estabilidade em regime permanente da máquina operando como gerador. Em -90° tem-se o limite de estabilidade em regime permanente da máquina operando como motor.

4.5.1. Geradores síncronos

Uma máquina síncrona pode operar de duas formas, como gerador ou motor. No caso da operação como gerador, a potência mecânica é fornecida pelo eixo do rotor e a potência elétrica é extraída pelo estator. Ela é chamada síncrona, pois o rotor gira na mesma velocidade, ou seja, em sincronismo com o campo magnético girante produzido pelas correntes de armadura (UMANS, 2014).

O estator é a parte estática da máquina, já o rotor é constituído por um conjunto de rolamentos e pode girar livremente. O rotor e o estator são separados por um pequeno entreferro, como pode ser visto na Figura 15. Os enrolamentos presentes no estator e no rotor produzem fluxo magnético. O rotor e o estator devem ser compostos de materiais ferromagnéticos de alta permeabilidade e o entreferro, por sua vez, deve ter o menor comprimento possível (MOHAN, 2016).

Figura 15 – Vista esquemática de um gerador síncrono trifásico



Fonte: Adaptado de Umans (2014).

No estator, estão presentes enrolamentos trifásicos com seus respectivos eixos magnéticos, chamados de enrolamentos de armadura. A armadura é onde se extrai potência elétrica ativa, no caso do gerador e onde se injeta potência ativa, no caso do motor. Em cada fase, os enrolamentos devem produzir uma densidade de fluxo senoidal no entreferro na direção radial (MOHAN, 2016).

No rotor, há o enrolamento de campo que é usado para gerar o campo magnético contínuo, através da alimentação em tensão contínua. Essa alimentação resulta em uma corrente de campo contínua, esse sistema é conhecido como sistema de excitação do campo. A partir da corrente de campo, é possível controlar o campo produzido no rotor e então, controlar a força eletromotriz induzida do gerador e a potência reativa entregue por ele (MOHAN, 2016).

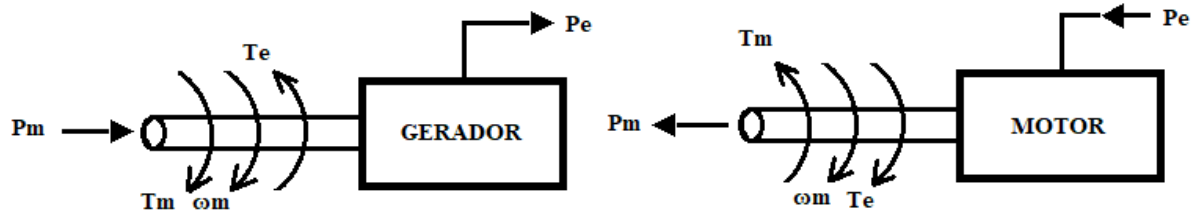
Quando uma máquina primária, como uma turbina, for conectada no eixo do gerador, o eixo irá girar e o fluxo magnético distribuído no entreferro vai variar de maneira senoidal devido a aspectos construtivos da máquina. E então, as tensões induzidas nas bobinas do estator também serão senoidais. Para essa senoide ter frequência constante, no caso do Brasil, 60 Hz, a velocidade mecânica angular do eixo do rotor também precisa ser constante (UMANS, 2014).

A força eletromotriz (fem) induzida nos enrolamentos do estator tem duas origens: a rotação do fluxo produzido no rotor e o campo magnético girante criado pelas correntes no estator (reação de armadura). No primeiro caso, tensões são induzidas, conforme a Lei de Faraday, nos enrolamentos de fase do estator devido às linhas de fluxo de campo do rotor que giraram e atravessam os enrolamentos. No segundo caso, ao conectar o gerador à rede elétrica, um fluxo de correntes de fase senoidais é gerado e a circulação dessas correntes produz um campo magnético girante que também atravessa os enrolamentos do estator. Portanto, a força eletromotriz resultante da máquina é a combinação dessas duas tensões: tensões de campo e tensões de reação de armadura (MOHAN, 2016).

Por conta da interação entre os campos magnéticos de campo e de armadura, que tendem a se alinhar entre si, o torque, também chamado conjugado, é produzido. O torque atua na tentativa de diminuir o ângulo de defasagem entre os dois campos. Na operação da máquina síncrona como gerador, o torque eletromagnético gira no sentido contrário ao do giro do rotor, por conta disso, um torque mecânico deve ser

aplicado pela máquina motriz a fim de manter a rotação do rotor em velocidade constante (UMANS, 2014), conforme mostrado na Figura 16. Logo, à medida que a carga consome mais potência ativa, mais torque terá que ser fornecido pelo eixo.

Figura 16 – Sentidos das forças operando na máquina síncrona



Legenda:

ω_m : velocidade angular do rotor

T_m : torque mecânico

T_e : torque eletromagnético

P_m : potência mecânica

P_e : potência elétrica

Fonte: Autoria própria.

4.5.2. Equação de Oscilação (*Swing*)

A equação de oscilação descreve como o ângulo de carga oscila devido ao desequilíbrio entre a potência mecânica de entrada e a potência elétrica de saída (MOHAN, 2016). Essa equação relaciona grandezas elétricas e mecânicas para o estudo da estabilidade de geradores conectados à rede (ZANETTA JR., 2006).

Analisando o equacionamento:

Pela lei de conservação de energia, o torque eletromagnético é igual ao torque mecânico, desconsiderando perdas:

$$T_m(t) = T_e(t) \quad (4.2)$$

Onde:

T_m : torque mecânico;

T_e : torque eletromagnético.

O torque de aceleração (T_a) é a diferença entre o torque mecânico e o torque eletromagnético:

$$T_a(t) = T_m(t) - T_e(t) \quad (4.3)$$

Onde:

T_a : torque de aceleração.

Em regime permanente, a máquina está em velocidade constante, síncrona, portanto, a aceleração é nula. Se o torque mecânico for maior que o torque eletromagnético ($T_m > T_e$) a aceleração é positiva, a velocidade do rotor tende a aumentar. Isso ocorre quando há perda de carga, por exemplo, a potência elétrica diminui e momentaneamente a potência mecânica fica maior que a potência elétrica.

Se o torque mecânico for menor que o torque eletromagnético ($T_m < T_e$) a aceleração é negativa, a velocidade do rotor tende a diminuir. Isso ocorre quando há aumento da carga, por exemplo.

A equação da energia cinética é dada por:

$$E = \frac{1}{2} I \omega^2 [J] \quad (4.4)$$

Onde:

I : momento de inércia (kg.m^2);

ω : velocidade angular (rad/s).

Quando maior o momento de inércia, mais difícil é tirar o corpo da inércia, ou seja, mais difícil frear ou acelerar a máquina. Então, quanto maior o momento de inércia da máquina, maior sua estabilidade frente à variações.

Torque é análogo a força ($F=ma$), então $T=I\alpha$. Logo:

$$T_a(t) = T_m(t) - T_e(t) = I \times \alpha_m(t) \quad (4.5)$$

Onde:

α_m : aceleração angular do rotor (rad/s²).

$$\alpha_m(t) = \frac{d\omega_m(t)}{dt} = \frac{d^2\theta_m(t)}{dt^2} \quad (4.6)$$

Onde:

θ : posição angular do rotor em referência a um eixo fixo (rad);

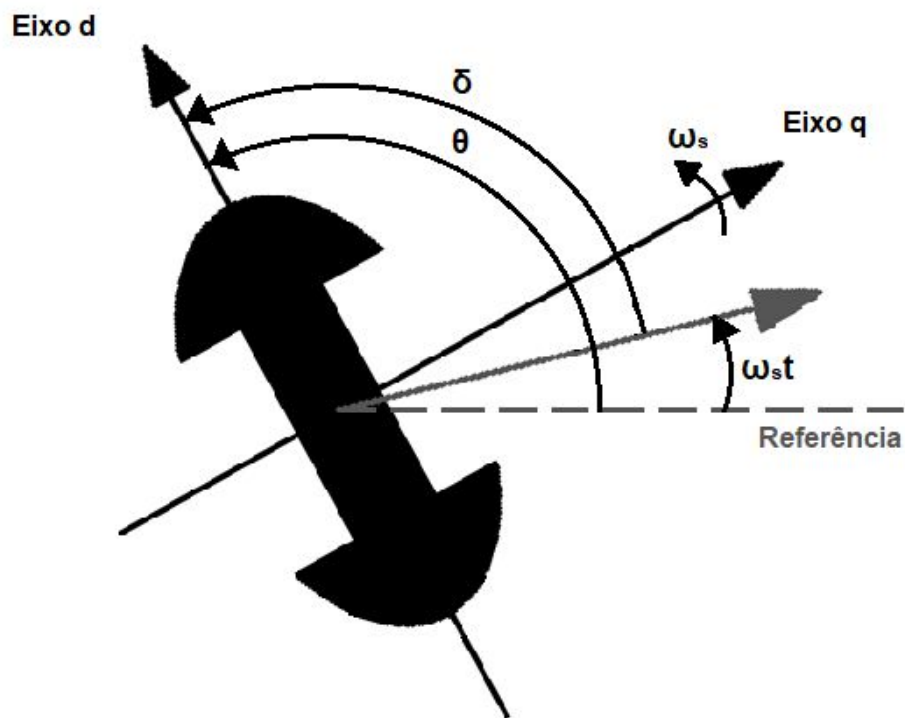
ω_m : velocidade angular do rotor (rad/s).

Substituindo Equação 4.6 em 4.5:

$$T_m(t) - T_e(t) = I \times \frac{d^2\theta_m(t)}{dt^2} \quad (4.7)$$

Mas o ponto de interesse no estudo de estabilidade é o ângulo de carga do rotor, que não é em referência a um eixo fixo, mas sim a um eixo móvel, que representa a velocidade síncrona do campo magnético girante do estator ($\omega_s t$), conforme apresentado na Figura 17.

Figura 17 – Relação entre ângulos no rotor



Fonte: Autoria própria.

O eixo direto (Eixo d) é proporcional ao campo magnético do rotor. Em operação normal, o eixo direto e eixo $\omega_s t$ giram na mesma velocidade, logo, o ângulo de carga (δ) é constante. O ângulo de carga é o indicativo do consumo de potência ativa. Logo, se δ for nulo, eixo direto igual $\omega_s t$, e a potência elétrica ativa entregue é nula.

Pela Figura 17:

$$\delta = \theta - \omega_s t \quad (4.8)$$

Onde:

δ : ângulo de carga;

$\omega_s t$: ângulo do campo magnético girante do estator.

Derivando a Equação 4.8:

$$\frac{d\delta(t)}{dt} = \frac{d\theta(t)}{dt} - \omega_s \quad (4.9)$$

Derivando a Equação 4.9:

$$\frac{d^2\delta(t)}{dt^2} = \frac{d^2\theta(t)}{dt^2} \quad (4.10)$$

Substituindo a Equação 4.10 na Equação 4.7:

$$T_m(t) - T_e(t) = I \times \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} \quad (4.11)$$

Para passar de torque para potência, é preciso multiplicar a Equação 4.11 pela velocidade angular mecânica (ω_m):

$$\omega_m(t) \times T_m(t) - \omega_m(t) \times T_e(t) = \omega_m(t) \times I \times \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} \quad (4.12)$$

Então:

$$P_m(t) - P_e(t) = \omega_m(t) \times I \times \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} [W] \quad (4.13)$$

Dividindo a Equação 4.13 pela potência nominal da máquina para trabalhar com valores em pu:

$$\frac{P_m(t) - P_e(t)}{S_{BASE}} = \omega_m(t) \times I \times \frac{d^2 \delta_m(t)}{dt^2} \quad (4.14)$$

$$p_a(t) = p_m(t) - p_e(t) = \omega_m(t) \times I \times \frac{d^2 \delta_m(t)}{S_{BASE} \times dt^2} [pu] \quad (4.15)$$

Onde:

p_a : potência de aceleração.

A constante de inércia da máquina é dada pela seguinte equação:

$$H = \frac{\text{energia cinética da velocidade síncrona}}{\text{potência nominal da máquina}} \quad (4.16)$$

$$H = \frac{\frac{1}{2} I \omega_{msyn}^2}{S_{BASE}} \left[\frac{J}{VA} \right] = \frac{\frac{1}{2} I \omega_{msyn}^2}{S_{BASE}} \left[\frac{VA * s}{VA} \right] = \frac{\frac{1}{2} I \omega_{msyn}^2}{S_{BASE}} [pu * s] \quad (4.17)$$

Onde:

ω_{msyn} : velocidade angular síncrona.

Pela Equação 4.17, nota-se que H é uma constante de tempo. A constante de inércia está relacionada à energia armazenada nas massas girantes, a constante H pode ser definida como o período de tempo que essa energia armazenada pode ser usada para fornecer potência nominal (HAYERIKHIYAVI e DIMITROVSKI, 2021).

Isolando I:

$$I = \frac{2H \times S_{BASE}}{\omega_{msyn}^2} \quad (4.18)$$

Substituindo a Equação 4.18 em 4.15:

$$p_a(t) = p_m(t) - p_e(t) = \omega_m(t) \times \frac{2H \times S_{BASE}}{\omega_{msyn}^2} \times \frac{d^2 \delta_m(t)}{S_{BASE} \times dt^2} [pu] \quad (4.19)$$

$$p_a(t) = p_m(t) - p_e(t) = 2H \times \frac{\omega_m(t) \times d^2 \delta_m(t)}{\omega_{msyn}^2 \times dt^2} \quad (4.20)$$

Assumindo que a velocidade angular mecânica (ω_m) é igual a velocidade angular síncrona (ω_{msyn}), a equação de oscilação é:

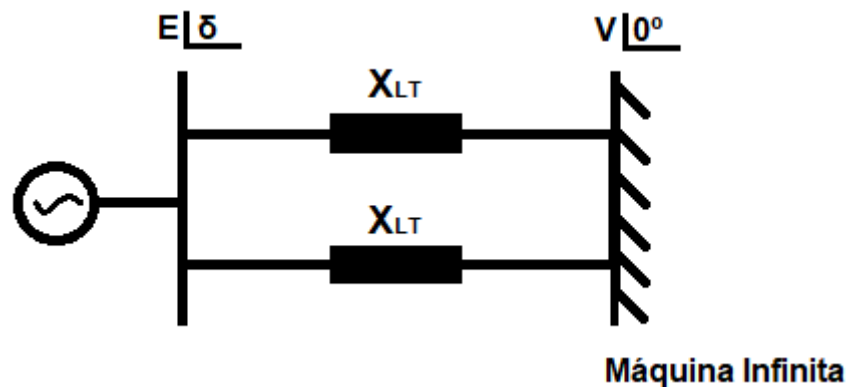
$$p_a(t) = p_m(t) - p_e(t) = \frac{2H}{\omega_{msyn}} \times \frac{d^2 \delta_m(t)}{dt^2} \quad (4.21)$$

4.5.3. Critério das áreas iguais

Conforme visto no item 4.5, há um limite de estabilidade em regime permanente, chamado de limite de estabilidade estática, porém para analisar a estabilidade em regime transitório, é usado o critério das áreas iguais, que tem como base a equação de oscilação. Este critério diz que se a área de aceleração for igual a área de frenagem, é possível recuperar a estabilidade do sistema que outrora foi submetido a uma perturbação. Este método é baseado na interpretação gráfica do comportamento da energia armazenada nas massas girantes.

Para melhor compreensão do critério das áreas iguais, será analisado um exemplo. Na Figura 18 está representado o sistema exemplo. Nele há duas barras: uma representando a máquina infinita, com tensão V e ângulo zero. E a outra barra com a máquina em estudo representada, com tensão E e ângulo δ .

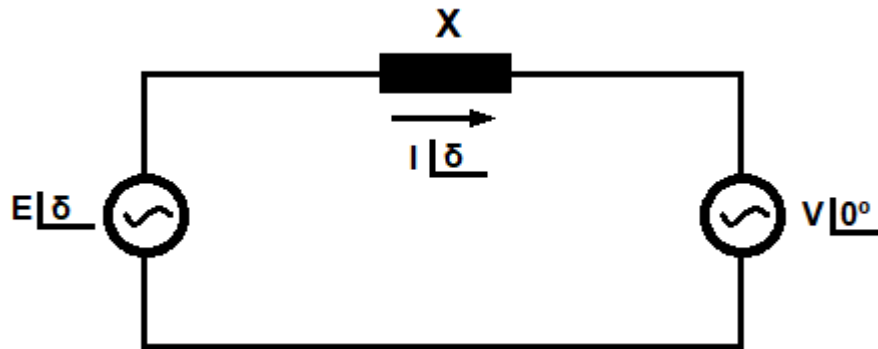
Figura 18 – Sistema exemplo para análise do critério das áreas iguais



Fonte: Autoria própria.

O sistema apresentado na Figura 18, foi representado por um circuito (Figura 19). No circuito, a reatância X é a impedância equivalente do sistema, ou seja, o paralelo das reatâncias das linhas de transmissão (X_{LT}). Foi considerado que as duas linhas de transmissão têm a mesma reatância, portanto, pode-se afirmar que X é igual a metade de X_{LT} em operação normal.

Figura 19 – Circuito exemplo para análise do critério das áreas iguais



Fonte: Autoria própria.

Conforme visto na Equação 4.1, a potência elétrica é uma senoide. E no caso de um gerador é uma senoide que opera entre 0 e 180 graus. Assumindo que o circuito está em valores por unidade (pu), não é necessário multiplicar por 3, como está na Equação 4.1. Logo:

$$P_{(pu)} = \frac{E_{af} V_t}{X_S} \sin \delta \quad (4.22)$$

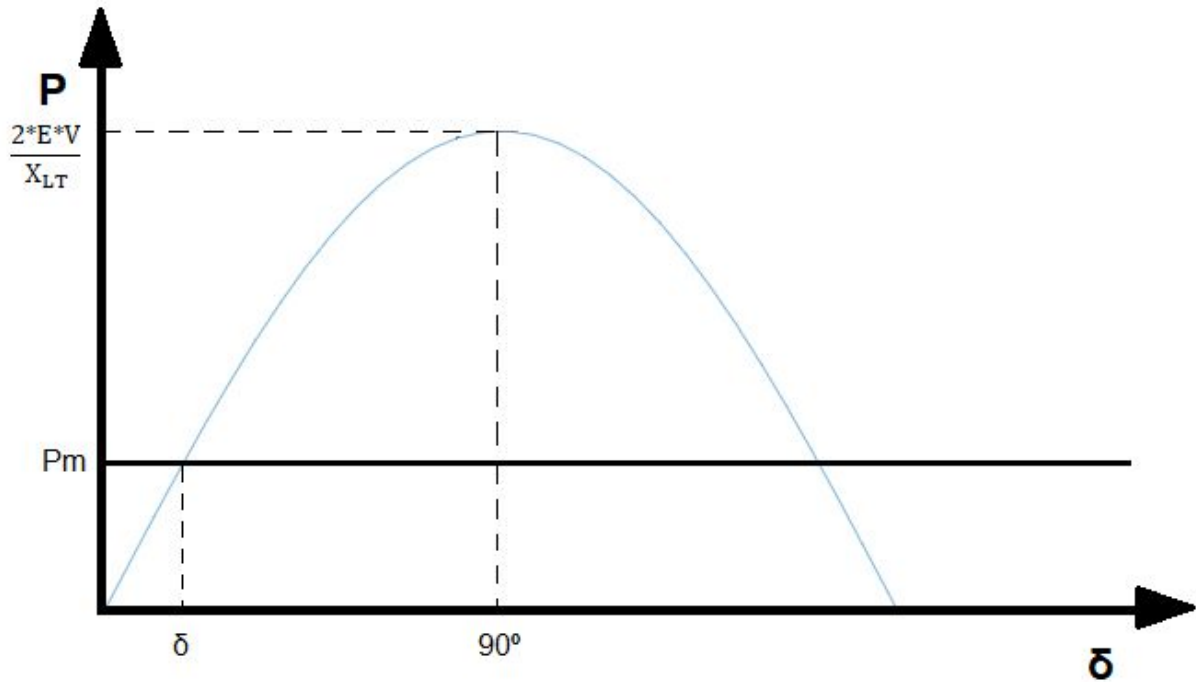
Substituindo os valores:

$$P_{(pu)} = \frac{E * V}{X} \sin(\delta - 0) \quad (4.23)$$

$$P_{(pu)} = \frac{E * V}{X_{LT}/2} \sin(\delta - 0) \quad (4.24)$$

$$P_{(pu)} = \frac{2 * E * V}{X_{LT}} \sin(\delta) \quad (4.25)$$

Em regime permanente, a potência mecânica (P_m) é igual a potência elétrica para determinado ângulo de carga. A curva da Equação 4.25 está representada na Figura 20.

Figura 20 – Curva $P \times \delta$ para regime permanente

Fonte: Autoria própria.

Quando ocorre a perda de uma linha de transmissão, por exemplo, em consequência de um curto-circuito seguido da abertura dos disjuntores da linha de transmissão, a reatância do circuito da Figura 19 aumenta. Logo, a potência elétrica diminui, como pode ser visto substituindo os novos valores na Equação 4.23:

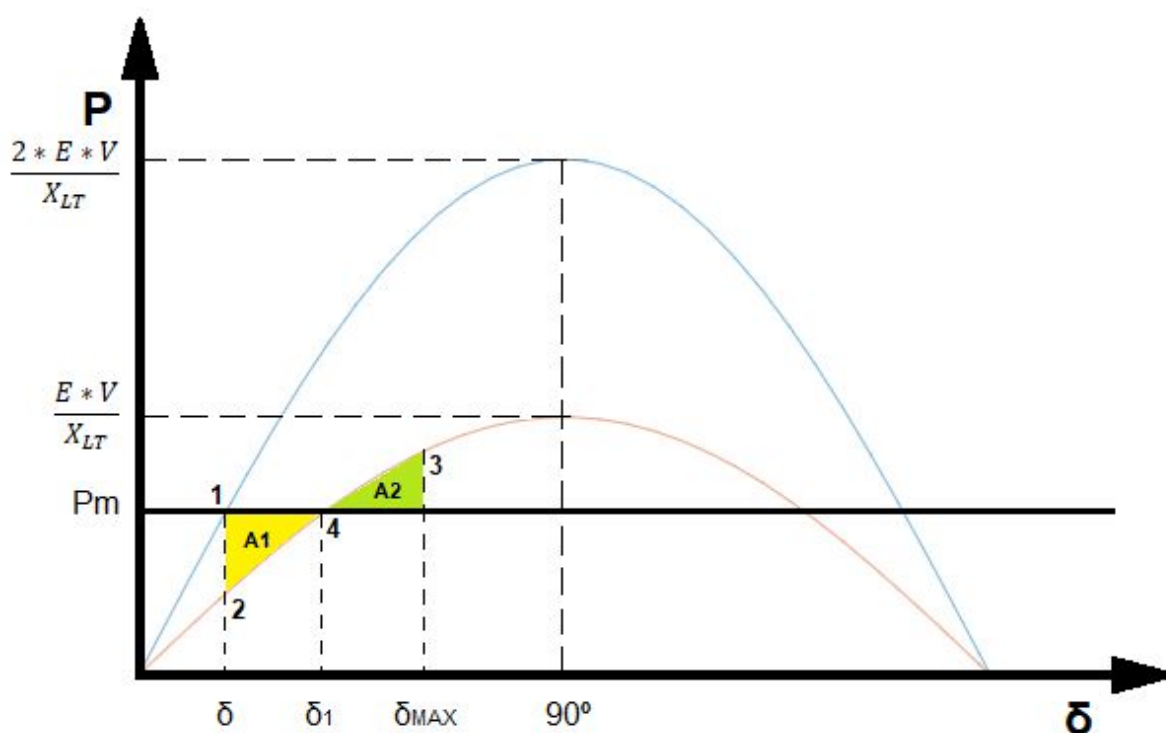
$$P_{(pu)} = \frac{E * V}{X_{LT}} \sin(\delta - 0) \quad (4.26)$$

$$P_{(pu)} = \frac{E * V}{X_{LT}} \sin(\delta) \quad (4.27)$$

Na Figura 21 está representada a curva de potência ativa por ângulo de carga após a perda de uma linha de transmissão. Com a saída de uma linha de transmissão, a potência elétrica diminuiu pela metade (curva vermelha) do que era em operação normal (curva azul). Instantaneamente, o ponto 1 passa a ser o ponto 2, com isso a potência mecânica fica maior que a potência elétrica, o que leva a aceleração do rotor, uma vez que o torque eletromagnético fica menor que o torque mecânico. Com a aceleração do rotor, o ângulo de carga aumenta, possibilitando que a potência elétrica se iguale a potência mecânica (ponto 4). Porém, por inércia, a máquina passa do ponto de equilíbrio δ_1 (ponto 4). Quando ela passa do ponto δ_1 , a potência mecânica

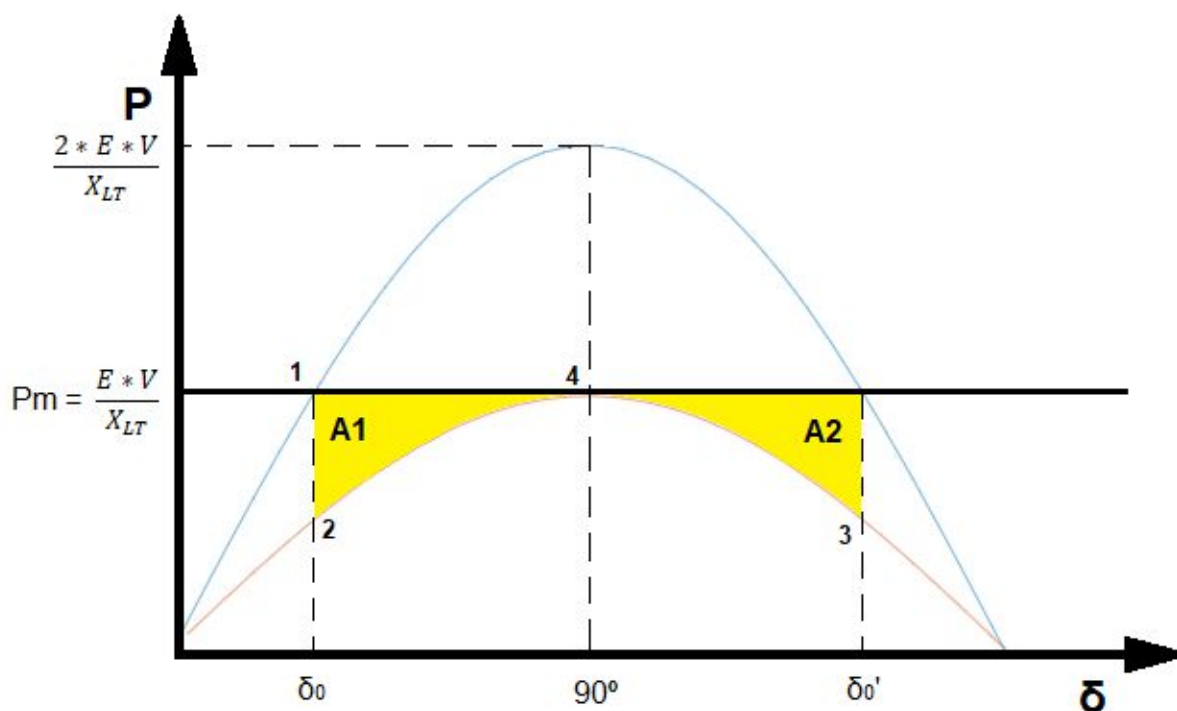
fica menor que a potência elétrica, com isso o rotor começa a frear, entretanto não instantaneamente, pois o ângulo continua abrindo até atingir o δ_{MAX} , porque em δ_{MAX} (ponto 3), a área de frenagem (A2) se iguala a área de aceleração (A1), e então ângulo de carga começa a cair, e assim ele oscila, acelerando e freando, até atingir o ponto de equilíbrio em δ_1 (ponto 4). Isto é possível, pois toda energia cinética rotacional que tinha sido acumulada no rotor na aceleração, na desaceleração, essa energia é entregue para o sistema em forma de energia elétrica e assim o sistema se mantém estável após a perturbação.

Figura 21 – Curva $P \times \delta$ para operação com apenas uma linha de transmissão



Fonte: Autoria própria.

Atingir a estabilidade só foi possível porque o ângulo de carga tinha como abrir de forma que a área de frenagem (A2) se igualasse a área de aceleração (A1). A máquina perde a estabilidade se não for possível igualar a área de frenagem e aceleração, conforme mostrado na Figura 22.

Figura 22 – Curva $P \times \delta$ para caso instável

Fonte: Autoria própria.

Na Figura 22, é possível notar que, apesar do ângulo de carga aumentar, a potência mecânica nunca ficaria menor que potência elétrica, ou seja, não é possível frear o rotor. Dessa forma, o rotor acelera e perde a estabilidade. Como não há área de frenagem, não há ponto de equilíbrio. A área A2, assim como a área A1, é uma área de aceleração.

4.5.4. Impacto na estabilidade angular do rotor devido a inserção de conversores no sistema elétrico

Com a substituição de geradores síncronos convencionais por geração com interface de conversor (GIC), a inércia total do sistema diminui, causando impactos na estabilidade angular do rotor e nas propriedades eletromecânicas do sistema (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021).

A substituição de geradores síncronos convencionais por GIC afeta a estabilidade angular dos geradores síncronos por:

1. Mudar os fluxos nas principais linhas de interligações, que pode afetar o amortecimento entre as áreas e as margens de estabilidade transitória;
2. Substituir grandes geradores síncronos que pode afetar a forma modal, a frequência modal e o amortecimento das oscilações eletromecânicas do rotor;
3. Influenciar o torque de amortecimento de geradores síncronos próximos, semelhante ao que ocorre com os *FACTS (Flexible AC transmission Systems)*;
4. Substituir geradores síncronos que apresentam estabilizadores cruciais do sistema elétrico (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021).

Para pequenos distúrbios, foi realizado esforços para a compreensão dos efeitos da inserção da GIC e os resultados obtidos são fortemente influenciados pelas características do sistema de potência em análise e suas condições de operação. Diante disso, não há uma conclusão sobre os efeitos do aumento da penetração de potência por GIC nas condições eletromecânicas do sistema e na estabilidade angular do rotor de pequena perturbação. O impacto pode ser grande ou pequeno, prejudicial ou benéfica, a depender de vários fatores como número de GIC no sistema, tipo de controle aplicado, topologia da rede, condições de carregamento, entre outros fatores semelhantes (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021).

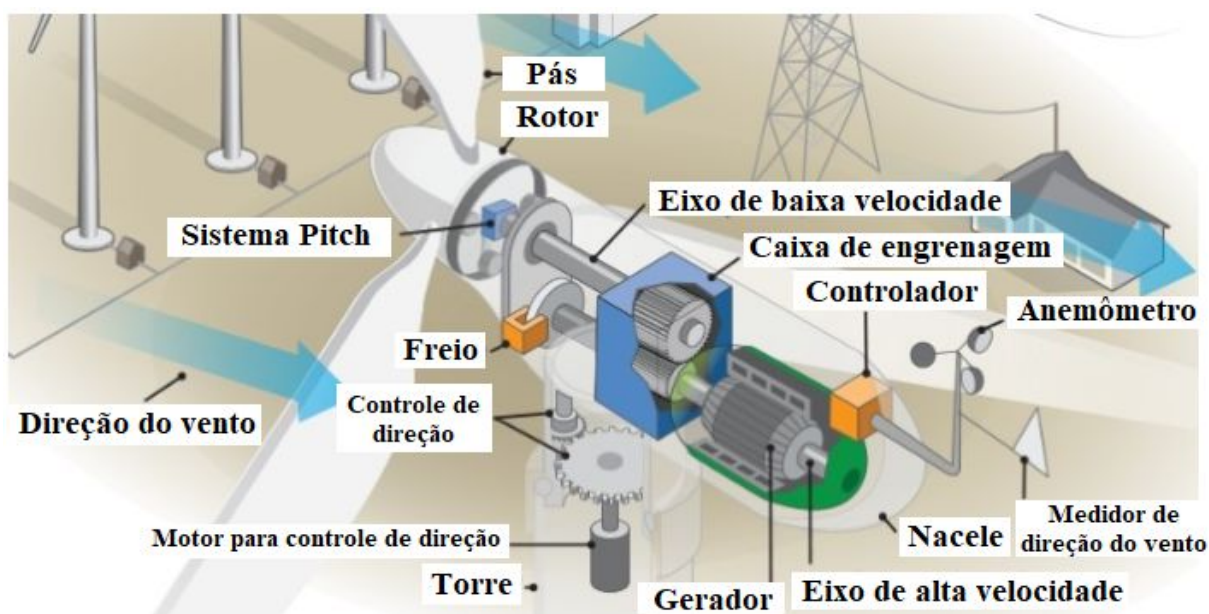
Para grandes distúrbios (estabilidade transitória), diminuir a inércia total do sistema pode resultar em oscilações maiores e mais rápidas do rotor, deixando o sistema mais sensível a problemas de estabilidade. Mas assim como nas pequenas perturbações, não se chegou a um consenso, o aumento de GIC no sistema pode ser bom ou ruim para a estabilidade transitória, dependendo das características da rede elétrica, da localização e controle dos conversores, do tipo de perturbação e sua localização em relação aos conversores e às grandes usinas. O controle de conversores durante e após a falta também podem gerar impactos significativos na estabilidade transitória (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021).

5. GERAÇÃO EÓLICA

Nesse capítulo, serão apresentados os princípios básicos da geração de energia eólica, bem como seus diferentes tipos de turbinas e aerogeradores.

5.1. Principais componentes de uma turbina eólica

Figura 23 – Principais componentes de uma turbina eólica moderna



Fonte: Adaptado de Reis (2016).

A Figura 23 mostra os principais componentes de uma turbina eólica, a seguir será descrito alguns componentes (MARQUES, 2004):

- Sistema *Pitch* (Passo): usado para limitar a potência de saída para valores do vento acima da velocidade nominal da turbina;
- Freio: o freio é a disco e pode ser mecânico, elétrico ou hidráulico, utilizado como sistema auxiliar para parar a turbina em condições adversas de operação;
- Nacele: casa de máquina que protege todos os componentes da turbina;
- Caixa de engrenagem: conecta o eixo de baixa velocidade com o eixo de alta velocidade (quando geradores síncronos são utilizados, a caixa de engrenagem não é necessária);

- Anemômetro: mede a velocidade do vento e transmite para o controlador;
- Controle de direção (*yaw drive*): mecanismo de orientação direcional, usado em turbinas tipo *Upwind* (vide item 5.4.3) a fim de manter o rotor de frente para o vento quando o vento muda de direção;
- Medidor de direção do vento: mede a direção do vento e transmite para o controle de direção (*yaw drive*).

Apesar de não mostrar na Figura 23, há configurações em que o transformador de potência fica na turbina, pois como a corrente gerada é alta, colocar o transformador na própria turbina reduz as perdas.

5.2. Conceitos básicos da geração eólica

Na geração eólica, a energia elétrica é extraída através da energia cinética do vento. A potência mecânica contida no vento é tida pela Equação 5.1:

$$P_m = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times v_m^3 \quad (5.1)$$

Onde:

P_m : potência mecânica disponível no vento (W);

ρ : massa específica do ar (kg/m³);

A : área varrida pelas pás (m²);

v_m : velocidade do vento não perturbado (m/s).

A área varrida pelas pás é calculada da seguinte forma:

$$A = \frac{\pi}{4} \times D^2 \quad (5.2)$$

Onde:

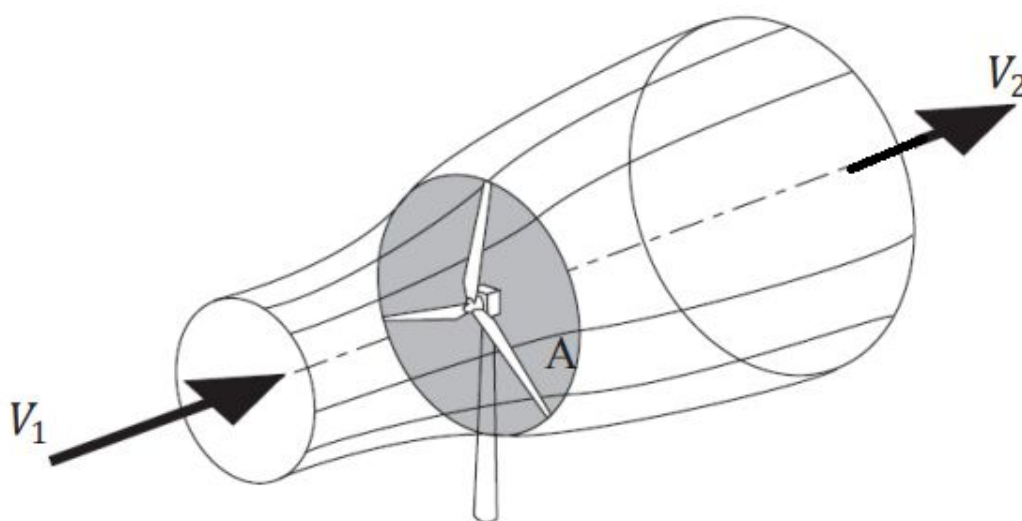
D : diâmetro da pá (m).

Da Equação 5.2, percebe-se que o diâmetro da pá tem uma relação quadrática com a área, logo, para se extrair uma maior potência dos ventos, aumentar o diâmetro do rotor (pás) é uma estratégia interessante, pois aumentando o diâmetro, a área varrida pelas pás aumenta de forma quadrática. Da Equação 5.1 nota-se a forte influência da velocidade do vento para a potência mecânica, uma vez que a velocidade do vento é elevada a 3, portanto, uma relação cúbica, logo, nota-se a importância da velocidade do vento para aplicações de geração eólica. Porém, a potência mecânica disponível no vento não é a máxima potência utilizável, ou seja, a transformação de energia cinética do vento em energia elétrica não ocorre integralmente. Esse fenômeno é explicado pela Lei de Betz (MELO, 2012).

Quando uma partícula do vento passa pela turbina eólica, sua energia não é 100% extraída pela turbina, se isso ocorresse a partícula de vento pararia, pois isso resultaria em um acúmulo de ar na saída do rotor, interrompendo o fluxo de ar. O que ocorre é que apenas parte da sua energia é extraída, com isso, a velocidade do vento

depois de passar pela turbina é menor que a velocidade do vento antes de passar pela turbina. Ao atravessar a turbina, parte da energia cinética contida no vento se transforma em energia mecânica rotacional nas pás das turbinas e, conforme explicado pela Lei de Faraday, correntes elétricas são induzidas nas espiras das bobinas do gerador elétrico, gerando energia elétrica. A desaceleração da partícula após passar pela turbina, aumenta a área ocupada pelo ar, provocando o “efeito garrafa” (MELO, 2012), ilustrado na Figura 24.

Figura 24 – Fluxo de ar passante em uma turbina eólica



Fonte: Adaptado de Lima (2015).

O efeito garrafa pode ser explicado pela lei de conservação da massa: o fluxo de massa de ar que entra no rotor é igual ao fluxo de massa que sai desse rotor, resultando em uma área ocupada pelo ar maior na saída do rotor do que a área desse mesmo ar na entrada do rotor (MELO, 2012).

O físico alemão, Albert Betz, formulou uma lei que diz que para obter a máxima potência teórica possível, uma turbina eólica deve reduzir a velocidade do vento em $\frac{2}{3}$ da velocidade original. Ou seja, a velocidade na saída do rotor deve ser igual a $\frac{1}{3}$ da velocidade na entrada do rotor, significando que $\frac{2}{3}$ da energia cinética contida na massa de ar que atravessa o rotor foi capturada para ser transformada em energia elétrica. A velocidade da massa de ar onde a potência mecânica é extraída pelas pás é a média aritmética entre a velocidade de massa de ar na entrada da pá e a velocidade de ar na saída da pá (MELO, 2012).

O coeficiente de potência do rotor (C_p), Equação 5.3, representa a energia que pode ser produzida na turbina em relação à energia total contida no vento que a atravessa, desconsiderando as perdas tecnológicas (MELO, 2012).

$$C_p = \frac{\left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right) \times \left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2\right)}{2} \quad (5.3)$$

Onde:

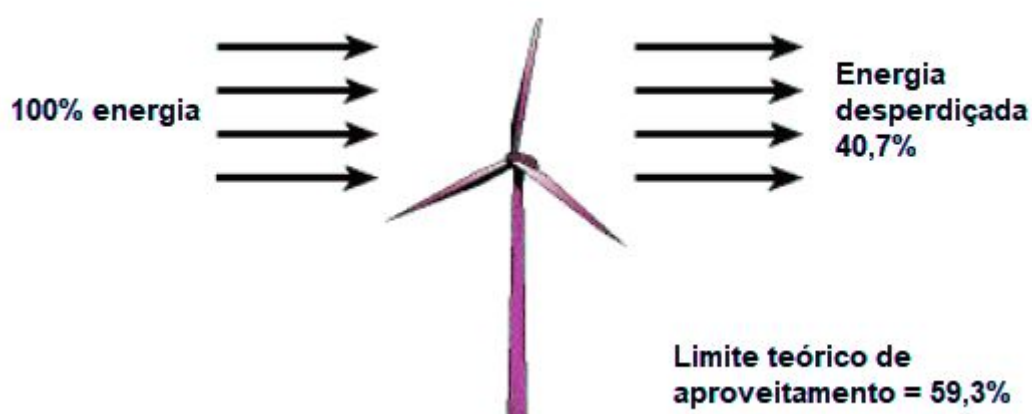
C_p : coeficiente de potência do rotor;

v_1 : velocidade da massa de ar na entrada do rotor (ainda não perturbada);

v_2 : velocidade da massa de ar na saída do rotor.

Se para ter a maior potência teórica, a relação entre as velocidades na saída e na entrada do rotor deve ser $\frac{1}{3}$, então o valor máximo do coeficiente de potência é 59,3%. Esse valor é conhecido como “limite de Betz” e representa o limite teórico para extração de potência dos ventos. Logo, é convertido, no máximo, apenas 59,3% da energia mecânica, usando uma turbina eólica, conforme ilustrado na Figura 25. Esse limite é teórico, pois, na prática, há outras perdas que envolvem o processo de transformação da energia cinética dos ventos em energia elétrica (MELO, 2012).

Figura 25 – Limite de Betz

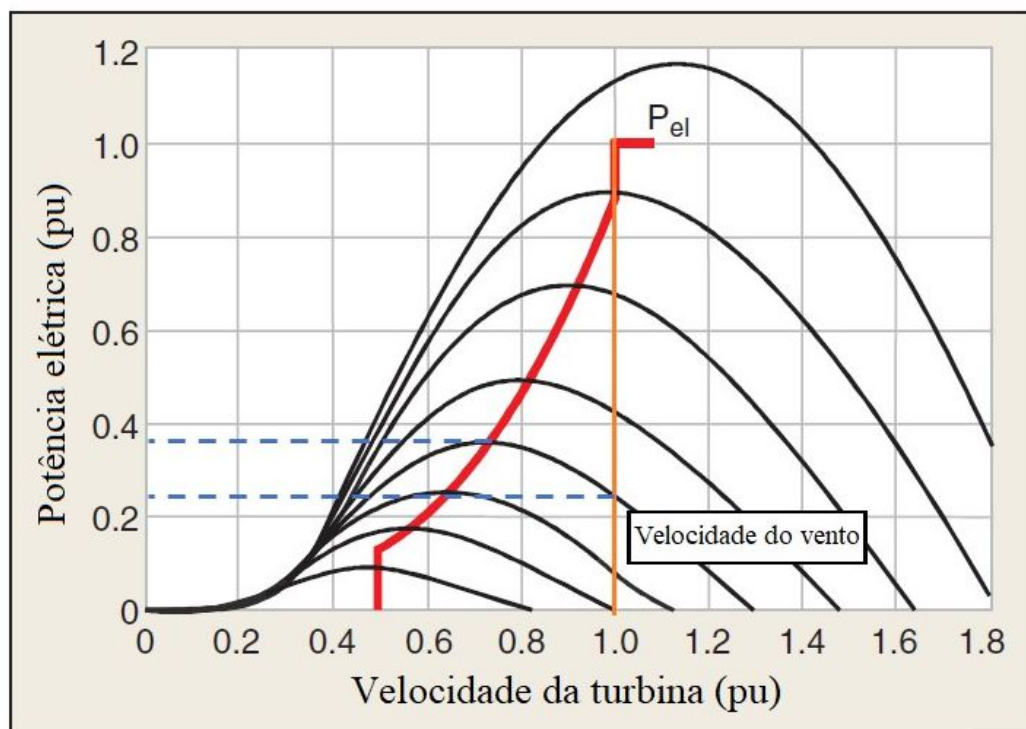


Fonte: Adaptado de Lima (2015).

5.3. Velocidade variável e velocidade fixa

Os aerogeradores podem operar com velocidade fixa ou velocidade variável. Com velocidade fixa, não é possível buscar o ponto máximo de cada curva de velocidade do vento, o gerador é obrigado a operar em uma única velocidade, e esse fato faz com que a turbina eólica não aproveite todo potencial energético disponível. Já com a velocidade variável, a velocidade do rotor é ajustada em função da velocidade do vento, a fim de maximizar a potência extraída. Para entender a diferença entre os dois tipos, um exemplo é ilustrado na Figura 26 (MULLER, DEICKE e DE DONCKER, 2002).

Figura 26 – Comparação entre velocidade fixa e velocidade variável



Fonte: Adaptado de Muller et al. (2002).

As curvas em preto representam diferentes valores de velocidade do vento, a curva vermelha apresenta um aerogerador com velocidade variável, enquanto a reta laranja apresenta o comportamento de um aerogerador de velocidade fixa. Conforme pode ser observado, um gerador de velocidade fixa, trabalhando em 1 pu, como na figura acima, deixa de extrair a maior quantidade de potência disponível para determinadas velocidades do vento. Enquanto a máquina com velocidade do rotor

variável consegue atingir o ponto mais elevado das curvas (máximo coeficiente de potência), extraindo a maior potência elétrica, conforme mostrado pela curva vermelha. Por exemplo, pelas retas azuis tracejadas é possível observar que para uma dada velocidade do vento, a potência elétrica extraída por uma máquina de velocidade variável é aproximadamente 0,35 pu, enquanto a máquina de velocidade fixa, extraí cerca de 0,25 pu.

Os aerogeradores com velocidade variável possuem uma série de vantagens em relação aos de velocidade fixa:

- Proporcionam controle *Pitch* simples;
- Reduzem tensões mecânicas, pois rajadas de vento podem ser absorvidas;
- Melhoram a qualidade de energia;
- Aumentam a eficiência do sistema;
- Reduzem ruídos acústicos, pois podem operar com velocidade baixa em condições de baixa potência (MULLER, DEICKE e DE DONCKER, 2002).

Por essas razões, para aplicações de grande porte são utilizados aerogeradores de velocidade variável. No item 5.6 é relatado quais tipos de geradores podem operar em velocidade variável.

5.4. Tipos de turbinas eólicas

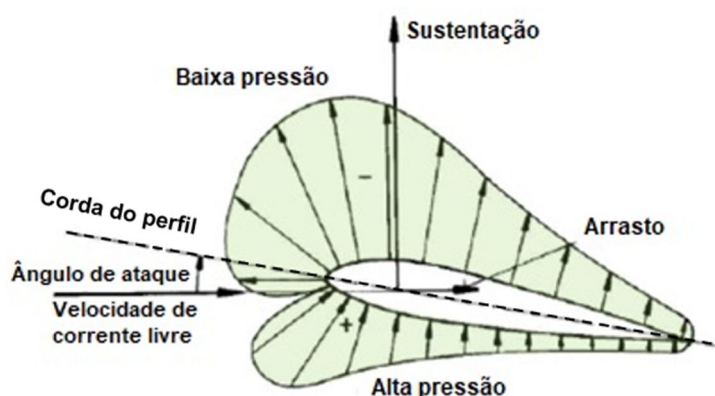
Há diferentes tipos de turbinas eólicas, que podem ser classificadas de muitas maneiras: pela sua aplicação, capacidade, número de pás, posição relativa do eixo do rotor em relação ao solo e as forças aerodinâmicas da pá (HAILU, LI, *et al.*, 2020). Nesse item, será abordado alguns tipos de turbinas e suas características.

5.4.1. Turbina de arraste e turbina de sustentação

Há dois grandes grupos de classificação de turbinas eólicas: turbina de arraste e turbina de sustentação. Segundo conceitos de aerodinâmica e aerofólios, há duas forças causadas pela ação do vento que atuam nas pás: a força de arraste, que é paralela à direção do vento incidente e a força de sustentação que é perpendicular à direção do vento incidente (PAIVA e CASER, 2016), conforme pode ser observado na Figura 27. A magnitude das forças depende do formato da pá, da sua orientação com relação à corrente de ar e da velocidade da corrente de ar.

Nas turbinas de arraste, predomina a força de arrasto, o vento empurra as pás, fazendo o rotor girar. O vento que flui sobre as pás, promove o surgimento de uma força de arraste (*Drag*). Em turbinas desse tipo, a velocidade das pás não pode superar a velocidade do vento, o que limita sua eficiência. Para maximizar a área de superfície que será arrastada pelo vento, geralmente, são utilizadas diversas pás (MELO, 2012).

Figura 27 – Forças atuantes em um aerofólio



Fonte: Adaptado de Melo (2012).

As turbinas de sustentação funcionam através da diferença de pressão entre as partes superiores (baixa pressão) e inferiores (alta pressão) da pá, que gera uma força de sustentação (*Lift*), essa força é responsável pela movimentação do rotor: sobre o lado mais longo da superfície é criada uma área de baixa pressão, como a pá está presa ao cubo do rotor, essa força causará a rotação das pás (MELO, 2012) (PAIVA e CASER, 2016).

O surgimento da força de sustentação é explicado pela Lei de Bernoulli que diz que a soma das pressões dinâmica e estática se conserva num escoamento contínuo e sem descolamento. O trajeto das partículas que passam em um aerofólio pode ser maior em um de seus lados. No lado mais longo do trajeto das partículas, as partículas têm maior velocidade e conseqüentemente, é uma área de menor pressão. Enquanto no lado menos longo, as partículas têm menor velocidade e conseqüentemente, é uma área de maior pressão. Isso ocorre porque para o escoamento do fluido ser contínuo e sem descolamento, a velocidade no lado mais longo tem de ser maior do que no lado menos longo, de modo a alcançarem o bordo de fuga ao mesmo tempo, caracterizando um escoamento contínuo. Esse diferencial de pressão resulta na força de sustentação, que é perpendicular à direção do vento e seu sentido é do lado de maior pressão para o lado de menor pressão, conforme pode ser visto na Figura 27. Para que haja um lado com trajeto mais longo, o perfil deve ter uma inclinação em relação à direção do vento. Esse ângulo de inclinação em relação ao escoamento é chamado de “ângulo de ataque” (MELO, 2012).


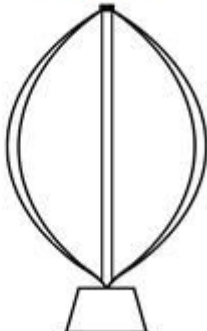


As turbinas usadas em grandes parques eólicos utilizam a tecnologia de forças de sustentação.

5.4.2. Turbina eólica de eixo vertical (TEEV) e turbina eólica de eixo horizontal (TEEH)

Com relação à posição relativa do eixo do rotor em relação ao solo, há dois tipos de turbinas: turbina eólica de eixo vertical (TEEV) e turbina eólica de eixo horizontal (TEEH). Em TEEH, o rotor deve estar sempre voltado para a direção do vento, já a TEEV pode receber vento de qualquer direção e não precisa de mecanismo de alinhamento com o vento (*yaw control*). Essa é a principal diferença entre esses

dois tipos de turbina (HAILU, LI, *et al.*, 2020). Na Figura 28 contém exemplos de alguns tipos de turbinas.

Figura 28 – Classificação de turbinas eólicas

	TEEH	TEEV
Turbina de sustentação		
Turbina de arraste		

Fonte: Adaptado de Hailu et al. (2020).

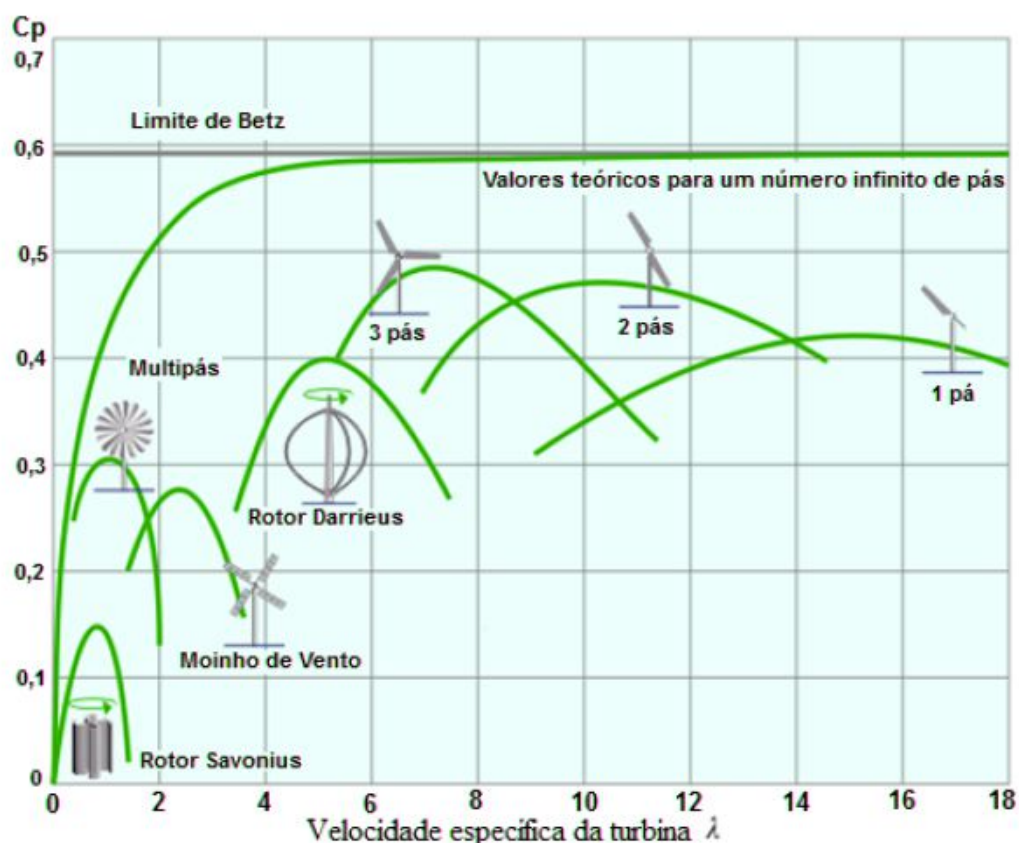
Para aplicações de média e baixa potência, pode ser vantajoso o uso de TEEV, pois turbinas desse tipo não necessitam de ventos de alta velocidade, nem de mecanismos de acompanhamento e orientação para variações de direção e velocidade do vento. Porém, turbinas desse tipo possuem menor eficiência em relação às turbinas de eixo horizontal (HAILU, LI, *et al.*, 2020).

Os principais tipos de TEEV encontradas no mercado com um bom custo-benefício para utilização residencial são: Savônius (predominantemente, força de arrasto), Darrieus (força de sustentação), Panemone (força de arrasto) e a turbina híbrida Darrieus-Savonius (PAIVA e CASER, 2016).

As TEEH são usadas em larga escala em grandes parques eólicos, as torres de sustentação de turbinas nesse tipo de aplicação atingem até centenas de metros de altura e o diâmetro do rotor (pás) podem ultrapassar os 200 metros. São vantajosas

para aplicações de alta potência, pois têm alta eficiência. Podem apresentar diferentes quantidades de pás, mas a mais utilizada é a de três pás, pois além do bom coeficiente de potência, custo plausível e velocidade de rotação apropriada, possui menor ruído sonoro quando comparado com turbinas de duas ou uma pá (LIMA, 2015). A Figura 29 apresenta um comparativo entre os diferentes tipos de turbinas, e percebe-se que a turbina TEEH de três pás é a que é capaz de atingir o maior coeficiente de potência.

Figura 29 – Coeficiente de potência (C_p) de diferentes turbinas



Fonte: Adaptado de Bazzo (2017).

Turbinas de três pás atingem o maior coeficiente de potência para *tip speed ratio* (λ) de aproximadamente 7. O *tip speed ratio* é dado pela seguinte equação:

$$\lambda = \frac{v_{tp}}{v_m} = \frac{\omega R}{v_m} \quad (5.4)$$

Onde:

λ : *tip speed ratio*;

v_{tp} : velocidade tangencial na ponta da pá de uma turbina (m/s);

v_m : velocidade do vento não perturbado (m/s);

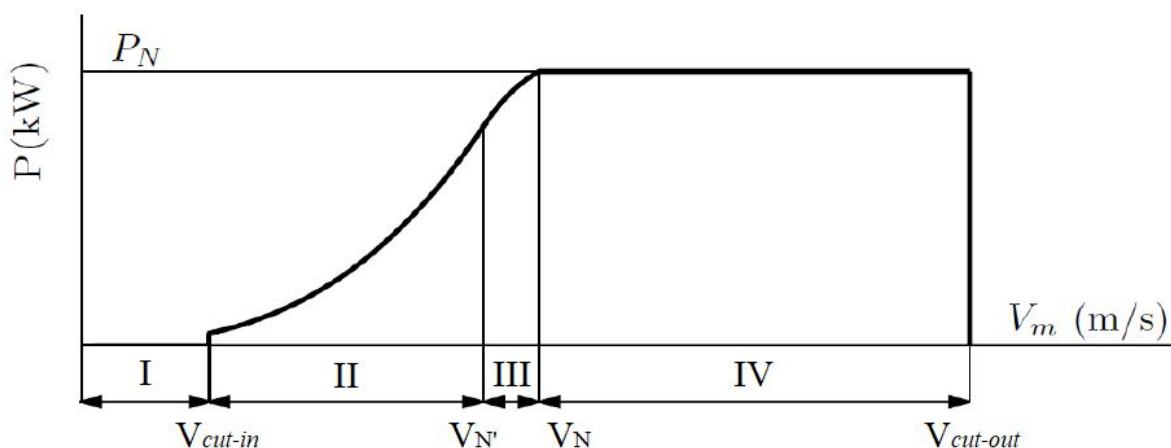
ω : velocidade de rotação do aerogerador (rad/s);

R : raio do rotor (comprimento da pá) (m).

O *tip speed ratio* é um fator importante para a definição da velocidade de rotação do aerogerador, em geradores de velocidade variável, uma vez que o raio do rotor (R) é constante e a velocidade do vento não perturbado (v_m) é uma variável não controlável, para manter λ constante é preciso controlar a velocidade de rotação do aerogerador (ω), à medida que a velocidade do vento varia. Para cada tipo de turbina, existe um valor de λ que fornece o maior coeficiente de potência (C_p), a fim de maximizar a potência absorvida pela turbina (BAZZO, 2017).

A Figura 30 mostra a curva ideal de potência gerada de um aerogerador em função da velocidade do vento, bem como suas regiões de operação.

Figura 30 – Curva de potência ideal de um aerogerador de velocidade variável



Fonte: Adaptado de Bazzo (2017).

Sendo:

- Velocidade *cut-in* (V_{cut-in}): é a velocidade do vento que o aerogerador começa a gerar energia;
- Velocidade limite de rotação ($V_{N'}$): velocidade do vento em que a rotação do aerogerador que deve ser limitada para evitar níveis de ruídos acústicos acima dos permitidos e sobrecarga nas pás;
- Velocidade nominal (V_N): é a velocidade do vento a partir da qual o aerogerador gera energia em sua potência nominal;

- Velocidade *cut-out* ($V_{cut-out}$): é a velocidade do vento em que o aerogerador é desligado a fim de manter a integridade da máquina.

A região abaixo da velocidade *cut-in*, região I, não produz energia, pois a energia disponível no vento não é capaz de compensar as perdas operacionais. A região II é a zona que busca maximizar a potência da turbina, buscando o melhor C_p , a curva dessa região obedece à Equação 5.5, ou seja, uma parábola cúbica. A potência gerada aumenta conforme a velocidade do vento aumenta (BAZZO, 2017).

$$P_{rotor} = \frac{1}{2} \times \rho \times C_p \times A \times v_m^3 \quad (5.5)$$

Onde:

P_{rotor} : potência mecânica do rotor eólico (W);

ρ : massa específica do ar (kg/m^3);

C_p : coeficiente de potência do rotor;

A : área varrida pelas pás (m^2);

v_m : velocidade do vento não perturbado (m/s).

A partir da velocidade nominal (V_N), o gerador atinge sua potência nominal, região IV. Nesse momento, o sistema de controle da turbina precisa operar de forma a manter o aerogerador trabalhando em potência nominal (P_N), pois a operação com potências superiores, provocaria sobrecarga (BAZZO, 2017). Para manter a potência constante, é necessário controlar o C_p . Para controlar o C_p , pode-se usar o controle *Pitch*, explicado no item 5.5 desse documento.

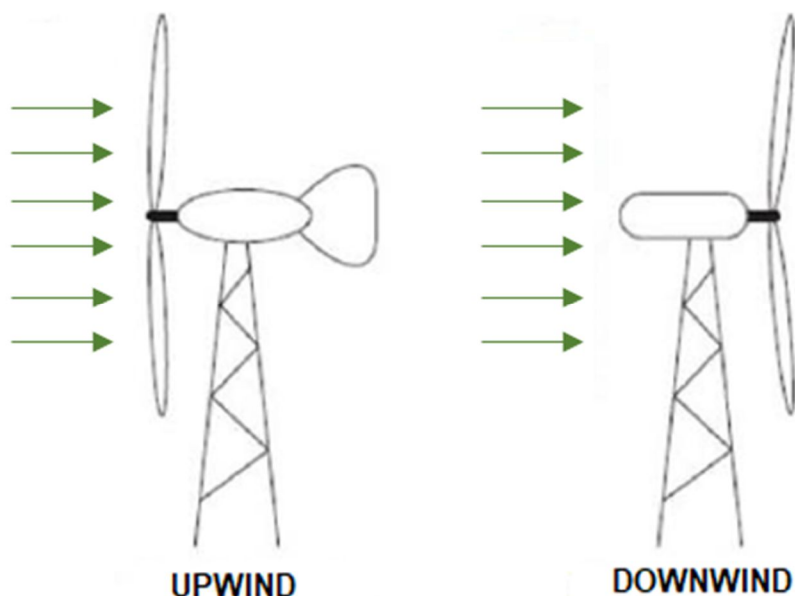
A região III é uma região de transição, na qual o C_p não é controlado para seguir a trajetória de potência máxima, como na região II, porém não limita a potência em um valor fixo como na região IV. A velocidade do vento V_N' é o ponto de início da região III, que representa o ponto de operação em que a rotação da turbina deve ser limitada para evitar níveis de ruído sonoro acima dos permitidos e sobrecarga nas pás. Sabe-se que quanto maior a velocidade de rotação, maior o ruído sonoro. Existem turbinas que a V_N' é superior a V_N , neste caso, a região III não existe e a curva da região II se entende até a região IV (BAZZO, 2017).

O ponto $V_{cut-out}$ representa a velocidade do vento limite, a partir desse valor, o aerogerador não opera em segurança, portanto, a máquina deve ser desligada. Quando há controle *Pitch*, a pá fica posicionada na mesma direção do vento. Assim, o vento passa direto, sem encontrar resistência e a máquina para (MELO, 2012). Quando há controle *Stall*, explicado no item 5.5 desse documento, assim que a velocidade do vento ultrapassa uma velocidade pré-determinada, o fluxo em torno do perfil da pá descola, reduzindo a força de sustentação e aumentando a força de arrasto (MELO, 2012). Há alguns fabricantes que ao invés de desligar a máquina, diminuem a potência, dessa forma, assim que a velocidade do vento diminuir em um ponto menor que $V_{cut-out}$, a máquina consegue se recompor mais rápido, pois não precisa partir de novo.

5.4.3. Turbina *upwind* e turbina *downwind*

As turbinas eólicas de eixo horizontal são subdivididas em duas categorias: *upwind* e *downwind*. Essa categoria diz respeito à orientação das pás em relação ao vento.

Nas turbinas *downwind*, o vento passa primeiro pela torre e pelo nacele antes de chegar ao rotor, nesse tipo de turbina, o rotor é flexível e auto orientável. As turbinas *upwind* são aquelas que o vento incide diretamente na parte frontal do rotor, nesse tipo de turbina, as pás são rígidas e orientadas conforme a direção do vento (PAIVA e CASER, 2016). As turbinas *upwind* e *downwind* estão ilustradas na Figura 31.

Figura 31 – Turbinas *upwind* e *downwind*

Fonte: Adaptado de Kebbati (2018).

Para a turbina atingir a máxima eficiência, é importante que ela se ajuste à direção do vento, mediante esse fato, as turbinas *downwind* são vantajosas, pois são capazes de se ajustarem automaticamente em relação à direção do vento. Entretanto, para mudanças de direção do vento bruscas, esse tipo de turbina não oferece uma boa resposta, por conta disso, opta-se pela utilização em larga escala de turbinas *upwind* com um sistema de controle para a orientação da turbina em relação à direção do vento (*yaw control*) (PAIVA e CASER, 2016).

As turbinas de eixo horizontal, de sustentação, com três pás, *upwind* são as mais populares no mundo e usadas em grandes fazendas geradoras de energia eólica.

5.5. Controle *Stall* (Estol) e controle *Pitch*

O controle *Pitch* é conhecido como controle de passo das pás, ele gira as pás em torno do seu eixo longitudinal, variando o ângulo de passo das pás (β), reduzindo a eficiência aerodinâmica da turbina, e assim, diminuindo o coeficiente de potência (BAZZO, 2017). Esse controle só é ativo quando a turbina atinge a região de potência nominal, região IV da Figura 30. Quando a velocidade do vento está abaixo da nominal, a pá permanece com toda sua superfície exposta ao vento para extrair o máximo de energia possível (MELO, 2012).

Quando a potência nominal do aerogerador que possui controle *Pitch* é ultrapassada, devido ao aumento da velocidade do vento, o controle atua girando as pás e assim mudando o ângulo de passo, isso faz com que o ângulo de ataque aumente. O aumento do ângulo de ataque, diminui as forças aerodinâmicas atuantes, provocando a diminuição da extração de potência do vento. O controle *Pitch* busca regular o ângulo da pá de maneira a sempre extrair a potência nominal do gerador (MELO, 2012).

Devido ao elevado tempo de resposta do controle *Pitch* em relação às variações de velocidade do vento, esse controle não é utilizado para manter o valor de λ no seu valor ótimo (MELO, 2012).

No controle *Stall*, as pás são fixas. As características aerodinâmicas das pás são projetadas para entrar em perda a partir de uma determinada velocidade do vento, ou seja, o controle *Stall* passivo reduz a eficiência aerodinâmica quando a velocidade do vento supera um valor pré-determinado (MELO, 2012) (BAZZO, 2017). É um controle mais antigo, ele atua despreendendo a camada limite e assim reduzindo drasticamente a força de sustentação, diminuindo a rotação da turbina (PAIVA e CASER, 2016).

O controle *Stall* tem como vantagens a estrutura do rotor ser mais simples e não haver necessidade de controle de passo. Já o controle *Pitch* tem como vantagens a maior produção de energia, não necessitar de freios fortes para paradas de emergência, o decréscimo da carga das pás com vento acima da potência nominal e a partida simples do rotor pela mudança de passo (MELO, 2012).

5.6. Tipos de geradores

Os aerogeradores transformam a energia cinética do vento em energia elétrica, para isso, ele conta com diversos componentes:

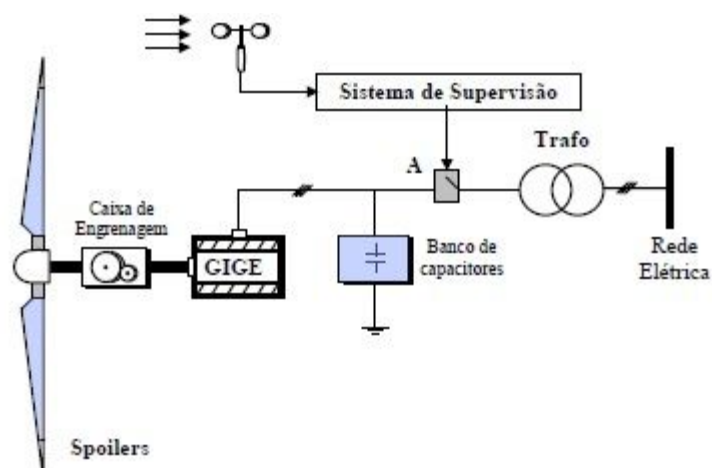
- Turbina eólica: transforma a energia cinética do vento em energia mecânica rotacional;
- Multiplicador de velocidade: não é utilizado em geradores síncronos, serve para acoplar o eixo da turbina que gira em velocidade baixa com o eixo do gerador que gira com velocidade rotacional mais alta;
- Gerador elétrico: transforma a energia mecânica da turbina em energia elétrica;
- Conversor eletrônico de potência: não utilizado em geradores de indução de gaiola, serve como interface entre o aerogerador e a rede elétrica;
- Acessórios: sistemas de medição, sistemas de controle, sistemas de freio etc.

Há três principais tipos de geradores que são utilizados: gerador de indução de gaiola, gerador de indução duplamente alimentado e gerador síncrono (BAZZO, 2017).

5.6.1. Gerador de indução de gaiola de esquilo (GIGE)

O gerador de indução de gaiola, Figura 32, é uma opção simples que encontra aplicações em sistemas de pequeno e médio porte. Esses geradores possuem baixo número de polos e alta rotação, portanto, precisam ser acoplados à turbina através de uma caixa multiplicadora de velocidade (BAZZO, 2017).

Figura 32 – Gerador de indução de gaiola de esquilo



Fonte: Adaptado de Marques (2004).

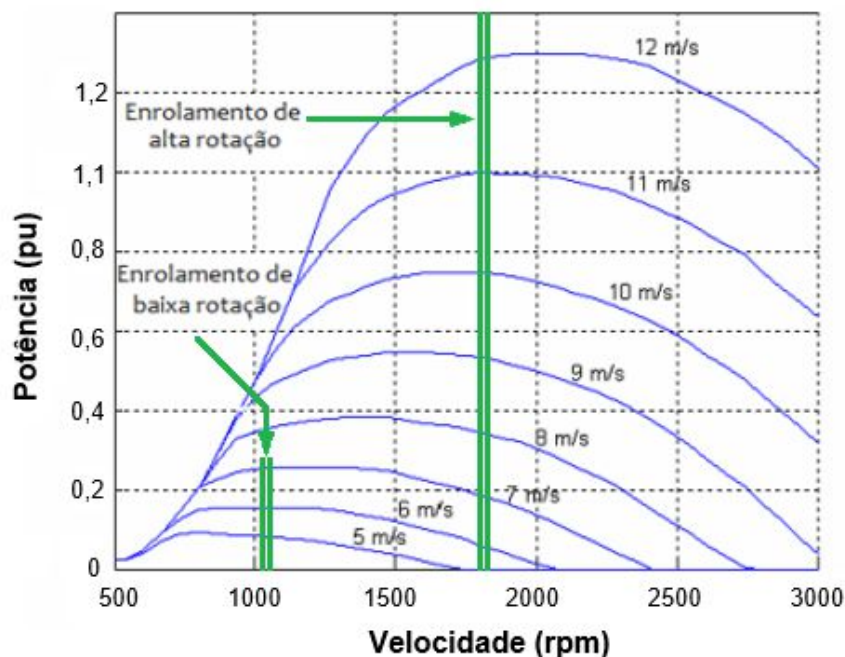
O banco de capacitores é utilizado para compensar o fator de potência do gerador, o sistema de supervisão tem a função de proteger a turbina eólica de anormalidades, como curto-circuito na rede elétrica, e os *spoilers* são usados para proteger a turbina eólica contra sobre-velocidade (MARQUES, 2004).

O gerador opera com uma rotação definida pelo seu número de polos e pela frequência da rede, uma vez que esse tipo de gerador é conectado diretamente à rede. Logo, sua operação é em velocidade fixa, apesar de ser possível uma pequena variação da velocidade de rotação devido ao escorregamento (BAZZO, 2017).

A operação em velocidade fixa é a grande desvantagem desse tipo de gerador, pois isso implica em um potencial energético não aproveitado, causando um baixo aproveitamento de energia, que torna sua aplicação em sistemas de grande porte inviável (BAZZO, 2017).

Há alguns geradores de indução que contam com enrolamento de polo ajustável para permitir a operação em diferentes velocidades síncronas, porém mesmo em outro ponto de operação, a turbina opera em velocidade fixa (MULLER, DEICKE e DE DONCKER, 2002). Um exemplo de geradores desse tipo pode ser observado na Figura 33.

Figura 33 – Operação em velocidade fixa com dois enrolamentos no estator



Fonte: Adaptado de Bazzo (2017).

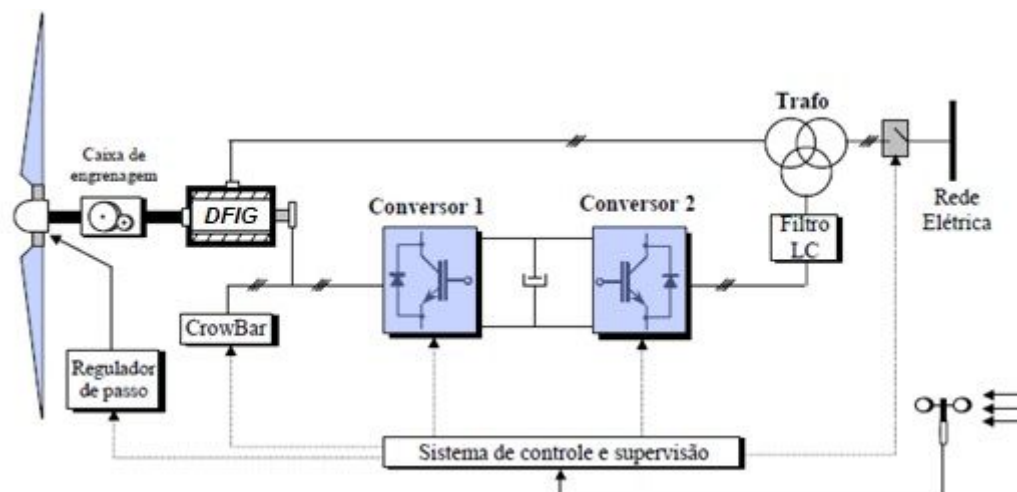
Conforme pode ser visto no exemplo da figura acima, existe dois pontos de operação (retas verdes): com enrolamento de baixa rotação (maior número de polos) e com enrolamento de alta rotação (menor número de polos). O eixo das ordenadas contém a potência extraída em pu, já o eixo das abscissas apresenta a velocidade de rotação da turbina em rpm, informando o ponto de operação para diferentes velocidades do vento (curvas azuis). Quando a velocidade do vento é alta, é vantajoso operar com enrolamento de alta rotação, quando a velocidade do vento é baixa, convém operar com enrolamento de baixa rotação. Por exemplo, quando a velocidade do vento é 6 m/s, é vantajoso operar com enrolamento de baixa rotação, pois assim se extrai mais potência (aproximadamente 0,15 pu) em comparação com a operação com enrolamento de alta rotação (aproximadamente 0,06 pu) (BAZZO, 2017).

5.6.2. Gerador de indução duplamente alimentado (DFIG)

O gerador de indução duplamente alimentado, em inglês, *double fed induction generator (DFIG)*, ilustrado na Figura 34, é uma das opções para aplicação na geração eólica. Seu estator é diretamente conectado à rede, enquanto seu rotor passa por um conversor bidirecional antes de ser conectado à rede, proporcionando a operação em

velocidade variável. Esse conversor controla apenas a potência de escorregamento do rotor (MARQUES, 2004). O rotor pode tanto consumir energia da rede, quando a sua rotação estiver abaixo da síncrona do gerador, quanto fornecer energia para a rede, quando a sua rotação tiver maior que a rotação síncrona do gerador (BAZZO, 2017).

Figura 34 – Gerador de indução duplamente alimentado



Fonte: Adaptado de Marques (2004).

A maior parte da potência flui do estator para rede, por essa razão, o conversor, que interliga o rotor e a rede, pode ser dimensionado para uma fração da potência total do gerador, tipicamente um quarto ($1/4$) da potência nominal do gerador. Essa é a principal vantagem desse tipo de gerador, pois, dessa forma, o tamanho do inversor é reduzido. Entretanto, a necessidade do uso do multiplicador de velocidade aumenta as perdas do sistema. Outra desvantagem é a demanda por manutenção periódica devido ao uso de escovas no circuito do rotor (MARQUES, 2004).

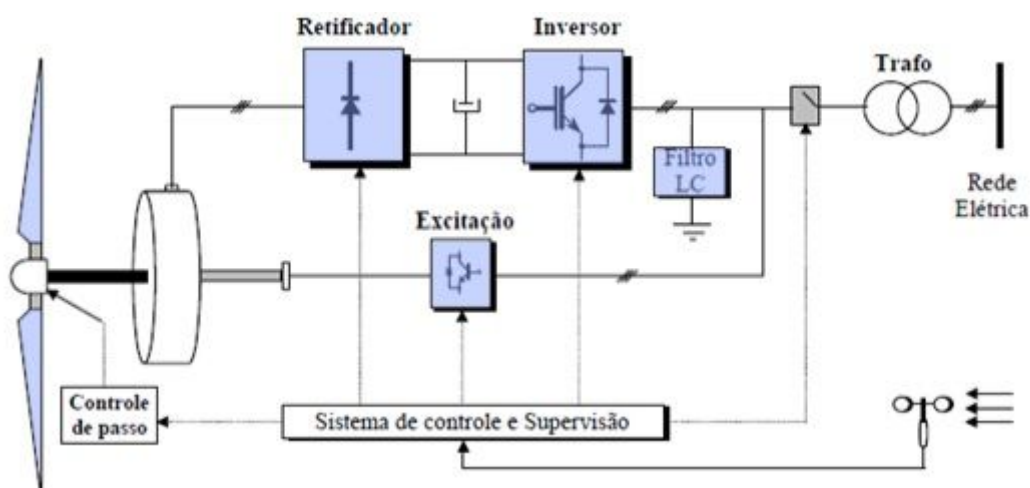
5.6.3. Gerador síncrono

A geração de energia por fonte hídrica, em sua maioria esmagadora, utiliza geradores síncronos. Para aplicação em geração eólica, seu uso é comum em sistemas de médio e grande porte. Usa-se um grande número de polos, logo tem baixa rotação, dispensando a necessidade da caixa multiplicadora de velocidade, ou seja, o

eixo da turbina é diretamente acoplado ao eixo do gerador. A excitação com ímãs permanentes é uma opção comum para aplicações em geração eólica (BAZZO, 2017).

Geradores síncronos operam com velocidade de operação variável, o que possibilita um maior aproveitamento energético. Entretanto, é necessária a utilização de conversores de frequência para conectar o gerador à rede elétrica. Esse tipo de gerador precisa ter um diâmetro grande para acomodar o grande número de pares de polos, o que deixa o gerador pesado. Apesar desse tipo de gerador possuir um custo elevado e uma massa grande, a sua alta eficiência, baixa manutenção e ausência de caixa de engrenagens, tornou esse tipo de gerador competitivo no setor eólico (MARQUES, 2004) (BAZZO, 2017). A Figura 35 ilustra esse tipo de gerador.

Figura 35 – Gerador síncrono



Fonte: Adaptado de Marques (2004).

A Tabela 4 apresenta um resumo das características dos diferentes tipos de aerogeradores apresentados acima.

Tabela 4 - Características dos diferentes tipos de aerogeradores

Tipo de Gerador	Gerador de indução de gaiola	Gerador de indução duplamente alimentado	Gerador síncrono
Velocidade	Fixa	Variável	Variável
Caixa multiplicadora de velocidade	Sim	Sim	Não
Conversor	Não	Sim	Sim

Fonte: Autoria própria.

5.7. Classificação de turbinas segundo a IEC 61400-27-1

A IEC 61400-27-1 buscou fornecer uma especificação formal para um conjunto de modelos genéricos de simulação de turbinas eólicas cobrindo a maioria dos tipos existentes e uma estrutura adequada para desenvolver modelos futuros. A IEC classificou as turbinas e quatro diferentes tipos (IEC, 2020).

- **Tipo 1:** máquinas assíncronas diretamente conectadas na rede, ou seja, sem conversor de potência. As turbinas do tipo 1 podem ter ângulos de inclinação das pás fixos ou sistemas de inclinação que permitem que as pás sejam giradas. O tipo 1 é subdividido em duas categorias:

Tipo 1A: turbinas com ângulo de passo fixo;

Tipo 1B: turbinas com controle de passo *UVRT (under voltage ride through)* (IEC, 2020).

- **Tipo 2:** o tipo 2 é parecido com o tipo 1, mas, no caso do tipo 2, máquinas assíncronas são equipadas com uma resistência de rotor variável. Normalmente, o tipo 2 é também equipado com controle de passo (IEC, 2020).
- **Tipo 3:** o tipo 3 utiliza um gerador assíncrono duplamente alimentado. Nesse tipo de gerador, o estator é diretamente conectado à rede e o rotor é conectado à rede através de um conversor. O tipo 3 é subdividido em duas categorias:

Tipo 3A: sem *crowbar*;

Tipo 3B: com *crowbar* (IEC, 2020).

O *crowbar* é um circuito de proteção contra sobretensão. Quando o estator é sujeito a correntes elevadas, estas correntes induzem altas tensões no rotor (MARQUES, 2004).

- **Tipo 4:** os geradores do tipo 4 usam geradores síncronos ou assíncronos conectados à rede por meio de um conversor. O tipo 4 é subdividido em duas categorias:

Tipo 4A: esse modelo despreza as partes aerodinâmicas e mecânicas e, portanto, não é simulada quaisquer oscilações de potência;

Tipo 4B: esse modelo inclui um modelo mecânico de duas massas para replicar as oscilações de potência, mas assumindo torque aerodinâmico constante (IEC, 2020).

6. SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)

Em um sistema de potência interligado, como é no caso do Brasil, há diversos geradores que operam em sincronismo uns com os outros. As cargas desse sistema são compartilhadas entre esses geradores de forma estratégica. Quando ocorre uma grande perturbação no sistema, a operação síncrona é colocada em risco (MOHAN, 2016).

6.1. Conexão de geradores síncronos de usinas hidrelétricas em um sistema interligado

Geradores síncronos de usinas hidrelétricas, quando conectados em um sistema interligado, operam em paralelo. As cargas do sistema são compartilhadas entre todos os geradores e o sistema é interligado por linhas de transmissão. Nessa configuração, a tensão e a frequência nos terminais de armadura dos geradores são determinadas pelo sistema. O fluxo magnético produzido por essa tensão de armadura gira na velocidade síncrona determinada pela frequência do sistema. O rotor, por sua vez, deve girar nessa mesma velocidade síncrona de modo a se ter os campos do estator e do rotor girando na mesma velocidade e assim produzir um torque eletromecânico unidirecional e constante (UMANS, 2014).

Em um sistema interligado, apenas um gerador não causa impacto significativo na tensão ou na frequência do sistema, pois sua influência é muito pequena em comparação a geração total, por essa razão, é coerente tratar o sistema como um barramento infinito de tensão e frequência constantes quando o objetivo é estudar o comportamento de um gerador isolado ou um grupo de geradores (UMANS, 2014).

Para conectar um gerador síncrono a um sistema interligado é preciso garantir que:

1. A velocidade do rotor seja igual a velocidade síncrona, para isso, o torque mecânico no eixo é controlado, através do regulador de velocidade;

2. O módulo da tensão de saída do gerador deve ser igual ao módulo da tensão da rede, a corrente de excitação é controlada para essa finalidade, através do regulador de tensão;
3. Os ângulos das tensões de saída do gerador e da rede devem estar em fase, ou seja, as tensões devem estar sincronizadas, o regulador de velocidade realiza esse controle.

6.2. Conexão de aerogeradores em um sistema interligado

Conforme visto no item 5, há diversos tipos de aerogeradores, com diferentes características, inclusive ao que diz respeito à conexão com a rede elétrica. Até o final dos anos 90, a maioria das turbinas eólicas tinham potência menor que 1,5 MW, operavam com velocidade constante e usavam gerador de indução de gaiola conectado diretamente à rede (POLINDER, PIJL, *et al.*, 2006).

A partir do final dos anos 90, as turbinas de velocidade variável tomaram espaço, com potências de até 1,5 MW e utilizando geradores de indução duplamente alimentados, com um conversor eletrônico entre o rotor e a rede. Já a conexão do estator é feita diretamente com a rede (POLINDER, PIJL, *et al.*, 2006).

E desde 1991, geradores síncronos também estão sendo utilizados em turbinas eólicas e a conexão com a rede é feita através de um conversor eletrônico de potência igual a potência nominal da turbina (POLINDER, PIJL, *et al.*, 2006).

Quando a conexão com a rede é feita através de conversores, a junção do inversor com o indutor é capaz de emular uma máquina síncrona. Assim como é possível controlar o módulo e o ângulo da tensão do gerador síncrono através da corrente de excitação (módulo) e do torque mecânico no eixo do rotor (ângulo), é possível controlar a tensão de referência do inversor, e por consequência, controlar a tensão fornecida pelo gerador.

Porém, no caso do uso de inversores, o sistema de controle precisa ter um tempo de resposta mais rápido do que o tempo de resposta do controle de geradores síncronos usados na geração hidrelétrica, pois a eletrônica de potência envolvida nos inversores pode ser danificada se submetida a valores inapropriados. Portanto, o uso de inversores carece de um sistema de controle robusto.

6.3. Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é composto por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte (ONS, 2022a), vide Figura 36. O Brasil é o quinto maior país do mundo, sua área é de 8.547.403 km² (IBGE, 2022a) e possui três climas diferentes: temperado, equatorial e tropical (IBGE, 2022b). Um sistema interligado tem como vantagem a possibilidade do intercâmbio do fluxo de potência entre os subsistemas e assim a possibilidade de explorar a diversidade geográfica do país, que é grande por conta do tamanho territorial, e os diferentes tipos de clima (ONS, 2022a).

Figura 36 – Subsistemas do SIN

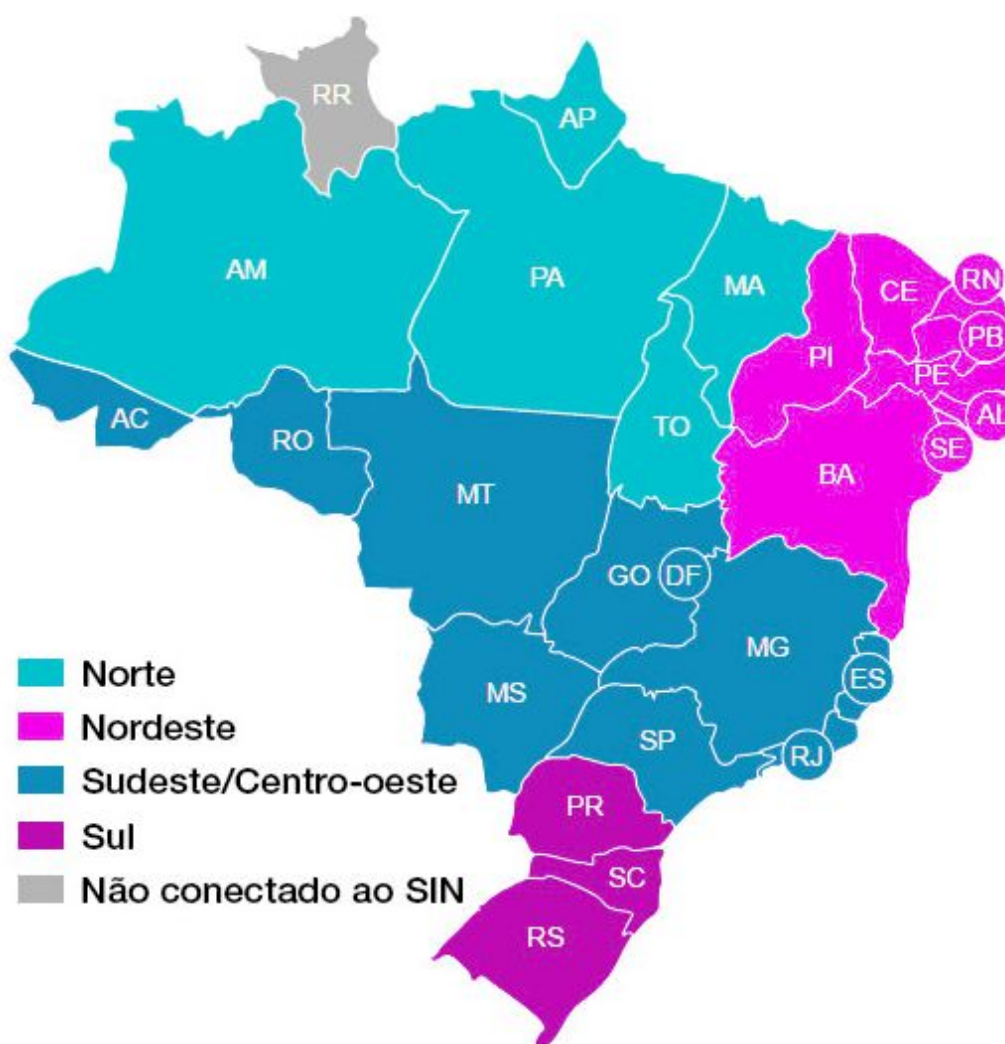


Figura 37 – Linhas de transmissão pertencentes ao SIN



Fonte: (ONS, 2022b).

O Brasil possui mais de 380 GVA de capacidade de transformação (ONS, 2022c) e mais de 160 mil quilômetros de linhas de transmissão (ONS, 2022d), ligando todos os estados, exceto Roraima, como pode ser visto na Figura 37. Entretanto, a ligação de Roraima com o SIN deve se concretizar nos próximos anos (MME/EPE, 2017).

6.4. Planejamento e operação do SIN

No item 6.3, foi visto que o Sistema Interligado Nacional (SIN) é complexo, grande e robusto, isso significa que para seu pleno funcionamento, é preciso ter planejamento e programação na operação, de forma a garantir atendimento a toda carga, mesmo diante de cenários adversos. Nesse item será apresentado os diversos produtos, coordenados pelo ONS, responsáveis pelo pleno funcionamento do SIN.

6.4.1. Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL)

O Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL) apresenta, como resultado, estudos de planejamento da operação elétrica de médio prazo, com horizonte de cinco anos; propostas de ampliações e reforços; e ainda, melhorias relacionadas à substituição de equipamentos de grande porte. O PAR/PEL tem dois enfoques: estruturante e conjuntural (ONS, 2021c) (ONS, 2021d).

- Estruturante: abrange os últimos três anos do horizonte de cinco anos e tem como enfoque adequar a cronologia do plano de expansão da transmissão, ampliações, reforços/melhorias, variações nas previsões de carga que não tenham sido consideradas pelo planejamento da expansão de geração e transmissão feito pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e eliminar possíveis restrições ou estrangulamentos de transmissão;
- Conjuntural: abrange os primeiros dois anos do horizonte de cinco anos e tem como enfoque apresentar recomendações operativas que contornam problemas identificados até que a solução estrutural esteja disponível;
- Adicional: o PAR/PEL apresenta os limites de intercâmbio entre as regiões do SIN e os despachos de geração térmica para atendimento à segurança elétrica (ONS, 2021d).

6.4.2. Plano da Operação Energética (PEN)

O Plano de Operação Energética (PEN) tem por finalidade apresentar as avaliações das condições de atendimento à carga de energia elétrica no horizonte de maio do ano em curso a dezembro do quinto ano à frente, com base nos critérios de segurança da operação utilizados pelo ONS (ONS, 2020b). Para isso, o ONS considera a previsão da carga global, por patamar e por subsistema; previsão de carga de demanda máxima integralizada e instantânea, por subsistema; limites de transmissão entre os subsistemas; cronogramas de obras que impactam esses limites; geração mínima por razões de confiabilidade elétrica das usinas termoelétricas; volumes de espera por reservatório; valores de evaporação; dados técnicos de aproveitamentos hidroelétricos; armazenamentos previstos por reservatório para o início do mês de estudo; séries históricas de vazões naturais; valores dos usos consuntivos da água; restrições operativas hidráulicas; dados técnicos das usinas termoelétricas; relação dos intercâmbios internacionais existentes e regime de operação destes intercâmbios; cronograma de obras de transmissão e testes de comissionamento; geração média mensal predefinida para as usinas termoelétricas submetidas a mecanismos de despacho antecipado e valores apurados de taxas equivalentes de indisponibilidade forçada e de indisponibilidade programada (ONS, 2020c).

6.4.3. Diretrizes para Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral

As diretrizes para operação elétrica com horizonte quadrimestral têm como objetivo a geração de medidas operativas a partir de cenários eletroenergéticos mais provável dentro do quadrimestre em análise, prezando pelo atendimento aos critérios e aos padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2020d).

Portanto, tem como função, propor ações para solucionar problemas identificados nas áreas geoeletricas e/ou nas interligações regionais e internacionais; definir o impacto da incorporação de novos empreendimentos no desempenho do SIN; fornecer informações para elaboração das instruções de operação como limites de transmissão nas interligações regionais, controle de tensão e carregamento, geração

térmica mínima para atendimento à carga, etc; outorgar recomendações decorrentes do não atendimento aos padrões definidos nos Procedimentos de Rede, nas quais são indicadas ações a serem realizadas até que entrem em operação os reforços (ONS, 2020e).

6.4.4. Diretrizes para Operação Elétrica com Horizonte Mensal

As diretrizes para operação elétrica com horizonte mensal têm como objetivo atualizar as diretrizes do horizonte quadrimestral, citada no item 6.4.3. Ele é elaborado mensalmente a fim de prover medidas operativas para a rede de operação com configuração completa, considerando o desempenho do SIN. Também tem como missão definir a geração térmica necessária por restrição elétrica e que subsidia a programação e a operação em tempo real (ONS, 2020f).

6.4.5. Programa de Intervenções em Instalações na Rede de Operação

O programa de intervenções em instalações na rede de operação apresenta a programação de intervenções aprovadas pelo ONS e as diretrizes operativas para a programação eletroenergética e para a execução das intervenções (ONS, 2020g).

6.4.6. Programa Mensal da Operação Energética (PMO)

O programa mensal da operação energética oferece as diretrizes energéticas de curto prazo para a operação do SIN. O PMO apresenta os resultados obtidos nos estudos realizados em base mensal, e revistos semanalmente, a fim de fornecer metas e diretrizes eletroenergéticas a serem consideradas na programação diária da operação e na operação em tempo real (ONS, 2020h). O ONS usa como base a Função de Custo Futuro (FCF) atualizada mensalmente, obtida da execução do modelo de otimização de médio prazo, estabelecido no Submódulo 3.3 (ONS, 2020i).

6.4.7. Programa Diário da Operação (PDO)

A programação diária de operação tem como objetivo otimizar a operação do SIN, através do suprimento das demandas previstas nas melhores condições elétricas e energéticas, econômicas e com a maior segurança operacional possível, considerando a integridade de equipamentos e as restrições existentes. O PDO, por meio de critérios técnicos, tem como prioridade a obtenção de benefícios sistêmicos, compatibilizados com as restrições locais (ONS, 2020j).

O PDO consolida as propostas de geração hidráulica, térmica, eólica e solar; e fornece aos centros de operação do ONS e aos agentes de operação as diretrizes eletroenergéticas específicas necessárias à execução da operação. Apresenta o conjunto de dados do modelo de curtíssimo prazo e o Programa Diário de Produção (PDP), o Programa Diário de Intervenções (PDI), Programa Diário de Defluências (PDF), Validação elétrica da programação energética (VALIDAÇÃO), Informações Meteorológicas (INFMET), Programa Diário de Carga e Frequência (PDCF), Recomendações e Diretrizes Eletroenergéticas Consolidadas (RDE), com periodicidade diária e discretização de meia em meia hora para o período de programação (ONS, 2020k).

6.5. Reserva de potência

Em um sistema elétrico de potência, a energia gerada é igual a energia consumida durante todo o tempo. Logo, nota-se que o sistema requer planejamento na operação para se manter operando devidamente, de forma que o sistema seja sempre capaz de suprir toda a potência demandada pela carga. A reserva de potência tem o papel de garantir o equilíbrio entre potência de geração e de carga. Esse equilíbrio pode ser deturpado por conta de eventos como erro de previsão de carga e perda de unidades geradoras (ONS, 2021e).

A reserva de potência operativa (RPO) deve ser calculada para suprir a carga demandada com confiabilidade e, dessa forma, manter a frequência do sistema. Desde outubro de 1985, para determinação da RPO é utilizada a metodologia probabilística, que leva em conta a carga, o risco considerado aceitável de não atendimento à carga e as taxas de falha das unidades geradoras do sistema (ONS, 2021e) (ONS, 2021f).

Em 2018, a ANEEL atendeu à solicitação do ONS para que fosse atualizada a forma de cálculo da reserva de potência operativa (RPO) brasileira, inserindo a imprevisibilidade da geração eólica. Mediante estudos realizados pelo ONS, concluiu-se que para a cobertura das variações instantâneas naturais da geração eólica, é necessário um acréscimo na parcela do cálculo da reserva secundária, tanto para elevação, quanto para redução, nos valores de 6% para o subsistema Nordeste e 15% para o subsistema Sul, em relação à geração eólica prevista para cada intervalo de programação (ANEEL, 2018). O método de cálculo é apresentado no submódulo 2.3 do ONS, na atualização foi mantida a divisão que já existia: reserva primária, reserva secundária e reserva terciária (ONS, 2021a).

6.5.1. Reserva primária (R1)

A reserva primária (R1) diz respeito à atuação automática do regulador de velocidade de cada unidade geradora. A reserva primária deve ser alocada na própria área de controle, entre o limite máximo de geração das unidades geradoras e a

geração efetivamente realizada. A reserva primária é calculada sendo 1% da responsabilidade própria de geração da área de controle (RGA), conforme Equação 6.1 (ONS, 2021a):

$$R1_i = 0,01 \times RGA_i \quad (6.1)$$

Onde:

$R1_i$: reserva de potência para controle primário de responsabilidade da área de controle i ;

RGA_i : responsabilidade própria de geração da área de controle i ($RGA_i = C_i + Intercâmbio_{liq\ prog_i}$);

C_i : carga da área de controle i ;

$Intercâmbio_{liq\ prog_i}$: intercâmbio líquido programado de fornecimento da área de controle i ($Intercâmbio_{liq\ prog_i} = \sum I_{prog\ fornecimento} - \sum I_{prog\ recebimento}$).

6.5.2. Reserva secundária (R2)

A reserva secundária (R2) diz respeito à atuação do controle automático de geração (CAG) para reestabelecimento da frequência mediante variações momentâneas de cargas e/ou da geração eólica. Ela é separada em dois tipos, pois deve abranger o excesso e a falta de carga e de geração eólica: reserva secundária para elevação da geração (R2e) e reserva secundária para redução da geração (R2r), ambas devem ser compostas de reservas girantes e alocadas em usinas sob o controle do CAG (ONS, 2021a).

6.5.2.1. Reserva secundária para elevação da geração (R2e)

A reserva secundária para elevação da geração (R2e) deve estar entre o limite máximo de geração das unidades geradoras e a geração efetivamente realizada. A reserva secundária para elevação da geração é calculada sendo a soma de 4% da

carga e a parcela para fazer face à variabilidade da geração eólica, conforme Equação 6.2 (ONS, 2021a):

$$R2e_i = 0,04 \times C_i + Reol_i \quad (6.2)$$

Onde:

$R2e_i$: reserva de potência para controle secundário para elevação de geração de responsabilidade da área de controle i ;

C_i : carga da área de controle i ;

$Reol_i$: parcela para fazer face à variabilidade da geração eólica para as áreas de controle i das regiões Nordeste e Sul, sendo $Reol_{NE}$ igual à 6% da geração eólica prevista na área de controle da região Nordeste e $Reol_{Sul}$ igual à 15% da geração eólica prevista na área de controle da região Sul.

6.5.2.2. Reserva secundária para redução da geração (R2r)

A reserva secundária para redução da geração (R2r) deve estar entre a geração efetivamente realizada e o limite inferior de geração definido pela zona proibitiva de operação por problemas de cavitação. A reserva secundária para redução da geração é calculada sendo a soma de 2,5% da carga e a parcela para fazer face à variabilidade da geração eólica, conforme Equação 6.3 (ONS, 2021a):

$$R2r_i = 0,025 \times C_i + Reol_i \quad (6.3)$$

Onde:

$R2r_i$: reserva de potência para controle secundário para redução de geração de responsabilidade da área de controle i ;

C_i : carga da área de controle i ;

$Reol_i$: parcela para fazer face à variabilidade da geração eólica para as áreas de controle i das regiões Nordeste e Sul, sendo $Reol_{NE}$ igual à 6% da geração eólica

prevista na área de controle da região Nordeste e $Reol_{sul}$ igual à 15% da geração eólica prevista na área de controle da região Sul.

6.5.3. Reserva terciária (R3)

A reserva terciária (R3) deve ser girante e tem por finalidade complementar a reserva de potência de elevação (R1 + R2e), de modo a cobrir variações de carga e saídas não programadas de unidade geradoras. Deve ser alocada, preferencialmente, em unidades sob o controle do CAG, porém pode ser alocada em unidades não ligadas a um CAG, se houver restrições operativas (ONS, 2021e) (ONS, 2021a) (FILHO, 2020).

A R3 deve estar entre o limite máximo de geração das unidades geradoras e a geração efetivamente realizada. A reserva terciária é calculada conforme Equação 6.4 (ONS, 2021a):

$$R3_i = \frac{MM_i \times RGA_i}{\sum MM_i \times RGA_i} \times MM_{prob} \quad (6.4)$$

Onde:

$R3_i$: reserva de potência terciária de responsabilidade da área de controle i ;

RGA_i : responsabilidade própria de geração da área de controle i ($RGA_i = C_i + Intercâmbio_{liq\ prog_i}$);

C_i : carga da área de controle i ;

$Intercâmbio_{liq\ prog_i}$: intercâmbio líquido programado de fornecimento da área de controle i ($Intercâmbio_{liq\ prog_i} = \sum I_{prog\ fornecimento} - \sum I_{prog\ recebimento}$);

MM_i : maior máquina da área de controle i ;

MM_{prob} : maior máquina probabilística ($MM_{prob} = RPO_{sistema} - 5\% carga_{sistema}$).

Quando a reserva de potência global do sistema ($RPO_{sistema}$), calculada probabilisticamente, for inferior ou igual a 5% da carga do sistema, será assumido o valor $RPO_{sistema}$ igual a 5% da carga do sistema, logo MM_{prob} será zero e, conseqüentemente, a reserva terciária (R3) será igual a zero (ONS, 2021a).

Entretanto, quando a RPO_{sistema} , calculada probabilisticamente, for maior que 5% da carga do sistema, haverá a parcela de reversa terciária. A R3, para o caso da Itaipu Binacional, será alocada de acordo com o determinado no Programa Mensal de Operação Energética (PMO) (ONS, 2021a).

7. ANATEM

O ANATEM é um programa utilizado para simulações dinâmicas no domínio do tempo, focado na análise não linear de transitórios eletromecânicos de um sistema de potência de grande porte, como o SEP brasileiro (CEPEL, 2022).

O ANATEM representa os componentes passivos da rede elétrica conforme o modelo monofásico de sequência positiva, isso é possível, pois é plausível assumir que o sistema de geração e transmissão é equilibrado. A rede é modelada através da sua matriz de admitância na frequência fundamental. Os modelos dinâmicos dos equipamentos ativos conectados à rede elétrica são descritos por modelos matemáticos que descrevem sua resposta dinâmica de frequência fundamental (CEPEL, 2022).

O foco do ANATEM é em oscilações eletromecânicas e de controle, logo, a rede pode ser representada por equações algébricas, e essa simplificação só pode ser adotada por conta da faixa de frequência dos fenômenos eletromecânicos.

A faixa de frequência dos fenômenos de interesse são entre 0,1 e 3,0 Hz, os chamados transitórios lentos. Os transitórios eletromagnéticos da rede elétrica podem ser desprezados, uma vez que seus modos naturais de oscilação ocorrem em frequências bem superiores (CEPEL, 2022).

Oscilações torcionais (algumas dezenas de Hz), por exemplo, carecem de equações diferenciais para descrever a rede. Logo, as simplificações adotadas no modelo algébrico do ANATEM não é suficiente para análise desse tipo de fenômeno.

O ANATEM é uma ferramenta capaz de realizar estudos de estabilidade angular, de tensão e de frequência.

7.1. Metodologia

O ONS, ao observar o aumento de penetração por geração eólica no SIN e os desafios que isso apresenta, buscou examinar as variações de potência em usinas eólicas e propor a reserva de potência adequada (ONS, 2016).

A programação da geração é efetuada de 30 em 30 minutos, ou seja, mesmo que os métodos de previsão de geração eólica fossem perfeitos, resultando em desvio da previsão igual a zero, há a necessidade de ter uma RPO capaz de cobrir as variações instantâneas da geração eólica ao longo dos 30 minutos. A geração eólica se comporta como uma carga negativa sob o ponto de vista de usinas convencionais (ONS, 2016).

O documento “Metodologia para o dimensionamento da reserva de potência operativa do SIN face ao crescimento da geração eólica” mostrou que não há variação instantâneas significativas da geração eólica em curtos intervalos de tempo (de 1 a 5 minutos) (ONS, 2016).

Porém, para dar a geração eólica o mesmo tratamento dado a carga, uma vez que usinas convencionais enxergam a geração eólica como carga negativa, deve-se dimensionar a geração convencional para cobrir desvios da geração eólica instantânea em relação à geração eólica integralizada no intervalo de 30 minutos. O estudo do ONS chegou à conclusão de que deve ser utilizada uma reserva (Reol) no valor de 6% para o subsistema Nordeste e 15% para o subsistema Sul, calculados em relação à geração eólica prevista para cada intervalo de programação (ONS, 2016).

E ainda, desvios de previsão de carga são da ordem de 1,5%, enquanto da geração eólica são bem maiores: 40% no subsistema Nordeste e 70% no subsistema Sul. Porém esses valores são conservativos, o ONS propõe considerar como meta de desvio máximo um valor de 20% para uma permanência de 90% para cada intervalo de programação (ONS, 2016).

Portanto, chegou-se à conclusão que deve ser considerado um desvio de previsão de geração eólica de 20% e uma variação instantânea da geração eólica no Nordeste de 6% (ONS, 2016).

Na região Nordeste estão mais de 80% dos parques eólicos do Brasil, por essa razão, essa região se tornou o alvo do estudo desse trabalho. O Nordeste tem um dos melhores ventos do mundo para a produção de energia eólica: ventos constantes, com velocidade estável e que não mudam de direção frequentemente (ABEEÓLICA, 2022).

Isto posto, esse trabalho é subdividido em duas partes: análise das curvas para o caso de diminuição instantânea de 6% da geração eólica na região Nordeste para o caso estudado e análise de sensibilidade dos ângulos de potência das máquinas pertencentes ao CAG da região Nordeste.

7.1.1. Análise das curvas para o caso de diminuição instantânea de 6% da geração eólica na região Nordeste

Para o caso de diminuição instantânea de 6% da geração eólica na região Nordeste:

- a) Serão monitorados a potência elétrica e o ângulo de potência dos geradores das usinas participantes do CAG das regiões Nordeste, Norte e Sudeste (ONS, 2021g);

Os efeitos da redução de 6% da geração eólica na região Nordeste serão observados pelas usinas hidrelétricas da região Nordeste participantes do CAG:

- UHE Luiz Gonzaga - Controle individual
- UHE Paulo Afonso IV - Controle individual

Os efeitos da redução de 6% da geração eólica na região Nordeste serão observados pelas usinas hidrelétricas da região Norte participantes do CAG:

- UHE Tucuruí - Controle Conjunto
- UHE Lajeado - Controle Conjunto
- UHE Estreito - Controle Conjunto
- UHE Peixe Angical – Controle Conjunto
- UHE Itumbiara - Controle conjunto

Os efeitos da redução de 6% da geração eólica na região Nordeste serão observados pelas usinas hidrelétricas da região Sudeste participantes do CAG:

- UHE Furnas - Controle Conjunto
- UHE L. C. Barreto - Controle Conjunto
- UHE Marimbondo - Controle Conjunto
- UHE Itaipu 60 Hz - Controle Conjunto
- UHE Emborcação - Controle Individual
- UHE Nova Ponte - Controle Individual (Set point)
- UHE Água Vermelha - Controle individual
- UHE Ilha Solteira - Controle individual
- UHE Capivara - Controle individual

b) Serão monitorados o fluxo de potência, a tensão e a frequência nas interligações (vide Figura 38, Figura 39 e Figura 40);

Tabela 5 – Interligações entre Norte e Nordeste

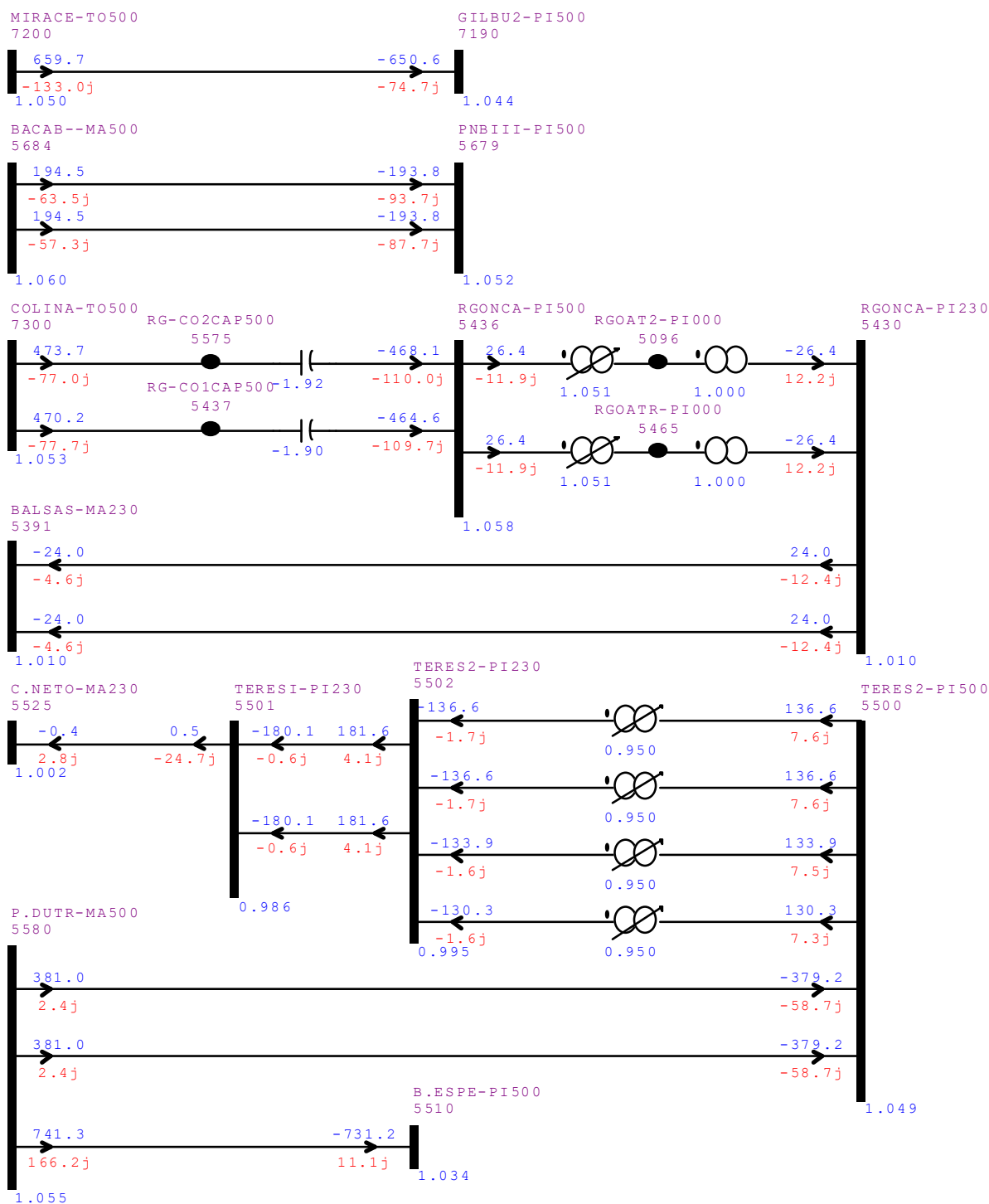
Linha de transmissão (LT)	Número das barras no ANAREDE
LT 500 kV Colinas (*) / Ribeiro Gonçalves C1 e C2	7300* – 5436
LT 500 kV Boa Esperança / Presidente Dutra (*)	5510 – 5580*
LT 500 kV Presidente Dutra (*) / Teresina II C1 e C2	5580* – 5500
LT 500 kV Bacabeira (*) / Parnaíba III C1 e C2	5684* – 5679
LT 230 kV Teresina / Coelho Neto (*)	5501 – 5525*
LT 230 kV Ribeiro Gonçalves / Balsas C1 e C2	5430 – 5391
LT 500 KV Gilbués II / Miracema C3 (*)	7190 – 7200*

*Ponto de medição

Fonte: (ONS, 2022e).

Obs: As LTs 230 kV Ribeiro Gonçalves / Balsas C1 e C2 não estão presentes no documento IO-ON.NNE (Revisão 113) (ONS, 2022e). Porém será uma interligação analisada, pois é uma conexão entre os subsistemas Norte e Nordeste presente no caso estudado. O ponto de medição será considerado SE Balsas, seguindo o padrão de todos os pontos de medição estarem no subsistema Norte.

Figura 38 – Interligação Norte e Nordeste em regime permanente



Fonte: Autoria própria (elaborado no ANAREDE).

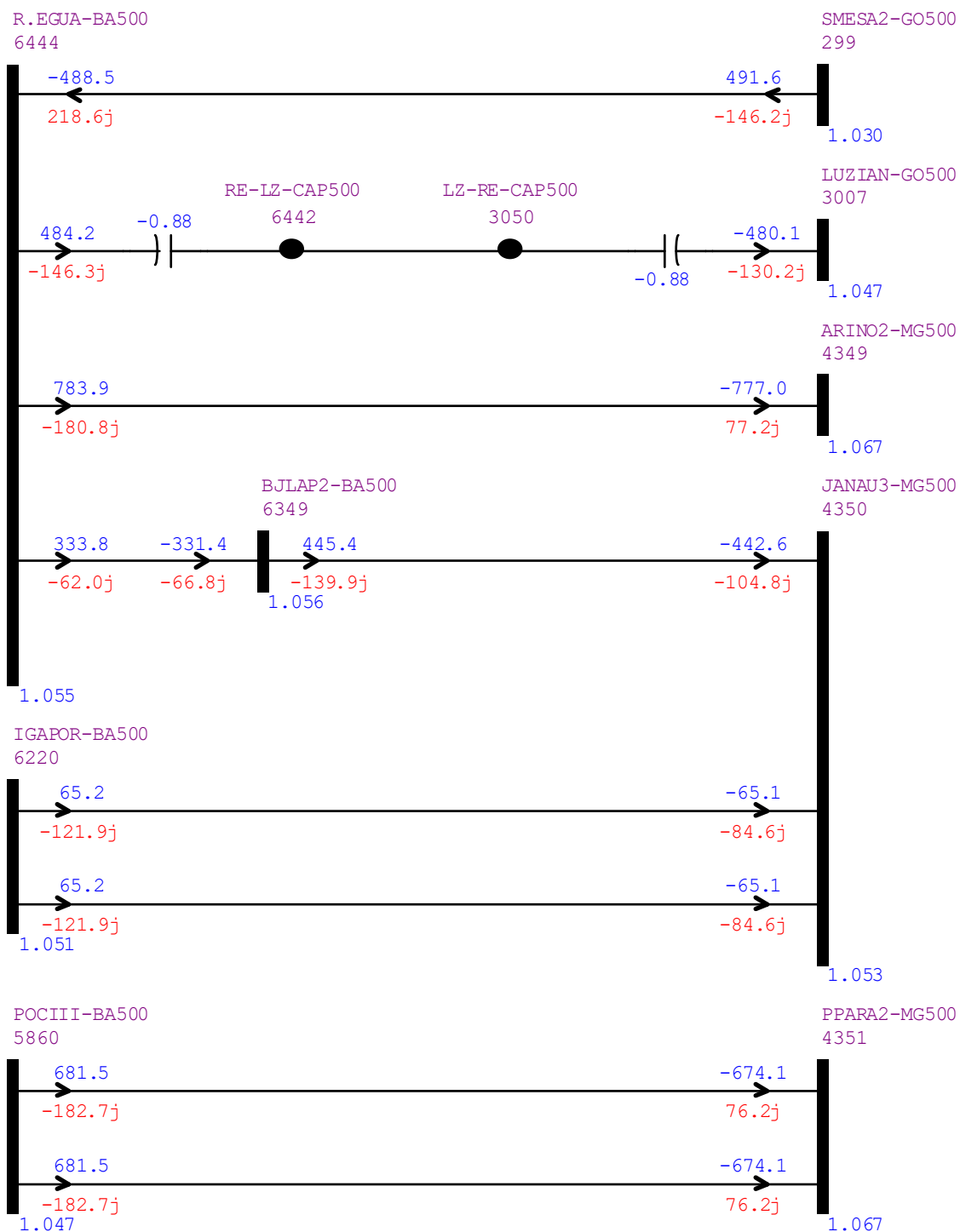
Tabela 6 – Interligações entre Sudeste/Centro Oeste e Nordeste

Linha de transmissão (LT)	Número das barras no ANAREDE
LT 500 kV Luziânia (*) / Rio das Éguas	3007* – 6444
LT 500 kV Serra da Mesa 2 (*) / Rio das Éguas	299* – 6444
LT 500 kV Arinos 2 (*) / Rio das Éguas	4349* – 6444
LT 500 kV Poções III / Padre Paraíso 2 C1 e C2 (*)	5860 – 4351*
LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II / Janaúba 3 (*)	6349 – 4350*
LTs 500 kV Igaporã III / Janaúba 3 C1 e C2 (*)	6220 – 4350*

*Ponto de medição

Fonte: (ONS, 2022f).

Figura 39 – Interligação Sudeste/Centro Oeste e Nordeste em regime permanente



Fonte: Autoria própria (elaborado no ANAREDE).

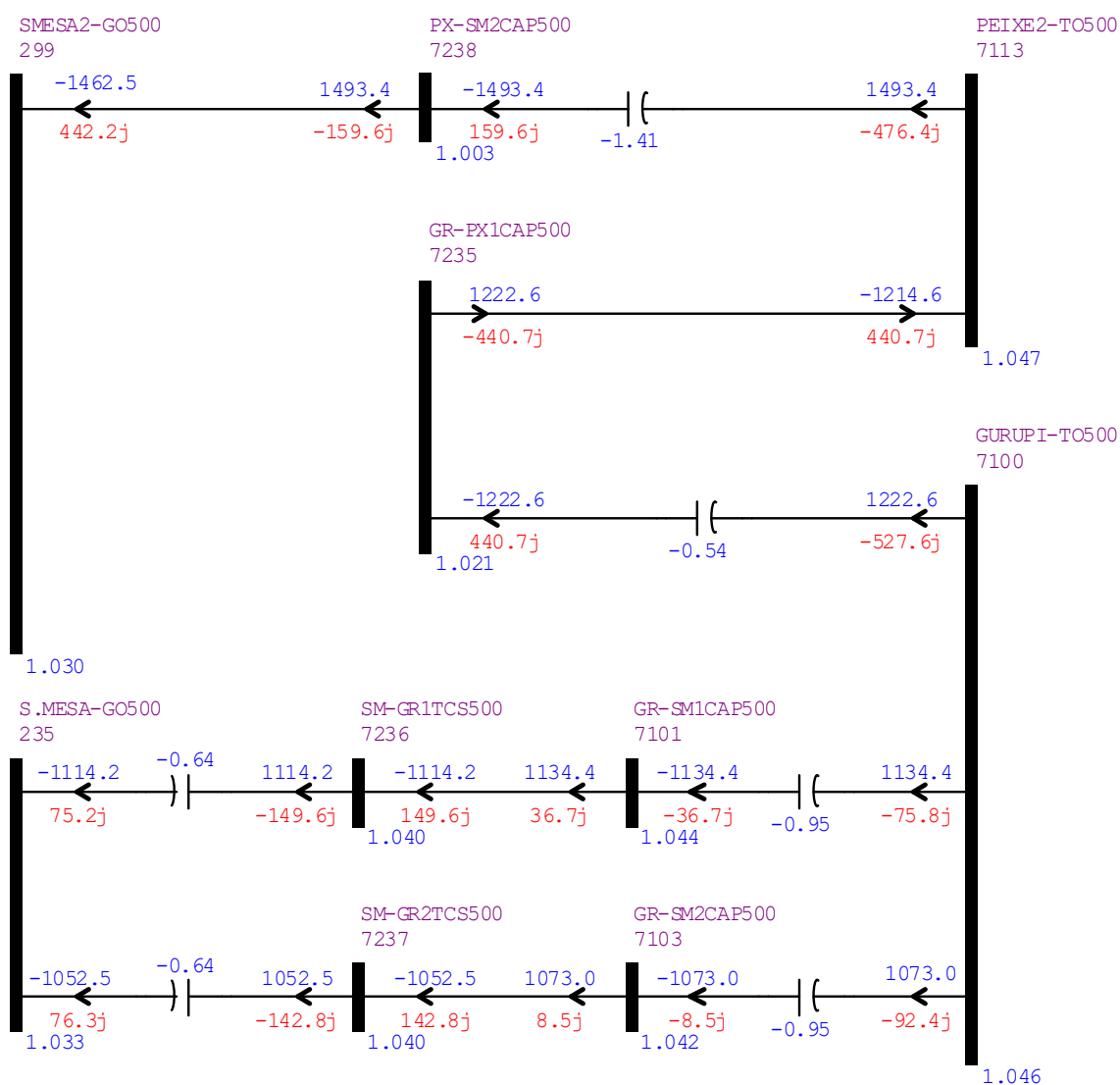
Tabela 7 – Interligações entre Norte e Sudeste/Centro Oeste

Linha de transmissão (LT)	Número das barras no ANAREDE
LT 500 kV Gurupi / Serra da Mesa C1 e C2 (*)	7100 – 235*
LT 500 KV Peixe 2 / Serra da Mesa 2 (*)	7113 – 299*

*Ponto de medição

Fonte: (ONS, 2022g).

Figura 40 – Interligação Norte e Sudeste/Centro Oeste em regime permanente



Fonte: Autoria própria (elaborado no ANAREDE).

- c) Serão monitoradas a tensão e a frequência na barra de Ilha Solteira (referência do sistema).

7.1.2. Análise de sensibilidade dos ângulos de potência das máquinas pertencentes ao CAG da região Nordeste

Há três máquinas pertencentes ao CAG da região Nordeste no caso estudado: Barra 5051 – UHE Luiz Gonzaga 1, Barra 5054 – UHE Luiz Gonzaga 4 e Barra 5022 – UHE Paulo Afonso IV.

Foram feitas simulações retirando de 0,5% até 9,5% da potência ativa da geração eólica no Nordeste com passo de 0,5%. Através desses pontos de simulação, foram montadas curvas de tendência da máxima abertura do ângulo de potência em graus para cada uma das máquinas.

Para validar as três curvas, foi simulada a redução de 12% da geração eólica no Nordeste e então foram comparados os valores obtidos pelas curvas e os valores obtidos pela simulação.

8. SIMULAÇÃO E RESULTADOS

8.1. Premissas

Para as simulações, foram adotadas as seguintes premissas:

- Deck ONS ANAREDE E ANATEM BD0320R0 para PAR2025 – Caso 15: carga média – verão 2025/2026;
- Para a análise das curvas para o caso de diminuição instantânea de 6% da geração eólica na região Nordeste a redução se dará da seguinte forma:

Tabela 8 – Redução da geração eólica na região Nordeste para análise de 6% de variação

Estado	Número da barra (Nb)	Grupo (Gr)	Número de unidades total	Número de unidades retiradas	Potência retirada (MW)
Rio Grande do Norte	6129	10	60	60	42,00
Bahia	6229	10	45	45	22,50
Bahia	6637	10	45	45	22,50
Bahia	6209	10	30	30	15,00
Bahia	6242	10	29	29	14,50
Bahia	6244	10	49	49	24,50
Piauí	6630	10	60	60	30,00
Rio Grande do Norte	5079	10	25	25	12,50
Rio Grande do Norte	6065	10	42	42	21,00
Ceará	6693	10	23	23	16,90
Ceará	6016	10	11	11	5,70
Ceará	6550	10	24	24	13,60
Rio Grande do Norte	6659	10	47	47	34,50
Rio Grande do Norte	5078	10	39	39	36,70
Soma					311,90

Fonte: Autoria própria.

- O tempo de simulação para a análise das curvas para o caso de diminuição de 6% da geração eólica na região Nordeste será de 60 segundos e o evento (redução da geração eólica) ocorrerá em 1s;

- d) A redução instantânea da geração eólica na região Nordeste para análise de sensibilidade dos ângulos de potência das máquinas pertencentes ao CAG da região Nordeste se dará conforme tabela abaixo:

Tabela 9 – Redução da geração eólica na região Nordeste para análise de sensibilidade

Porcentagem da geração eólica reduzida (%)	Potência retirada (MW)
0,5%	25,38
1,0%	51,26
1,5%	76,58
2,0%	102,33
2,5%	127,94
3,0%	153,24
3,5%	178,92
4,0%	204,67
4,5%	230,18
5,0%	255,76
5,5%	281,64
6,0%	311,90
6,5%	332,48
7,0%	357,90
7,5%	383,58
8,0%	409,40
8,5%	435,19
9,0%	460,99
9,5%	486,09

Fonte: Autoria própria.

- e) O tempo de simulação para análise de sensibilidade dos ângulos de potência das máquinas pertencentes ao CAG da região Nordeste será de 16 segundos, pois é o suficiente para captar a máxima abertura do ângulo de potência das máquinas pertencentes ao CAG do Nordeste, que ocorre entre 9 e 14 segundos, para o caso estudado, (vide Figura 62, Figura 63 e Figura 64), e o evento (redução da geração eólica) ocorrerá em 1s;
- f) As simulações de ambas as análises foram feitas com o Esquema Regional de Alívio de Carga por Subfrequência (ERAC) desligado. O ERAC tem como finalidade efetuar desligamento automático de blocos de carga para prevenir a ocorrência de subfrequências inferiores a valores pré-estabelecidos (ONS, 2020l).

O despacho de geração eólica na região Nordeste, no caso estudado, é de 5116,2 MW.

8.2. Resultados

A seguir, serão apresentados os resultados das simulações. O item 8.2.1 traz as curvas dos parâmetros elétricos para quando há redução instantânea de 6% da geração eólica no Nordeste e o 8.2.2 traz a análise de sensibilidade dos ângulos de potência das máquinas pertencentes ao CAG do Nordeste. Os gráficos do item 8.2.1 apresentam um ruído próximo dos 20 segundos de simulação, não foi possível identificar a origem desse ruído, demandando uma análise mais aprofundada, porém, para o objetivo desse trabalho, esse ruído pode ser desconsiderado.

8.2.1. Resultados da análise das curvas para o caso de diminuição de 6% da geração eólica na região Nordeste

Para analisar o comportamento dos parâmetros elétricos mediante variações instantâneas da geração eólica, foi simulado um evento com redução de 6% da geração eólica na região Nordeste. Em suma, foi plotado os seguintes gráficos:

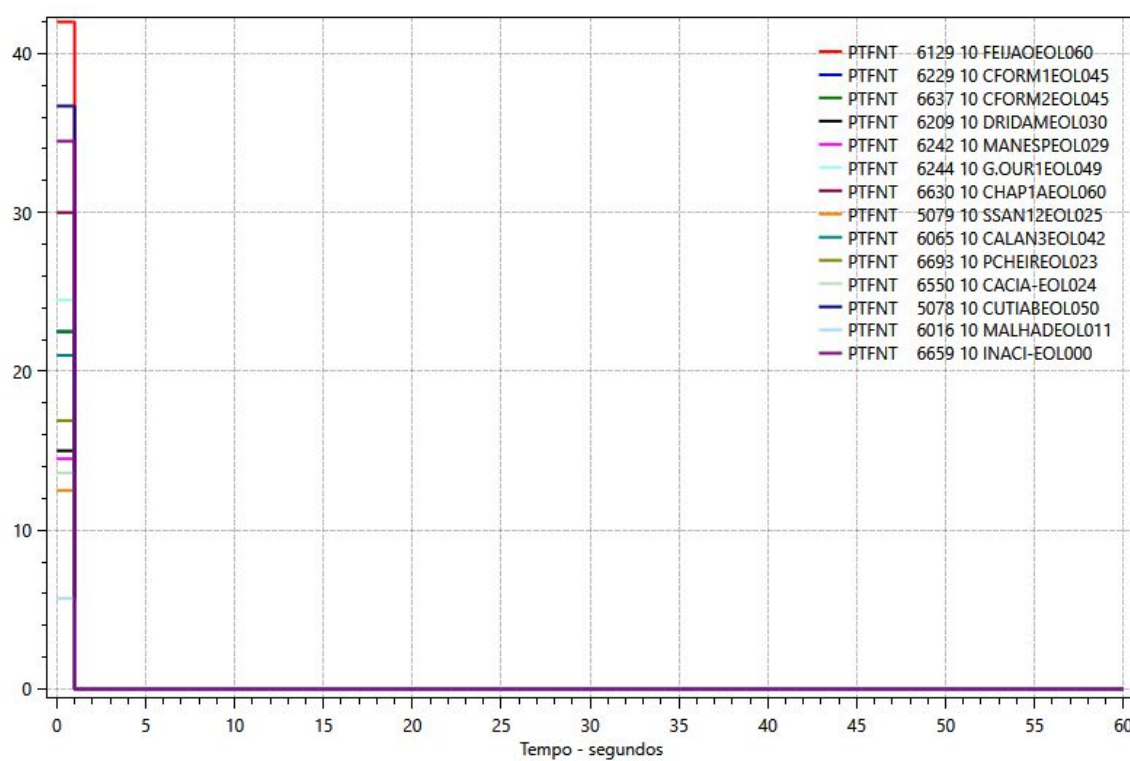
- Potência elétrica injetada pelas usinas eólicas;
- Potência elétrica e ângulo de potência das usinas pertencentes ao CAG das regiões: SE, NE e N;
- Fluxo de potência ativa nas interligações;
- Tensão e frequência nos pontos de medição das interligações;
- Tensão e frequência de Ilha Solteira (referência do sistema).

O ângulo de potência é plotado através do código DELT, que, por padrão, é o ângulo do eixo q do gerador, em graus, em relação ao centro de massa elétrico da ilha do sistema (CEPEL, 2022).

8.2.1.1. Potência elétrica injetada pelas usinas eólicas

A Figura 41 apresenta a potência ativa em MW das usinas eólicas que tiveram suas máquinas desligadas como evento de simulação, que ocorreu em um segundo.

Figura 41 – Potência ativa das usinas eólicas (MW)

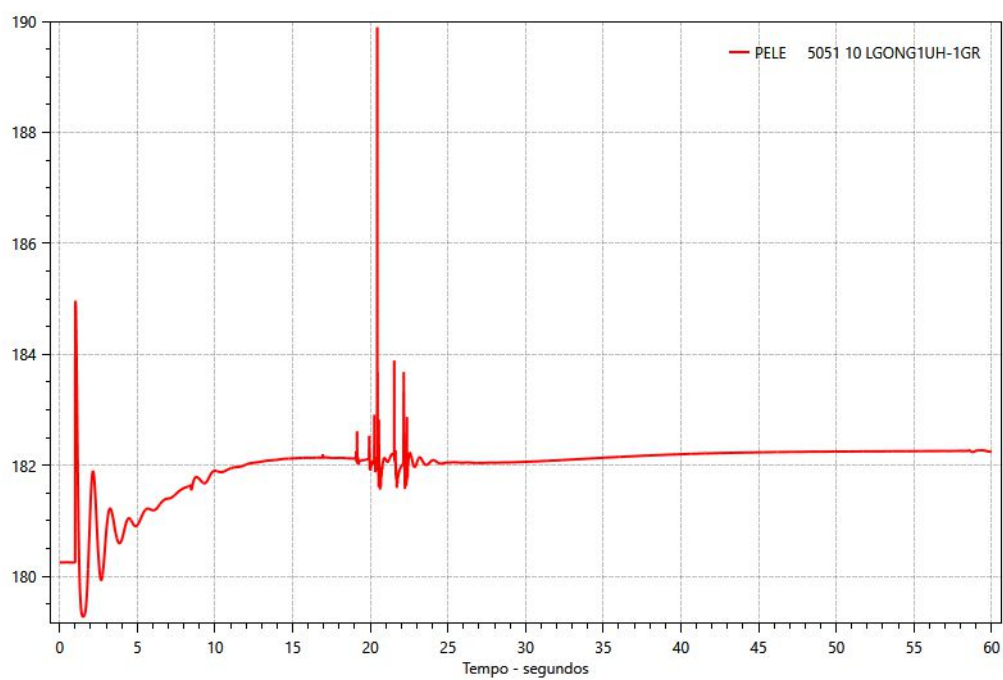


Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

8.2.1.2. Potência elétrica e ângulo de potência das usinas pertencentes ao CAG das regiões: SE, NE e N

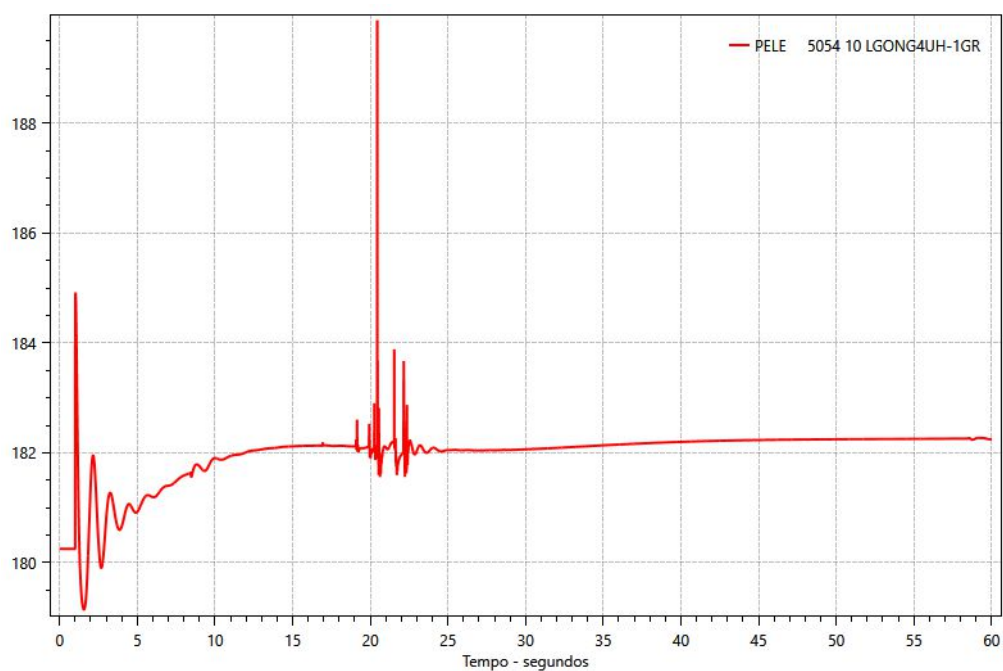
a) Potência elétrica das usinas pertencentes ao CAG do NE

Figura 42 – Potência elétrica ativa: UHE Luiz Gonzaga 1 (MW)



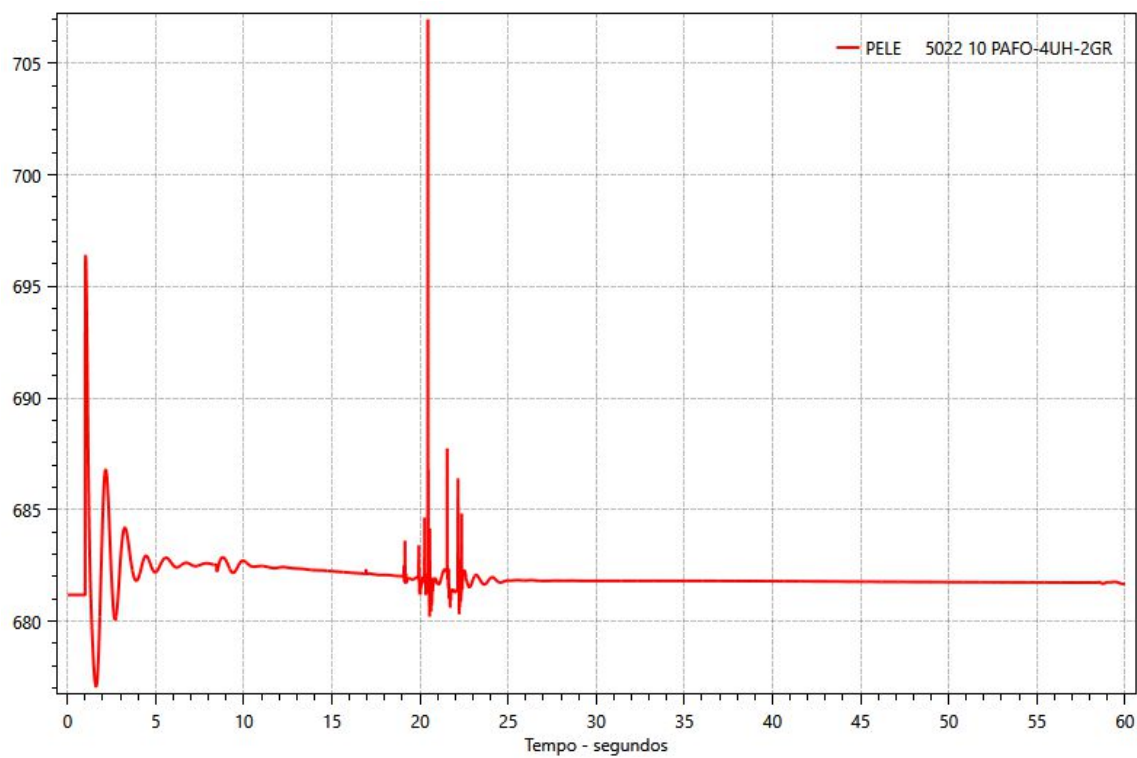
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 43 – Potência elétrica ativa: UHE Luiz Gonzaga 4 (MW)



Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

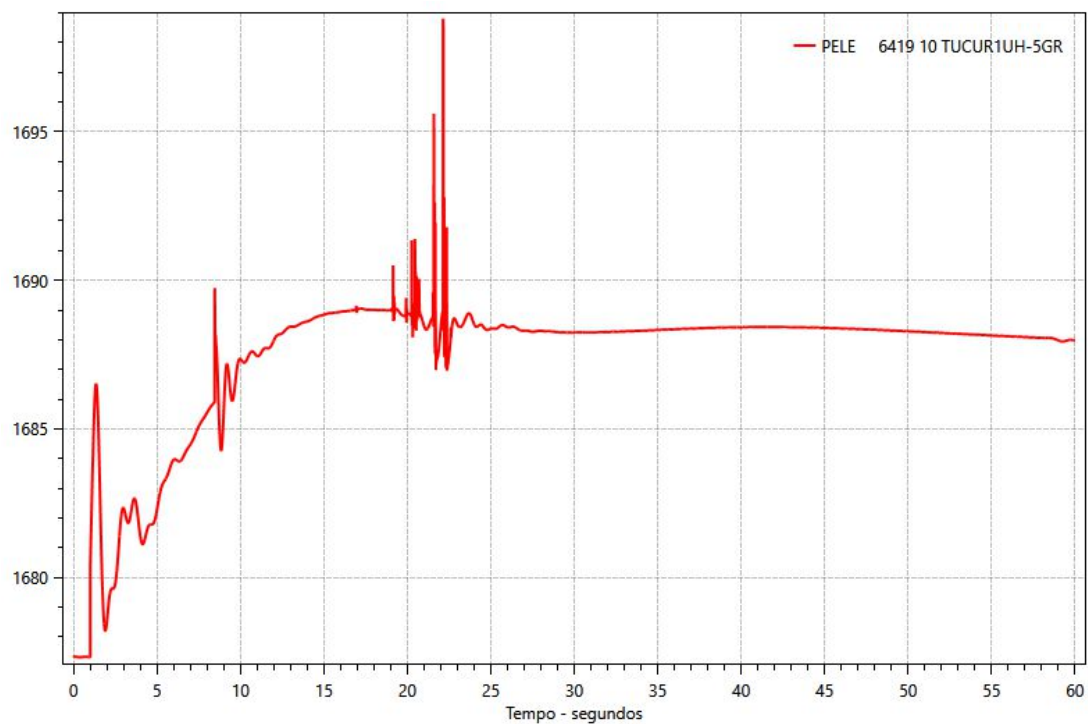
Figura 44 – Potência elétrica ativa: UHE Paulo Afonso IV (MW)



Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

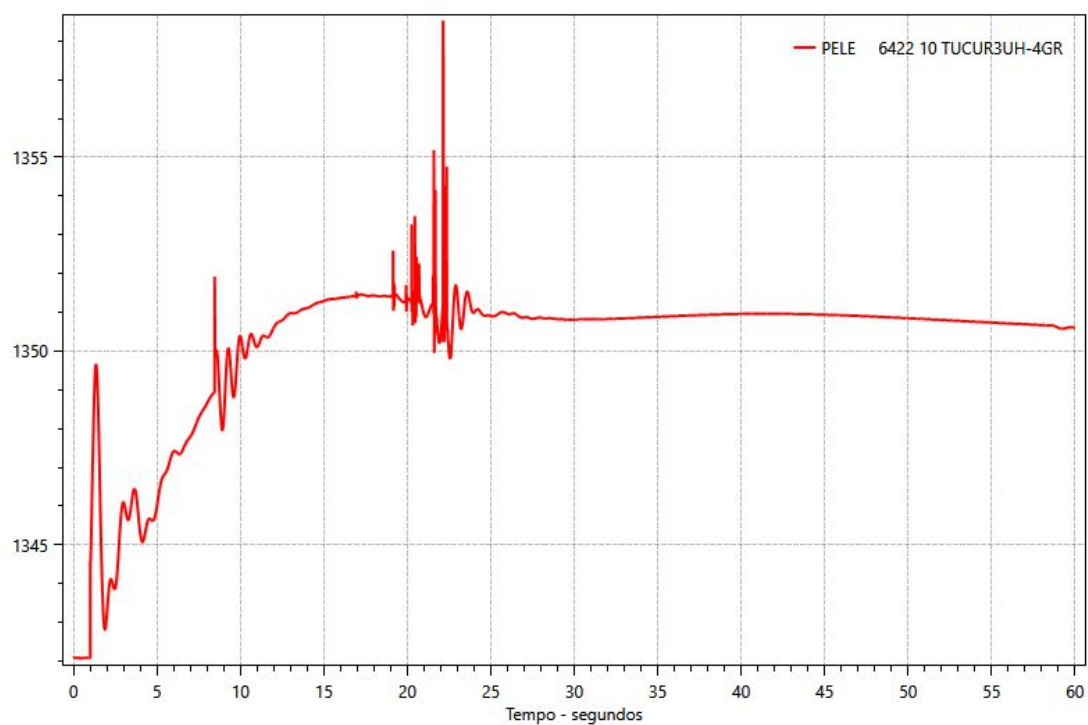
b) Potência elétrica das usinas pertencentes ao CAG do N

Figura 45 – Potência elétrica ativa: UHE Tucuruí 1 (MW)



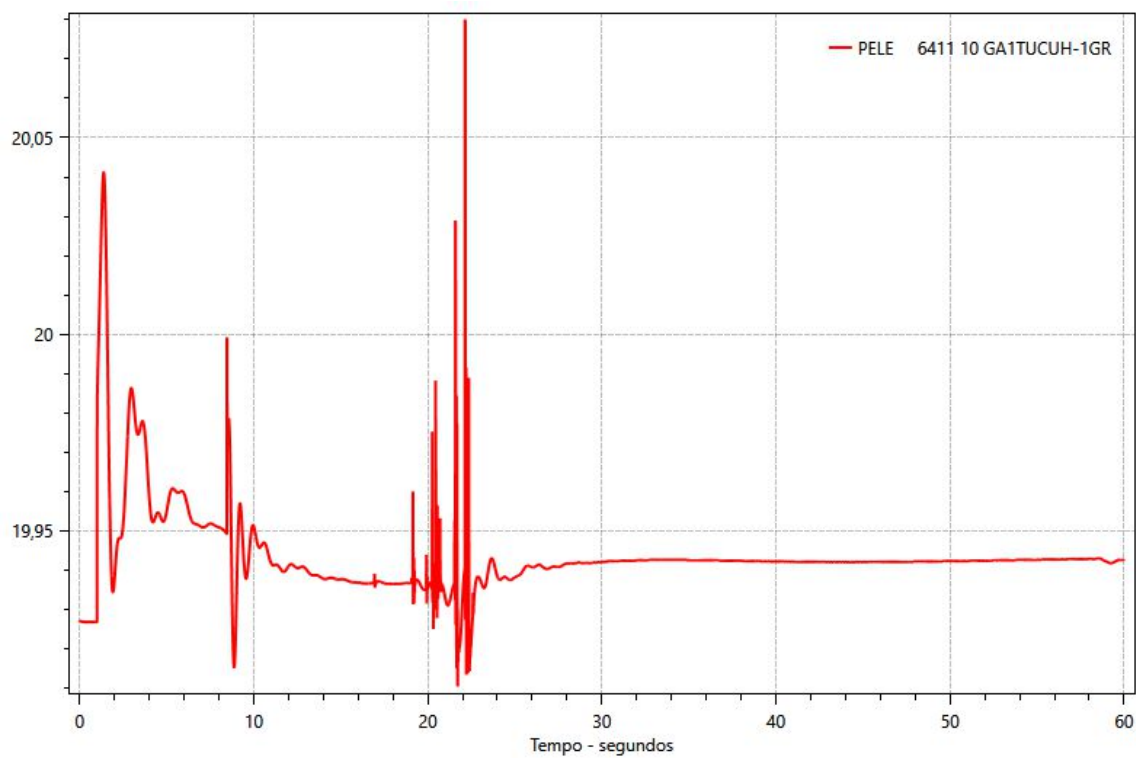
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 46 – Potência elétrica ativa: UHE Tucuruí 3 (MW)



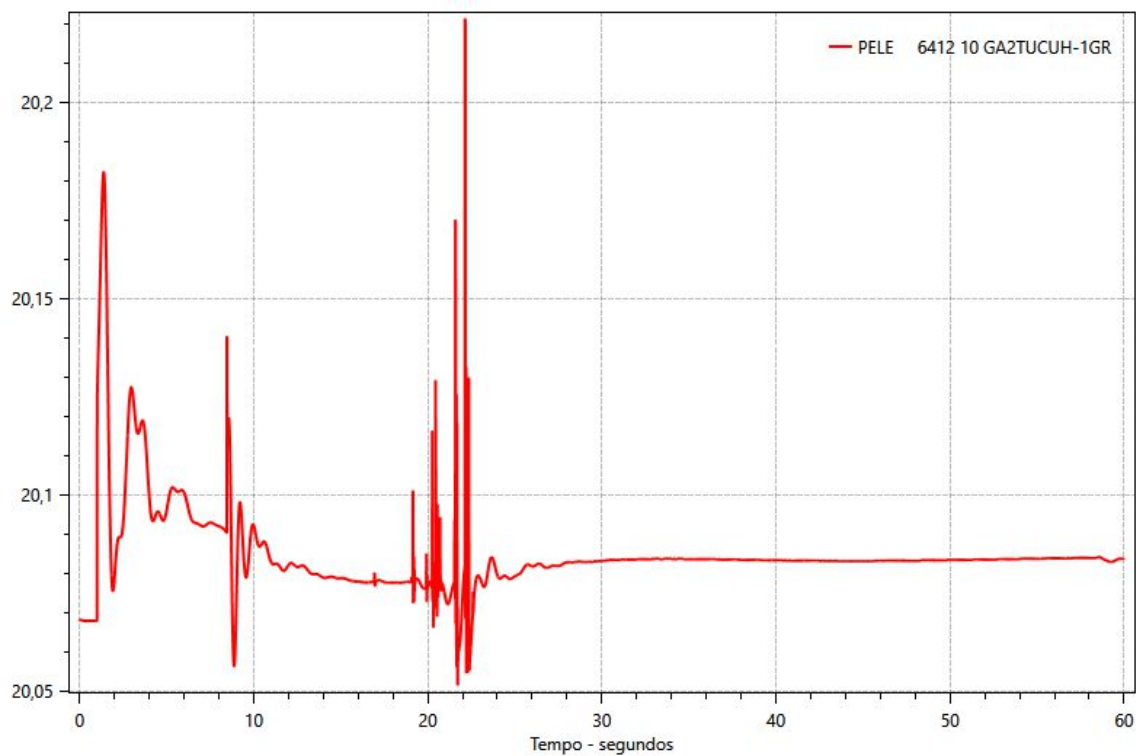
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 47 – Potência elétrica ativa: UHE Tucuruí GA1 (MW)



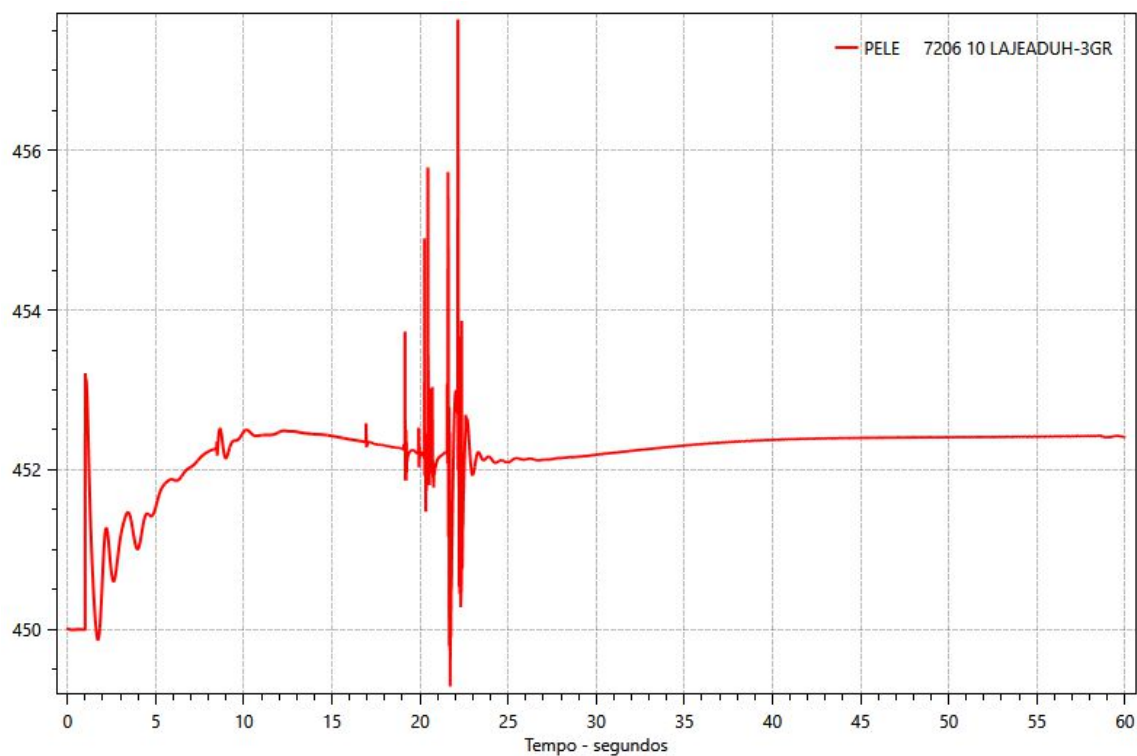
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 48 – Potência elétrica ativa: UHE Tucuruí GA2 (MW)



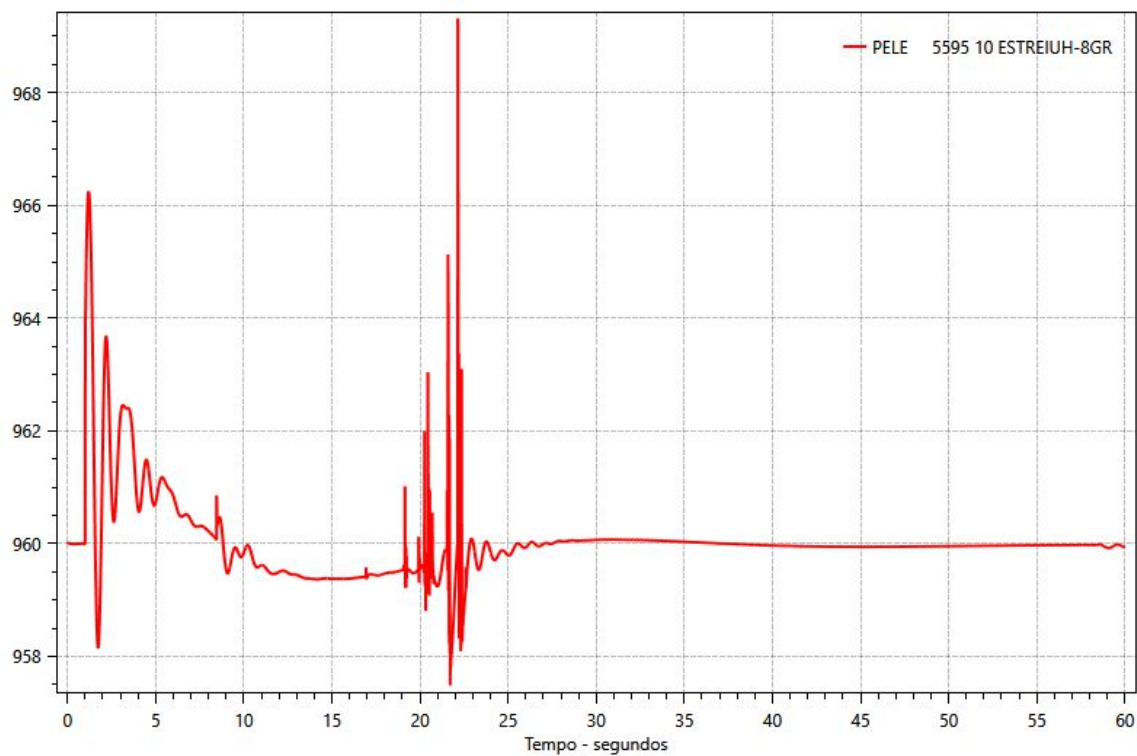
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 49 – Potência elétrica ativa: UHE Lajeado (MW)



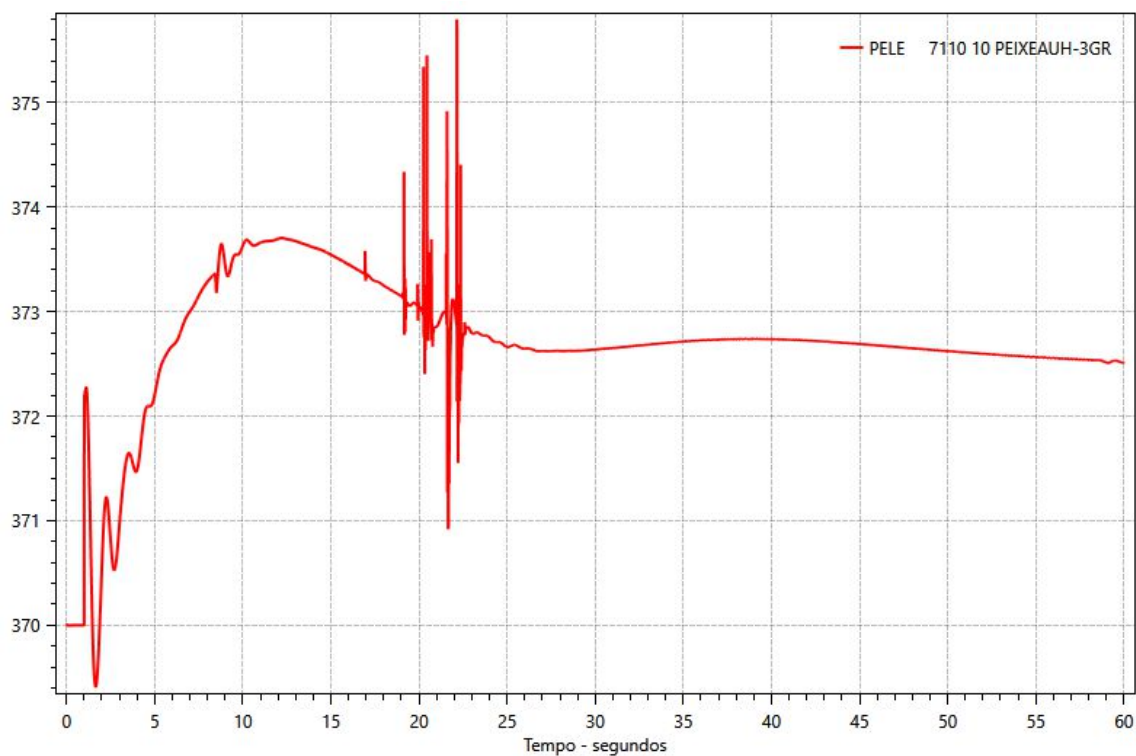
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 50 – Potência elétrica ativa: UHE Estreito (MW)



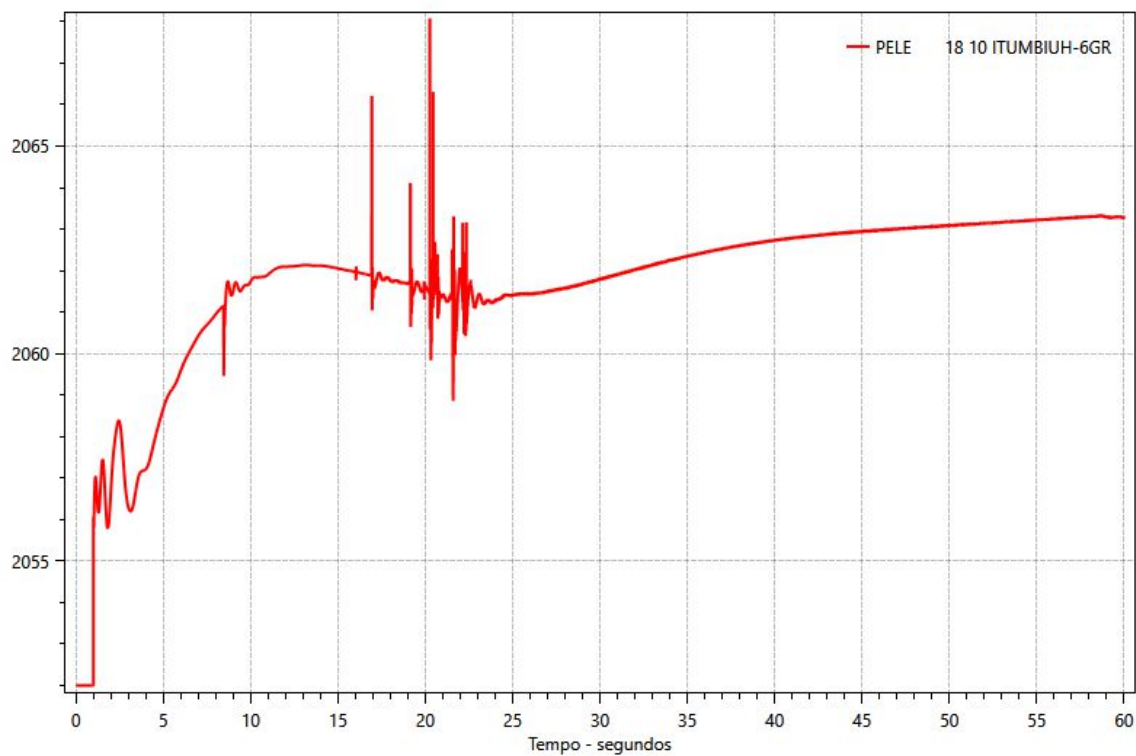
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 51 – Potência elétrica ativa: UHE Peixe Angical (MW)



Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

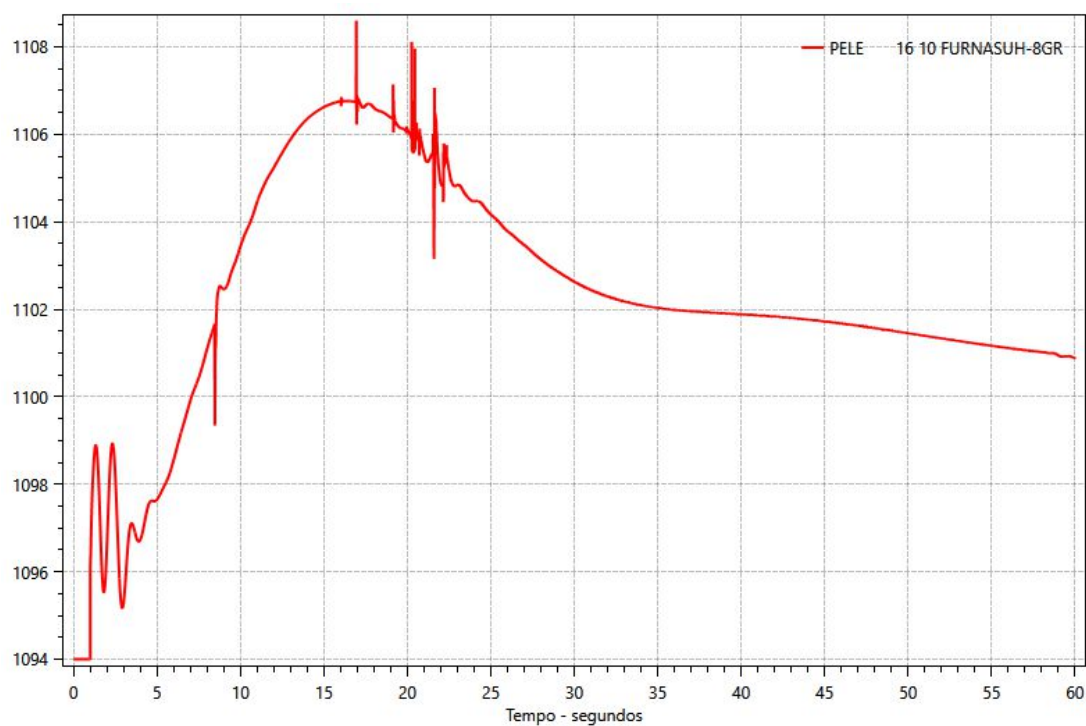
Figura 52 – Potência elétrica ativa: UHE Itumbiara (MW)



Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

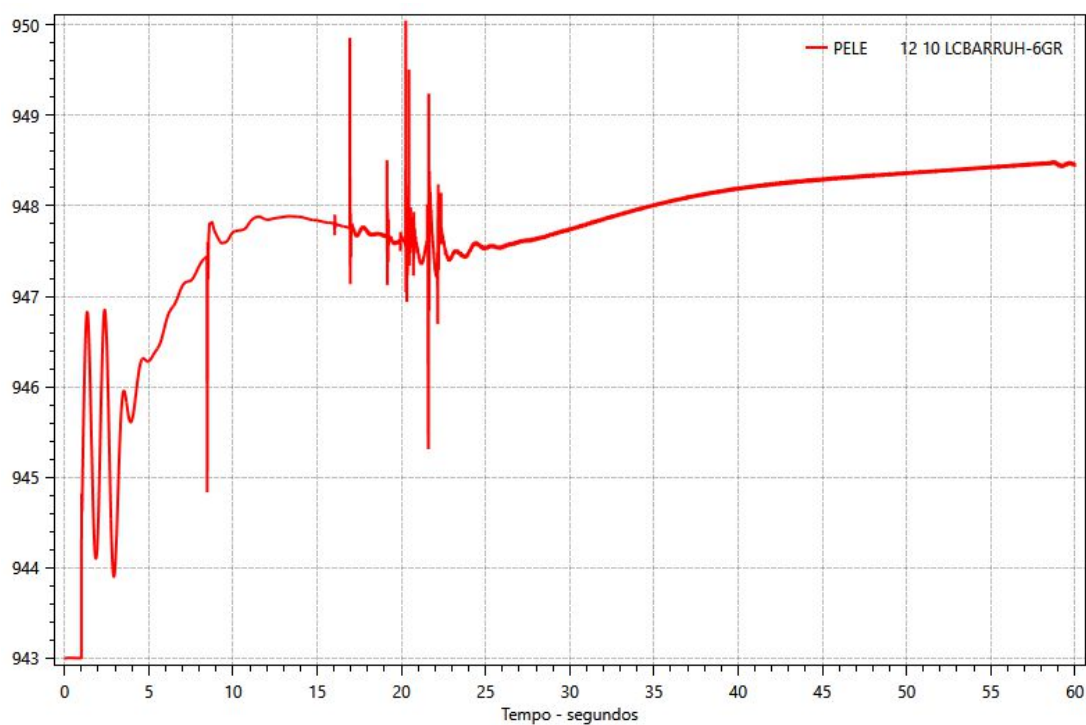
c) Potência elétrica das usinas pertencentes ao CAG do SE

Figura 53 – Potência elétrica ativa: UHE Furnas (MW)



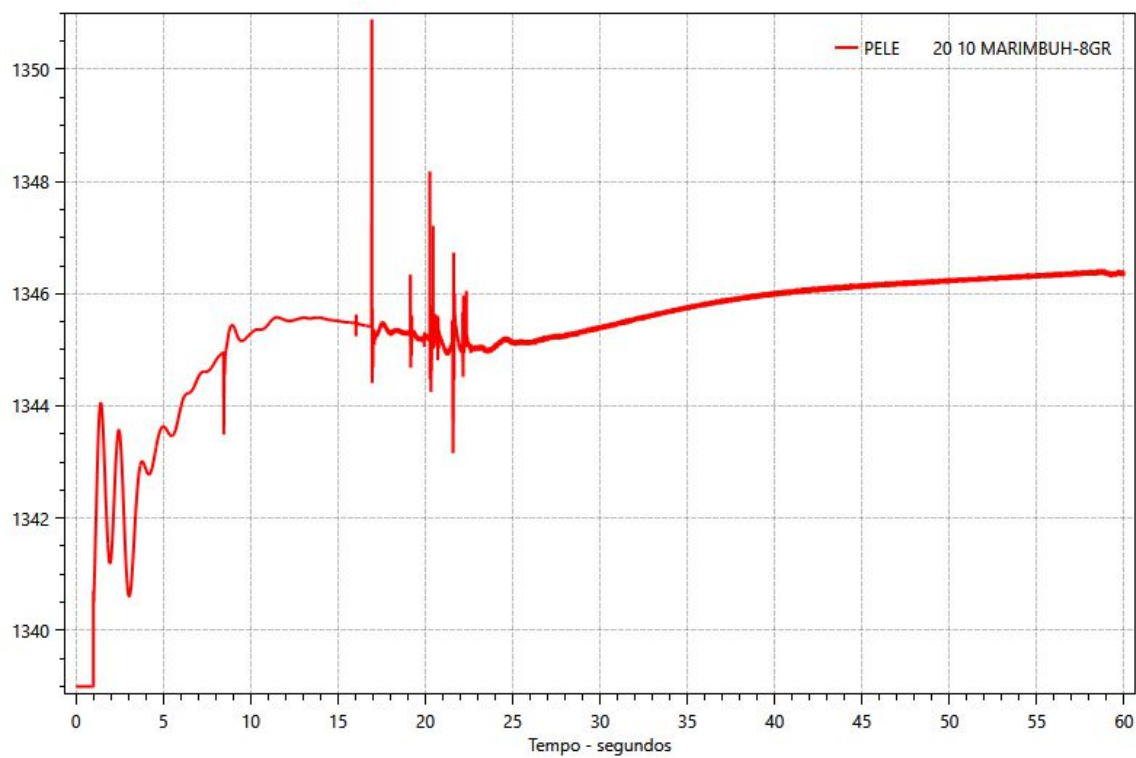
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPEL).

Figura 54 – Potência elétrica ativa: UHE L.C. Barreto (MW)



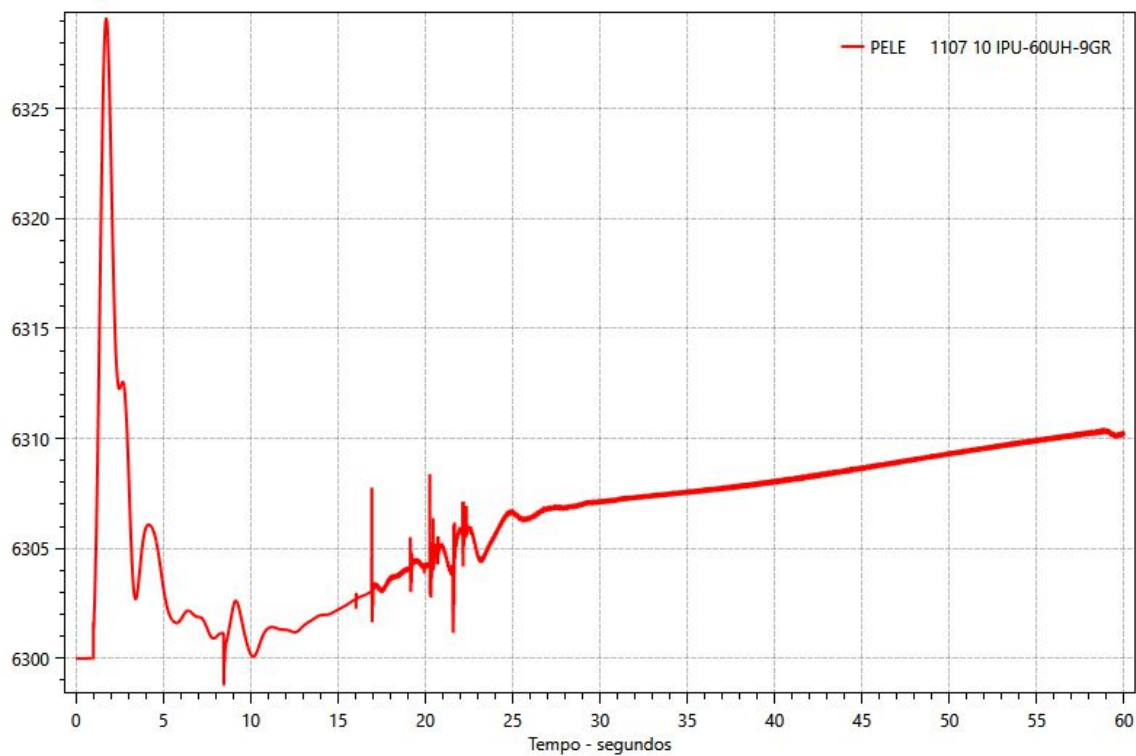
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPEL).

Figura 55 – Potência elétrica ativa: UHE Marimbondo (MW)



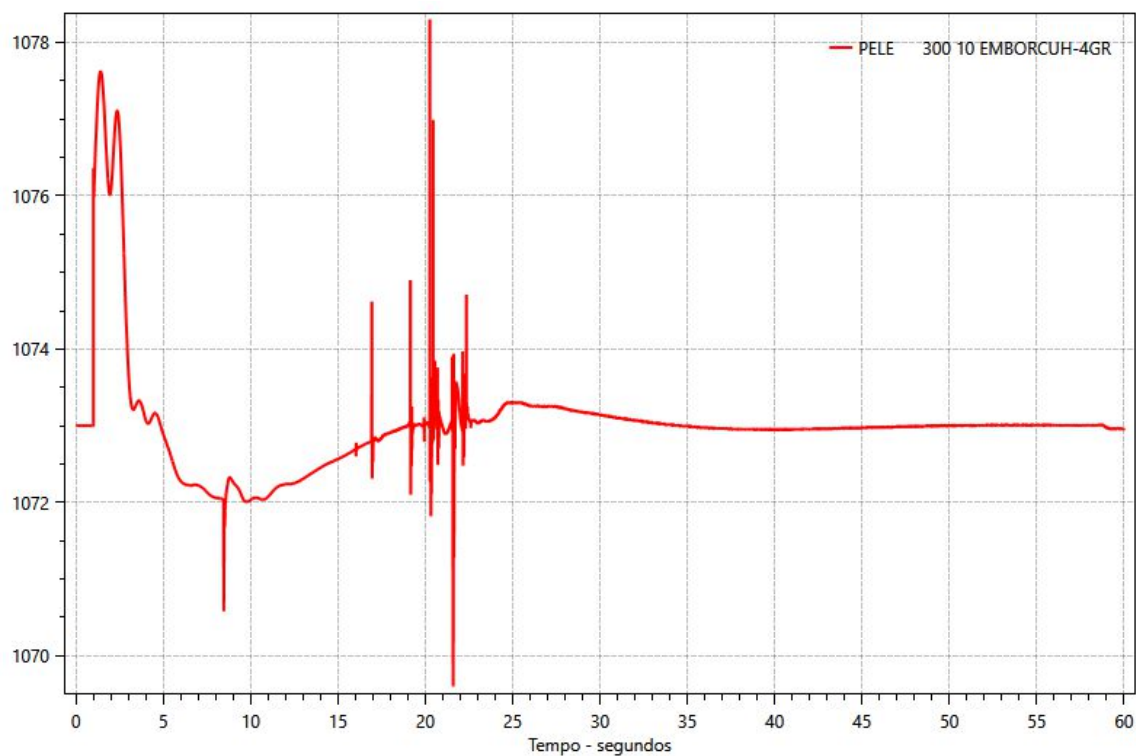
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 56 – Potência elétrica ativa: UHE Itaipu 60 Hz (MW)



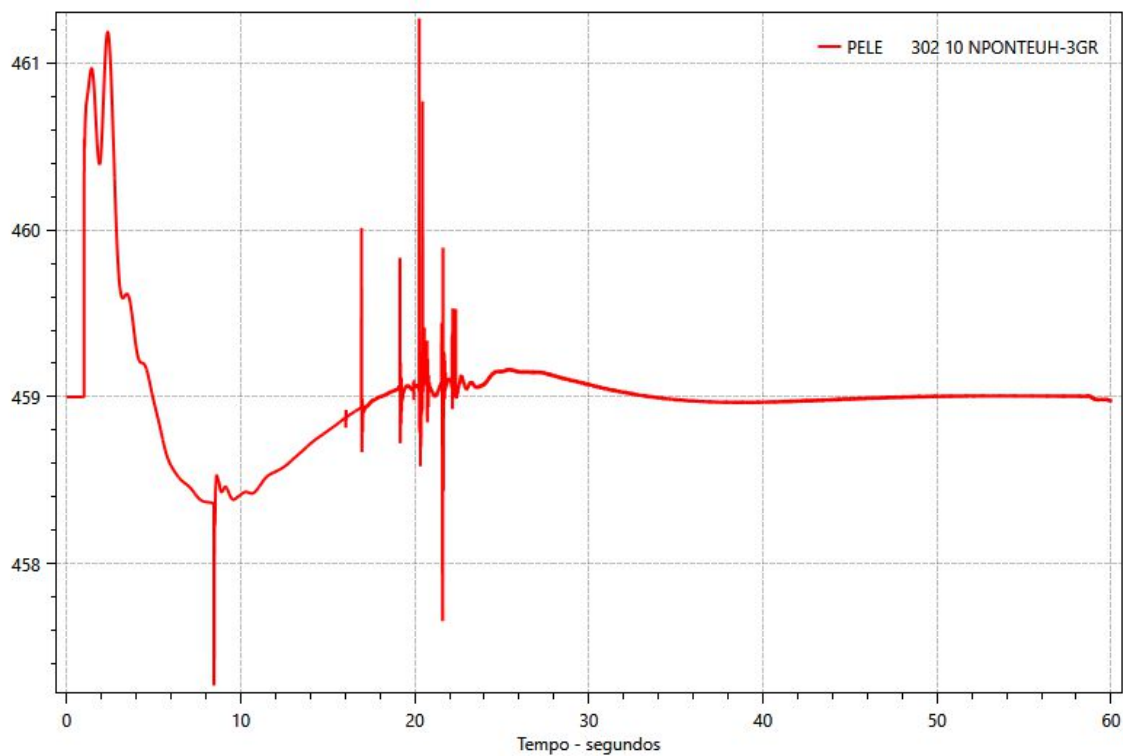
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 57 – Potência elétrica ativa: UHE Emborcação (MW)



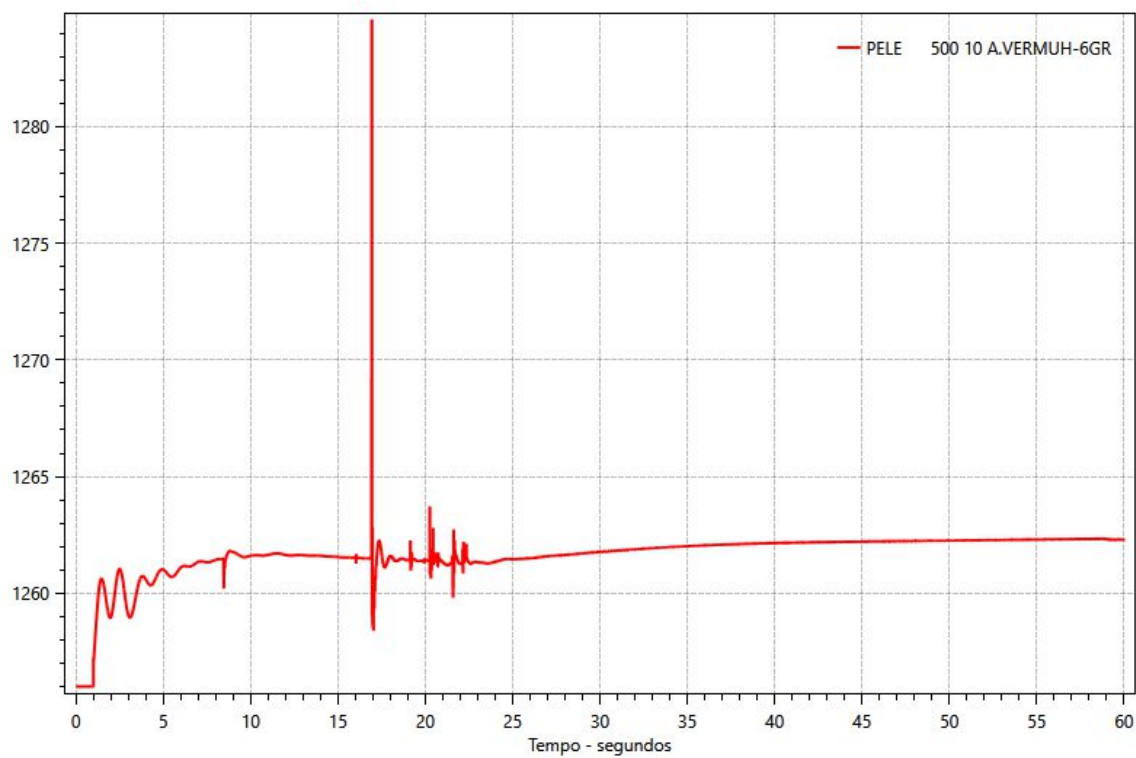
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 58 – Potência elétrica ativa: UHE Nova Ponte (MW)



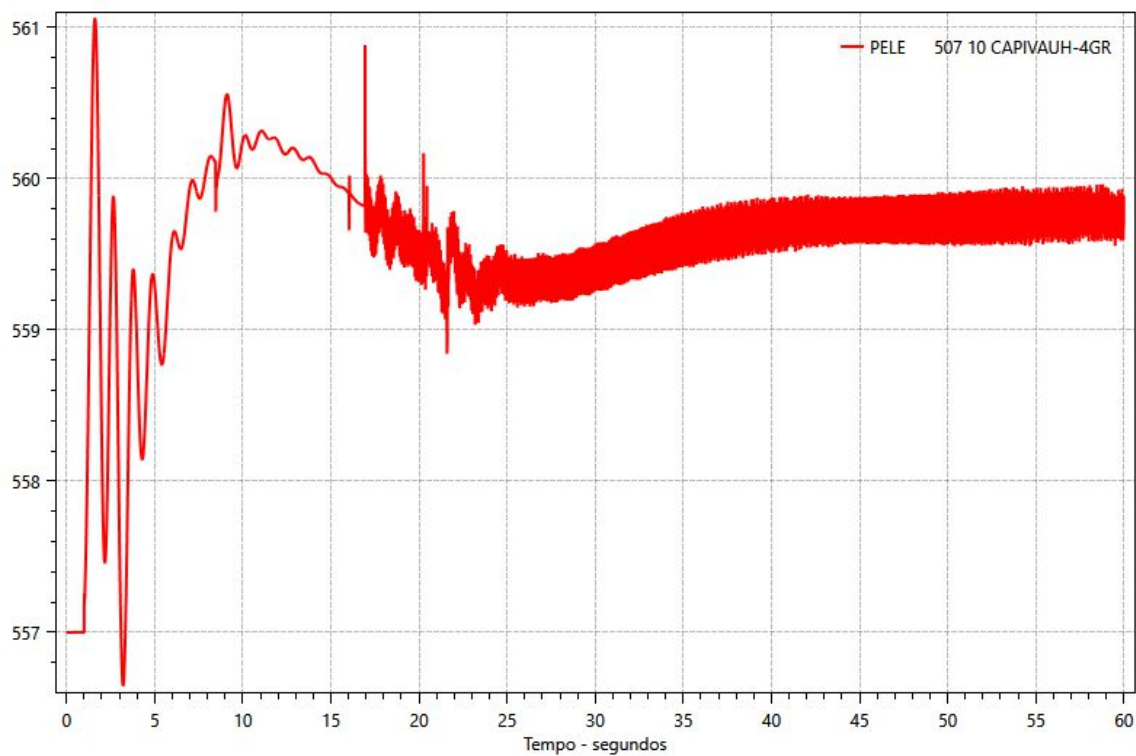
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 59 – Potência elétrica ativa: UHE Água Vermelha (MW)



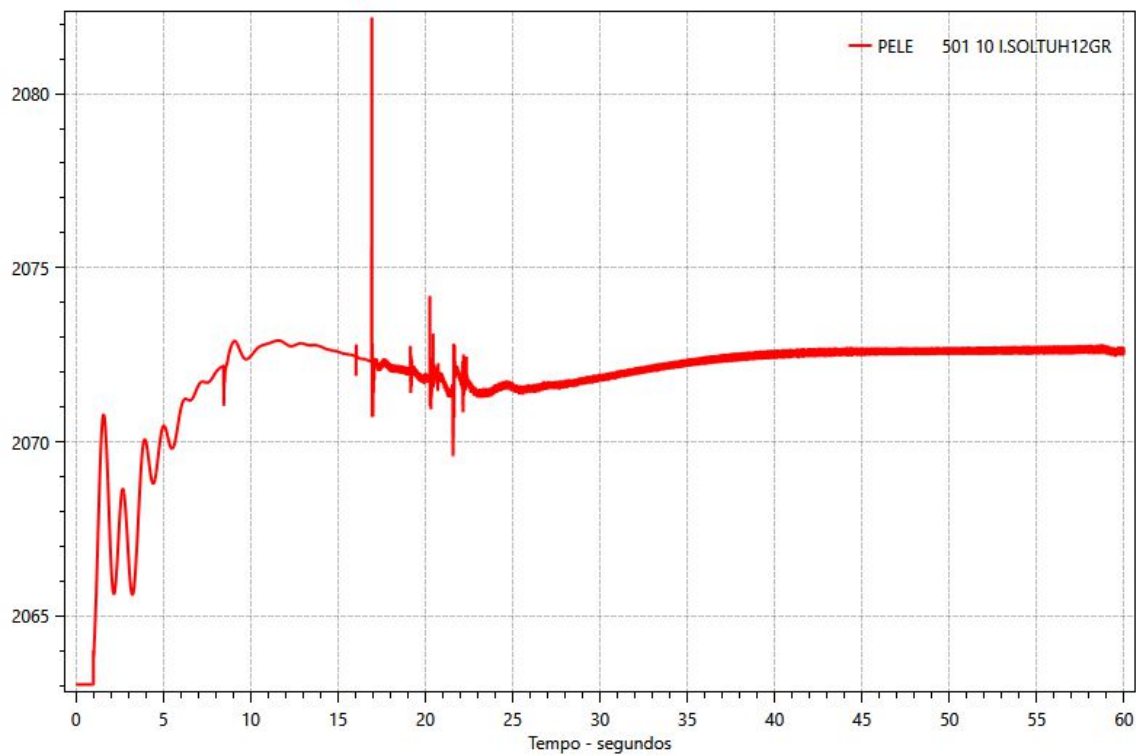
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 60 – Potência elétrica ativa: UHE Capivara (MW)



Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

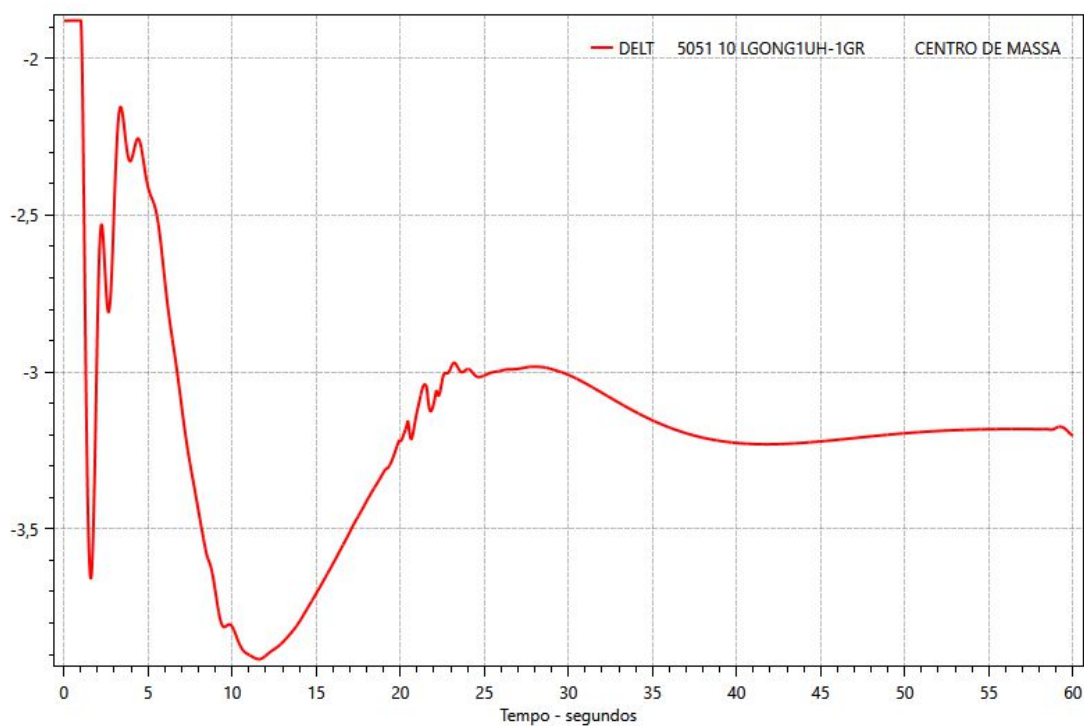
Figura 61 – Potência elétrica ativa: UHE Ilha Solteira (MW)



Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPEL).

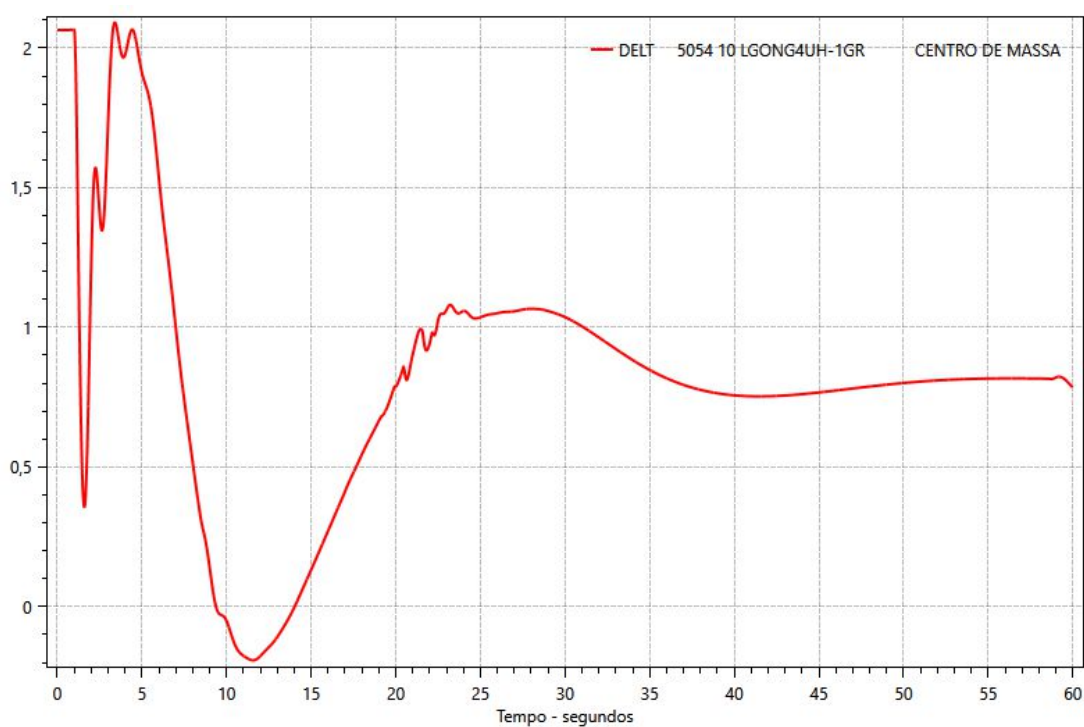
d) Ângulo de potência das usinas pertencentes ao CAG do NE

Figura 62 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Luiz Gonzaga 1 (graus)



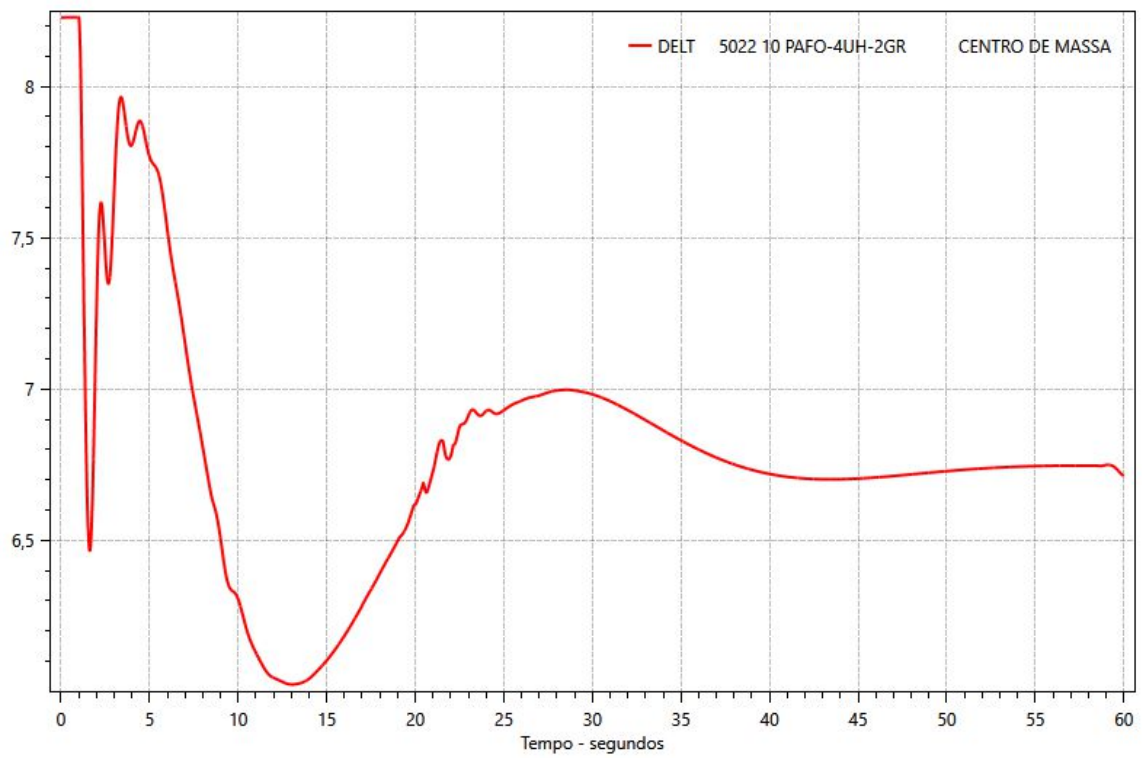
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 63 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Luiz Gonzaga 4 (graus)



Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

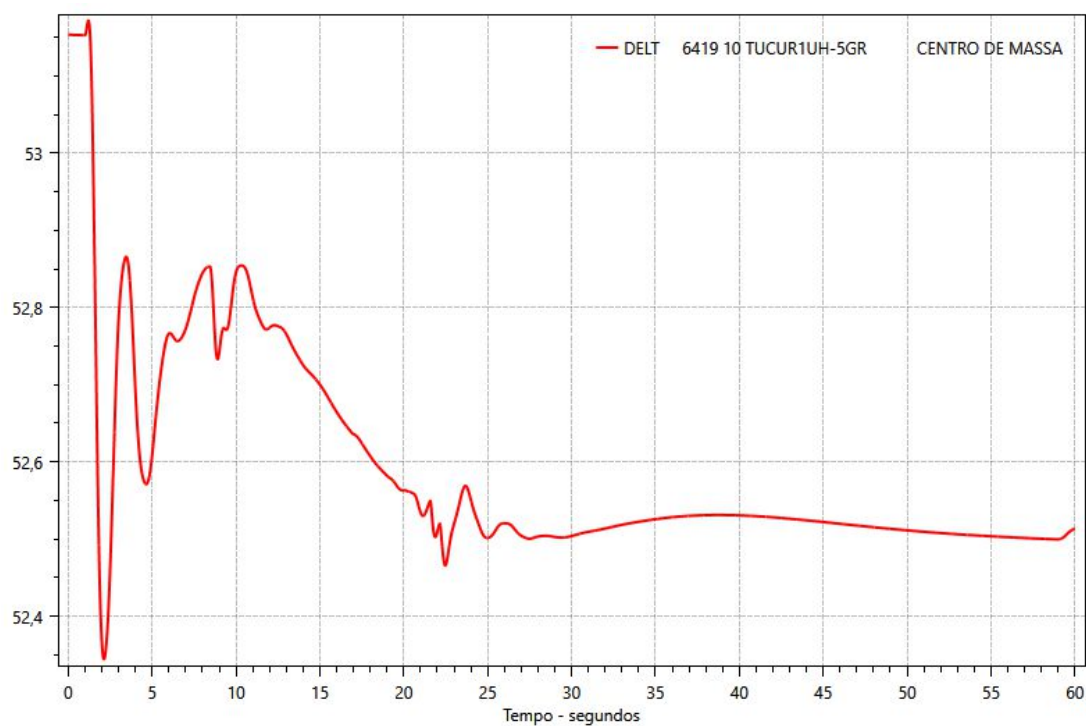
Figura 64 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Paulo Afonso IV (graus)



Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPEL).

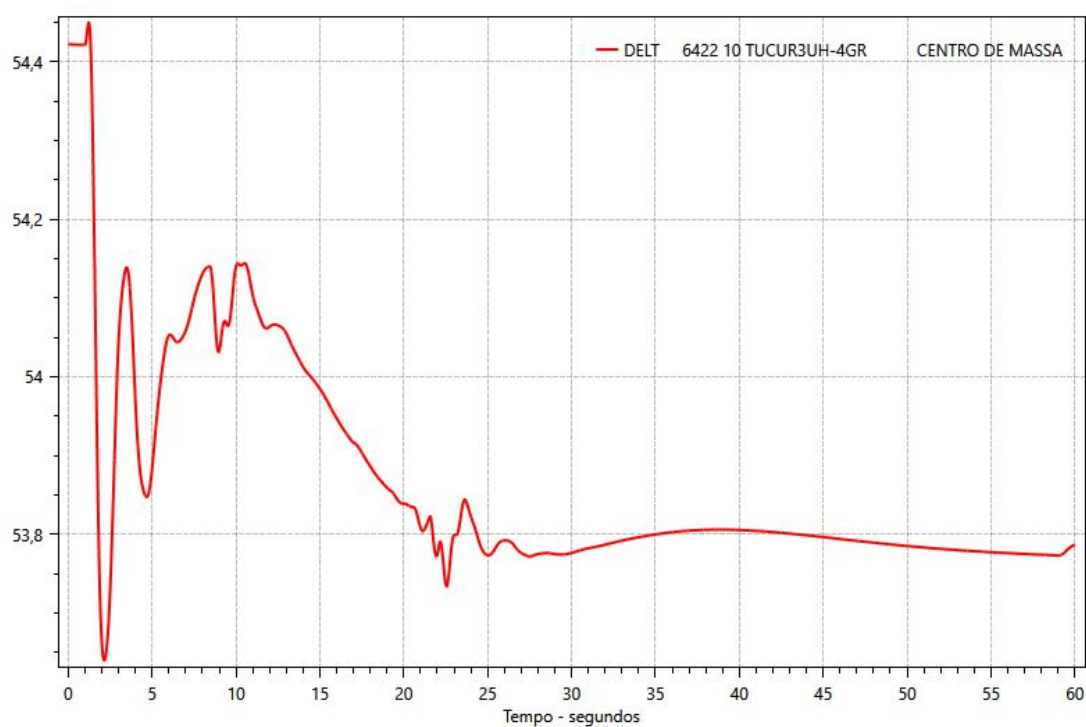
e) Ângulo de potência das usinas pertencentes ao CAG do N

Figura 65 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Tucuruí 1 (graus)



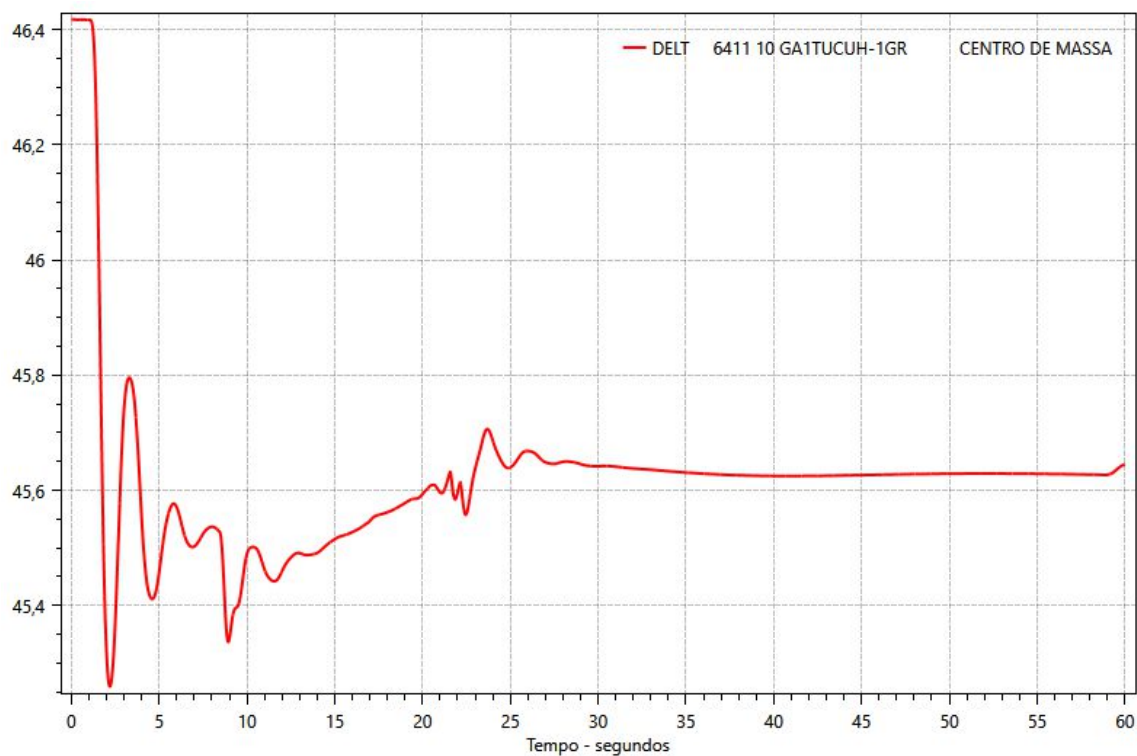
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 66 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Tucuruí 3 (graus)



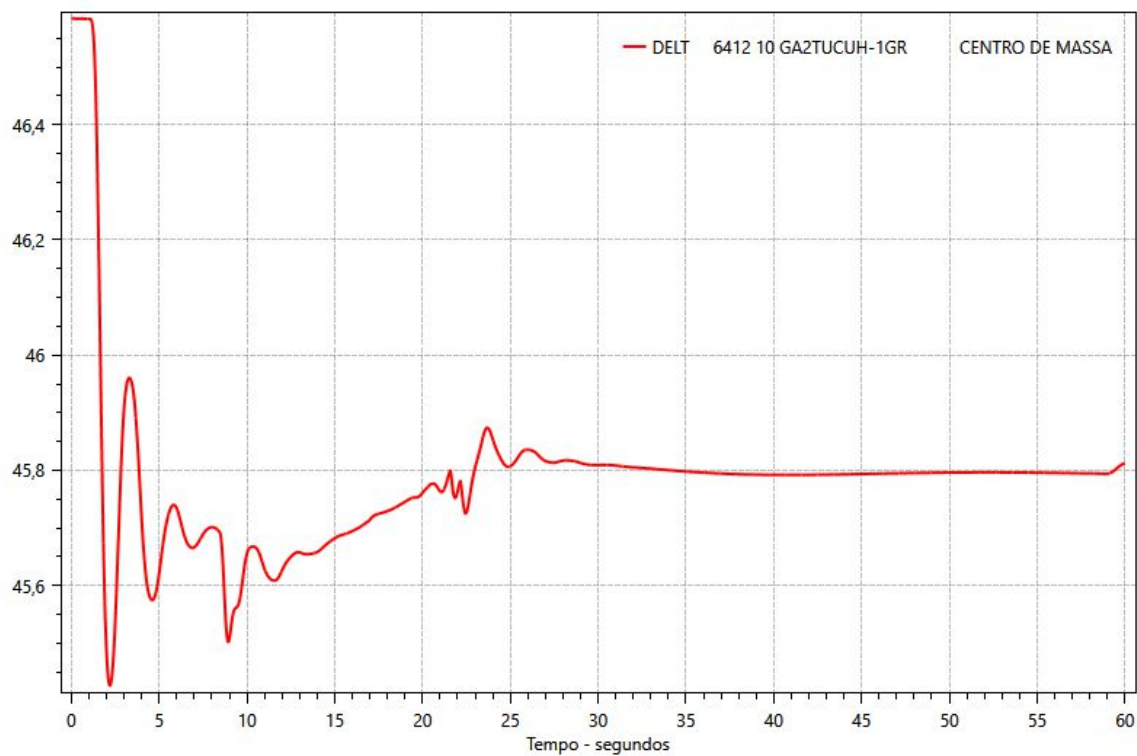
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 67 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Tucuruí GA1 (graus)



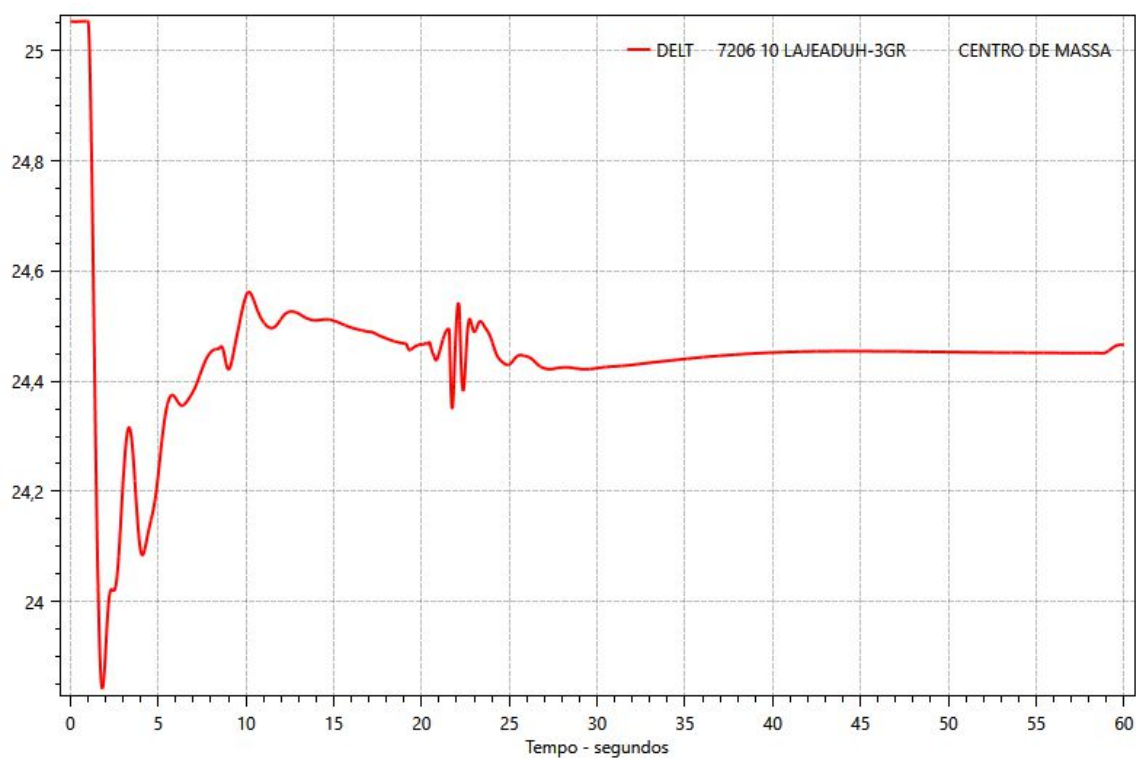
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 68 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Tucuruí GA2 (graus)



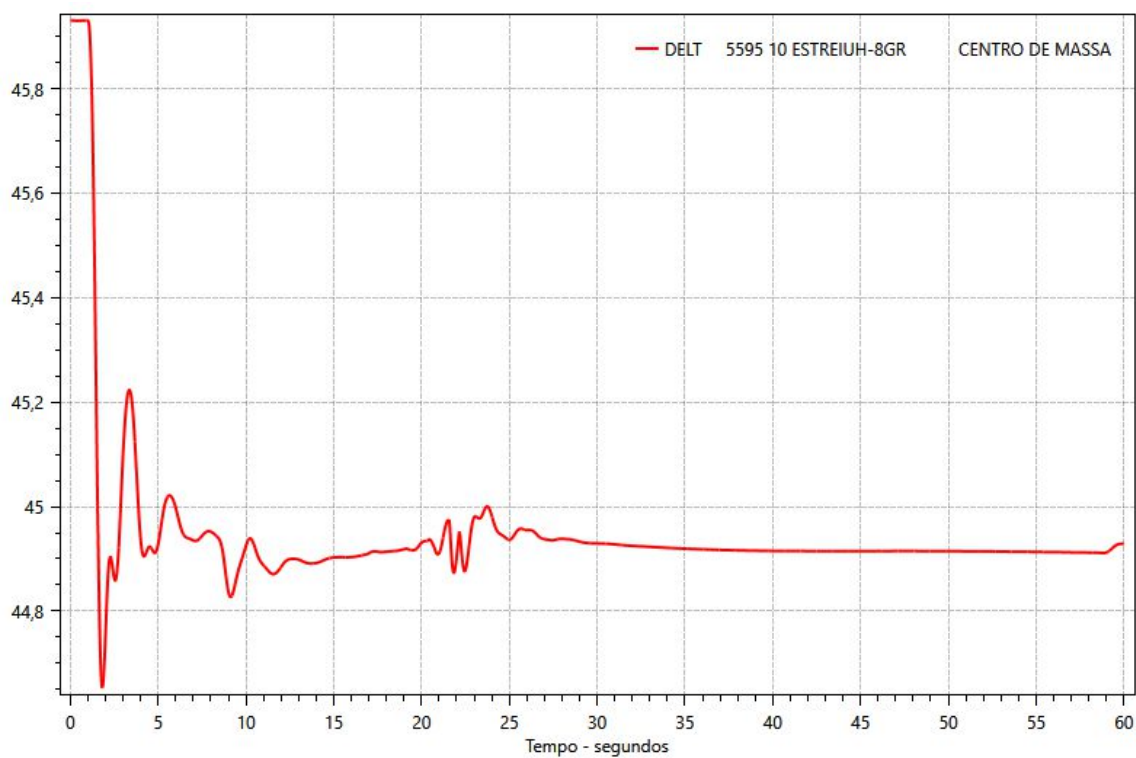
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 69 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Lajeado (graus)



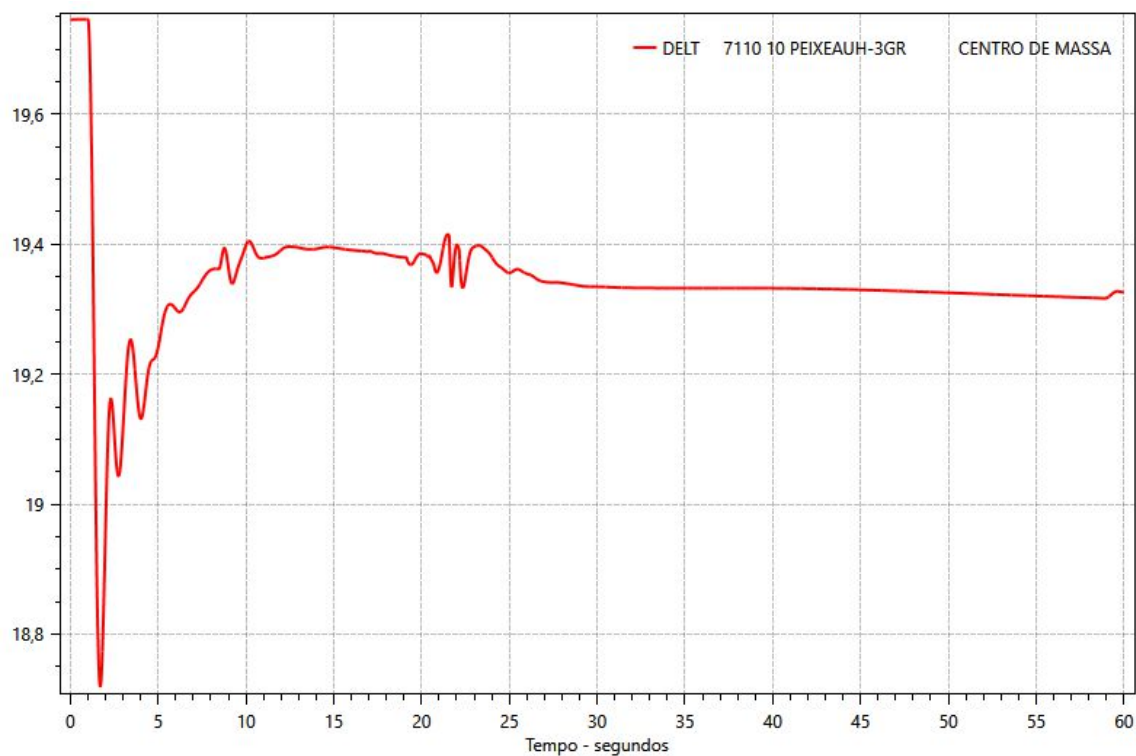
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 70 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Estreito (graus)



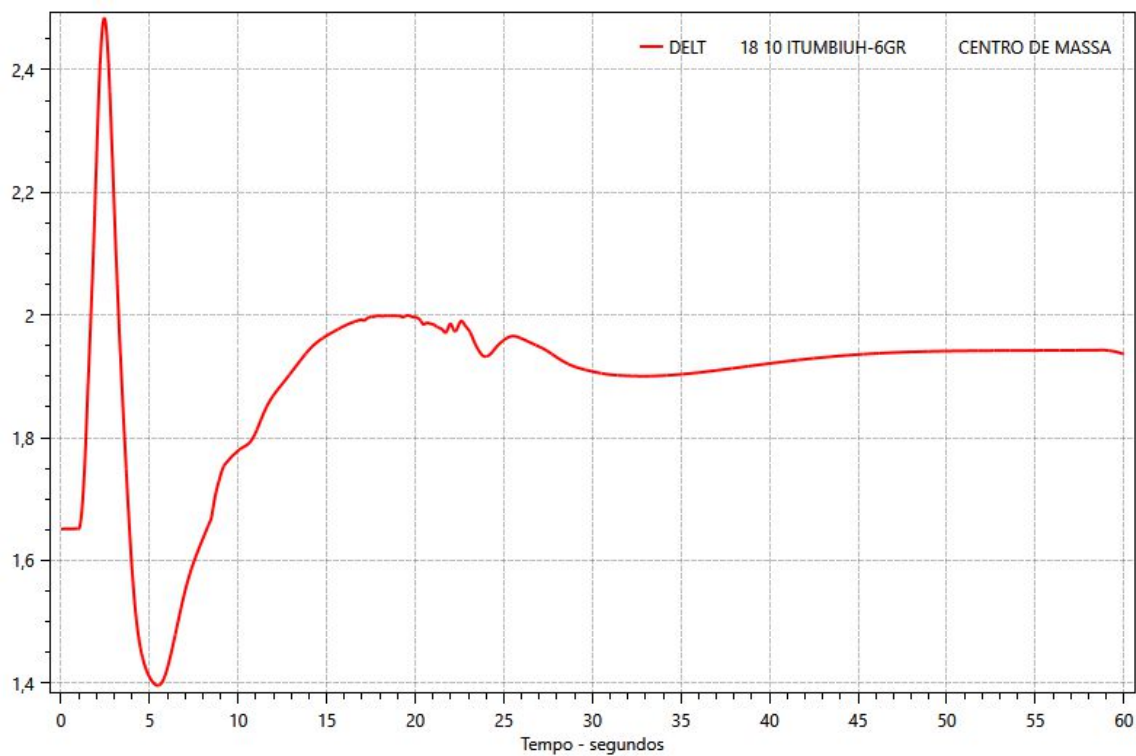
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 71 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Peixe Angical (graus)



Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

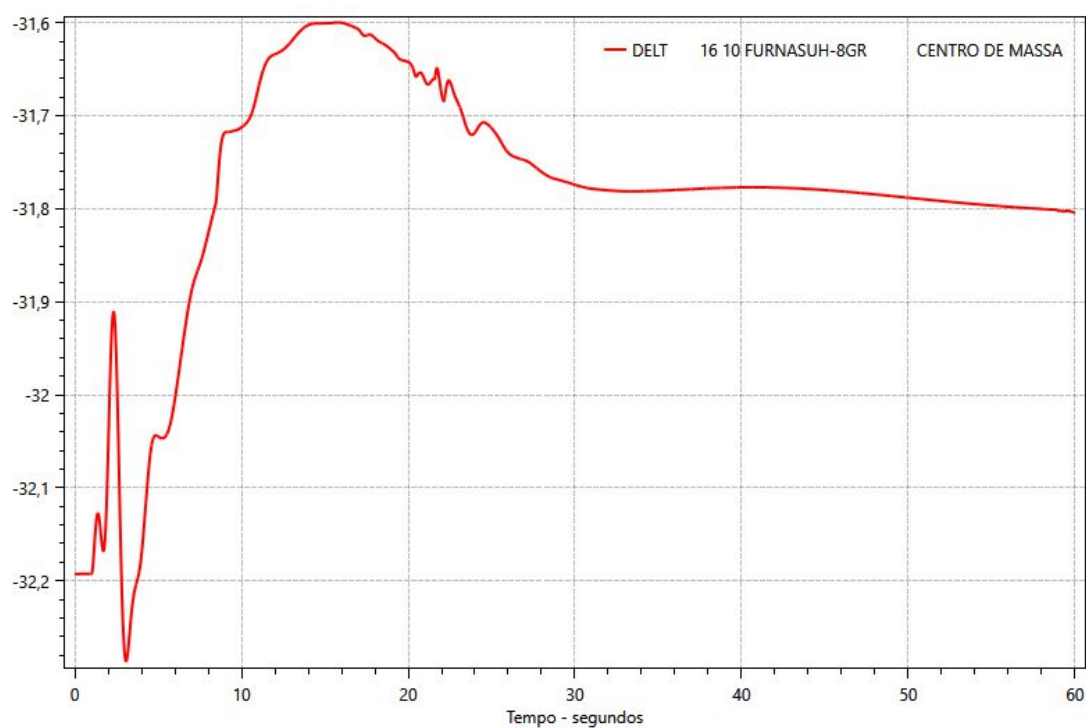
Figura 72 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Itumbiara (graus)



Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

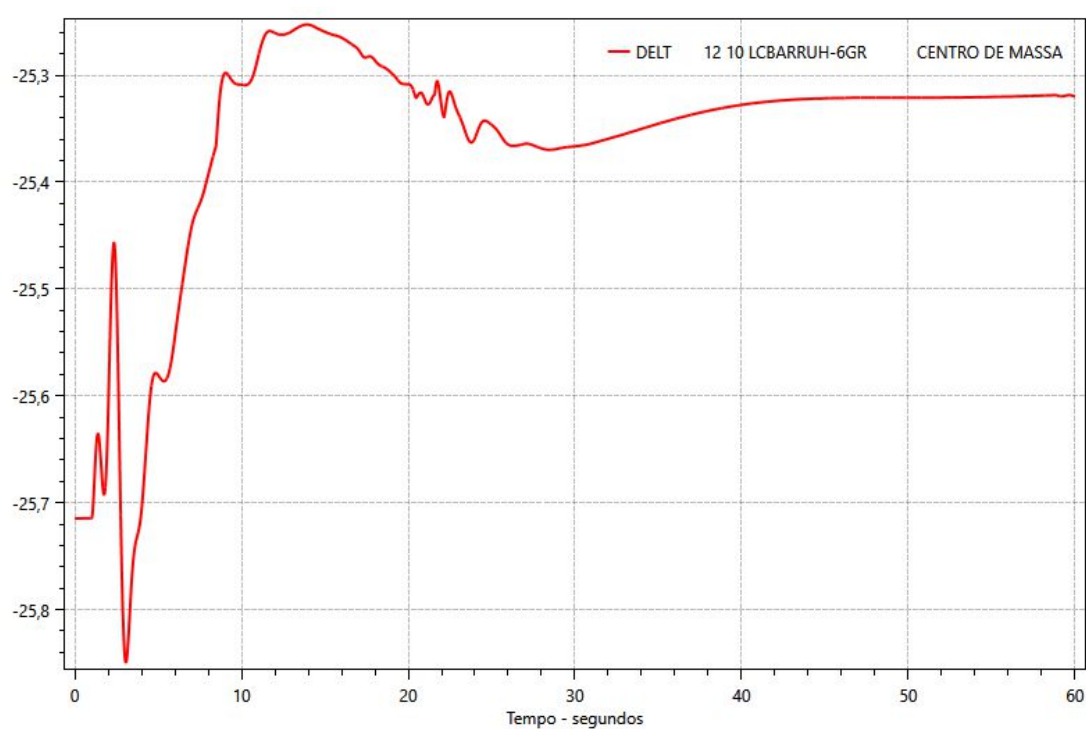
f) Ângulo de potência das usinas pertencentes ao CAG do SE

Figura 73 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Furnas (graus)



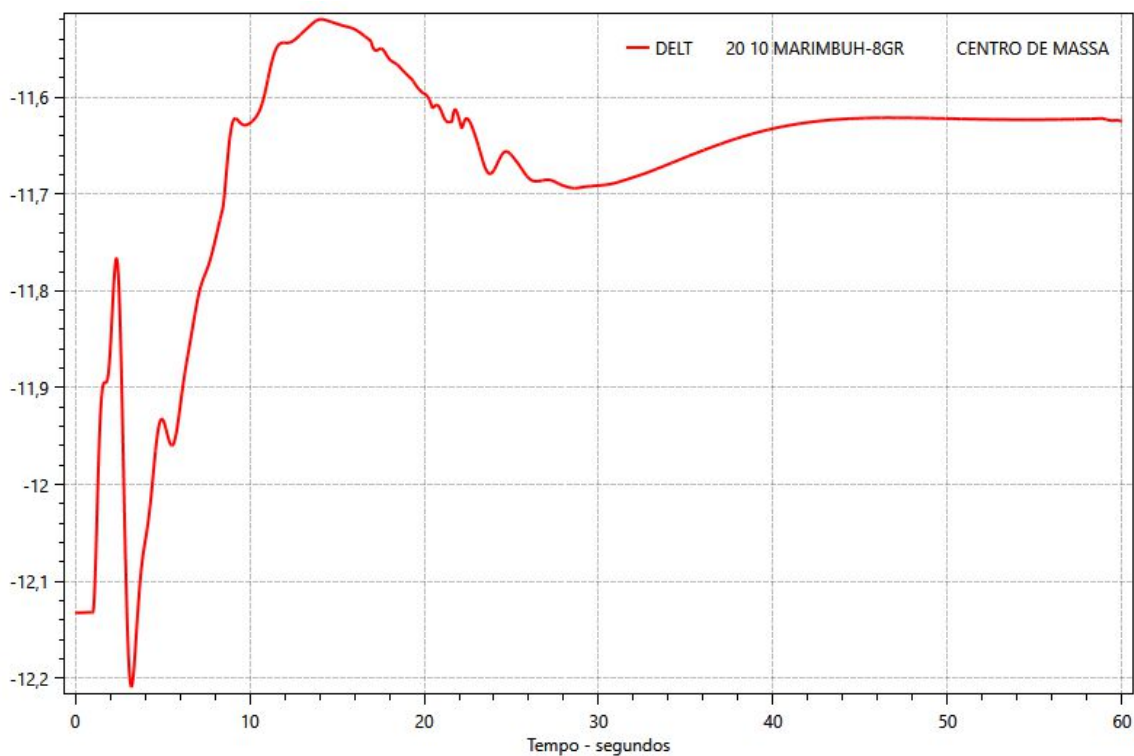
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 74 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE L.C. Barreto (graus)



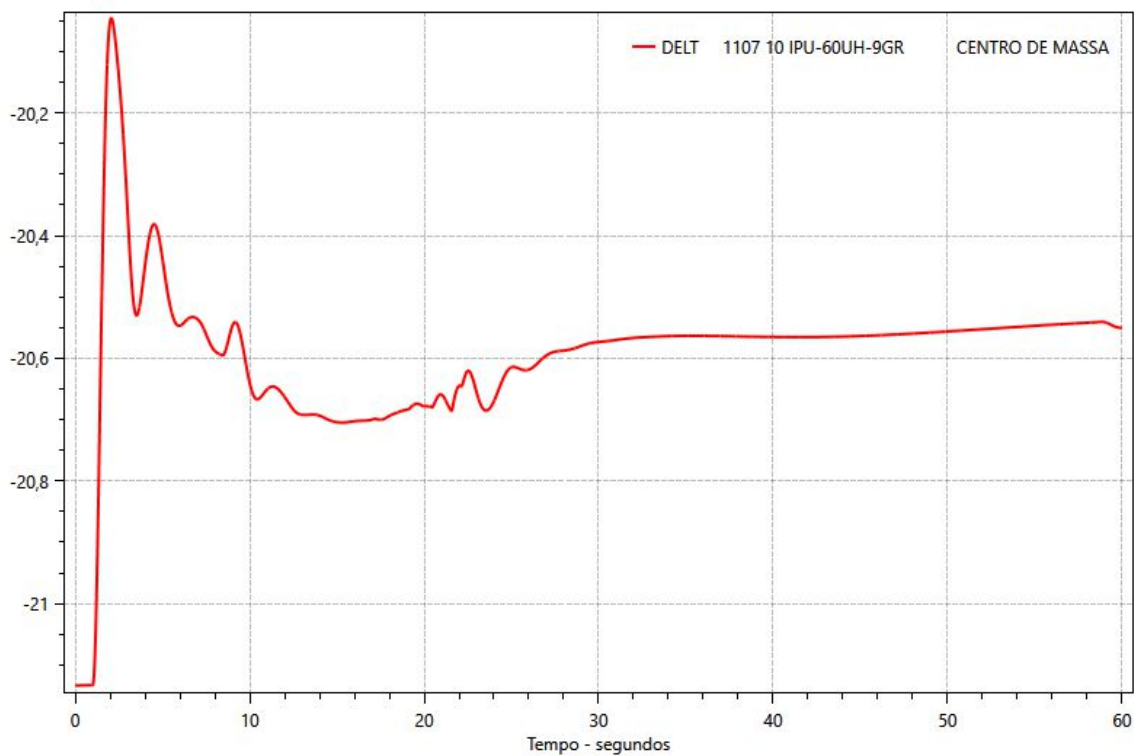
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 75 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Marimbondo (graus)



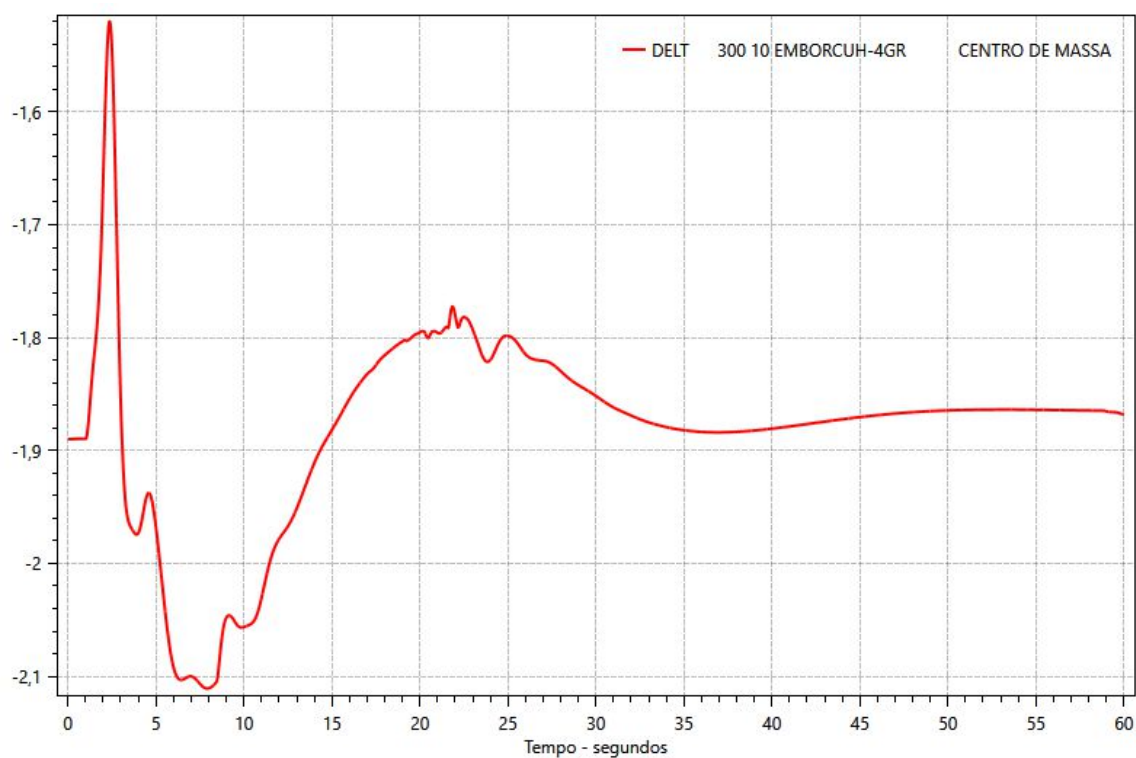
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 76 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Itaipu 60 Hz (graus)



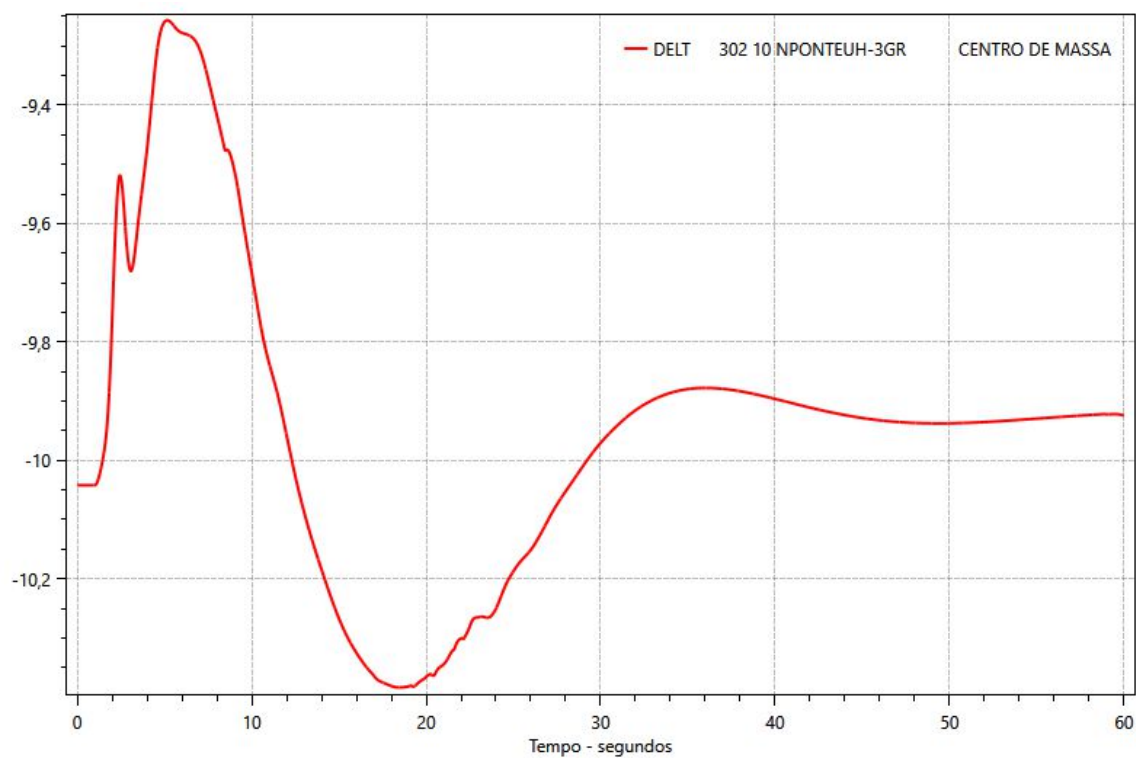
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 77 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Emborcação (graus)



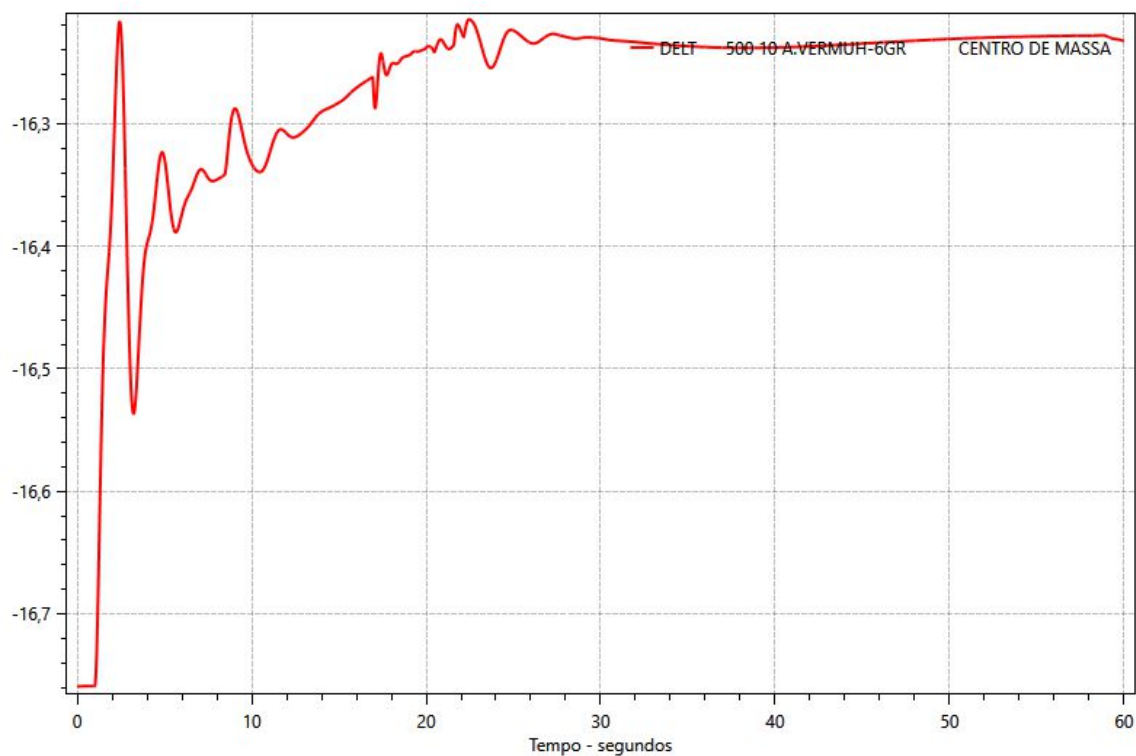
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 78 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Nova Ponte (graus)



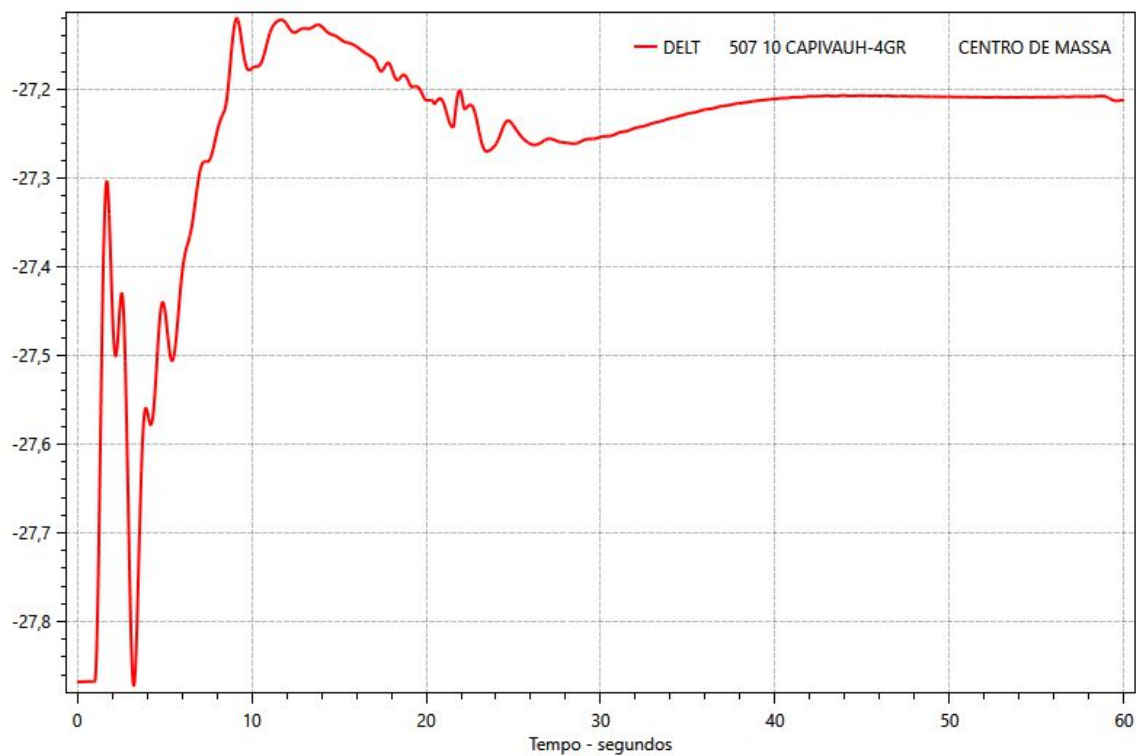
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 79 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Água Vermelha (graus)



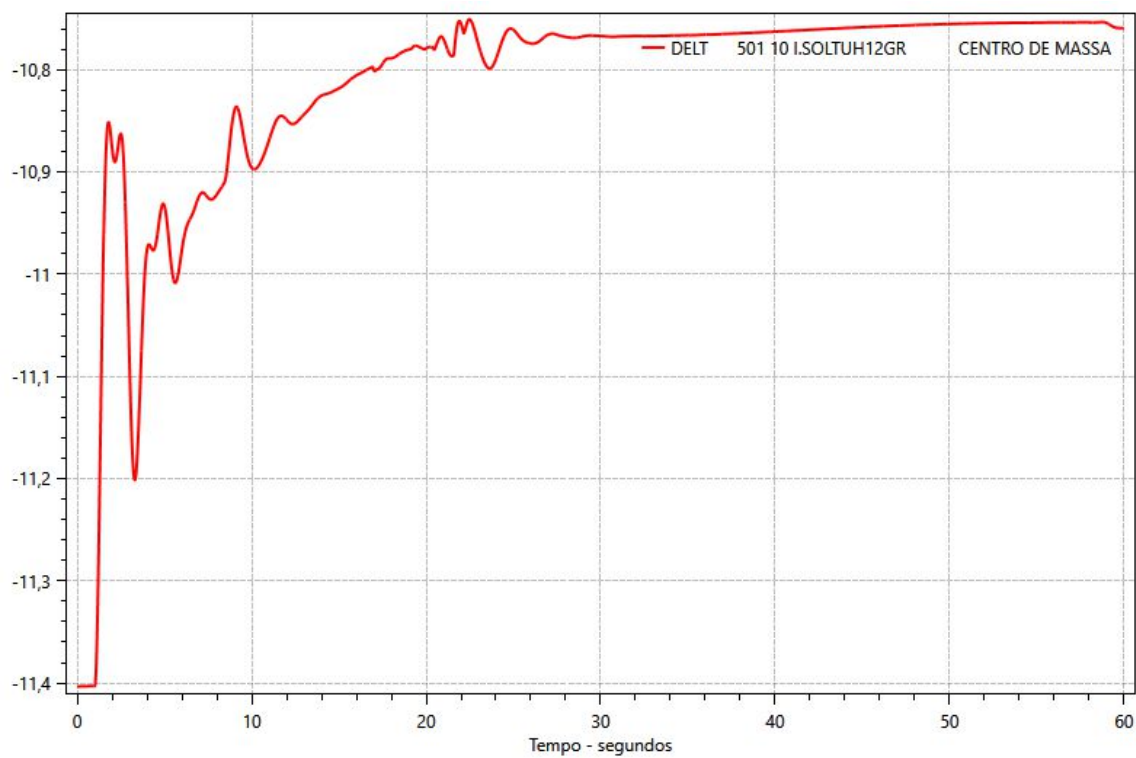
Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 80 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Capivara (graus)



Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 81 – Ângulo de potência em relação ao centro de massa: UHE Ilha Solteira (graus)

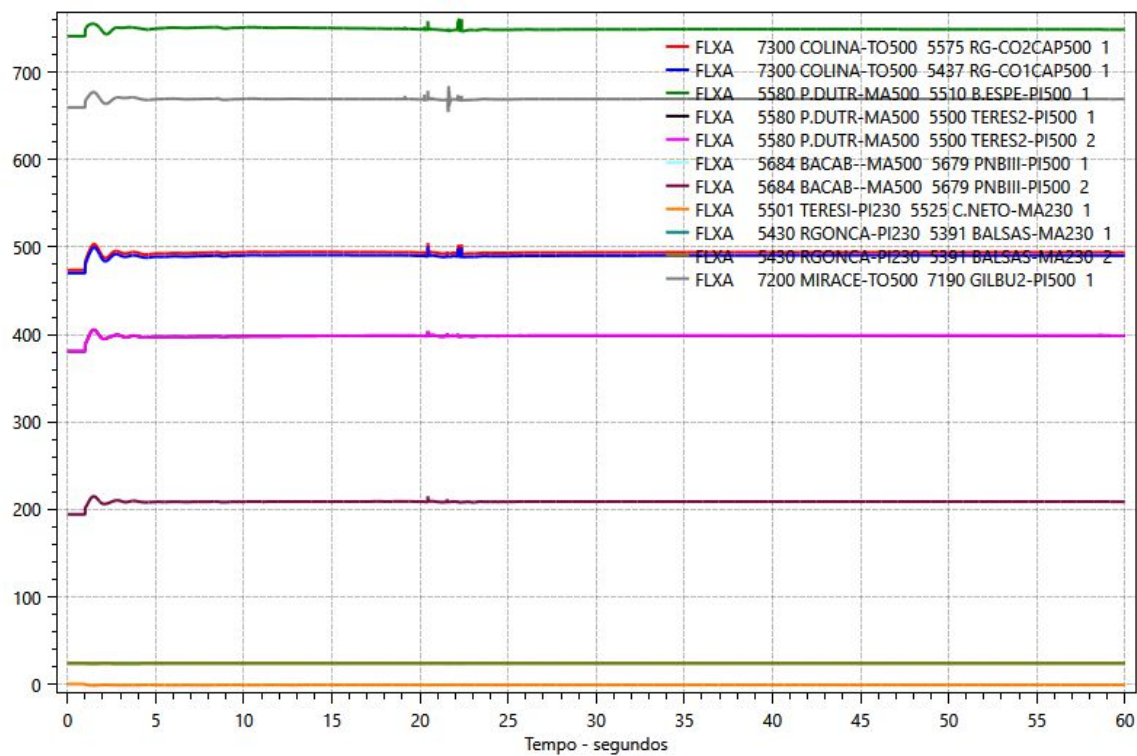


Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

8.2.1.3. Fluxo de potência ativa nas interligações

a) Fluxo de potência ativa nas interligações entre Norte e Nordeste

Figura 82 – Fluxo de potência ativa nas interligações entre Norte e Nordeste (MW)



Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPEL).

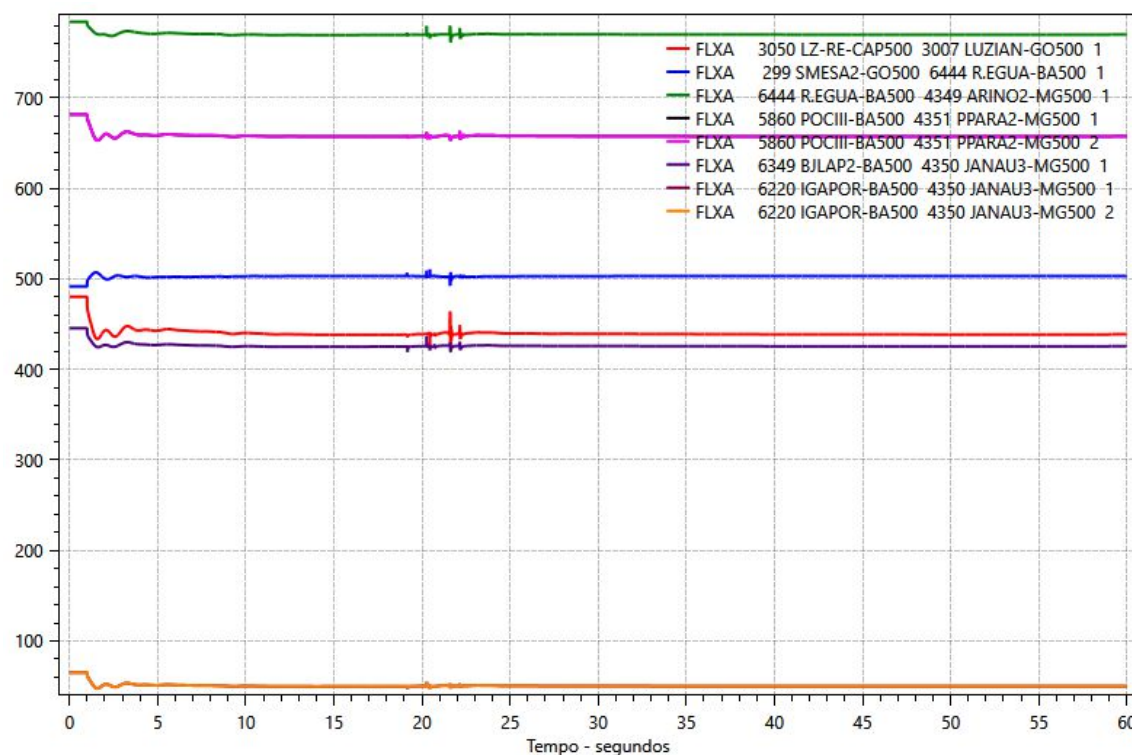
Tabela 10 – Variação do fluxo de potência ativa nas interligações entre Norte e Nordeste

Subestação		Potência ativa (MW)		
De	Para	0s	60s	Varição
Colinas C1	Ribeiro Gonçalves C1	473,70	493,90	20,20
Colinas C2	Ribeiro Gonçalves C2	470,16	490,22	20,06
Presidente Dutra	Boa Esperança	741,26	748,74	7,48
Presidente Dutra C1	Teresina II C1	381,00	398,64	17,64
Presidente Dutra C2	Teresina II C2	381,00	398,64	17,64
Bacabeira C1	Parnaíba III C1	194,48	208,92	14,44
Bacabeira C2	Parnaíba III C2	194,48	208,92	14,44
Teresina	Coelho Neto	0,49	-0,69	-1,18
Ribeiro Gonçalves C1	Balsas C1	24,04	24,03	-0,01
Ribeiro Gonçalves C2	Balsas C2	24,04	24,03	-0,01
Miracema	Gilbués II	659,74	669,30	9,56
Soma de N para NE				121,46
Soma de NE para N				-1,20

Fonte: Autoria própria.

b) Fluxo de potência ativa nas interligações entre Nordeste e Sudeste/Centro Oeste

Figura 83 – Fluxo de potência ativa nas interligações entre Nordeste e Sudeste/Centro Oeste (MW)



Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

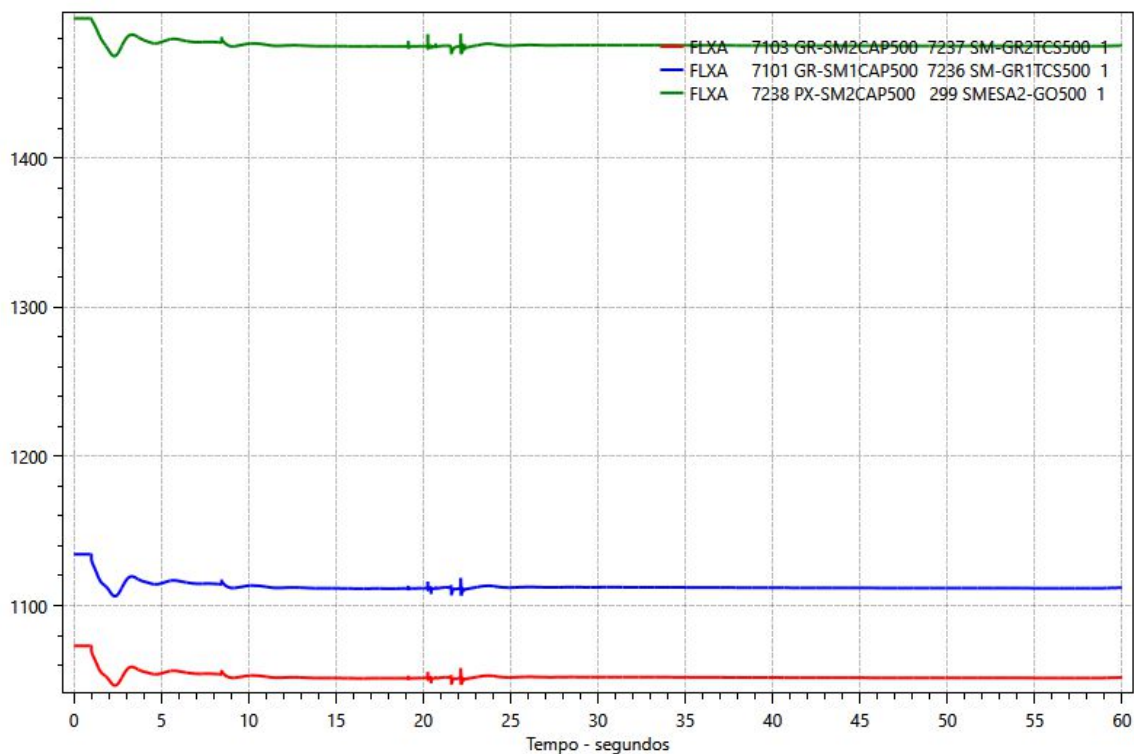
Tabela 11 – Variação do fluxo de potência ativa nas interligações entre Nordeste e Sudeste/Centro Oeste

Subestação		Potência ativa (MW)		
De	Para	0s	60s	Varição
Rio das Éguas	Luziânia	480,07	438,83	-41,24
Serra da Mesa 2	Rio das Éguas	491,64	503,02	11,38
Rio das Éguas	Arinos 2	783,87	769,86	-14,01
Poções III C1	Padre Paraíso 2 C1	681,51	657,37	-24,14
Poções III C2	Padre Paraíso 2 C2	681,51	657,37	-24,14
Bom Jesus da Lapa II	Janaúba 3	445,36	425,63	-19,73
Igaporã III C1	Janaúba 3 C1	65,16	50,08	-15,08
Igaporã III C2	Janaúba 3 C2	65,16	50,08	-15,08
Soma de NE para SE/CO				-153,42
Soma de SE/CO para NE				11,38

Fonte: Autoria própria.

c) Fluxo de potência ativa nas interligações entre Norte e Sudeste/Centro Oeste

Figura 84 – Fluxo de potência ativa nas interligações entre Norte e Sudeste/Centro Oeste (MW)



Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Tabela 12 – Variação do fluxo de potência ativa nas interligações entre Norte e Sudeste/Centro Oeste

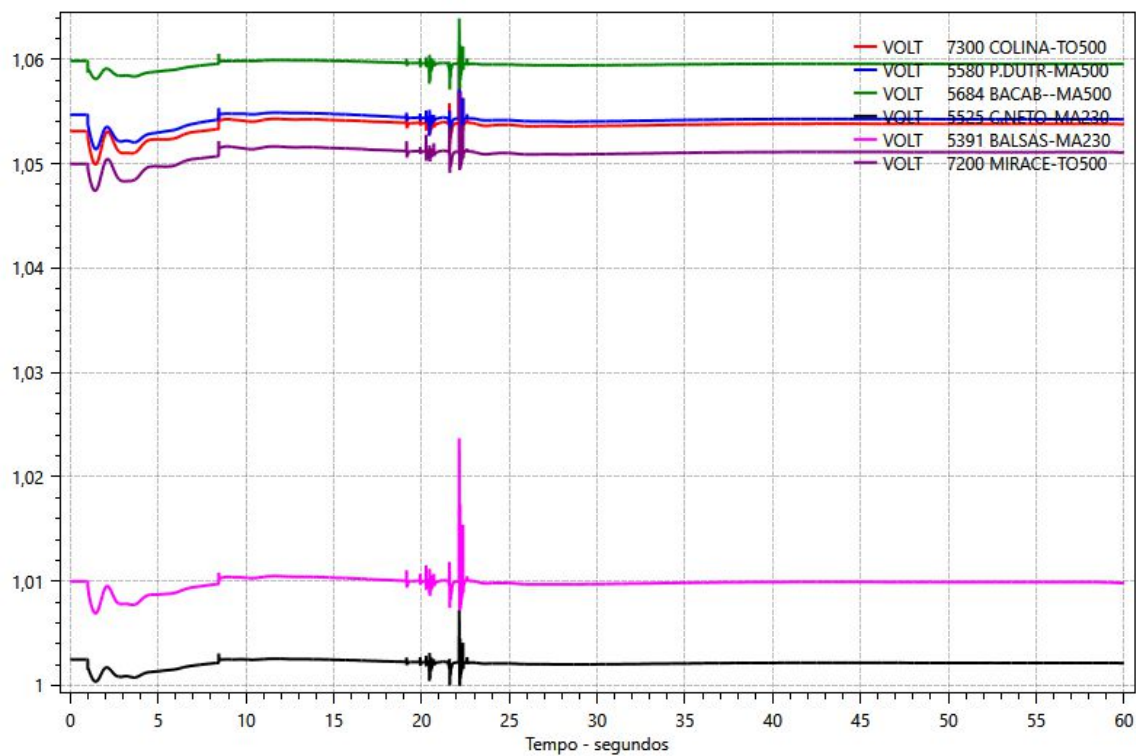
Subestação		Potência ativa (MW)		
De	Para	0s	60s	Varição
Gurupi C1	Serra da Mesa C1	1073,00	1051,84	-21,16
Gurupi C2	Serra da Mesa C2	1134,37	1112,01	-22,36
Peixes 2	Serra da Mesa 2	1493,45	1475,18	-18,27
Soma de N para SE/CO				-61,79

Fonte: Autoria própria.

8.2.1.4. Tensão e frequência nos pontos de medição das interligações

a) Tensão nos pontos de medição - Interligação Norte e Nordeste

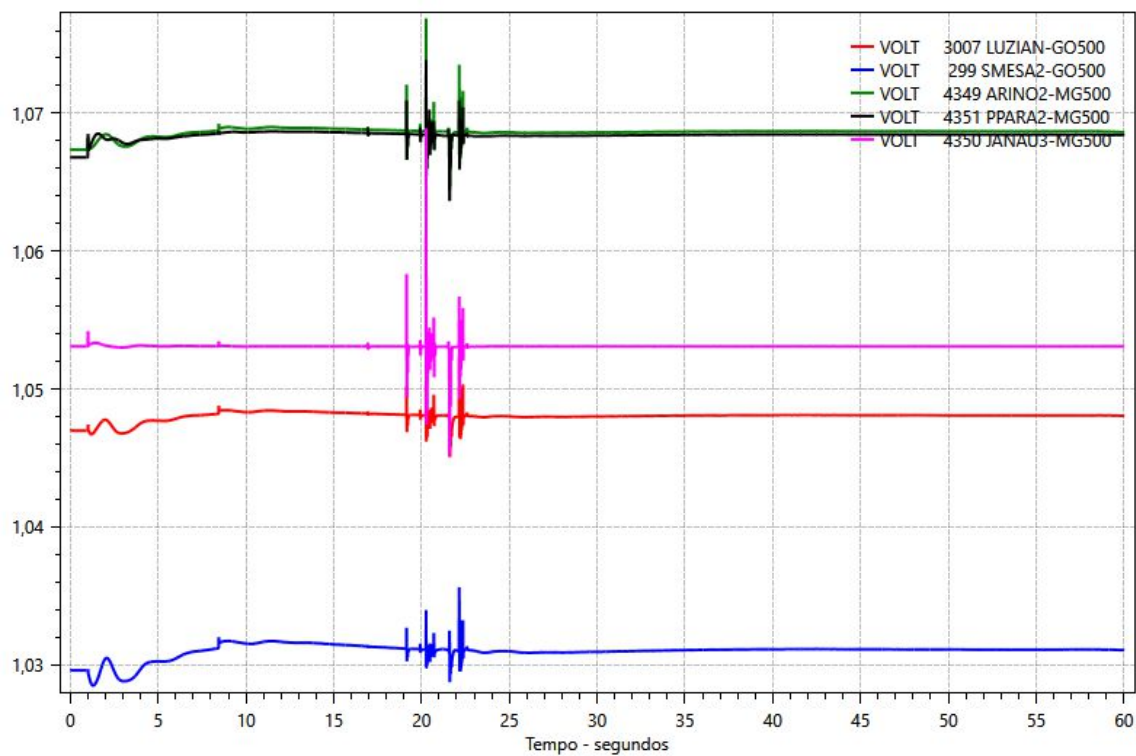
Figura 85 – Tensão nos pontos de medição - Interligação Norte e Nordeste (pu)



Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPEL).

b) Tensão nos pontos de medição - Interligação Nordeste e Sudeste/Centro Oeste

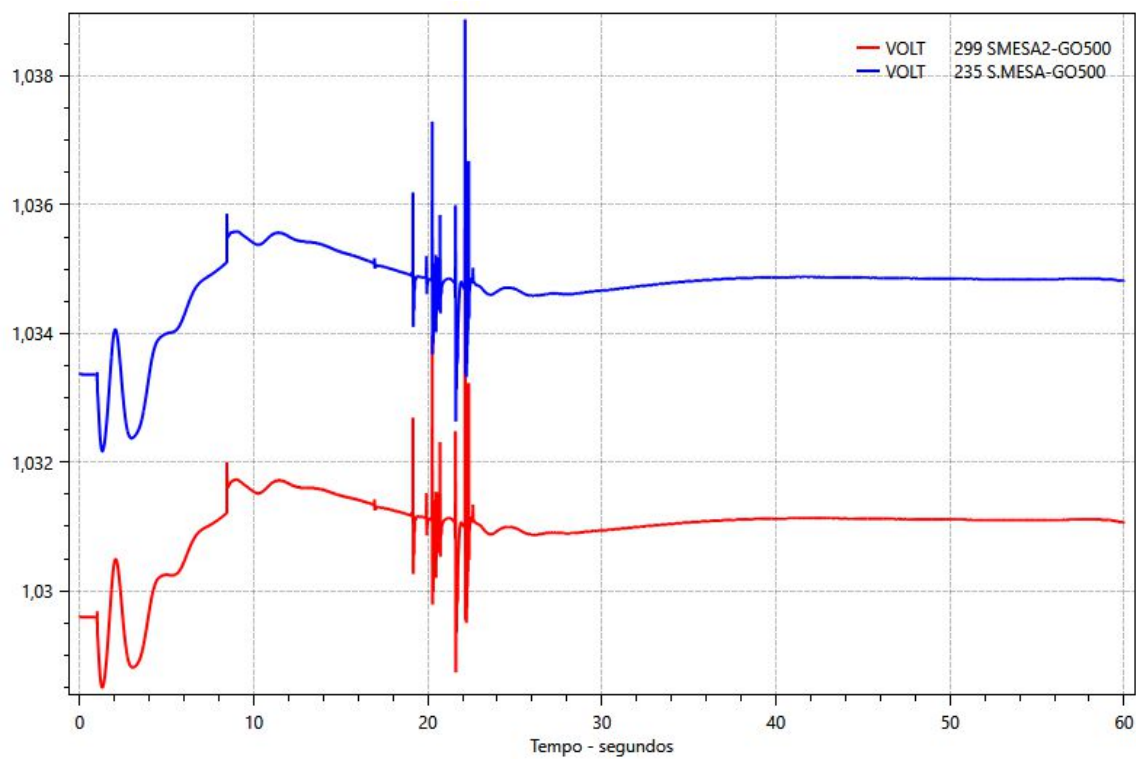
Figura 86 – Tensão nos pontos de medição - Interligação Nordeste e Sudeste/Centro Oeste (pu)



Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

c) Tensão nos pontos de medição - Norte e Sudeste/Centro Oeste

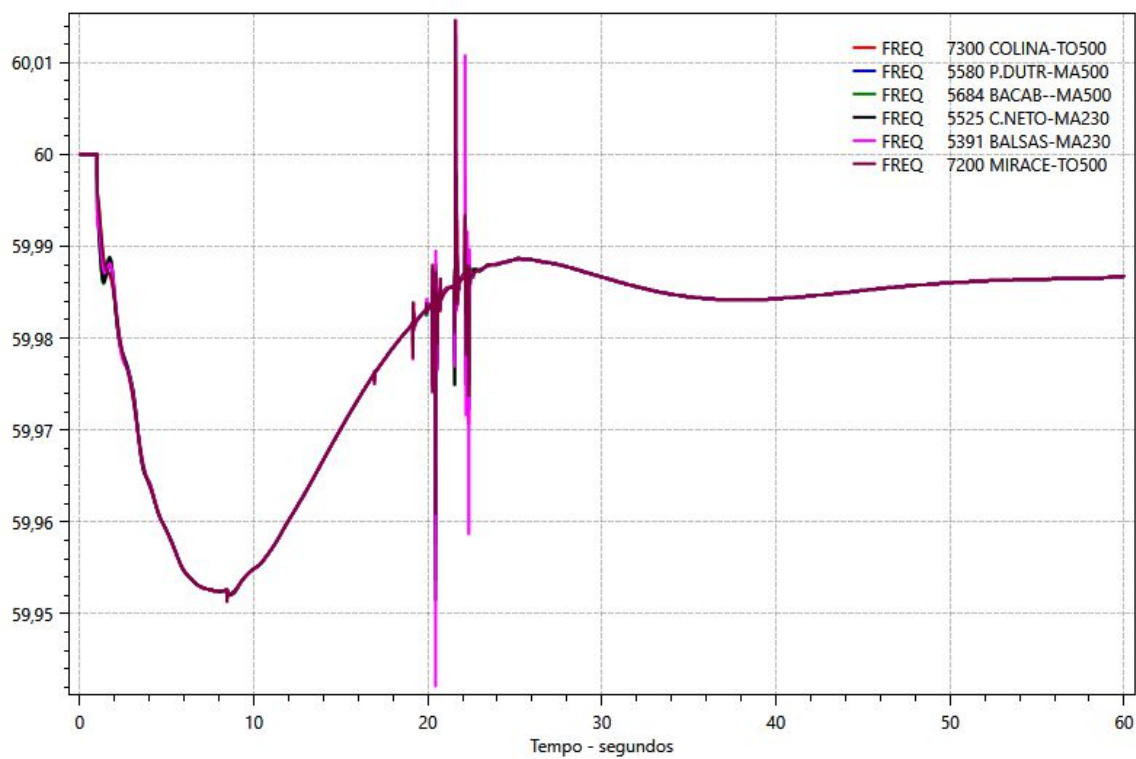
Figura 87 – Tensão nos pontos de medição - Interligação Norte e Sudeste/Centro Oeste (pu)



Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPEL).

d) Frequência nos pontos de medição - Interligação Norte e Nordeste

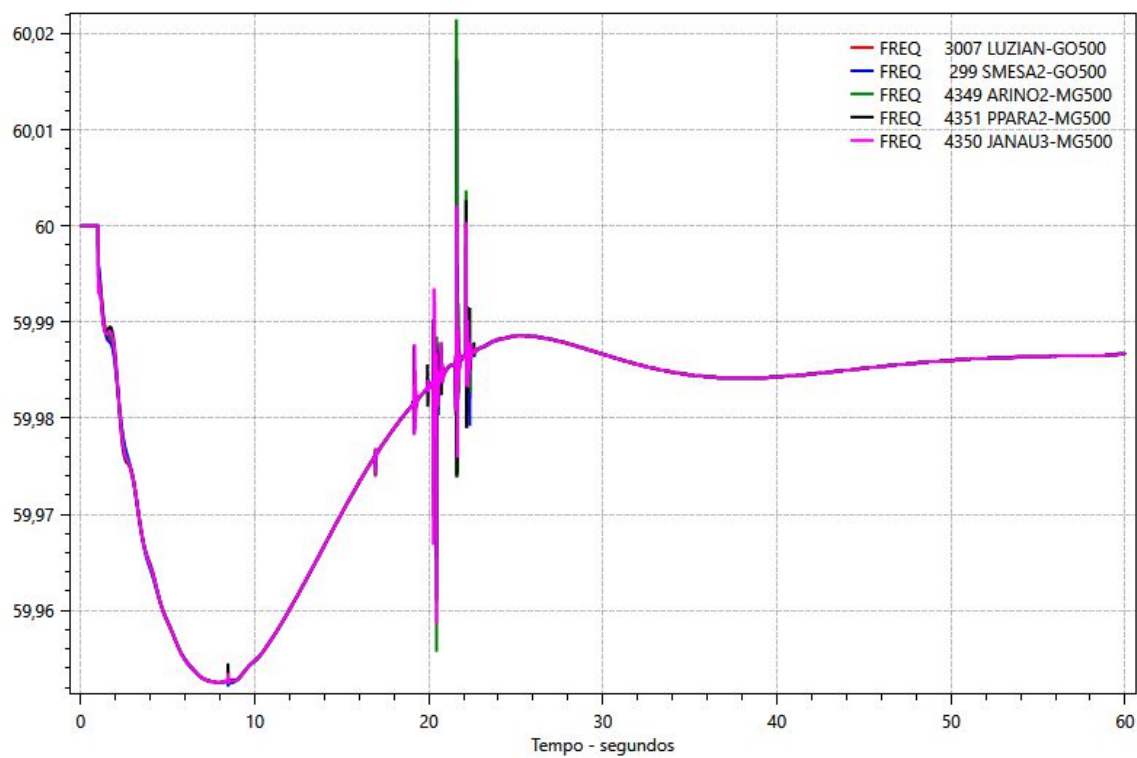
Figura 88 – Frequência nos pontos de medição - Interligação Norte e Nordeste (Hz)



Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPEL).

e) Frequência nos pontos de medição - Interligação Nordeste e Sudeste/Centro Oeste

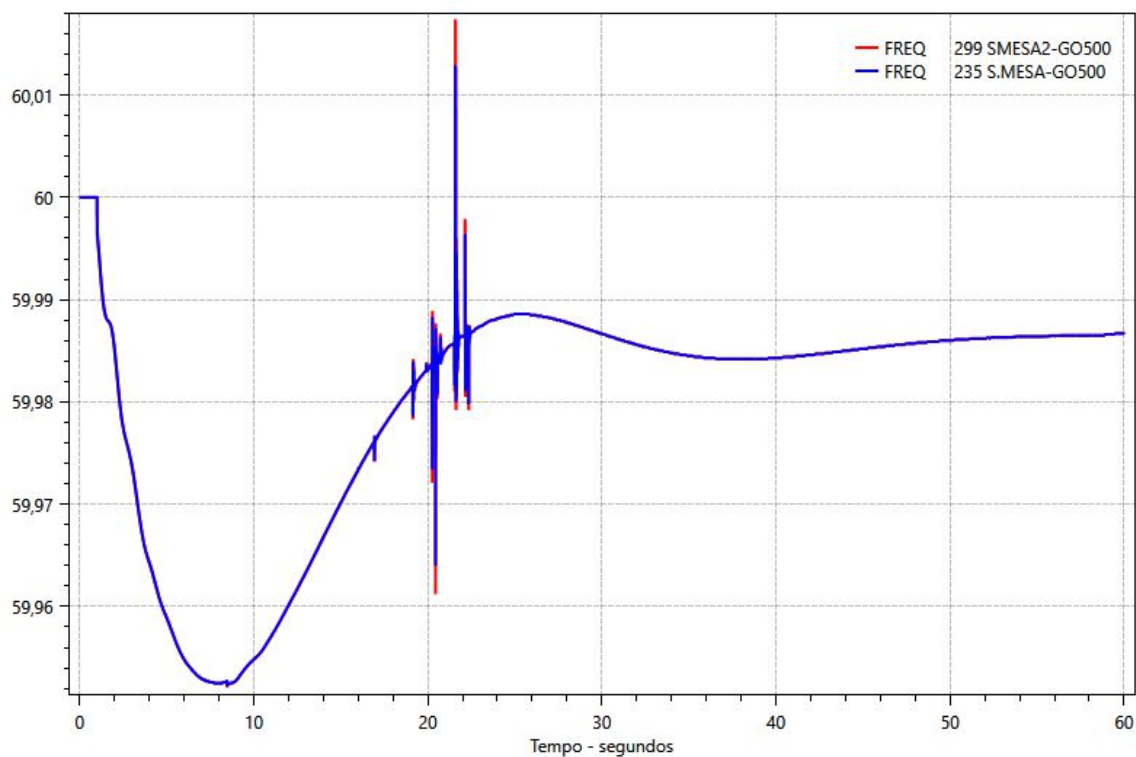
Figura 89 – Frequência nos pontos de medição - Interligação Nordeste e Sudeste/Centro Oeste (Hz)



Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPEL).

f) Frequência nos pontos de medição - Norte e Sudeste/Centro Oeste

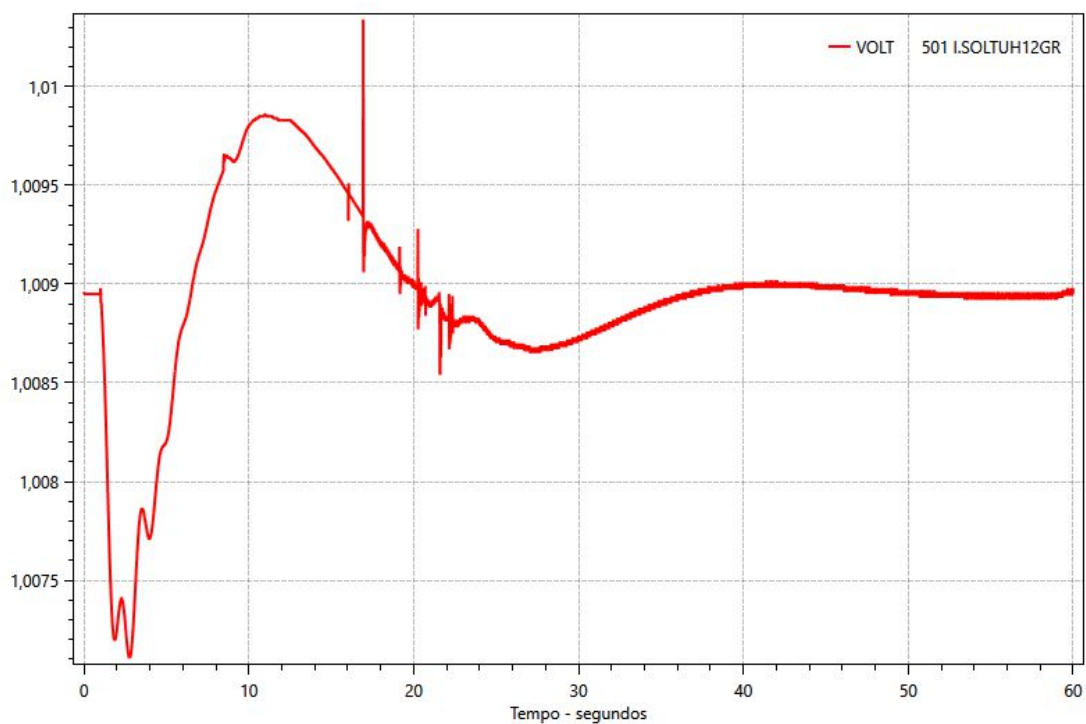
Figura 90 – Frequência nos pontos de medição - Interligação Norte e Sudeste/Centro Oeste (Hz)



Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPEL).

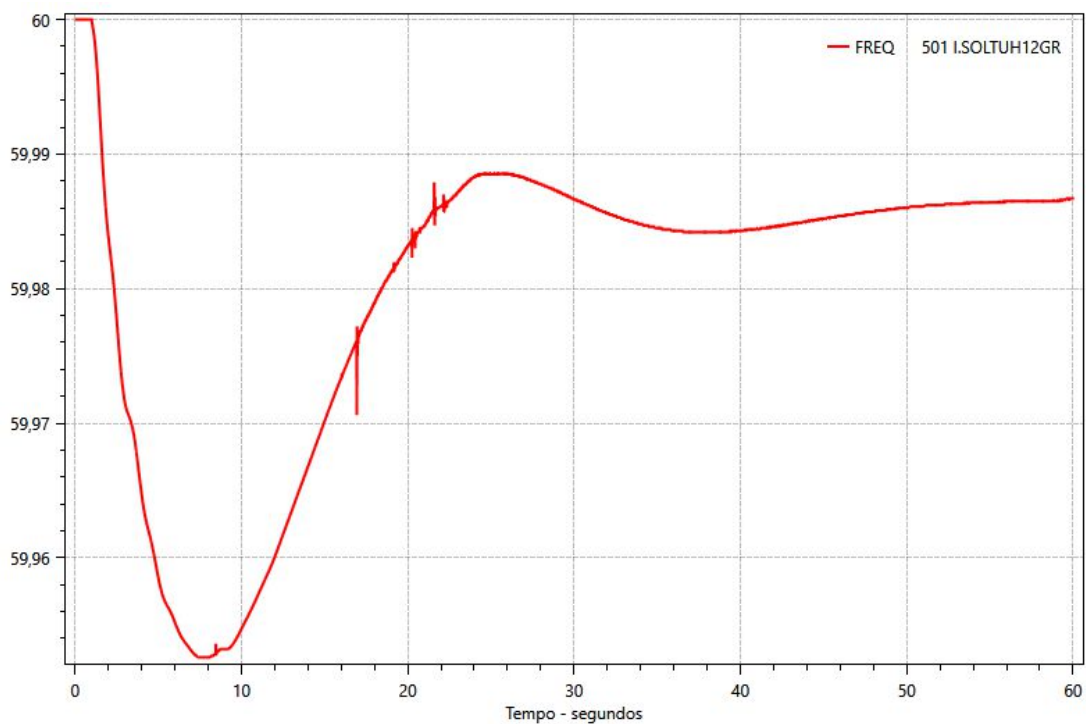
8.2.1.5. Tensão e frequência de Ilha Solteira (referência do sistema)

Figura 91 – Tensão na UHE Ilha Solteira (pu)



Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

Figura 92 – Frequência na UHE Ilha Solteira (Hz)



Fonte: Autoria própria (elaborado no Plot CEPTEL).

8.2.2. Resultados da análise de sensibilidade dos ângulos de potência das máquinas pertencentes ao CAG da região Nordeste

O ANATEM não é capaz de convergir casos com maiores reduções de geração eólica com um tempo mínimo necessário para visualizar o ponto de maior abertura do ângulo de potência, por conta disso, foi feita uma análise de sensibilidade, encontrando uma linha de tendência para cada uma das três máquinas pertencentes ao CAG do Nordeste. A linha de tendência foi construída a partir dos valores de simulação de 19 pontos: 0,5% – 9,5% com passo de 0,5%. A partir da equação da curva, foi estimada a abertura máxima do ângulo de carga, para cada uma das três máquinas, para reduções de até 100% da geração eólica no Nordeste.

O ponto de 12% de redução de geração eólica foi simulado para validar a curva de tendência de cada uma das três máquinas.

Para construção das curvas de tendência, só foi possível simular variações de até 9,5%, o que não é o ideal para cravar uma curva de tendência com um erro insignificante. Porém, apesar disso, é possível chegar a conclusões importantes e seguras sobre o impacto da redução instantânea da geração eólica nas usinas do Nordeste pertencentes ao CAG. Quanto maior a redução da geração de energia eólica, maior o erro, logo, ao passo que a redução vai caminhando até 100%, a confiabilidade das curvas de tendência diminui. Porém, não é possível calcular esse erro, uma vez que não se tem um valor simulado maior que 12%.

8.2.2.1. Barra 5051 – UHE Luiz Gonzaga 1

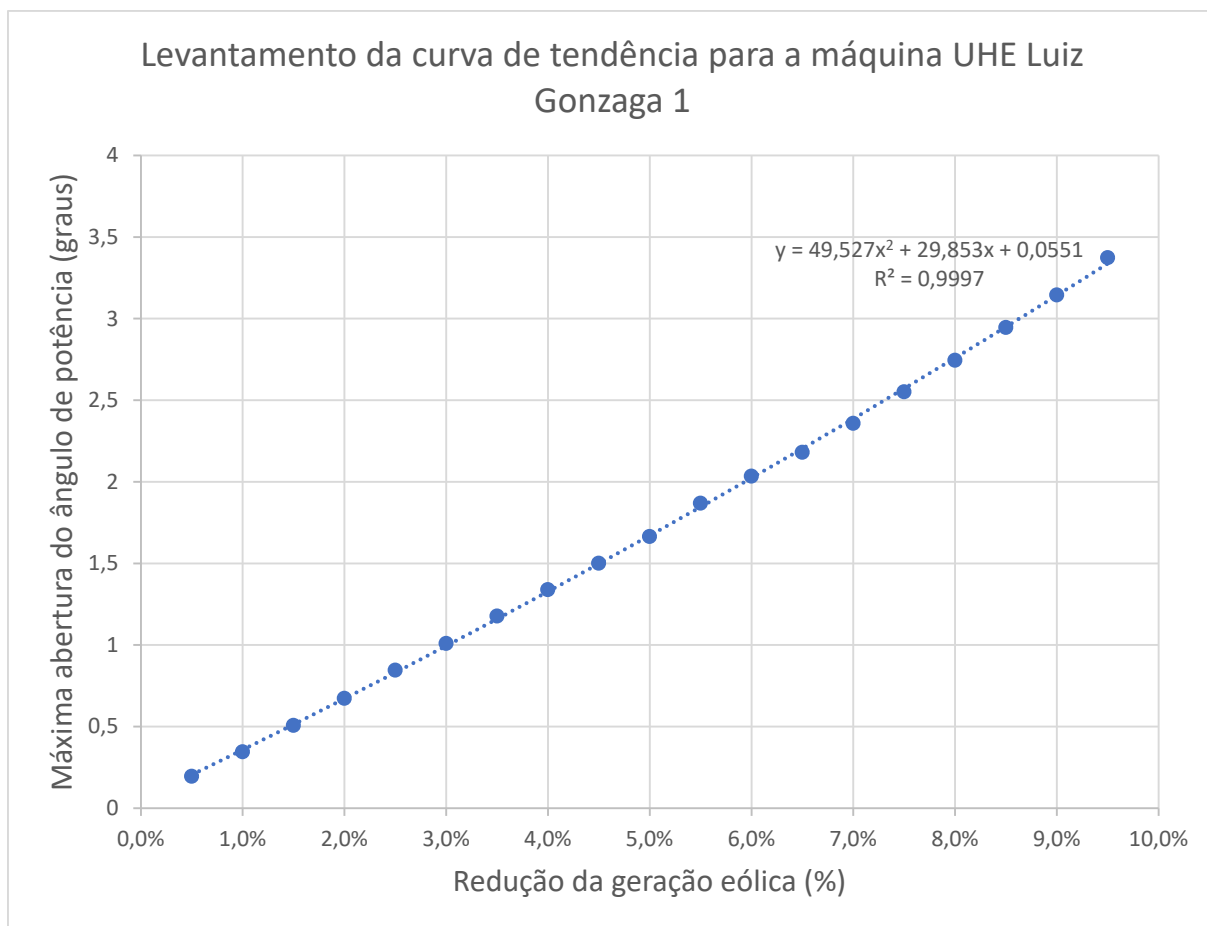
A Tabela 13 apresenta os resultados das simulações para a UHE Luiz Gonzaga 1. E a Figura 93 mostra a curva de tendência da máxima abertura do ângulo de potência da máquina UHE Luiz Gonzaga 1. E a Figura 94 traz a validação da curva de tendência construída.

Tabela 13 – Resultados das simulações para Barra 5051 – UHE Luiz Gonzaga 1

Percentagem da geração eólica reduzida (%)	Ângulo inicial (graus)	Ângulo mínimo (graus)	Abertura máxima do ângulo de potência (graus)
0,5%	-1,8806	-2,07584	0,19524
1,0%	-1,8806	-2,22644	0,34584
1,5%	-1,8806	-2,38785	0,50725
2,0%	-1,8806	-2,55424	0,67364
2,5%	-1,8806	-2,72678	0,84618
3,0%	-1,8806	-2,8902	1,0096
3,5%	-1,8806	-3,05818	1,17758
4,0%	-1,8806	-3,22016	1,33956
4,5%	-1,8806	-3,38133	1,50073
5,0%	-1,8806	-3,54529	1,66469
5,5%	-1,8806	-3,74931	1,86871
6,0%	-1,8806	-3,91491	2,03431
6,5%	-1,8806	-4,06128	2,18068
7,0%	-1,8806	-4,23938	2,35878
7,5%	-1,8806	-4,43276	2,55216
8,0%	-1,8806	-4,62572	2,74512
8,5%	-1,8806	-4,82669	2,94609
9,0%	-1,8806	-5,02593	3,14533
9,5%	-1,8806	-5,25436	3,37376

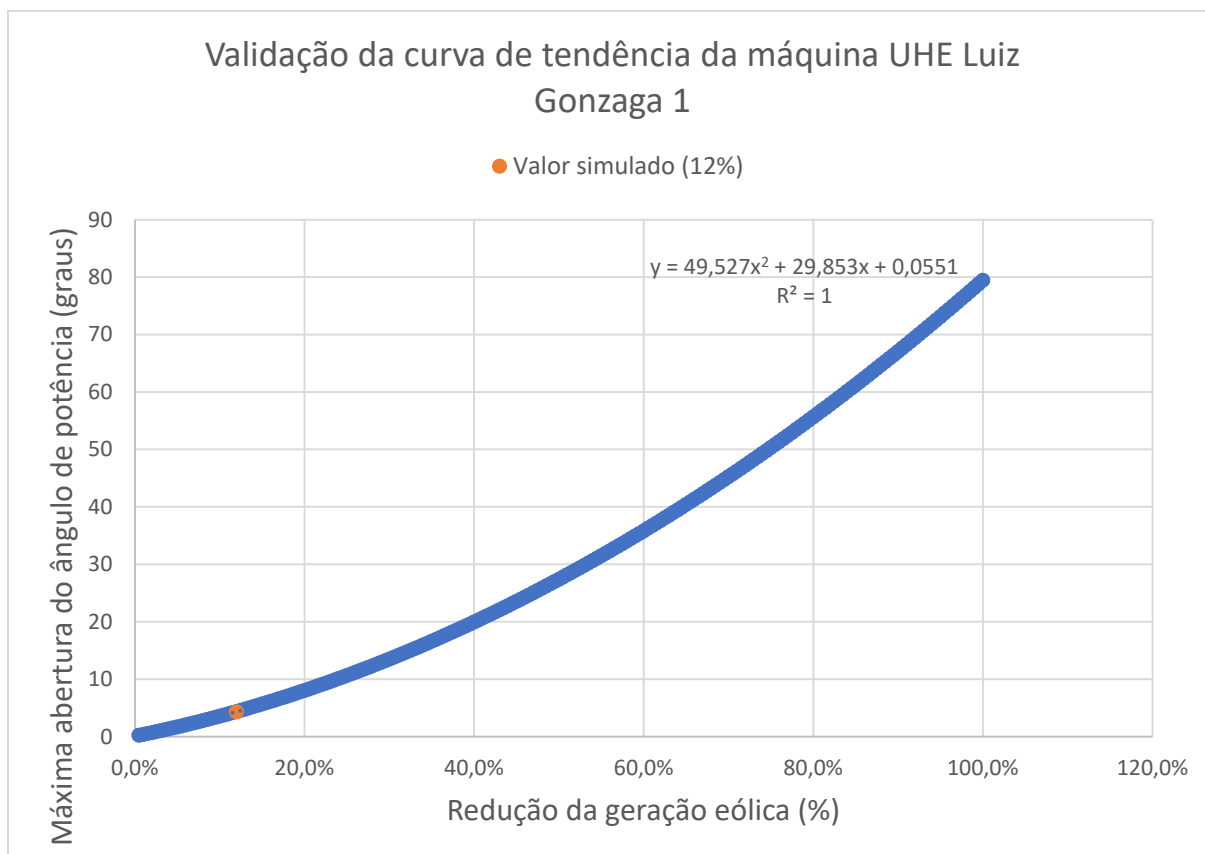
Fonte: Autoria própria.

Figura 93 – Curva de tendência para a máquina UHE Luiz Gonzaga 1



Fonte: Autoria própria.

Figura 94 – Validação da curva de tendência da máquina UHE Luiz Gonzaga 1



Fonte: Autoria própria.

Como é possível verificar através da Figura 94, o ponto simulado, 12% da redução de geração eólica no Nordeste, fica bem próximo da curva de tendência, portanto, a curva de tendência é apropriada.

Para esse caso, redução de 12%, o valor simulado de máxima abertura do ângulo de potência é de 4,28647 e o valor calculado, através da curva de tendência, é de 4,35065, resultando em um erro de 1,48%.

8.2.2.2. Barra 5054 – UHE Luiz Gonzaga 4

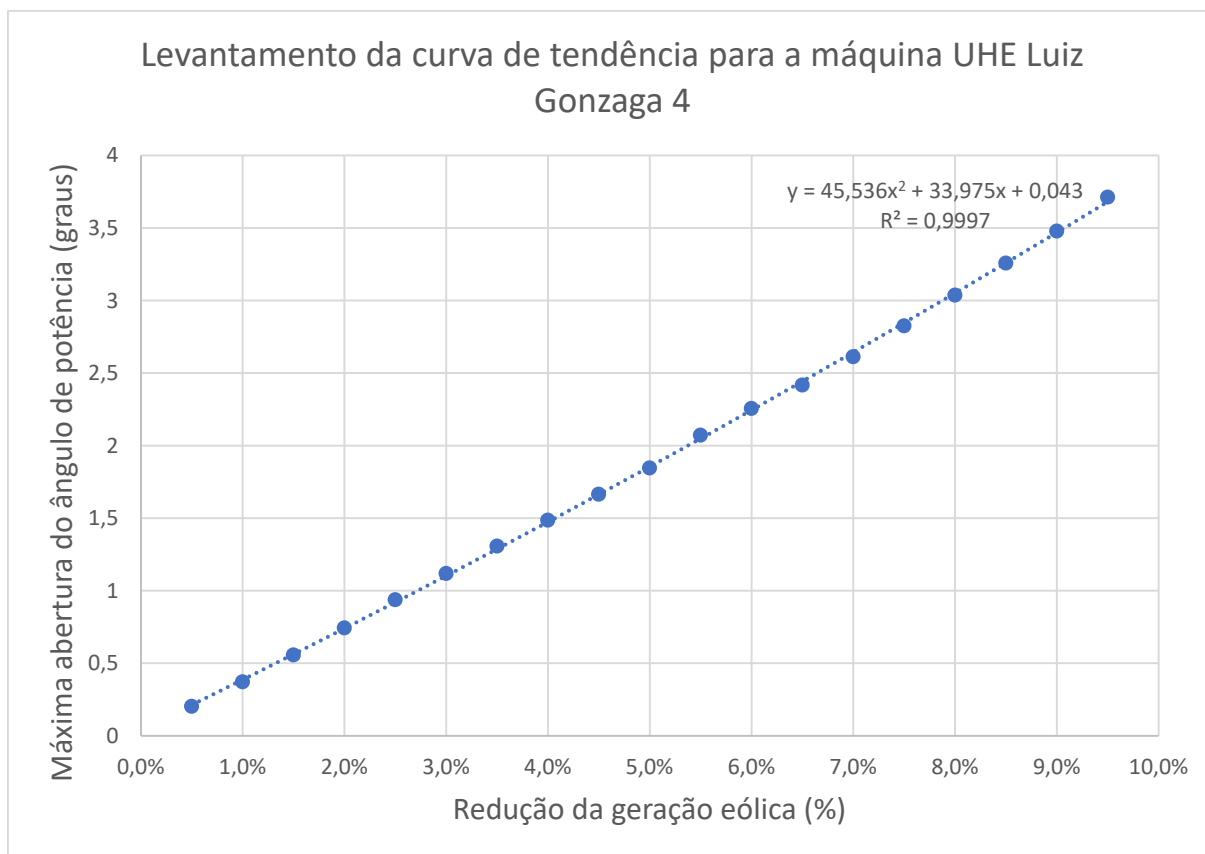
A Tabela 14 apresenta os resultados das simulações para a UHE Luiz Gonzaga 4. E a Figura 95 mostra a curva de tendência da máxima abertura do ângulo de potência da máquina UHE Luiz Gonzaga 4. E a Figura 96 traz a validação da curva de tendência construída.

Tabela 14 – Resultados das simulações para Barra 5054 – UHE Luiz Gonzaga 4

Percentagem da geração eólica reduzida (%)	Ângulo inicial (graus)	Ângulo mínimo (graus)	Abertura máxima do ângulo de potência (graus)
0,5%	2,0644	1,86211	0,20229
1,0%	2,0644	1,69259	0,37181
1,5%	2,0644	1,50704	0,55736
2,0%	2,0644	1,32068	0,74372
2,5%	2,0644	1,12717	0,93723
3,0%	2,0644	0,94527	1,11913
3,5%	2,0644	0,756904	1,307496
4,0%	2,0644	0,578582	1,485818
4,5%	2,0644	0,399827	1,664573
5,0%	2,0644	0,218211	1,846189
5,5%	2,0644	-0,00723687	2,07163687
6,0%	2,0644	-0,191981	2,256381
6,5%	2,0644	-0,353198	2,417598
7,0%	2,0644	-0,548042	2,612442
7,5%	2,0644	-0,761113	2,825513
8,0%	2,0644	-0,972408	3,036808
8,5%	2,0644	-1,19393	3,25833
9,0%	2,0644	-1,41382	3,47822
9,5%	2,0644	-1,64854	3,71294

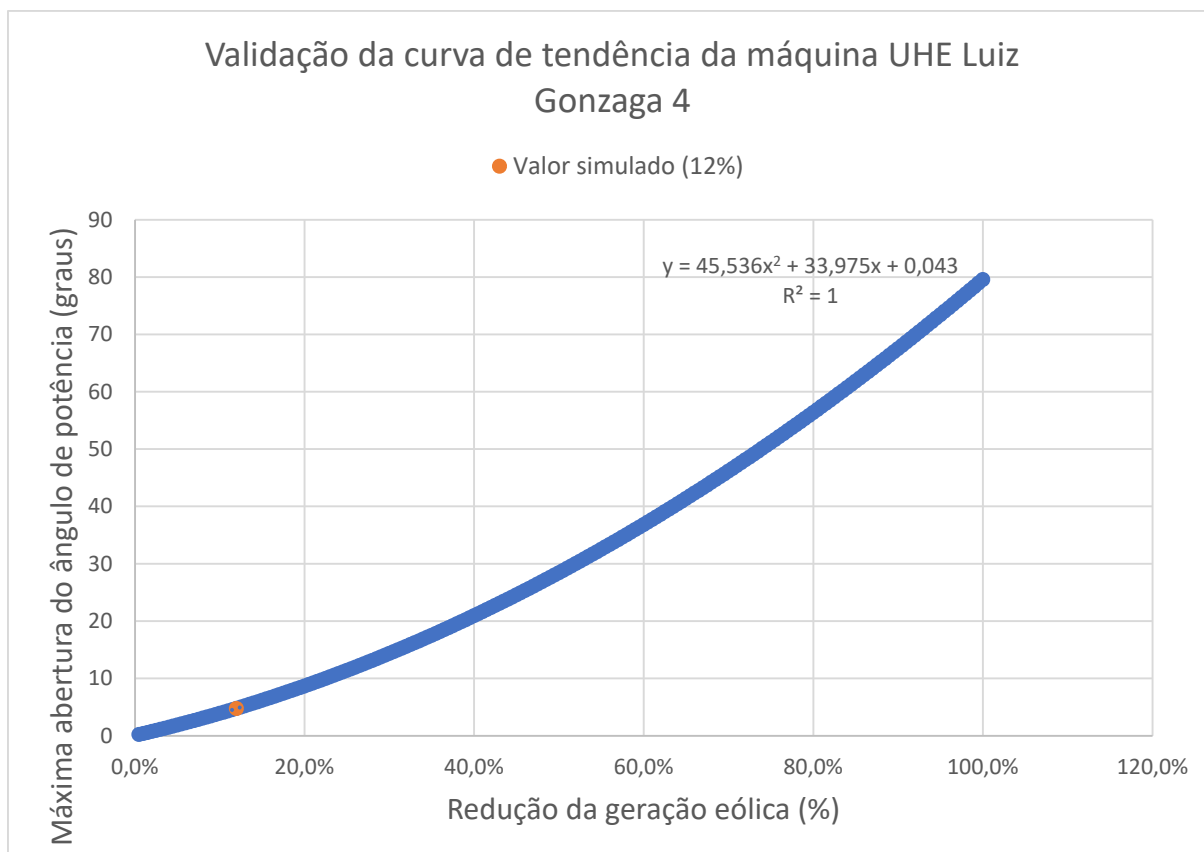
Fonte: Autoria própria.

Figura 95 – Curva de tendência para a máquina UHE Luiz Gonzaga 4



Fonte: Autoria própria.

Figura 96 – Validação da curva de tendência da máquina UHE Luiz Gonzaga 4



Fonte: Autoria própria.

Como é possível verificar através da Figura 96, o ponto simulado, 12% da redução de geração eólica no Nordeste, fica bem próximo da curva de tendência, portanto, a curva de tendência é apropriada.

Para esse caso, redução de 12%, o valor simulado de máxima abertura do ângulo de potência é de 4,72798 e o valor calculado, através da curva de tendência, é de 4,77572, resultando em um erro de 1,00%.

8.2.2.3. Barra 5022 – UHE Paulo Afonso IV

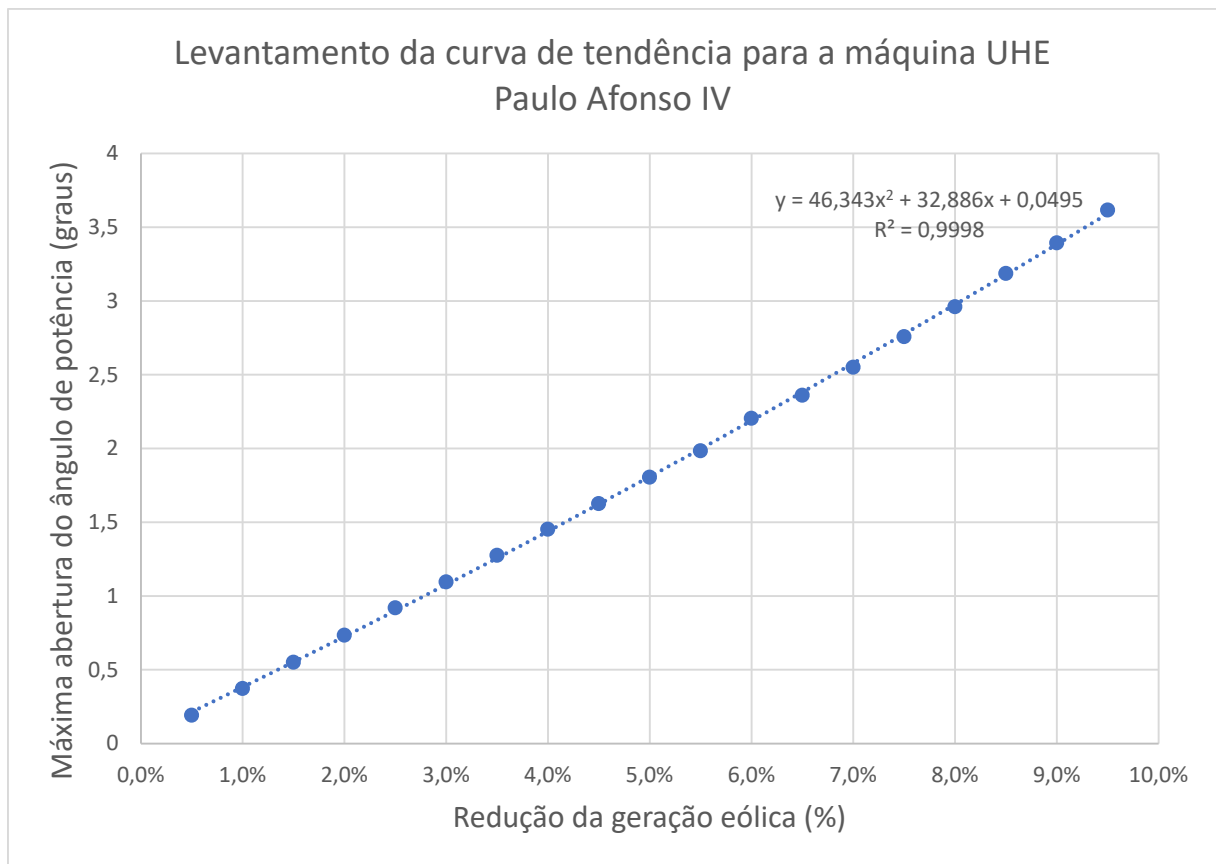
A Tabela 15 apresenta os resultados das simulações para a UHE Paulo Afonso IV. E a Figura 97 mostra a curva de tendência da máxima abertura do ângulo de potência da máquina UHE Paulo Afonso IV. E a Figura 98 traz a validação da curva de tendência construída.

Tabela 15 – Resultados das simulações para Barra 5022 – UHE Paulo Afonso IV

Percentagem da geração eólica reduzida (%)	Ângulo inicial (graus)	Ângulo mínimo (graus)	Abertura máxima do ângulo de potência (graus)
0,5%	8,22825	8,03644	0,19181
1,0%	8,22825	7,85511	0,37314
1,5%	8,22825	7,67709	0,55116
2,0%	8,22825	7,49392	0,73433
2,5%	8,22825	7,30824	0,92001
3,0%	8,22825	7,13298	1,09527
3,5%	8,22825	6,9521	1,27615
4,0%	8,22825	6,77584	1,45241
4,5%	8,22825	6,60151	1,62674
5,0%	8,22825	6,42241	1,80584
5,5%	8,22825	6,2437	1,98455
6,0%	8,22825	6,02379	2,20446
6,5%	8,22825	5,86759	2,36066
7,0%	8,22825	5,67713	2,55112
7,5%	8,22825	5,47008	2,75817
8,0%	8,22825	5,26702	2,96123
8,5%	8,22825	5,04112	3,18713
9,0%	8,22825	4,83394	3,39431
9,5%	8,22825	4,61187	3,61638

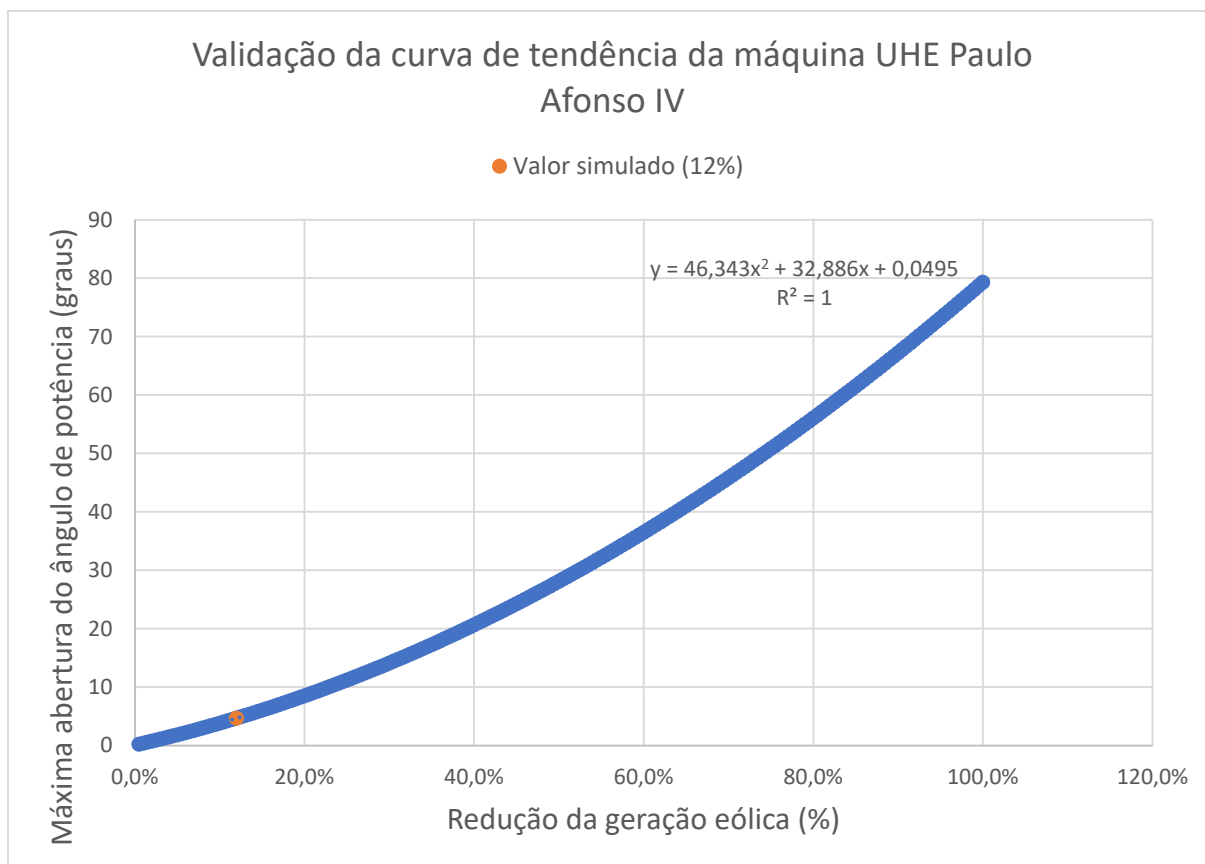
Fonte: Autoria própria.

Figura 97 – Curva de tendência para a máquina UHE Paulo Afonso IV



Fonte: Autoria própria.

Figura 98 – Validação da curva de tendência da máquina UHE Paulo Afonso IV



Fonte: Autoria própria.

Como é possível verificar através da Figura 98, o ponto simulado, 12% da redução de geração eólica no Nordeste, fica bem próximo da curva de tendência, portanto, a curva de tendência é apropriada.

Para esse caso, redução de 12%, o valor simulado de máxima abertura do ângulo de potência é de 4,66099 e o valor calculado, através da curva de tendência, é de 4,66316, resultando em um erro de 0,05%.

9. CONCLUSÃO

Analisando a Figura 94, Figura 96 e Figura 98, pode-se concluir que as curvas de tendência traçadas através dos valores simulados são apropriadas para uma análise de sensibilidade da máxima variação do ângulo de potência das máquinas pertencentes ao CAG da região Nordeste.

Observando as três curvas de tendência, é possível observar que com uma redução em torno de 60% da geração da energia eólica no Nordeste, no ponto de operação estudado, a operação fica crítica, pois a abertura angular máxima passa a ser da ordem de 35 graus. Na prática, adota-se valores de ângulo de potência entre 30 e 40 graus para garantir uma operação segura (CHAN, 2015). Como uma variação de potência causada pelo vento dessa ordem é um evento desconexo com a realidade, pode-se concluir que erros de desvio de previsão de geração eólica e variações instantâneas da geração eólica não comprometem a estabilidade angular das máquinas do CAG do Nordeste para esse ponto de operação.

Por conta da redução da afluência do rio São Francisco, causada pelas condições hidrológicas desfavoráveis, um número muito reduzido de geradores da região permanece em operação (ONS, 2019), levando o CAG da região Nordeste inoperante. Ou seja, a região Nordeste não é capaz de lidar com as variações de geração e carga por si só, a região depende das interligações com os outros subsistemas.

Na Tabela 10 e na Tabela 11 é possível verificar a contribuição dos subsistemas Norte e Sudeste/Centro-Oeste, respectivamente, para o caso analisado. Nota-se que o subsistema Norte supre 122,66 MW, enquanto o subsistema Sudeste/Centro-Oeste supre 164,80 MW. Como a redução de geração eólica foi de 311,90 MW, pode-se concluir que o subsistema Norte fornece 39,3% da potência faltante e o subsistema Sudeste/Centro-Oeste fornece 52,8%. Logo, o subsistema do Nordeste arca com somente 7,9% da variação instantânea da geração eólica no Nordeste.

Esse resultado converge com o que foi apresentado pelo estudo intermediado pelo *GIZ*, citado no item 3.2, sobre a integração de fontes renováveis variáveis na matriz elétrica brasileira, que ressaltou a importância de fazer reforços na rede de transmissão (KAROUI, RESE e SINDER, 2019). Nota-se que realmente é de suma

importância para o SIN garantir o fluxo de potência entre os subsistemas através da rede de transmissão.

Há algumas soluções citadas nesse trabalho para assegurar o bom funcionamento do sistema elétrico, mediante a integração de fontes renováveis variáveis, como, por exemplo: reforços na rede de transmissão; a inclusão de tecnologias de armazenamento de energia; e a operação de aerogeradores abaixo da sua máxima potência de saída disponível, proporcionando, dessa forma, reserva de potência.

Para trabalhos futuros, recomenda-se expandir as análises para diferentes pontos de operação. Também é sugerida a análise do SIN frente à utilização de armazenamento de energia. E ainda, sugere-se o estudo da soma entre o evento da variação instantânea de potência ativa fornecida pela geração eólica e outras perturbações, como curto-circuito.

REFERÊNCIAS

- ABEEÓLICA. **INFOVENTO 25: Energia Eólica - Os bons ventos do Brasil**. Associação Brasileira de Energia Eólica. [S.l.]. 2022.
- ANEEL. **Nota Técnica nº 089/2018-SRG/ANEEL**. [S.l.]. 2018.
- ANEEL. Capacidade de Geração do Brasil. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA**, 2022a. Disponível em: <<https://bit.ly/2IGf4Q0>>. Acesso em: 23 Outubro 2022.
- ANEEL. Resumo Estadual. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA**, 2022b. Disponível em: <<https://bit.ly/2IGf4Q0>>. Acesso em: 23 Outubro 2022.
- ANEEL. Usinas e Agentes de Geração. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA**, 2022c. Disponível em: <<https://bit.ly/2IGf4Q0>>. Acesso em: 23 Outubro 2022.
- BAZZO, T. D. P. M. **Projeto ótimo multidisciplinar de geradores síncronos de ímãs permanentes para aerogeradores considerando a curva de ocorrência do vento**. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. 2017.
- BEIRES, P. P. et al. **The need of synchronous inertia in autonomous power systems with increasing shares of renewables**. 3rd International Hybrid Power Systems Workshop. Tenerife, Spain: [s.n.]. 2018. p. 1-7.
- BUENO, A. F. M.; BRANDÃO, C. A. L. **Visão geral de tecnologia e mercado para os Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica no Brasil**. Belo Horizonte, p. 62. 2016.
- CEPEL. Manual Anatem. **Anatem**, 2022. Disponível em: <<https://dre.cepel.br/manual/anatem/index.html>>. Acesso em: 18 Junho 2022.
- CHAN, T.-F. Synchronous machines, Hong Kong, 19 Março 2015.
- CUTSEM, T. V.; VOURNAS, C. **Voltage Stability of Electric Power Systems**. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 1998.
- DE FREITAS JÚNIOR, L. C.; SCHINCARIOL DA SILVA, R. **Máquinas Elétricas**. Londrina: Editora e Distribuidora Educacional S.A., 2018.

FILHO, F. A. S. **Reserva de potência e integração de geração eólica: o caso brasileiro**. Universidade de São Paulo. São Paulo. 2020.

GRUGEEN. O que é o PLD – Preço de Liquidação das Diferenças?, 2017. Disponível em: <<http://grugeen.eng.br/o-que-e-o-pld-preco-de-liquidacao-das-diferencas/>>. Acesso em: 18 Setembro 2022.

HAILU, G. et al. **Rotating Machinery**. Londres: IntechOpen, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.5772/intechopen.77579>>.

HATZIARGYRIOU, N. et al. Definition and Classification of Power System Stability - Revisited & Extended. **IEEE Transactions on Power Systems**, p. 3271-3281, 2021.

HAYERIKHIYAVI, M.; DIMITROVSKI, A. **A Practical Assessment of the Power Grid Inertia Constant Using PMUs**. 2020 52nd North American Power Symposium (NAPS). [S.l.]: [s.n.]. 2021. p. 1-5.

IBGE. **Comissão Nacional de Classificação**, 2022a. Disponível em: <<https://cnae.ibge.gov.br/en/component/content/article/97-7a12/7a12-voce-sabia/curiosidades/1629-o-tamanho-do-brasil.html>>. Acesso em: 09 Janeiro 2022.

IBGE. Conheça o Brasil - Território: Clima. **IBGE Educa**, 2022b. Disponível em: <<https://educa.ibge.gov.br/jovens/conheca-o-brasil/territorio/20644-clima.html>>. Acesso em: 09 Janeiro 2022.

IEC. **Wind energy generation systems – Part 27-1: Electrical simulation models – Generic models**. International Electrotechnical Commission. Genebra. 2020.

KAROUI, K.; RESE, L.; SINDER, R. **Energy Systems of the Future: Integrating Variable Renewable Energy Sources in Brazil's Energy Matrix**. Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit. Brussels. 2019.

KEBBATI, Y. **Design, modelling and control of grid-connected hybrid PV-Wind system (case study of adrar)**. Pan African University Institute of Water and Energy Sciences. Tlemcen. 2018.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994.

KUNDUR, P. et al. Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2004. 1387-1401.

LIMA, M. A. et al. Renewable energy in reducing greenhouse gas emissions: Reaching the goals of the Paris agreement in Brazil. **Environmental Development**, v. 33, Março 2020.

LIMA, T. N. D. A. E. **Projeto de um protótipo de uma turbina eólica de eixo horizontal**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2015.

MARQUES, J. **Turbina Eólica: Modelo, análise e controle do gerador de indução com dupla alimentação**. Universidade Federal de Santa Maria (UFSM). Santa Maria. 2004.

MELO, M. S. D. M. **Energia Eólica: Aspectos Técnicos e Econômicos**. UFRJ/COPPE. Rio de Janeiro. 2012.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. Ministério do Meio Ambiente. **iNDC (Contribuição Nacionalmente Determinada)**, 2015. Disponível em: <<https://antigo.mma.gov.br/clima/grupo-executivo-sobre-mudanca-do-clima/grupo-executivo-sobre-mudan%C3%A7as-clim%C3%A1ticas/item/10570-indc-contribui%C3%A7%C3%A3o-nacionalmente-determinada.html>>. Acesso em: 06 Março 2022.

MME/EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Brasília. 2017.

MOHAN, N. **Sistemas Elétricos de Potência: curso introdutório**. Rio de Janeiro: LTC - Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda, 2016.

MULLER, S.; DEICKE, M.; DE DONCKER, R. W. Doubly fed induction generator systems for wind turbines. **IEEE Industry Applications Magazine**, v. 8, n. 3, p. 26-33, Maio - Junho 2002.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). **Active Power Controls from Wind Power: Bridging the Gaps**. Golden, p. 154. 2014.

NEW YORK INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR (NYISO). **Integration of Wind into System Dispatch**. [S.l.], p. 20. 2008.

NGUYEN, N.; MITRA, J. Reliability of power system with high wind penetration under frequency stability constraint. **IEEE Transactions on Power Systems**, Janeiro 2018.

ONS. **Metodologia para o dimensionamento da reserva de potência operativa do SIN face ao crescimento da geração eólica**. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro. 2016.

ONS. **Metodologia e critérios para determinação de níveis mínimos de inércia equivalente no SIN, em decorrência**. XXV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Belo Horizonte: [s.n.]. 2019. p. 1-10.

ONS. **PR - SM 5.3 - Controle da geração (Operacional) - revisão 2020.12**. [S.I.]. 2020a.

ONS. **PR - SM 3.3 - Planejamento da operação energética (Responsabilidades) - revisão 2020.12**. [S.I.]. 2020b.

ONS. **PR - SM 3.3 - Planejamento da operação energética (Procedimental) - revisão 2020.12**. [S.I.]. 2020c.

ONS. **PR - SM 3.4 - Planejamento da operação elétrica com horizonte quadrimestral (Responsabilidades) - revisão 2020.12**. [S.I.]. 2020d.

ONS. **PR - SM 3.4 - Planejamento da operação elétrica com horizonte quadrimestral (Operacional) - revisão 2020.12**. [S.I.]. 2020e.

ONS. **PR - SM 4.1 - Planejamento da operação elétrica com horizonte mensal (Responsabilidades) - revisão 2020.12**. [S.I.]. 2020f.

ONS. **PR - SM 4.2 - Programação de intervenções em instalações da Rede de Operação (Responsabilidades) - revisão 2020.12**. [S.I.]. 2020g.

ONS. **PR - SM 4.3 - Programação mensal da operação energética (Responsabilidades) - revisão 2020.12**. [S.I.]. 2020h.

ONS. **PR - SM 4.3 - Programação mensal da operação energética (Procedimental) - revisão 2020.12**. [S.I.]. 2020i.

ONS. **PR - SM 4.5 - Programação Diária da Operação (Procedimental) - revisão 2020.12**. [S.I.]. 2020j.

ONS. **PR - SM 4.5 - Programação Diária da Operação (Responsabilidades) - revisão 2020.12.** [S.I.]. 2020k.

ONS. **Manual de Procedimentos da Operação - Módulo 5 - Submódulo 5.12 - Instrução de Operação - Gerenciamento da carga por atuação do ERAC (IO-GC.BR.02 - Revisão 15).** Operador Nacional do Sistema Elétrico. [S.I.]. 2020l.

ONS. **PR - SM 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos (Critérios) - revisão 2021.08.** [S.I.]. 2021a.

ONS. **PR - SM 2.10 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão (Requisitos) - revisão 2021.08.** [S.I.]. 2021b.

ONS. **PR - SM 3.1 - Planejamento da operação elétrica de médio prazo (Responsabilidades) - revisão 2021.08.** [S.I.]. 2021c.

ONS. **PR - SM 3.1 - Planejamento da operação elétrica de médio prazo (Procedimental) - revisão 2021.08.** [S.I.]. 2021d.

ONS. **MPO - Referência Técnica - Conceitos básicos para o Controle de Geração - RT-CG.BR.02 - revisão 11.** [S.I.]. 2021e.

ONS. **PR - SM 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos (Metodologia) - revisão 2021.08.** [S.I.]. 2021f.

ONS. **Manual de Procedimentos da Operação - Referência Técnica - Áreas do Controle Automático de Geração do Sistema Interligado (RT-CG.BR.04 - Revisão 49).** Operador Nacional do Sistema Elétrico. [S.I.]. 2021g.

ONS. **Sobre o SIN:** O que é o SIN, 2022a. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 09 Janeiro 2022.

ONS. **Mapa dinâmico do SIN,** 2022b. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 09 Janeiro 2022.

ONS. Dados Abertos. **Capacidade de Transformação da Rede Básica,** 2022c. Disponível em: <<https://dados.ons.org.br/dataset/capacidade-transformacao>>. Acesso em: 18 Setembro 2022.

ONS. **Sobre o SIN:** O sistema em números, 2022d. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 18 Setembro 2022.

ONS. **Manual de Procedimentos da Operação - Módulo 5 - Submódulo 5.12 - Instrução de Operação - Operação Normal da Interligação Norte / Nordeste (IO-ON.NNE - Revisão 113).** Operador Nacional do Sistema Elétrico. [S.I.]. 2022e.

ONS. **Manual de Procedimentos da Operação - Módulo 5 - Submódulo 5.12 - Instrução de Operação - Operação Normal da Interligação Sudeste / Nordeste (IO-ON.SENE - Revisão 56).** Operador Nacional do Sistema Elétrico. [S.I.]. 2022f.

ONS. **Manual de Procedimentos da Operação - Módulo 5 - Submódulo 5.12 - Instrução de Operação - Operação Normal da interligação Norte / Sudeste (IO-ON.NSE - Revisão 82).** Operador Nacional do Sistema Elétrico. [S.I.]. 2022g.

OPERATIONAL ANALYSIS AND ENGINEERING, AEMO. **Inertia Requirements Methodology - Inertia Requirements & Shortfalls.** Australian Energy Market Operator. [S.I.], p. 1-46. 2018.

PAIVA, G. D. M.; CASER, E. S. **Projeto aerodinâmico de uma turbina eólica de eixo vertical (TEEV) para ambiente urbanos.** Universidade Federal do Espírito Santo. Vitória. 2016.

PEREIRA, G. G. **Controle de velocidade de turbinas hidráulicas: aspectos teóricos e práticos.** Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, p. 91. 2020.

POLINDER, H. et al. Comparison of direct-drive and geared generator concepts for wind turbines. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 21, n. 3, p. 725-733, Setembro 2006.

REE, TERNA, TRANSNETBW, 50HERTZ TRANSMISSION, RTE, SWISSGRID, ENERGINET.DK. **Frequency stability evaluation criteria for the synchronous zone of continental Europe.** ENTSO-E. [S.I.], p. 1-25. 2016.

RÊGO, L. D. O. **Análise do impacto da geração eólica na regulação de frequência de sistemas de energia elétrica.** Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2017.

REIS, P. Como funciona um Aerogerador. **Portal Energia**, 2016. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/funcionamento-de-um-aerogerador/>>. Acesso em: 26 Fevereiro 2022.

ROCHA, A. C. A. **Controle de um aerogerador síncrono de ímãs permanentes para extração**. Centro Federal de Educação Tecnológica. Belo Horizonte. 2017.

UMANS, S. D. **Máquinas elétricas de Fitzgerald e Kingsley**. 7^a. ed. Porto Alegre: AMGH Editora Ltda, 2014.

URDAL, H.; IERNA, R.; ROSCOE, A. J. **Stability challenges & solutions for power systems operating close to 100% penetration of power electronic interfaced power sources: exchange of experience between hybrid and major power systems**. 3rd International Hybrid Power Systems Workshop. Tenerife, Spain: [s.n.]. 2018. p. 1-7.

VALENÇA, R. et al. **Avaliação do uso da inércia sintética de parques eólicos para mitigar eventos de grandes variações de frequência no sistema**. XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE). Curitiba: [s.n.]. 2017.

ZANETTA JR., L. C. **Fundamentos de Sistemas Elétricos de Potência**. São Paulo: Livraria da Física, 2006.