

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

LUCAS MARINO BIANCHETTI SGANZERLA
WILLIAN DA VEIGA

**A INFLUÊNCIA, SOB O ASPECTO DE CURTO-CIRCUITO, DE
GERADORES EÓLICOS NO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA

2016

LUCAS MARINO BIANCHETTI SGANZERLA
WILLIAN DA VEIGA

**A INFLUÊNCIA, SOB O ASPECTO DE CURTO-CIRCUITO, DE
GERADORES EÓLICOS NO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2 do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Eloi Rufato Junior

CURITIBA
2016

Lucas Marino Bianchessi Sganzerla
Willian da Veiga

A INFLUÊNCIA, SOB O ASPECTO DE CURTO-CIRCUITO, DE GERADORES EÓLICOS NO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA.

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 29 de Novembro de 2016.

Prof. Emerson Rigoni, Dr.
Coordenador de Curso Engenharia Elétrica

Profa. Annemarlen Gehrke Castagna, Mestre
Coordenadora dos Trabalhos de Conclusão de Curso de Engenharia Elétrica

ORIENTAÇÃO

Prof. Eloi Rufato Junior, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

BANCA EXAMINADORA

Prof. Eloi Rufato Junior, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Prof. Nastasha Silva Salame, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Prof. Antonio Ivan Bastos Sobrinho,
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar a Jesus Cristo, pela paz e pelo descanso que nos deu em momentos de dificuldade, dúvida e preocupação que vinham durante todo o curso de Engenharia Elétrica, sempre nos encorajando a seguir em frente, dando o nosso melhor, confiando nele.

Aos familiares, pelo tremendo apoio e cuidado nos dado, sempre compartilhando das nossas preocupações, e nos ajudando a ver que nem tudo é o fim do mundo.

Aos professores da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, que através de seu ensino, com muita dedicação, contribuíram na nossa construção intelectual e profissional.

Ao professor e orientador pela sua atenção e disposição em nos ajudar, nos levando a um aprofundamento nos conhecimentos adquiridos, através da aplicação prática realizada neste trabalho.

Por fim, aos amigos que sempre estiveram ao nosso lado nos momentos bons e ruins.

RESUMO

DA VEIGA, Willian. SGANZERLA, Lucas Marino Bianchessi. A influência, sob o aspecto de curto-circuito, de geradores eólicos no sistema elétrico de potência. Trabalho de Conclusão de Curso – Graduação em Engenharia Elétrica – Ênfase em Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2016.

Com o aumento da geração eólica, o estudo técnico referente ao comportamento do sistema eólico frente a perturbações é cada vez mais necessário, uma vez que o Operador Nacional do Sistema define diretrizes e requisitos mínimos de operação e de transmissão da energia no Sistema Interligado Nacional. Novos trabalhos e resultados, no tocante a diversificação da matriz elétrica brasileira, vêm sendo apresentados. Diante disso, o presente trabalho apresenta um estudo da contribuição de aerogeradores nas correntes de curtos-circuitos, que podem ocorrer nas centrais de geração eólica, sendo elaborada a modelação de uma central de geração eólica, implementada em simulações na ferramenta computacional *Simulink*, sob condições de falta. Os resultados da simulação com o *Simulink* são apresentados e discutidos.

Palavras Chaves: Energia eólica, gerador eólico, curto-circuito.

ABSTRACT

DA VEIGA, Willian. SGANZERLA, Lucas Marino Bianchessi. The Influence, Under Short Circuit Appearance, of Wind Generators in Electric Power System. Trabalho de Conclusão de Curso – Graduação em Engenharia Elétrica – Ênfase em Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2016.

With the increase of wind generation, technical study regarding the behavior of the wind power system against disturbances is increasingly necessary, since the National System Operator defines guidelines and minimum requirements for the operation of transmission of energy in the National Interconnected System. New work and results, regarding the diversification of the Brazilian electrical matrix, have been presented. Therefore, this work presents a study of the contribution of wind turbines in the currents of short circuits that can occur in wind power plants. The modeling of a wind power plant, implemented in simulations in the *Simulink* computational tool, under fault conditions is elaborated. The simulation results with *Simulink* are presented and discussed.

Keywords: wind energy, wind generator, short circuit.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Capacidade eólica instalada no Brasil.....	18
Tabela 2 - Potência eólica instalada por Estado do Brasil.....	18
Tabela 3 - Ocorrência de faltas no SEP em um sistema de 500 kV, num período de dez anos	32
Tabela 4 - Tipos de curto-circuito e frequência que ocorrem no sistema elétrico de potência	33
Tabela 5 - Parâmetros da rede de 34,5 kV – CGE.....	44
Tabela 6 - Parâmetros do gerador de indução de gaiola de esquilo.....	49
Tabela 7 - Parâmetros da turbina do aerogerador GIGE.....	49
Tabela 8 - Parâmetros do gerador de indução duplamente alimentado.....	50
Tabela 9 - Parâmetros da turbina do aerogerador GIDA	50
Tabela 10 - Parâmetros do conversor do aerogerador GIDA.....	51
Tabela 11 - Parâmetros do controle do aerogerador GIDA	51
Tabela 12 - Parâmetros do barramento infinito e indutância mútua	51
Tabela 13 - Parâmetros da linha das linhas de transmissão	52
Tabela 14 - Parâmetros do transformador de 80 MVA.....	52
Tabela 15 - Parâmetros do transformador de 4 MVA.....	52
Tabela 16 - Tabela comparativa dos valores de tensão de curto-circuito do GIGE e do GIDA	84
Tabela 17 - Tabela comparativa dos valores de corrente de curto-circuito do GIGE e do GIDA	84

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Parque eólico instalado no Brasil	13
Figura 2 - Partes internas do aerogerador	14
Figura 3 - Evolução da capacidade eólica instalada no Brasil	17
Figura 4 - Tempos permitidos de operação em situações de distúrbio	22
Figura 5 - Grupo eólico de velocidade fixa conectada diretamente à rede elétrica	24
Figura 6 - Gerador de Indução de Gaiola de Esquilo - GIGE.....	25
Figura 7 - Gerador de Indução de Rotor Bobinado - GIRB	26
Figura 8 - Gerador de Indução Duplamente Alimentado - GIDA.....	27
Figura 9 - Grupo eólico com gerador de: (a) rotor bobinado; (b) rotor de ímãs permanentes	29
Figura 10 - Subdivisão da corrente de curto-circuito	30
Figura 11 - Fonte trifásica balanceada	31
Figura 12 - Diagramas de sequência: positiva, negativa e de neutro	31
Figura 13 - Curto-circuito monofásico.....	33
Figura 14 - Conexão das sequências para falta fase-terra	35
Figura 15 - Curto-circuito bifásico	35
Figura 16 - Conexão das sequências para falta fase-fase.....	36
Figura 17 - Curto-Circuito trifásico	37
Figura 18 - Conexão das sequências para falta trifásica	37
Figura 19 - Diagrama sequencial para aerogeradores do tipo I e II	39
Figura 20 - Diagrama sequencial para aerogeradores do tipo III	40

Figura 21 - Esquema da CGE em estudo.....	43
Figura 22 - Velocidade média dos ventos – CGE	45
Figura 23 - Diagrama da CGE implementada no Simulink.....	46
Figura 24 - Aerogeradores pertencentes ao bloco 6.....	48
Figura 25 - Características de potência da turbina para o GIGE.....	53
Figura 26 - Potência ativa no barramento B34 (MW) - GIGE	54
Figura 27 - Potência reativa encontrada no barramento B34 (Mvar) - GIGE.....	54
Figura 28 - Tensão de sequência positiva no barramento B34 (pu) - GIGE.....	55
Figura 29 - Corrente de sequência positiva no barramento B34 (pu) - GIGE.....	55
Figura 30 - Corrente na linha onde será aplicada a falta (A) – GIGE	56
Figura 31 - Potência ativa durante falta fase-terra (0,00001 Ω) - GIGE	57
Figura 32 - Potência reativa durante falta fase-terra (0,00001 Ω) - GIGE.....	57
Figura 33 - Tensões de falta fase-terra (0,00001 Ω) - GIGE.....	58
Figura 34 - Corrente de falta fase-terra (0,00001 Ω) - GIGE	58
Figura 35 - Potência ativa durante falta fase-terra (40 Ω) - GIGE	59
Figura 36 - Potência reativa durante falta fase-terra (40 Ω) - GIGE.....	60
Figura 37 - Tensões de falta fase-terra (40 Ω) - GIGE.....	60
Figura 38 - Corrente de falta fase-terra (40 Ω) - GIGE.....	61
Figura 39 - Potência ativa durante falta fase-terra (100 Ω) - GIGE	62
Figura 40 - Potência reativa durante falta fase-terra (100 Ω) - GIGE.....	62
Figura 41 - Tensões de falta fase-terra (100 Ω) - GIGE.....	63
Figura 42 - Corrente de falta fase-terra (100 Ω) - GIGE.....	63
Figura 43 - Potência ativa durante falta fase-terra (1000 Ω) - GIGE	64
Figura 44 - Potência reativa durante falta fase-terra (1000 Ω) - GIGE.....	64
Figura 45 - Tensões de falta fase-terra (1000 Ω) - GIGE.....	65
Figura 46 - Corrente de falta fase-terra (1000 Ω) - GIGE.....	65
Figura 47 - Potência ativa durante falta fase-fase-terra (0,00001 Ω) - GIGE	66
Figura 48 - Potência reativa durante falta fase-fase-terra (0,00001 Ω) - GIGE	66
Figura 49 - Tensões de falta fase-fase-terra (0,00001 Ω) - GIGE.....	67
Figura 50 - Correntes de falta fase-fase-terra (0,00001 Ω) - GIGE	67
Figura 51 - Características de potência da turbina para o GIDA	68
Figura 52 - Potência ativa no barramento B34 (MW) - GIDA.....	69
Figura 53 - Potência reativa no barramento B34 (Mvar) - GIDA.....	70
Figura 54 - Tensão de sequência positiva no barramento B34 (pu) - GIDA	70
Figura 55 - Corrente de sequência positiva no barramento B34 (pu) - GIDA	71
Figura 56 - Corrente nas linhas onde serão aplicadas a falta (A) - GIDA.....	71
Figura 57 - Potência ativa durante falta fase-terra (0,00001 Ω) - GIDA.....	72
Figura 58 - Potência reativa durante falta fase-terra (0,00001 Ω) - GIDA.....	73
Figura 59 - Tensões de falta fase-terra (0,00001 Ω) - GIDA	74
Figura 60 - Corrente de falta fase-terra (0,00001 Ω) - GIDA	74
Figura 61 - Potência ativa durante falta fase-terra (40 Ω) - GIDA.....	75
Figura 62 - Potência reativa durante falta fase-terra (40 Ω).....	75
Figura 63 - Tensões de falta fase-terra (40 Ω) - GIDA	76
Figura 64 - Corrente de falta fase-terra (40 Ω) - GIDA	76
Figura 65 - Potência ativa durante falta fase-terra (100 Ω) - GIDA.....	77

Figura 66 - Potência reativa durante falta fase-terra (100 Ω) - GIDA.....	77
Figura 67 - Tensões de falta fase-terra (100 Ω) - GIDA	78
Figura 68 - Corrente de falta fase-terra (100 Ω) - GIDA	78
Figura 69 - Potência ativa durante falta fase-terra (1000 Ω) - GIDA.....	79
Figura 70 - Potência reativa durante falta fase-terra (1000 Ω) - GIDA.....	79
Figura 71 - Tensões de falta fase-terra (1000 Ω) - GIDA	80
Figura 72 - Corrente de falta fase-terra (1000 Ω) - GIDA	80
Figura 73 - Potência ativa durante falta fase-fase-terra (0,00001 Ω) - GIDA	81
Figura 74 - Potência reativa durante falta fase-fase-terra (0,00001 Ω) - GIDA.....	82
Figura 75 - Tensões de falta fase-fase-terra (0,00001 Ω) - GIDA	82
Figura 76 - Correntes de falta fase-fase-terra (0,00001 Ω) - GIDA.....	83

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ΔP	Variação do fluxo de potência ativa
ΔQ	Variação do fluxo de potência reativa
CC	Corrente contínua
CA	Corrente alternada
CGE	Central de geração eólica
DIT	Demais instalações de transmissão
E_E e E_F	Tensão nas barras da rede externa e barras de fronteira
FACTS	Sistemas Flexíveis de Transmissão CA
F	Faraday
fem	Força eletromotriz
GIDA	Gerador de Indução Duplamente Alimentado
GIGE	Gerador de Indução de Gaiola de Esquilo
GSRB	Gerador Síncrono com Rotor Bobinado
GSIP	Gerador Síncrono de Ímã Permanente
GIRB	Gerador de Indução Rotor Bobinado
I^1_a, I_1	Corrente de sequência positiva
I^2_a, I_2	Corrente de sequência negativa
I^0_a, I_0	Corrente de sequência zero
I_a, I_b, I_c	Correntes de linha do gerador
IGBT	Transistor Bipolar de Porta Isolada (<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>)
jB_i	Admitância shunt
kW	Quilowatt
LER	Leilão de Energia de Reserva
LFA	Leilão de Energia de Fontes Alternativas
m^2	Metros quadrados
m^3	Metros cúbicos
m/s	Metros por segundo
MME	Ministério de Minas e Energia
MVA	Megavolt ampère
MW	Megawatt

ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PROINFRA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
pu	Por Unidade
PWM	Modulador de Largura de Pulso (<i>Pulse Width Modulation</i>)
rpm	Rotações por minuto
R_r	Resistência dos enrolamentos do rotor
R_s	Resistência dos enrolamentos do estator
s	Segundos
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SE	Subestação
SIN	Sistema Interligado Nacional
STATCOM	Compensador Estático Síncrono
V	Volt
V^1_a	Tensão de sequência positiva
V^2_a	Tensão de sequência negativa
V^0_a	Tensão de sequência zero
X_{lr}	Reatância de dispersão do rotor
X_{ls}	Reatância de dispersão do estator
X_M	Reatância mútua
X'_s	Reatância equivalente do período transitório
Y_{EE}, Y_{EF}, Y_{FE} e Y_{FF}	Admitâncias próprias e mútuas das barras da rede externa e barras de fronteira
Y'_{FF}	Admitâncias próprias da barra de fronteira após a redução da rede
Z^1	Impedância de sequência positiva
Z^2	Impedância de sequência negativa
Z^0	Impedância de sequência zero

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	13
1.1 TEMA.....	14
1.1.1 Delimitação do tema.....	15
1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS.....	15
1.3 OBJETIVOS	16
1.3.1 Objetivo geral	16
1.3.2 Objetivos específicos	16
1.4 JUSTIFICATIVA.....	16
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	19
2. SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA	20
2.1 INTRODUÇÃO	20
2.2 COMPONENTES DE UM AEROGERADOR	20
2.3 IMPACTO ELÉTRICO.....	21
2.4 CLASSIFICAÇÃO DOS AEROGERADORES	23
2.4.1 Gerador de velocidade fixa	23
2.4.2 Gerador de velocidade variável.....	24
2.5 TIPOS DE AEROGERADORES	25
2.5.1 Gerador de indução de gaiola de esquilo (GIGE)	25
2.5.2 Gerador de indução de rotor bobinado (GIRB).....	26
2.5.3 Gerador de indução duplamente alimentado (GIDA).....	27
2.5.4 Gerador síncrono de rotor bobinado ou de ímã permanente (GSBR/GSIP).....	28
2.6 CURTO-CIRCUITO EM AEROGERADORES	29
2.6.1 Curto-circuito fase-terra	33
2.6.2 Curto-circuito fase-fase (bifásico)	35
2.6.3 Curto-circuito fase-fase-fase (trifásico)	37
2.6.4 Diagramas de sequência para aerogeradores tipo I, II e III.....	38
2.7 FERRAMENTA COMPUTACIONAL SIMULINK.....	41
2.8 CONCLUSÕES.....	42
3. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	43
3.1 PARÂMETROS DO SISTEMA	48
3.1.1 Gerador de indução gaiola de esquilo.....	49

3.1.2	Gerador de indução duplamente alimentado	50
3.1.3	Barramento infinito e indutância mútua.....	51
3.1.4	Linha de transmissão	52
3.1.5	Transformadores elevadores.....	52
3.2	SIMULAÇÕES CGE COM AEROGERADOR GIGE	52
3.2.1	Falta fase-terra.....	56
3.2.2	Falta fase-fase-terra.....	66
3.3	SIMULAÇÕES CGE COM AEROGERADORES GIDA.....	68
3.3.1	Falta fase-terra.....	72
3.3.2	Falta fase-fase-terra.....	81
3.4	CÁLCULOS	83
3.5	CONCLUSÕES.....	84
4.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	86
4.1	SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS	87
5.	REFERÊNCIAS	88

1. INTRODUÇÃO

O número de parques eólicos no Brasil tem aumentado significativamente nas últimas décadas, bem como sua capacidade instalada. Isso se deve ao crescente valor dos preços da geração de energia por fontes não renováveis, e por fontes hídricas, utilizadas em grande escala em todo o mundo. Por isso, é constante o investimento em fontes alternativas de energia para diversificar a matriz energética brasileira. Parte dessa energia é gerada a partir de aerogeradores, convertendo a força dos ventos em energia elétrica sob forma de força eletromotriz (fem), conforme mostrados na figura 1.

Com o aumento da capacidade instalada e o grande potencial eólico que o Brasil possui, faz-se cada vez mais necessário o estudo e o aprimoramento dos conhecimentos sobre aerogeradores, e como eles se comportam quando são conectados ao Sistema Elétrico de Potência (SEP) e no momento da ocorrência de defeitos, como o curto-circuito, nas redes e linhas de transmissão que interligam os aerogeradores ao SEP.



Figura 1 - Parque eólico instalado no Brasil
Fonte: Aatoria própria.

Na figura 2, visualizam-se os principais componentes internos à *nacelle** de um aerogerador (como destaque, o próprio gerador elétrico, caixa de engrenagens, pás, etc.).

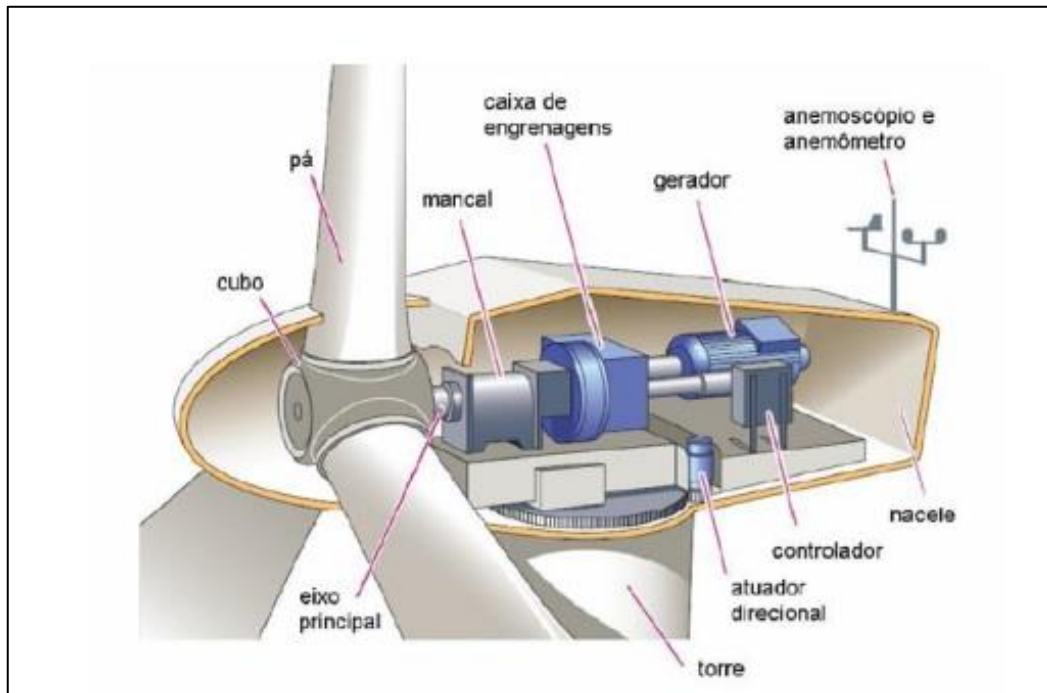


Figura 2 - Partes internas do aerogerador
Fonte: Wekken & Wien (2006).

1.1 TEMA

Nesse trabalho são discutidos diferentes tipos de aerogeradores, sob aspectos construtivos e operacionais, apresentando também seus respectivos diagramas sequenciais, utilizados na modelagem de circuitos equivalentes de aerogeradores. No entanto, este trabalho contará com a ferramenta *Simulink*, da plataforma MatLab, para a modelagem e simulação de sistemas elétricos de potência, com o propósito de analisar a influência, em situações de curto-circuito, de aerogeradores conectados ao sistema.

* Invólucro metálico acima da torre para abrigar e suportar o peso dos equipamentos.

1.1.1 Delimitação do tema

Este trabalho de conclusão de curso apresenta um estudo técnico referente a quatro modelos de aerogeradores. Entretanto, para estudo, será realizada a modelagem e simulações de um sistema elétrico para apenas dois deles, tendo como objetivo comparar a contribuição destes aerogeradores nas correntes de curto-circuito, observando se o tipo de aerogerador influencia, ou não, no comportamento do sistema elétrico em condições de curto. Para tal, adotou-se a ferramenta *Simulink* do MatLab.

Este trabalho não apresenta um estudo sobre as proteções ideais a serem utilizadas em parques eólicos, mas colaborará com a engenharia de proteção através do estudo das correntes de curto-circuito em plantas eólicas.

1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

A primeira dificuldade vem do fato de que não existe apenas um modelo – com base nos diagramas sequenciais utilizados nos cálculos das correntes de curto-circuito – que seja aplicável a todos os tipos de aerogeradores utilizados no SEP brasileiro, amplamente aceito e conhecido pelos profissionais do setor.

Outra dificuldade está no fato dos fabricantes tratarem as informações referentes a esses controles como sendo segredo industrial, e não divulgam dados ou detalhes sobre seu funcionamento. Nessa situação, ainda não existem modelos que refletem com fidelidade total o aerogerador, ou um procedimento padrão para o cálculo das correntes de curto-circuito. Sendo assim, ainda há uma grande necessidade de estudos sobre tais influências, para os ajustes das proteções utilizadas quando ocorrem instalação de parques eólicos conectados ao SEP.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo geral

Realizar um estudo técnico sobre diferentes tipos de aerogeradores, assim como analisar a influência, ou não, sob aspecto de curto-circuito, destes aerogeradores no SEP, a fim de fomentar os estudos de comportamento de sistemas eólicos de energia frente a perturbações.

1.3.2 Objetivos específicos

- Apresentar a modelagem de dois tipos de aerogeradores para análise de curto-circuito;
- Simular curtos-circuitos utilizando os modelos de aerogeradores, antes apresentados, a partir da ferramenta computacional *Simulink*;
- Analisar a contribuição, nas correntes de curto-circuito, de dois diferentes modelos de aerogeradores utilizados em um parque eólico;
- Ampliar e divulgar os conhecimentos já existentes, e os que serão apresentados nesse trabalho sobre aerogeradores.

1.4 JUSTIFICATIVA

A participação da geração de energia eólica no Brasil ainda é pequena, comparada à geração hidroelétrica e as gerações por fontes não renováveis. Segundo a ANEEL, em 2003, eram apenas 6 centrais eólicas operando no Brasil, totalizando cerca de 22.075 kW (quilowatt) de capacidade instalada, e mais 92 empreendimentos eólicos autorizados a iniciarem suas construções, podendo agregar ao setor mais 6.500 MW (megawatt).

A ampliação da capacidade de gerar energia elétrica a partir da fonte eólica no Brasil foi iniciada em 2002, com a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Tal programa estimulou o desenvolvimento de fontes alternativas de energia destinadas a diversificar a matriz energética do país. Dos 3.300 MW de capacidade distribuída entre as fontes contempladas, 1.423 MW foram de projetos de geração eólica-elétrica. Foi registrada a

existência de 51 parques eólicos, totalizando 926 MW de potência instalada, correspondentes a 40 projetos deste programa até 2010 (NEVES, 2014 apud Renergy, 2010).

Com o PROINFA, a geração eólica continua recebendo incentivos através de mecanismos de contratação regulada habilitados pelo MME (Ministério de Minas e Energia), para a contratação de energia elétrica através de leilões (Leilão de Energia de Reserva - LER - 2009, Leilão de Energia de Fontes Alternativas - LFA - 2010, LER-2010, LER 2011 e LFA 2012), que permitiria aumentar até 5.300 MW de potência eólica instalada, para o horizonte de 2013, e 8.802,1 MW até 2017. O gráfico da figura 3 apresenta o cenário atual, exibindo a potência eólica instalada no Brasil em 2005 com previsão de ampliação da capacidade eólica até 2019.

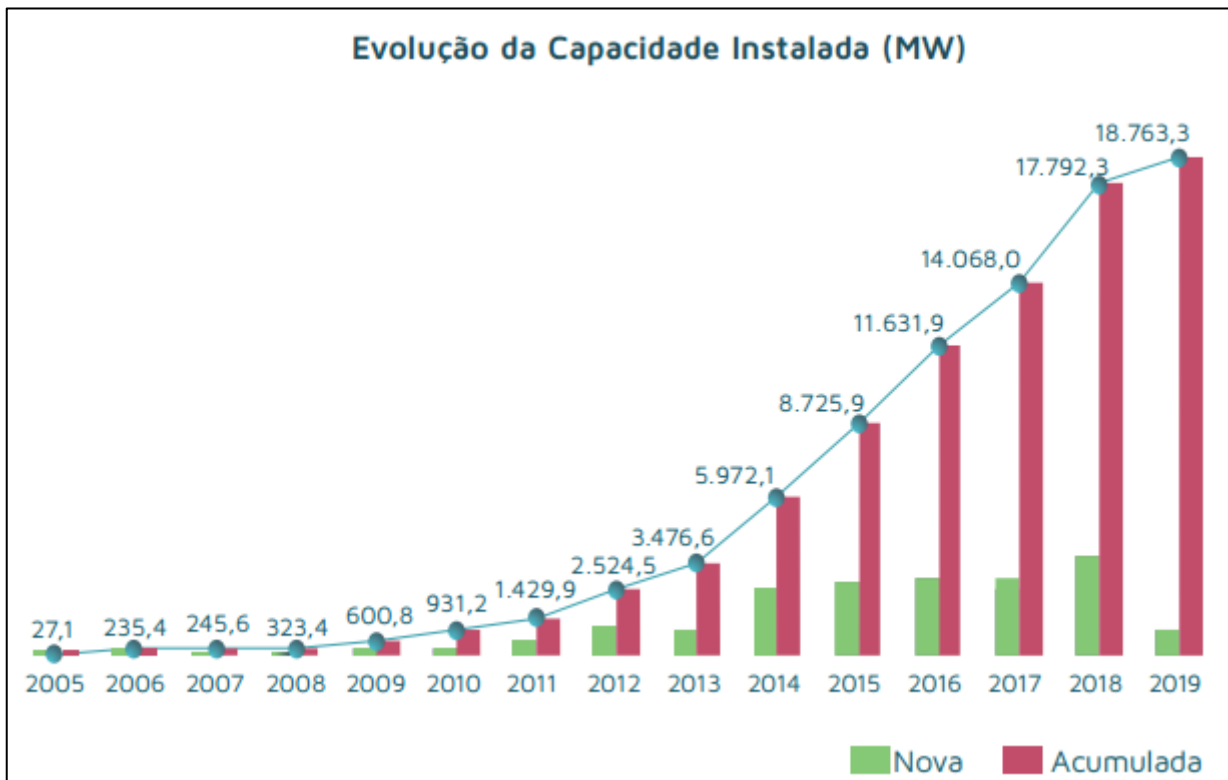


Figura 3 - Evolução da capacidade eólica instalada no Brasil
 Fonte: ABEEólica (2015a).

Com esse aumento significativo na última década da capacidade instalada de parques eólicos, conforme mostrado na tabela 1, torna-se importante o estudo detalhado dos tipos de aerogeradores e das suas contribuições nos frequentes curtos-circuitos que ocorrem no SEP. Este estudo propiciará um detalhamento de informações técnicas para engenheiros que ingressam nessa área pouco explorada.

Usinas Eólicas do Brasil - Valores em MW em 15/maio/2015				
Estado	Operando	Construção	A Iniciar	Até 2018
RN	2.030,54	734,80	1.990,70	4.756,04
CE	1.231,17	290,70	1.150,90	2.672,77
RS	1.174,38	405,00	523,70	2.103,08
BA	959,29	830,01	2.677,70	4.467,00
SC	242,50	0,00	3,00	245,50
PE	106,65	228,30	637,60	972,55
PI	88,00	510,00	811,80	1.409,80
PB	69,00	0,00	0,00	69,00
SE	34,50	0,00	0,00	34,50
RJ	28,05	0,00	0,00	28,05
PR	2,50	0,00	0,00	2,50
MA	0,03	0,00	432,50	432,53
Brasil	5.966,60	2.998,81	8.227,90	17.193,31
Usinas	266	114	330	710

Tabela 1 - Capacidade eólica instalada no Brasil
Fonte: Energia Mapeada (2015).

O gráfico da tabela 2, com valores em MW, mostra a evolução da potência instalada de energia eólica, por Estado, no Brasil.

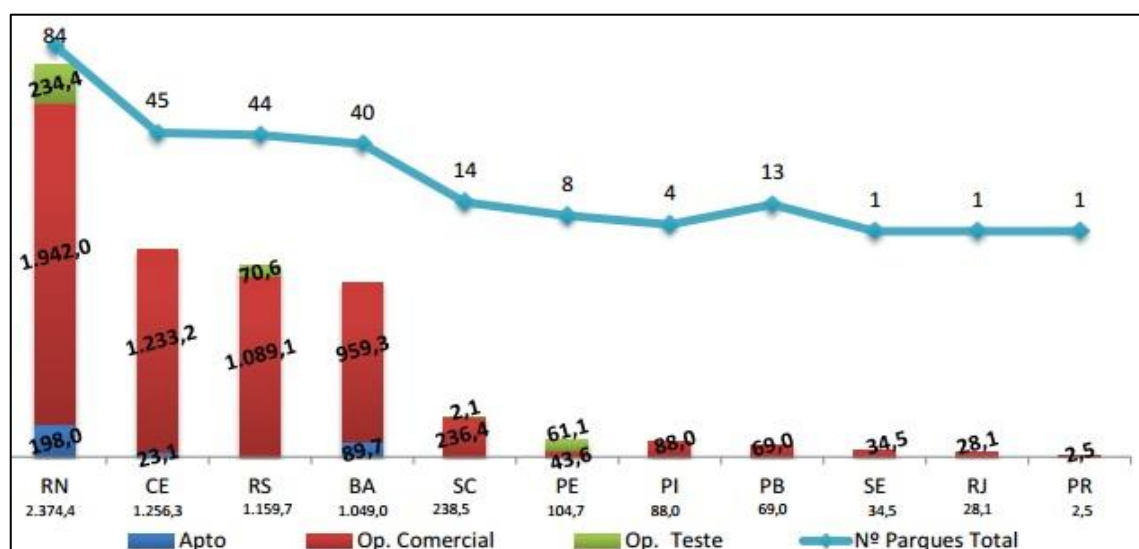


Tabela 2 - Potência eólica instalada por Estado do Brasil
Fonte: ABEEólica (2015b).

Estabelece-se como “falta”, a ocorrência de um curto-circuito em um sistema elétrico. Ela pode danificar aparelhos elétricos ligados ao sistema, chegando a causar interrupções no fornecimento de energia. Por isso, a análise de curto-circuito é relevante tanto para o planejamento quanto para a operação de um sistema elétrico.

Este trabalho irá aprimorar os conhecimentos sobre a modelagem de circuitos elétricos de aerogeradores e realizar um estudo técnico para casos de curtos-circuitos em parques eólicos.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho está estruturado da seguinte forma:

- Capítulo 2 - Fundamentação teórica e considerações gerais sobre o tema específico. Apresentação, características e modo de funcionamento dos modelos de aerogeradores a serem utilizados no trabalho.
- Capítulo 3 - A metodologia aplicada ao estudo de caso de um parque eólico constituído por dois tipos de aerogeradores; resultados da implementação dos modelos propostos na ferramenta computacional *Simulink*, coleta e análise dos dados;
- Capítulo 4 - Considerações finais e recomendações para trabalhos futuros.

2. SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA

2.1 INTRODUÇÃO

Segundo Oliveira (2010), para se tornar possível a integração de fontes eólicas de energia com fontes convencionais, é necessário a realização de estudos prévios das reações deste sistema frente a perturbações, através de modelos e ferramentas computacionais eficientes, devido às preocupações no planejamento e operação do SEP no que se diz respeito ao funcionamento da rede em níveis adequados de confiabilidade e qualidade de energia.

No Brasil, o Operador Nacional do Sistema (ONS), por meio dos documentos de Procedimentos de Rede*, define as diretrizes e critérios para estudos elétricos (ONS, 2009), como também requisitos mínimos para a conexão às instalações de transmissão que os acessantes devem atender (ONS, 2010), responsabilizando-os por avaliar os impactos provocados de novas integrações com a rede.

Deste modo, estudos e simulações, no tocante às contribuições da aerogeração no comportamento de uma rede elétrica, são imprescindíveis para o estabelecimento em maior proporção desta fonte de energia renovável na matriz elétrica brasileira, ampliando os conhecimentos técnicos e desenvolvendo a confiabilidade e qualidade da geração eólica.

2.2 COMPONENTES DE UM AEROGERADOR

O sistema eólico é composto por várias partes mecânicas e aparelhos elétricos. Para efeito de estudo da conversão eólica, devem ser considerados os seguintes componentes principais:

1- rotor: responsável por transformar a energia cinética do vento em energia rotacional no eixo da turbina. Podem ser classificados de várias formas;

2- caixa multiplicadora: responsável por transmitir a energia mecânica entregue pelo eixo do rotor até o gerador. Alguns geradores não utilizam este componente,

* São documentos de caráter normativo elaborados pelo ONS, com participação dos Agentes, e homologados pela ANEEL. Definem os procedimentos e requisitos necessários das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação da operação, e operação em tempo real do SIN.

sendo que neste caso, o eixo do rotor se acopla diretamente à turbina. Estes sistemas são conhecidos como de acoplamento direto;

3- mecanismos de controle: os mecanismos de controle destinam-se à orientação do rotor, controle de velocidade e carga. Devido aos diversos tipos de controle, existe uma grande variedade de mecanismos, que podem ser: mecânicos (para o controle de velocidade, ângulo de passo e freio), aerodinâmicos (para o posicionamento do rotor e o ângulo de passo) ou elétricos (para o controle do gerador);

4- gerador elétrico: os geradores que mais despontam para aplicações em sistemas eólicos são: as máquinas de indução com rotor em gaiola (em esquemas eólicos de velocidade fixa), as máquinas assíncronas duplamente excitadas, e, finalmente, as síncronas, com enrolamentos de campo e rotor bobinados (nos sistemas de velocidade variável);

5- torre: Sustenta a *nacele* (cabine onde os aparelhos elétricos estão dispostos) e o rotor. Geralmente é vantajoso ter uma torre alta, pelo fato da velocidade do vento crescer à medida que se afasta do solo, sendo também mais constante. Em termos construtivos, elas podem ser tubulares ou reticuladas.

2.3 IMPACTO ELÉTRICO

A proteção da planta eólica e do sistema de transmissão, durante curtos-circuitos, é imperativa para manter a integridade estrutural e confiabilidade do sistema. Os disjuntores e relés de proteção, usados para proteger o sistema de energia durante esses acontecimentos, são concebidos com base em cálculos da corrente que flui no circuito durante a falha. Os modelos de sequência de rede de vários componentes de potência, tais como geradores síncronos, transformadores, linhas de transmissão, etc., são muitas vezes usados para realizar estes cálculos. No entanto, não existem modelos amplamente aceitos para certos tipos de geradores de turbinas eólicas utilizadas em instalações eólicas modernas. Assim, os engenheiros de proteção não têm um padrão ou outro modelo bem estabelecido para calcular as correntes de curto-circuito em sistemas de energia com usinas eólicas.

Em situações de curto-circuito as correntes e tensões variam em uma faixa de valores muito diferente das nominais, isso pode acarretar sérios defeitos e falhas nas turbinas e geradores do parque eólico, bem como na rede elétrica à qual está interligada, causando perdas de potência no sistema.

Nessa questão, a ANEEL, no documento “requisitos técnicos mínimos para conexão de centrais geradoras eólicas”, anexo IV de 2015, item 1.7 - “Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas”, define o tempo permitido de operação para variações de tensão em curtos períodos de tempo, de acordo com a figura 4. Este documento também traz outros requisitos para a operação como: variação máxima de frequência permitida, e limite do fator de potência capacitivo ou indutivo da usina eólica.

O gráfico da figura 4 representa a tensão, em pu, pelo tempo de atuação do curto-circuito no sistema. A área escura indica a região em que o parque eólico deve permanecer em operação e a área clara indica a região que o parque pode ou não permanecer em operação. Por exemplo, para um curto-circuito que demore 0,15 s para ser eliminado, a tensão pode cair até a 0,2 pu e o parque eólico deve se manter conectado ao sistema.

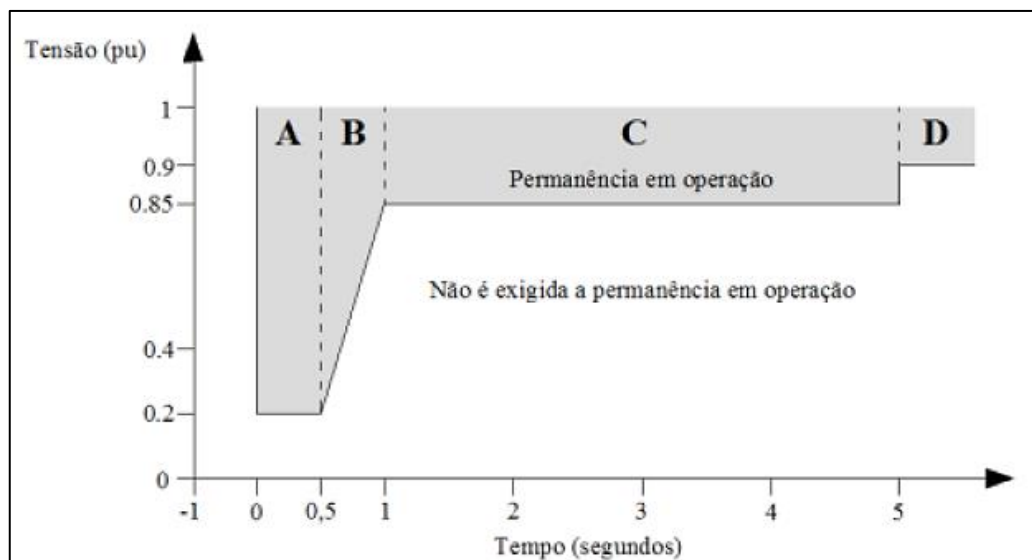


Figura 4 - Tempos permitidos de operação em situações de distúrbio
Fonte: ANEEL (2015).

Segundo Pinto (2013), a região A é a mais crítica, visto que o parque tem que permanecer conectado com uma queda de tensão de 80% com duração de 0,5 s. As áreas B e C indicam a restauração do sistema, indo de 80% para 15% de queda de tensão em 0,5 s, normalizando ao fim de 4 segundos de operação com queda de tensão de 15%. A área D indica a normalização do sistema.

Esta curva característica aplica-se a qualquer tipo de distúrbio, sejam eles provocados por rejeição de carga, defeitos simétricos ou assimétricos, devendo ser verificada pela tensão da fase que sofrer maior variação.

Os impactos elétricos também trazem perdas elétricas que podem ser representadas pela diferença entre potência gerada e a potência fornecida aos consumidores. Essas perdas representam uma importante parte da energia gerada que é perdida. Apesar da maior parte das perdas acontecerem na distribuição, a parcela referente a elas na geração tem, de igual modo, um grande impacto no sistema, exigindo, cada vez mais, estudos e análises quanto ao comportamento do sistema em situações onde há uma corrente de falta (corrente de curto-circuito), a fim de mitigar os impactos elétricos gerados pelos momentos de ocorrência de defeitos e/ou adversidades.

2.4 CLASSIFICAÇÃO DOS AEROGERADORES

Dentro das classificações possíveis para a conversão de energia eólica em elétrica, destacam-se as unidades geradoras de velocidade fixa e de velocidade variável.

Os aerogeradores de velocidade fixa se caracterizam pelo uso restrito de geradores assíncronos (de indução), enquanto que, os de velocidade variável podem utilizar tanto geradores síncronos como assíncronos.

2.4.1 Gerador de velocidade fixa

Os sistemas de velocidade fixa são aqueles em que o gerador está diretamente ligado à rede elétrica, sem o controle da frequência de saída do gerador. Os geradores de velocidade fixa, ou constante, não acompanham a velocidade dos ventos, por isso dependem de uma caixa de velocidade, designada a multiplicar o valor da rotação da turbina para igualar com a velocidade nominal do gerador e, ainda, adaptar a frequência do rotor da turbina (geralmente de 20 a 100 rpm - rotações por minuto - 0,33 Hz a 1,6 Hz) à frequência da rede de 60 Hz. Por não conseguir acompanhar a velocidade do vento, não possui a mesma eficiência dos geradores de velocidade variável.

Nesse tipo de configuração destaca-se a tecnologia simples e robusta, já que na maioria dos casos o gerador é conectado diretamente na rede elétrica com o auxílio de um *soft-starter**, como mostra a figura 5.

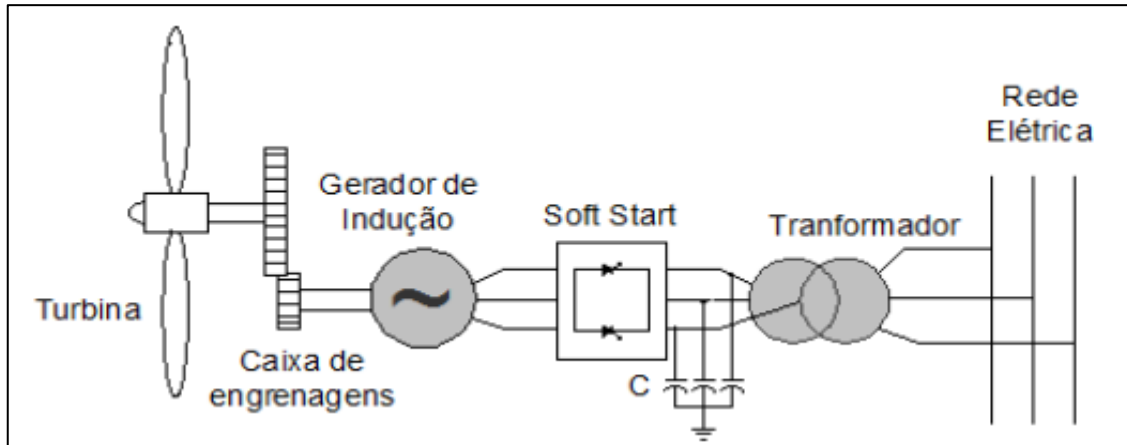


Figura 5 - Grupo eólico de velocidade fixa conectada diretamente à rede elétrica
Fonte: Nascimento (2009).

As principais desvantagens deste modelo são: a caixa de velocidades, exigindo manutenções constantes; o banco de capacitores, utilizados pelo fato do gerador não fornecer potência reativa suficiente à rede e; o fato do gerador trabalhar em uma velocidade fixa operacional, qualquer diminuição na velocidade dos ventos acarreta em uma perda de rendimento e do fator de capacidade da usina.

2.4.2 Gerador de velocidade variável

A operação em velocidade variável consiste no desacoplamento da velocidade de operação do gerador da frequência de operação do sistema elétrico ao qual a usina está conectada. Sob tal operação, o gerador pode ser controlado de forma a operar em uma velocidade rotacional ótima, para uma dada velocidade de vento instantânea (PINHEIRO, 2004).

A principal vantagem desse gerador é a máxima extração de potência, já que consegue variar sua rotação de acordo com a velocidade das pás da turbina, ou seja, do vento instantâneo. Outra grande vantagem são os conversores de frequência, que

* Aparelho eletrônico composto de pontes de tiristores acionadas por uma placa eletrônica, a fim de controlar a tensão.

controlam a potência ativa e a reativa injetada na rede, garantindo melhorias na qualidade de energia e o descarte do uso de bancos de capacitores.

2.5 TIPOS DE AEROGERADORES

Os aerogeradores também podem ser classificados pelo tipo de gerador utilizado. Destacam-se alguns deles nessa seção.

2.5.1 Gerador de indução de gaiola de esquilo (GIGE)

Esse gerador assíncrono de velocidade fixa é conectado diretamente à rede elétrica, como mostra a figura 6, por meio de um soft-starter, para diminuir a corrente de magnetização da máquina durante a partida.

Pela simplicidade e robustez, esse tipo de configuração não apresenta grande controlabilidade.

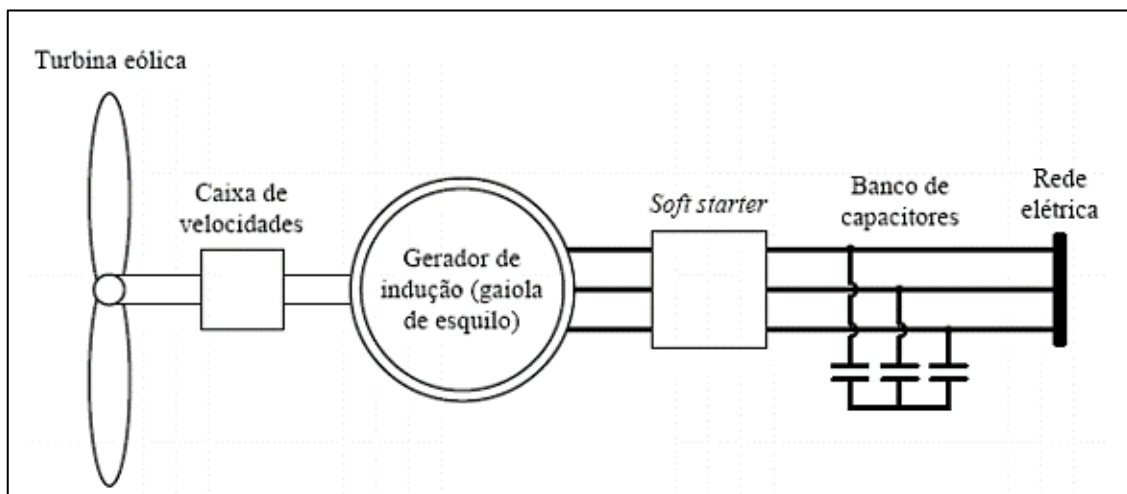


Figura 6 - Gerador de Indução de Gaiola de Esquilo - GIGE
 Fonte: Carvalho (2006).

Como já visto, esse sistema utiliza um banco de capacitores para controlar o consumo de potência reativa da rede, mas, em situações de curto-circuito, o aerogerador precisará de mais potência reativa do que o banco instalado poderá fornecer, sendo isso um ponto negativo do GIGE.

Segundo Silva (2008), nas condições de curto-circuito e após o curto-circuito, se a rede elétrica não fornecer rapidamente a quantidade suficiente de potência reativa para

reestabelecer o campo magnético da máquina e a geração de potência ativa, a recuperação de tensão desses aerogeradores será prejudicada. Esse fato é uma das principais causas de saída de serviço dos parques eólicos após um curto-circuito. Assim, se fez necessário desenvolver tecnologias de controle de potência mais sofisticadas para beneficiar a estabilidade do sistema, principalmente em situações de curto-circuito.

2.5.2 Gerador de indução de rotor bobinado (GIRB)

Segundo Lima (2009), o GIRB é muito similar ao GIGE, sendo que, neste, o enrolamento é conectado, por meio de escovas e anéis, a um grupo de resistores variáveis, representado na figura 7 pela resistência rotórica. Nesta topologia, a mudança da resistência rotórica possibilita a variação da velocidade do gerador por meio da variação do escorregamento, podendo alcançar variações da ordem de 10% acima da velocidade síncrona do campo girante do gerador.

Como ocorre com o gerador de gaiola de esquilo, esta configuração também possui partida por *soft-start** e capacitores chaveáveis, para controle do fator de potência.

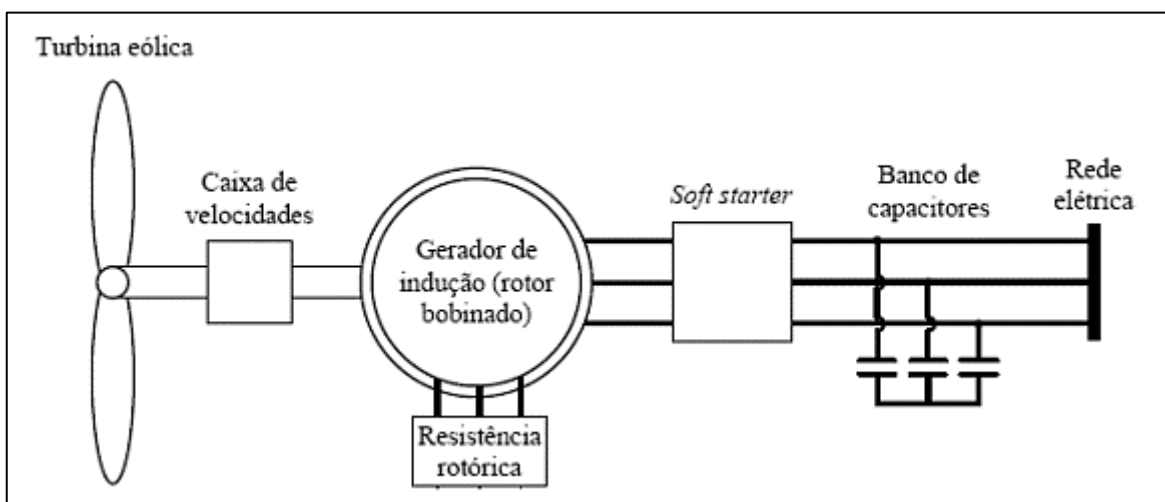


Figura 7 - Gerador de Indução de Rotor Bobinado - GIRB
 Fonte: Carvalho (2006).

Esse modelo, representado na figura 7, utiliza um gerador assíncrono. Entretanto, já existem geradores de indução síncronos de rotor bobinado, permitindo a remoção da

* Partida suave.

caixa de velocidades e a substituição da soft starter e dos bancos de capacitores por conversores eletrônicos de potência, semelhante ao conversor do esquema do gerador de indução duplamente alimentado (GIDA) da figura 8.

2.5.3 Gerador de indução duplamente alimentado (GIDA)

Essa configuração de gerador em velocidade variável desagrega a velocidade de operação do gerador da frequência de operação da rede elétrica, ao qual a usina está conectada. Assim, o gerador pode ser controlado para adaptar a velocidade rotacional para a velocidade momentânea do vento, a fim de melhorar a eficiência da geração.

Nessa tecnologia de indução duplamente alimentada faz-se o uso de conversores de potência, CA-CC-CA, entre o rotor e a rede elétrica, para conseguir um maior controle sobre as potências injetadas na rede, sendo que o estator destes geradores está conectado diretamente à rede, como mostra a figura 8.

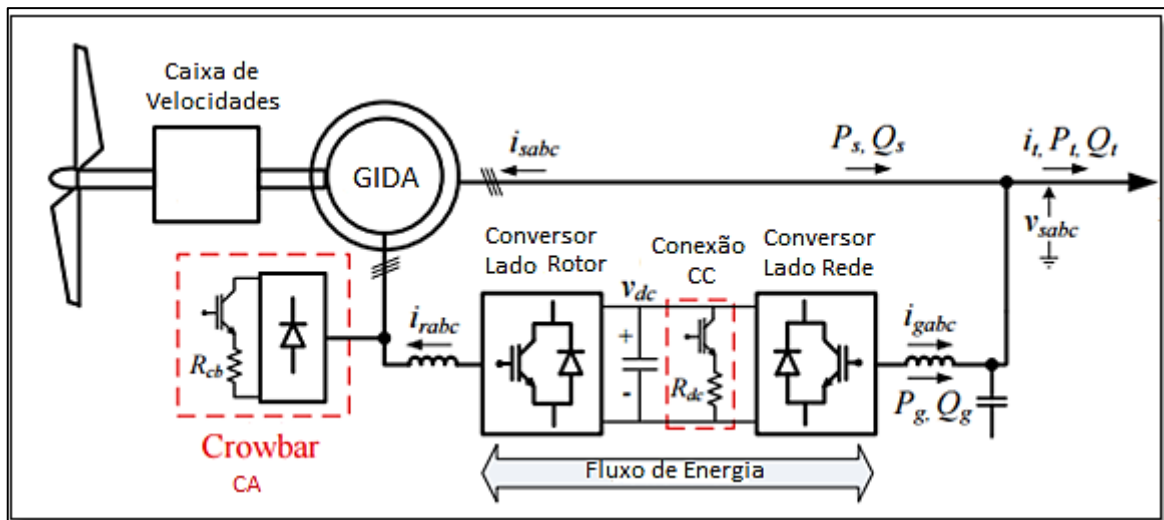


Figura 8 - Gerador de Indução Duplamente Alimentado - GIDA
 Fonte: Howard (2013).

Os conversores mostrados na figura 8 são constituídos por IGBT's (*Insulated Gate Bipolar Transistor* – Transistor Bipolar de Porta Isolada) que são comandados por uma modulação PWM (*Pulse Width Modulation* – Modulador de Largura de Pulso), possibilitando a troca bidirecional de potência ativa entre rotor e rede elétrica. Os IGBT's são semicondutores de potência que apresentam alta capacidade de corrente e rápido chaveamento, tornando o seu uso propício para a área de controle de potência.

O conversor do lado da rede, CC-CA, opera na frequência da rede e controla os fluxos de potência, fornecendo ou absorvendo potência reativa, visando sempre manter a tensão do barramento CC constante. Durante o curto-circuito, faz o papel dos bancos de capacitores, injetando potência reativa na rede.

O conversor do lado do rotor, CA-CC, permite ao sistema converter as variações de potência gerada, oriundas das variações do vento, em energia cinética do rotor. Além disso, injeta corrente a fim de controlar separadamente os fluxos de potências ativa e reativa.

Segundo Mendes (2010) e Lima (2009), quando o gerador está operando abaixo da velocidade nominal, situação denominada de funcionamento subsíncrono, o rotor absorve energia da rede e o estator entrega energia para a rede. Assim, a potência é retirada do barramento e tende a diminuir a tensão da conexão CC. Mas, quando o gerador está acima da velocidade nominal, no denominado funcionamento supersíncrono, o rotor e o estator entregam energia à rede; assim, a potência é transmitida para o capacitor da conexão CC e sua tensão tende a aumentar.

Na mesma figura 8 é apresentado o *crowbar* CA, que é um tipo de proteção utilizado, em alguns casos, para diminuir a corrente de curto-circuito e evitar danos ao equipamento. O *crowbar* CA consiste em resistências em séries ligadas ao rotor. Quando a corrente ultrapassa limites pré-determinados, o *crowbar* CA é ativado para diminuir a corrente de curto. A desvantagem do *crowbar* é a impossibilidade que os conversores têm de controlarem a potência reativa puxada da rede, já que, com a ativação do *crowbar*, os conversores são desabilitados.

2.5.4 Gerador síncrono de rotor bobinado ou de ímã permanente (GSBR/GSIP)

Esta configuração é constituída por um gerador síncrono conectado à rede elétrica através de um conversor de frequência. O rotor pode ser bobinado (GSRB) ou de ímãs permanentes (GSIP). As máquinas síncronas de ímã permanente são vistas como uma boa alternativa, pelo fato de não precisarem da caixa de engrenagens em sua estrutura.

Os geradores a ímã permanente, por outro lado, podem apresentar sérios problemas de regulação de tensão em situações de variação na velocidade da máquina primária ou da carga elétrica, pois os mesmos não possuem um controle da tensão de campo, como as máquinas síncronas bobinadas (SENGER, 2013).

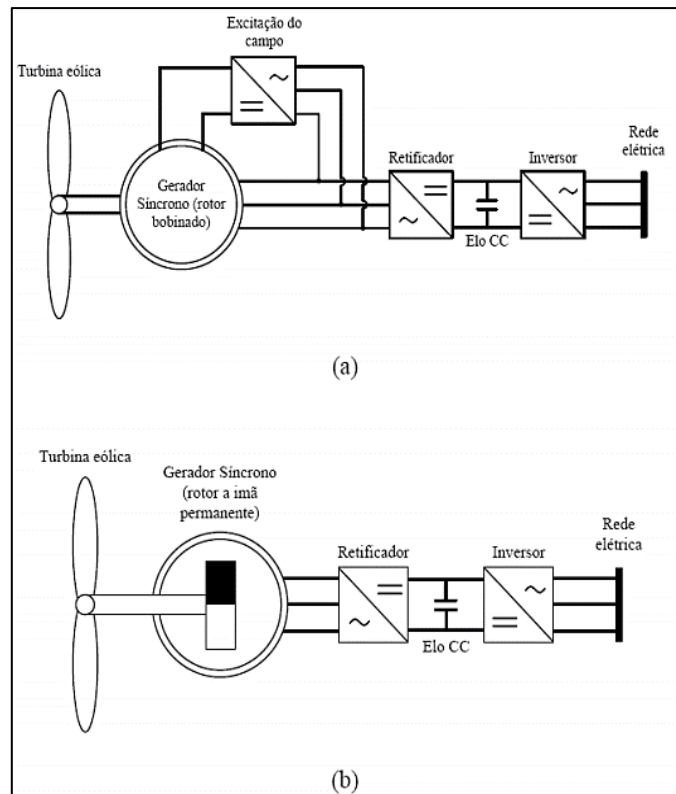


Figura 9 - Grupo eólico com gerador de: (a) rotor bobinado; (b) rotor de ímãs permanentes
Fonte: Carvalho (2006).

Os controles da figura 9, quando em situação de falta, detectam essa situação a partir do monitoramento da subtensão produzida pela falta nos terminais do aerogerador, que passa a operar em um modo de limitação da corrente, no qual o conversor do lado da rede injeta, na própria rede, uma corrente constituída somente por sequência positiva e com magnitude pré-definida.

2.6 CURTO-CIRCUITO EM AEROGERADORES

Quando um sistema está sob falta, a corrente que circula é determinada pela fem das máquinas, por suas impedâncias e pelas impedâncias do sistema. O gerador é o elemento determinante do sistema. Quando ocorre um curto-circuito na rede, a impedância vista pelo gerador cai e então ele fomenta uma corrente de curto-circuito muito elevada. Essas correntes não são suportáveis pelos aparelhos. Assim, há necessidade de eliminá-las no menor tempo possível.

Nesta seção são apresentados os tipos de curto-circuito que ocorrem no SEP e a modelagem básica dos geradores em componentes simétricas e equilibradas, divididas

em três componentes sequenciais: sequência positiva, sequência negativa, e sequência zero.

Quando ocorre uma falta em um circuito alimentado por um aerogerador síncrono, este continuará a fornecer tensão para o sistema, pois a turbina eólica continuará a movimentá-lo e o campo de excitação será mantido, independente do curto. Esta tensão gerada irá produzir a corrente de curto-circuito, que fluirá para o ponto de falta e será limitada apenas pela impedância do gerador e do circuito entre o gerador e o ponto de falta.

No entanto, a impedância do gerador, diferentemente da linha de transmissão e dos transformadores, muda em função do tempo, por isso, para facilitar a análise, a corrente de curto-circuito é dividida em três etapas, conforme figura 10:

- de *eixo direto*^{*}, X_d , que corresponde ao funcionamento em regime permanente, caracterizado pela reatância síncrona (X_s);
- transitória de eixo direto, X_d' , que corresponde ao funcionamento durante o período transitório;
- subtransitória de eixo direto, X_d'' , que corresponde ao funcionamento no período subtransitório (KINDERMANN, 1997).

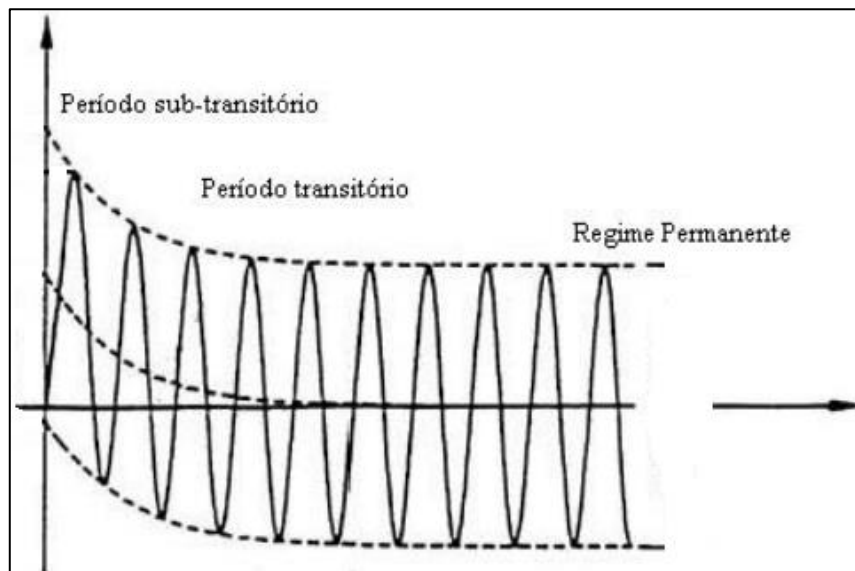


Figura 10 - Subdivisão da corrente de curto-circuito
Fonte: Kindermann (1997).

* Nas máquinas assíncronas, o eixo direto apresenta menor relutância em sua direção e o eixo em quadratura, que se encontra a 90° elétricos adiantado do eixo direto, possui maior relutância em sua direção.

A corrente de curto-circuito compõe-se, assim, de duas componentes: a componente de corrente alternada, que varia simetricamente em relação ao eixo horizontal de referência, e a componente de corrente contínua, que vem representada em um dos lados deste mesmo eixo (KINDERMANN,1997).

A figura 11 representa um gerador síncrono trifásico aterrado por meio de uma impedância de terra, representada por Z_n . O gerador está alimentando uma carga trifásica balanceada.

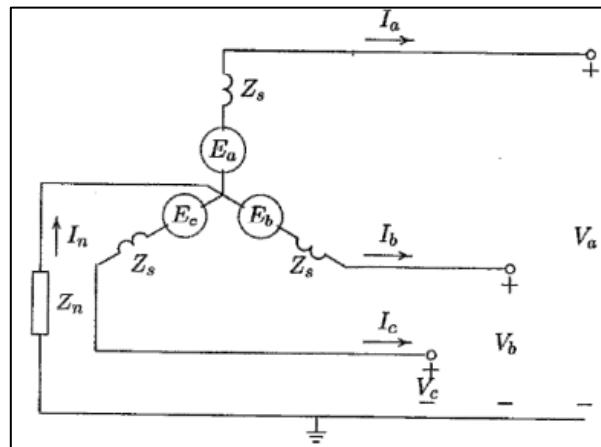


Figura 11 - Fonte trifásica balanceada
Fonte: Stevenson (1986).

Aplicando algumas equações no circuito da figura 11, como por exemplo, a lei de Kirchhoff das correntes, pode-se determinar as equações que podem ser representadas pelos diagramas sequenciais da figura 12.

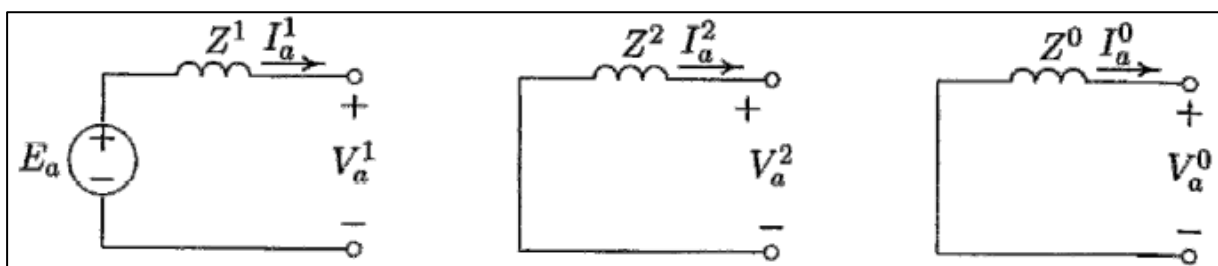


Figura 12 - Diagramas de seqüência: positiva, negativa e de neutro
Fonte: Stevenson (1986).

Algumas observações sobre esses diagramas do sistema equilibrado:

- as três seqüências são independentes;
- o diagrama de seqüência positiva é igual ao diagrama unifilar utilizado em estudos balanceados;

- somente a sequência positiva tem fonte de tensão, portanto, a corrente de sequência positiva (i^1_a) causa queda de tensão de sequência positiva (v^1_a);
- correntes de sequência negativa (i^2_a) e zero (i^0_a) causam quedas de tensão de sequência negativa (v^2_a) e zero (v^0_a), somente;
- o neutro do sistema é referência para a sequência positiva e negativa, enquanto que o terra é referência para a sequência zero;
- a impedância de aterramento é refletida na sequência zero, representada por z_0 ;
- sistemas trifásicos podem ser resolvidos separadamente para uma única fase.

Contudo, para situações de sistemas desequilibrados em curto-circuito, as correntes de sequência positiva (I^1_a), negativa (I^2_a) e de zero (I^0_a) produzem quedas de tensão umas nas outras, isto porque, no sistema desequilibrado, os diagramas sequencias das três sequências podem ter arranjos combinados, como será visto nas próximas seções.

A análise e a dedução das equações do cálculo de curto-circuito são realizadas para o modelo de um gerador síncrono, pois todas as conclusões obtidas a partir desses cálculos podem ser estendidas a todo circuito elétrico através do Teorema de Thevenin, cujo equivalente é análogo ao do gerador síncrono.

A ocorrência de curtos-circuitos é mais comum nas linhas de transmissão e distribuição do sistema elétrico, como mostra a tabela 3.

Setor do sistema elétrico	Número de faltas
Linhas de transmissão	82
Circuitos disjuntores	4
Autotransformadores	6
Barramentos	1
Geradores	1
Falha humana	5

Tabela 3 - Ocorrência de faltas no SEP em um sistema de 500 kV, num período de dez anos
Fonte: Mameded & Daniel (2011).

Os tipos de curtos-circuitos a serem analisados são o trifásico, fase-fase, fase-terra e fase-fase-terra. Como pode-se ver na tabela 4, a falta fase-terra é a mais comum, entretanto a falta trifásica é causadora de maiores danos ao sistema elétrico,

principalmente quanto à estabilidade transitória, sendo de ocorrência rara, em torno de 3% das vezes.

Falta	Porcentagem (%)
Fase-terra	81
Fase-fase	10
Fase-fase-terra	6
Trifásica sem terra	1,5
Trifásica com terra	1,5

Tabela 4 - Tipos de curto-circuito e frequência que ocorrem no sistema elétrico de potência
Fonte: Mamede & Daniel (2011).

Nas próximas subseções serão vistos os diferentes tipos de curto-circuito e os arranjos entre as sequências positiva, negativa e zero, formadoras de um diagrama sequencial para cada caso.

2.6.1 Curto-circuito fase-terra

Seja a ocorrência de um curto-circuito monofásico fase-terra na fase A de um gerador trifásico, conforme mostrado na figura 13.

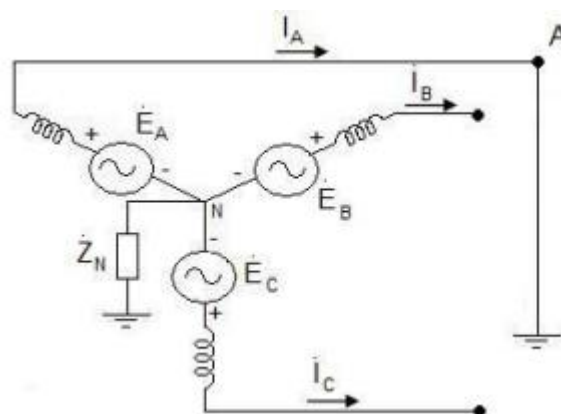


Figura 13 - Curto-circuito monofásico
Fonte: Neumann e Guimarães (2009).

Segundo Stevenson (1986), tem-se que $I_b = I_c = 0$ e $V_a = 0$, onde I_a , I_b e I_c são as correntes de linha do gerador, e I_1 , I_2 e I_0 as correntes de sequência positiva, negativa e

zero, respectivamente. Procedendo a transformação das componentes de fase em componentes de sequência por meio da equação/matriz (1), obtêm-se as equações (2) a (4).

$$\begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_A \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (1)$$

$$I_1 = \frac{1}{3} * I_a \quad (2)$$

$$I_2 = \frac{1}{3} * I_a \quad (3)$$

$$I_0 = \frac{1}{3} * I_a \quad (4)$$

Na equação (1), é representada a matriz de relação entre correntes sequenciais, que expõe a decomposição de três fasores assimétricos em seus componentes simétricos.

O fator unitário “a” representa o operador que causa uma defasagem entre as componentes sequenciais de 120°, no sentido contrário ao ponteiro do relógio. Tal operador é um número complexo de módulo unitário e é definido pela equação (5) e (6):

$$a = 1 \angle 120^\circ = -0,5 + j0,866 \quad (5)$$

$$a = 1 \angle 240^\circ = -0,5 - j0,866 \quad (6)$$

Pelas equações (2) a (4) observa-se que a corrente da fase A é igual à soma das correntes das sequências positiva (I_1), negativa (I_2) e zero (I_0). Isso equivale a conectar os três diagramas sequenciais em série, como mostra a figura 14. Nesta figura deve ser notada a representação da fonte (E_a), apenas no circuito positivo, as impedâncias Z_1 , Z_2 e Z_0 , e as tensões respectivas de cada sequência.

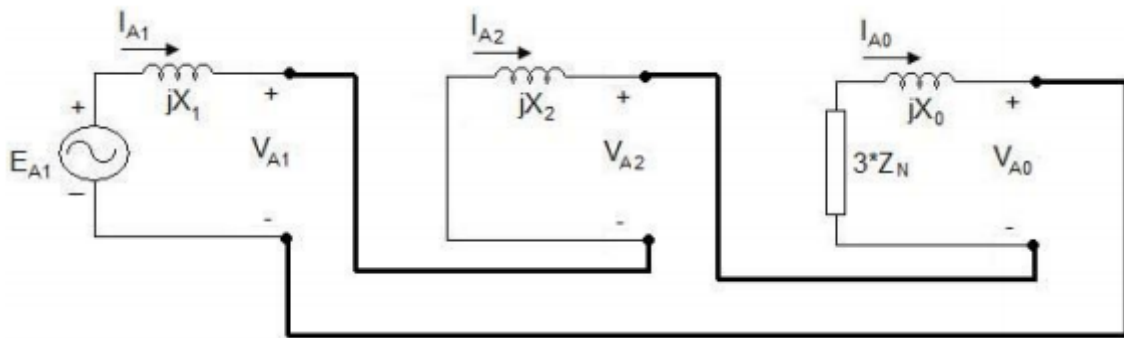


Figura 14 - Conexão das seqüências para falta fase-terra
Fonte: Neumann e Guimarães (2009).

Se o neutro do gerador não estiver aterrado, o circuito da seqüência zero, mostrado na figura 14, ficará aberto; portanto, a impedância de seqüência zero (Z_0) tenderá ao infinito e, por conseguinte, a corrente do curto-circuito será zero. Por isso para o cálculo de curto-circuito com conexão à terra, é muito importante considerar o tipo de ligação dos transformadores, pois isso define a existência ou não da corrente de falta (SANTOS, 2009).

2.6.2 Curto-circuito fase-fase (bifásico)

Seja a ocorrência de um curto-circuito bifásico entre as fases B e C de um gerador trifásico, conforme mostrado na figura 15.

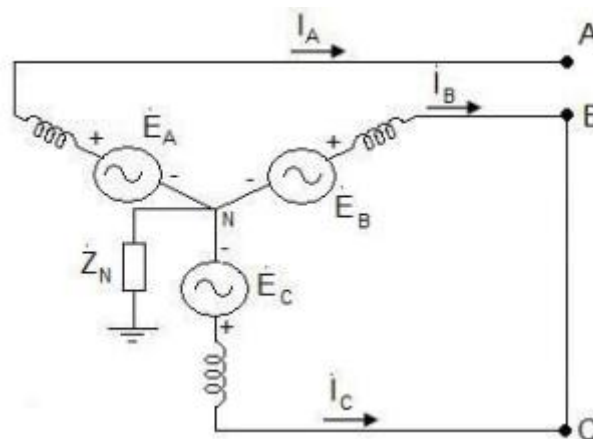


Figura 15 - Curto-circuito bifásico
Fonte: Neumann e Guimarães (2009).

Segundo Stevenson (1986), inicialmente, determina-se que $V_b=V_c=0$ e $I_a=0$. Procedendo a transformação das componentes de fase em componentes de sequência, obtêm-se as equações (1) e (2).

Aplicando a matriz de análise das correntes, realiza-se para esse caso a equação matricial (7):

$$\begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ i_B \\ -i_B \end{bmatrix} \quad (7)$$

$$i_1 = \frac{1}{3}(ai_B - a^2i_B) = j\frac{\sqrt{3}}{3}i_B \quad (8)$$

$$i_2 = \frac{1}{3}(a^2i_B - ai_B) = -j\frac{\sqrt{3}}{3}i_B \quad (9)$$

$$i_0 = \frac{1}{3}(i_B - i_B) = 0 \quad (10)$$

Com as equações (8) a (10), pode-se concluir que não há corrente de sequência zero, uma vez que, trata-se de um curto fase-fase apenas. E as correntes de sequência negativa (I_2) e positiva (I_1) são iguais e de sinal contrário; por isso, o diagrama final do curto-circuito fase-fase é um paralelo da sequência negativa e positiva, como na figura 16.

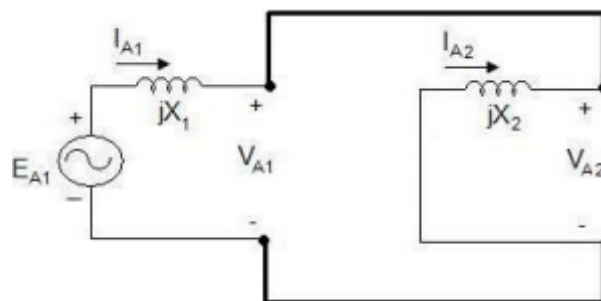


Figura 16 - Conexão das seqüências para falta fase-fase
Fonte: Neumann e Guimarães (2009).

Este caso mencionado era um curto bifásico; para um curto bifásico-terra, a sequência zero teria corrente diferente de zero, por isso deverá ser adicionada em paralelo ao circuito mostrado na figura 16.

2.6.3 Curto-circuito fase-fase-fase (trifásico)

Este é o tipo de curto que ocorre com menos frequência; nesta situação, admite-se que todos os condutores da rede são solicitados de modo idêntico e conduzem o mesmo valor eficaz da corrente de curto, e por isso é classificado como curto simétrico, como mostra a figura 17.

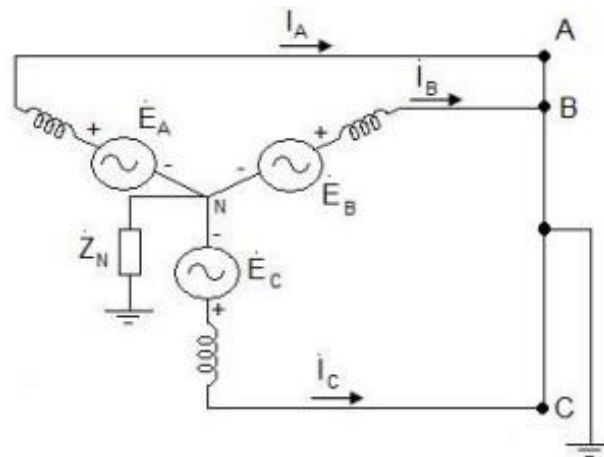


Figura 17 - Curto-Circuito trifásico
Fonte: Neumann e Guimarães (2009).

Para este caso não é considerado o diagrama zero (não envolve o terra) e, como o circuito é simétrico, a sequência negativa também não é considerada, ou seja, apenas a sequência positiva influencia a corrente de falta. Para o cálculo do curto-circuito considera-se o circuito da figura 18.

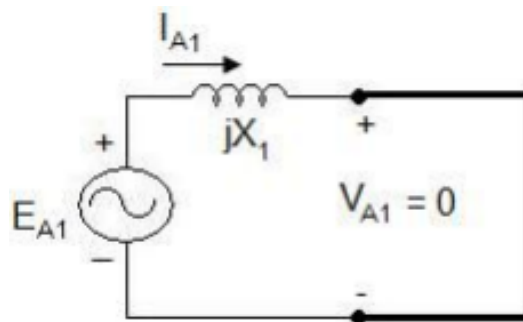


Figura 18 - Conexão das seqüências para falta trifásica
Fonte: Neumann e Guimarães (2009).

Assim, pode-se calcular a corrente de curto considerando o curto-circuito franco, quando a impedância entre ponto da falta e terra é zero, o qual será representado pela equação (11):

$$IA1 = \frac{Ea1}{jX1} \quad (11)$$

2.6.4 Diagramas de sequência para aerogeradores tipo I, II e III

Para simulações e análises de curto-circuito no SEP, são geralmente utilizados os diagramas sequenciais de cada tipo de aerogerador, tendo sua teoria apresentada na seção 2.5., emulando uma fonte de geração eólica.

Na tese de Howard (2013), onde se verificam diagramas sequenciais para aerogeradores, são apresentados e discutidos os resultados do trabalho de pesquisa, publicados na literatura internacional, que estudaram a modelagem dos geradores utilizados em plantas eólicas, visando a construção de diagramas sequenciais aplicáveis ao cálculo das correntes de curto-circuito.

Para os tipos I e II de aerogeradores (Gerador de Indução Gaiola de Esquilo e Rotor Bobinado) os diagramas apresentados são os da figura 19, tanto para regime transitório quanto para regime permanente. Nestes casos, o diagrama de sequência zero se encontra aberto pela consideração dos enrolamentos de estator e rotor serem ligados em estrela não aterrado. Por isso, pode-se desconsiderar a sequência zero. Durante a simulação, e considerar a sequência negativa para a simulação de curtos assimétricos (SENGER, 2015). O modelo transitório permanece válido durante um curto período de tempo, (cerca de um segundo). A figura 19 também mostra o diagrama para o cálculo de faltas do regime permanente, após o transitório.

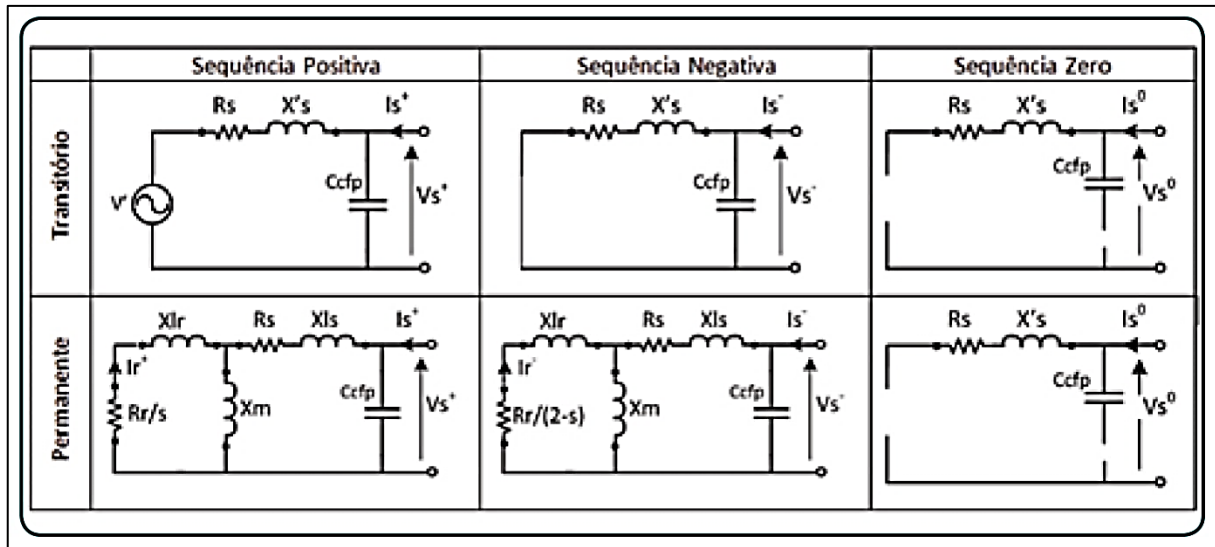


Figura 19 - Diagrama sequencial para aerogeradores do tipo I e II
Fonte: Howard (2013).

Os parâmetros mostrados nos diagramas de regime transitório e de regime permanente são os seguintes: R_r – resistência dos enrolamentos do rotor; R_s – resistência dos enrolamentos do estator; X_{lr} – reatância de dispersão do rotor; X_{ls} – reatância de dispersão do estator; X_M – reatância mútua (ou magnetizante) e X'_s – reatância equivalente do período transitório, e um capacitor para correção do fator de potência.

A diferença entre os dois tipos, em termos de cálculo das correntes de curto-circuito, se dá pelo valor da resistência do rotor que, para o segundo tipo, assume $R_r = R_r + R_{ext-efet}$. Isso irá influenciar principalmente em uma diminuição significativa da constante de tempo do rotor (constante de decaimento da corrente de curto, representada pela razão entre indutância e resistência).

Para o aerogerador duplamente alimentado, tipo III, deve ser considerado, como foi mostrado na subseção 2.5.3, a existência da *crowbar*, um sistema de proteção contra as elevadas correntes que podem ser induzidas nos enrolamentos do motor, pretendendo diminuir o tempo de excesso de corrente. Os diagramas podem ser vistos na figura 20, onde o primeiro não considera a atuação do *crowbar*, e os outros dois mostram o diagrama transitório e o permanente com atuação do *crowbar*.

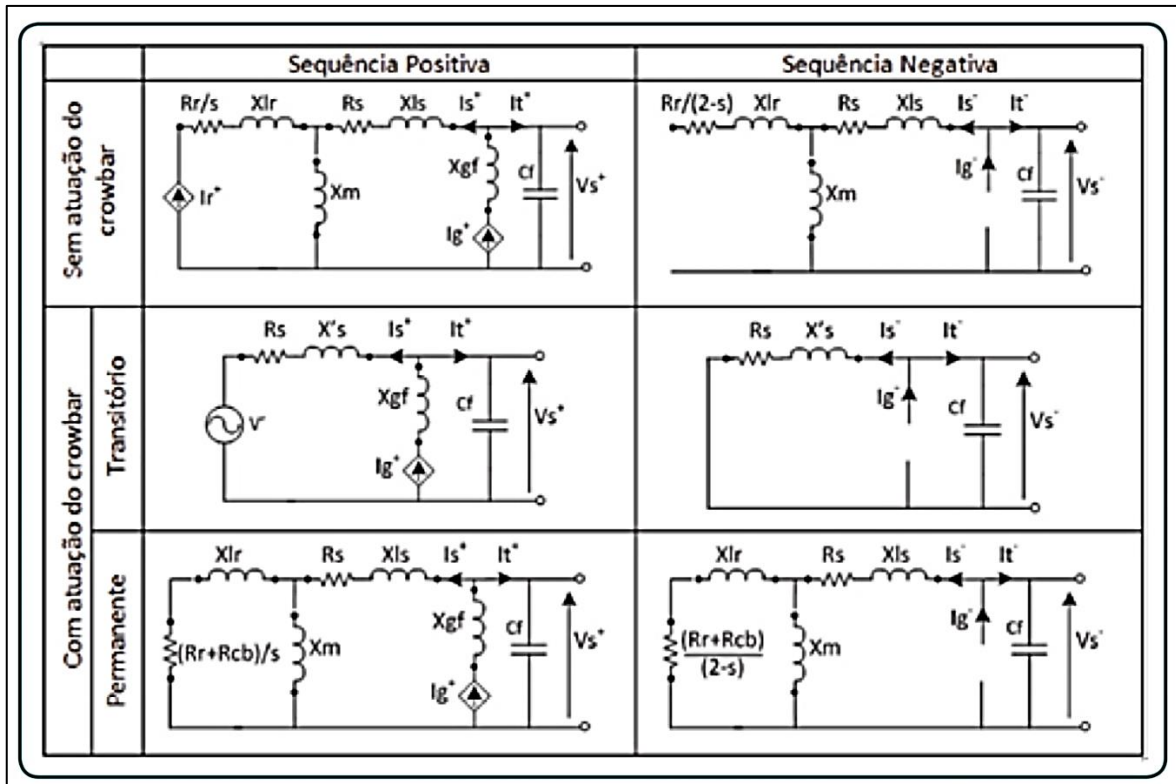


Figura 20 - Diagrama sequencial para aerogeradores do tipo III
Fonte: Howard (2013).

Analisando a figura 20, pode-se observar que os conversores de potência do lado da rede e do lado do rotor são representados como fontes de corrente de seqüência positiva apenas. Nota-se que, com a atuação da *crowbar*, onde o gerador do tipo III se comporta de maneira similar ao gerador do tipo II, dado que o conversor lado rotor é desabilitado, e os enrolamentos do rotor são conectados a um resistor externo (R_{cb}), o conversor do lado do rotor não atua no circuito, já que é desabilitado pela *crowbar*. Para as seqüências negativas, os conversores são representados como circuito aberto. As magnitudes das fontes de corrente serão determinadas pela tensão e potências nos terminais do gerador pré-falta (SENGER, 2015).

2.7 FERRAMENTA COMPUTACIONAL *SIMULINK*

O *Simulink* é um ambiente computacional de diagramas de blocos para simulações multidomínio e design baseado em modelagens. Suporta simulação, geração automática de código, testes contínuos e verificação de sistemas embarcados. Ele também fornece um editor gráfico, bibliotecas de blocos customizáveis, e solucionadores para modelagem e simulação de sistemas dinâmicos.

A ferramenta *Simulink* está integrada ao software *MatLab* – plataforma para otimizar soluções de problemas científicos e de engenharia através da computação matemática – possibilitando a incorporação de algoritmos *MatLab* em modelos, e a exportação de resultados de simulações para o software, para a análise mais profunda. A plataforma *MatLab* é um produto da *MathWorks*, empresa norte americana especializada em softwares de computação matemática.

Para a simulação de situações de falta em uma Central de Geração Eólica (CGE) optou-se por utilizar a biblioteca *Simscape Power Systems*, desenvolvida com a colaboração da *Hydro-Québec* de Montreal (empresa de transmissão e distribuição de energia localizada no Canadá), que fornece um conjunto de componentes e ferramentas de análise para modelagem e simulação de sistemas elétricos de potência, incluindo também, modelos de máquinas trifásicas, acionamentos elétricos, e componentes para aplicações em sistemas flexíveis de transmissão CA (FACTS), e sistemas de energia renovável.

O método de simulação adotado no *SimPowerSystems* foi o modelo contínuo (tipo fasor), onde as tensões e correntes senoidais são substituídas por quantias fasoriais (números complexos) na frequência nominal do sistema (50 Hz ou 60 Hz). Este modelo é melhor adaptado para simular oscilações eletromecânicas de baixa frequência*, durante um longo período de tempo (dezenas de segundos até minutos). Está é a mesma técnica utilizada em softwares de estabilidade transitória.

* São comumente relacionadas às interações dinâmicas entre os geradores síncronos quando o sistema é sujeito a pequenas perturbações.

2.8 CONCLUSÕES

Neste capítulo foram apresentados os principais tipos de aerogeradores existentes e uma breve explicação sobre suas partes componentes e características físicas, avaliou-se também os principais tipos de curto-circuito que afetam o SEP, demonstrando seus diagramas, equações e considerações para fins de cálculo. Levando em consideração as diferenças construtivas e de operação de cada tipo de aerogerador, foram expostos os diagramas sequenciais mais reconhecidos dos respectivos geradores. Tais diagramas sequenciais são responsáveis pela representação simplificada do aerogerador em uma rede de energia elétrica, quanto mais detalhados estes diagramas forem, seus resultados se tornam mais satisfatórios e confiáveis para o estudo de transitórios.

Entretanto, há *softwares* que já fornecem modelos representativos de aerogeradores para simulações, dentre eles, para o estudo de caso deste trabalho, foi escolhido a ferramenta computacional *Simulink*, devido a sua acessibilidade e confiabilidade.

Sendo assim, como a ferramenta possui modelos de geradores de indução e geradores duplamente alimentados, optou-se por fazer o estudo de influências, sob o aspecto de curto-circuito, dos aerogeradores GIDA e GIGE no SEP. Os geradores de indução com rotor bobinado e os geradores síncronos com ímãs permanentes, apresentados neste trabalho, também são produzidos e comercializados atualmente, todavia, não serão analisados neste estudo de caso.

O sistema elétrico de potência adotado para a realização de estudo e análise de correntes de falta, assim como os demais parâmetros necessários, será apresentado no Capítulo 3.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Como estudo de caso considerou-se os aerogeradores do tipo GIGE e GIDA, muito utilizados em sistemas de aerogeração, aplicados em uma Central de Geração Eólica (CGE) de 29,7 MW de capacidade instalada. A figura 21 apresenta o esquema da CGE na qual as simulações foram baseadas.

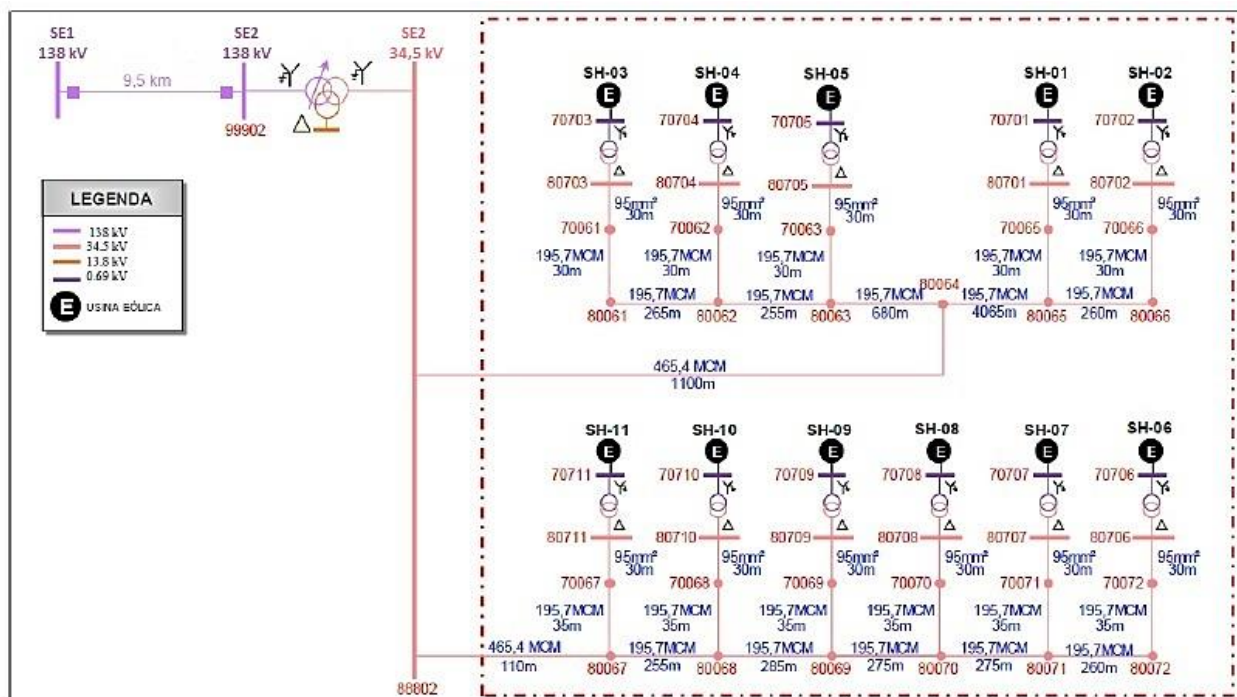


Figura 21 - Esquema da CGE em estudo
Fonte: autoria própria.

Como mostrado na figura 21, esta central é composta por 11 unidades geradoras de 2,7 MW e tensão de saída igual a 1.000 V, totalizando 29,7 MW de capacidade instalada e 16,0 MW de garantia física de energia. Ela alimenta a subestação 2 (SE2), a qual recebe energia elétrica de mais 5 centrais geradoras.

Para cada aerogerador há um transformador trifásico elevador de 1.000/34.500 V, com ligação estrela aterrada no lado de 1.000 V e triângulo no lado de 34,5 kV, com potência de 4 MVA. As unidades geradoras SH-01 a SH-05 e SH-06 a SH-11, estão agrupadas ao fim de linhas de 1.100 m e 110 m, respectivamente. Na SE2 é realizado a elevação da tensão de 34,5 kV para 138 kV, através de um transformador trifásico de três enrolamentos, com ligações estrela aterrada nos lados de 138 e 34,5 kV e delta no

enrolamento terciário (compensação de harmônicos), com potência de 80 MVA, visto a subestação ser alimentada por mais CGEs.

Para esta CGE, as impedâncias das linhas de 34,5 kV são apresentadas na tabela 5.

Parâmetros da rede 34,5 kV - CGE					
DE	PARA	R1 %	X1 %	RO %	XO %
88802	80064	0,098	0,2309	0,196	1,1545
80061	80062	0,056	0,0607	0,112	0,3035
80062	80063	0,0539	0,0584	0,1078	0,292
80063	80064	0,1438	0,1559	0,2876	0,7795
80064	80065	0,8596	0,9317	1,7192	4,6585
80065	80066	0,055	0,0596	0,11	0,298
80061	70061	0,0063	0,0069	0,0126	0,0345
80062	70062	0,0063	0,0069	0,0126	0,0345
80063	70063	0,0063	0,0069	0,0126	0,0345
80065	70065	0,0063	0,0069	0,0126	0,0345
80066	70066	0,0063	0,0069	0,0126	0,0345
70061	80703	0,0043	0,0023	0,0086	0,0115
70062	80704	0,0043	0,0023	0,0086	0,0115
70063	80705	0,0043	0,0023	0,0086	0,0115
70065	80701	0,0043	0,0023	0,0086	0,0115
70066	80702	0,0043	0,0023	0,0086	0,0115
88802	80067	0,0098	0,0231	0,0196	0,1155
80067	80068	0,0539	0,0584	0,1078	0,292
80068	80069	0,0603	0,0653	0,1206	0,3265
80069	80070	0,0582	0,063	0,1164	0,315
80070	80071	0,0582	0,063	0,1164	0,315
80071	80072	0,055	0,0596	0,11	0,298
80067	70067	0,0074	0,008	0,0148	0,04
80068	70068	0,0074	0,008	0,0148	0,04
80069	70069	0,0074	0,008	0,0148	0,04
80070	70070	0,0074	0,008	0,0148	0,04
80071	70071	0,0074	0,008	0,0148	0,04
80072	70072	0,0074	0,008	0,0148	0,04
70067	80711	0,0043	0,0023	0,0086	0,0115
70068	80710	0,0043	0,0023	0,0086	0,0115
70069	80709	0,0043	0,0023	0,0086	0,0115
70070	80708	0,0043	0,0023	0,0086	0,0115
70071	80707	0,0043	0,0023	0,0086	0,0115
70072	80706	0,0043	0,0023	0,0086	0,0115

Tabela 5 - Parâmetros da rede de 34,5 kV – CGE
Fonte: autoria própria.

A velocidade média dos ventos, registrada em um período de 48 h através de anemômetros, na CGE, é apresentada na figura 22.

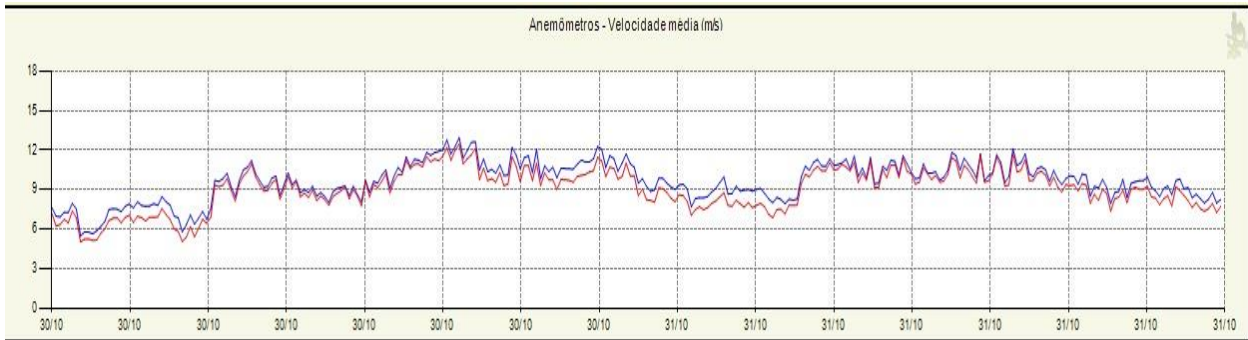


Figura 22 - Velocidade média dos ventos – CGE
Fonte: autoria própria.

Para se realizar as simulações, na ferramenta computacional *Simulink*, foram feitas as seguintes considerações para simplificação da implementação da CGE em estudo:

- os aerogeradores SH-01 a SH-05 e SH-06 a SH-11, estão agrupados ao fim das linhas de maior distância do barramento da SE2, isso é, ao fim de uma linha de 5,5 km estão agrupados os aerogeradores SH-01 a SH-05; os aerogeradores SH-06 a SH-11, por sua vez, estão agrupados ao fim de uma linha de 1,5 km;
- a impedância do trecho 88802-80064, conforme tabela 5, foi adotada para todas as linhas de 34,5 kV da simulação;
- as turbinas dos aerogeradores GIGE e GIDA fornecem potência nominal aos geradores com ventos de 10 m/s;
- foi realizado dois esquemas de simulação para a mesma CGE, um composto apenas por aerogeradores tipo GIGE e outro composto apenas por aerogeradores tipo GIDA.

O diagrama da CGE implementado no *Simulink* é apresentado na figura 23.

positiva de fase (pu) e corrente de sequência positiva de fase (pu) no barramento de 1000 V do aerogerador onde será atribuída falta;

- bloco 12: onde se encontram os blocos responsáveis pela aquisição das medições de potência (MW), potência reativa (Mvar), velocidade da turbina (pu), velocidade do vento (m/s) e ângulo de ataque máximo das pás (graus) dos aerogeradores da CGE;
- blocos 13: responsáveis pela aquisição das medições de corrente de curto-circuito (A) e tensões de fase (V);
- blocos 14: responsáveis pela aquisição das medições de controle da tensão (pu) e potência reativa do STATCOM.

Quanto as condições de perturbação, foi considerada uma falta a 100 m do lado de 34,5 kV do transformador do aerogerador 7 (SH-07), como o apresentado na figura 24, realizando as simulações para cada um dos dois esquemas de CGEs, com as seguintes condições de falta:

- falta fase-terra, com resistência de aterramento de 0,0001 Ω ;
- falta fase-terra, com resistência de aterramento de 40 Ω ;
- falta fase-terra, com resistência de aterramento de 100 Ω ;
- falta fase-terra, com resistência de aterramento de 1000 Ω ;
- falta fase-fase-terra, com resistência de aterramento de 0,001 Ω .

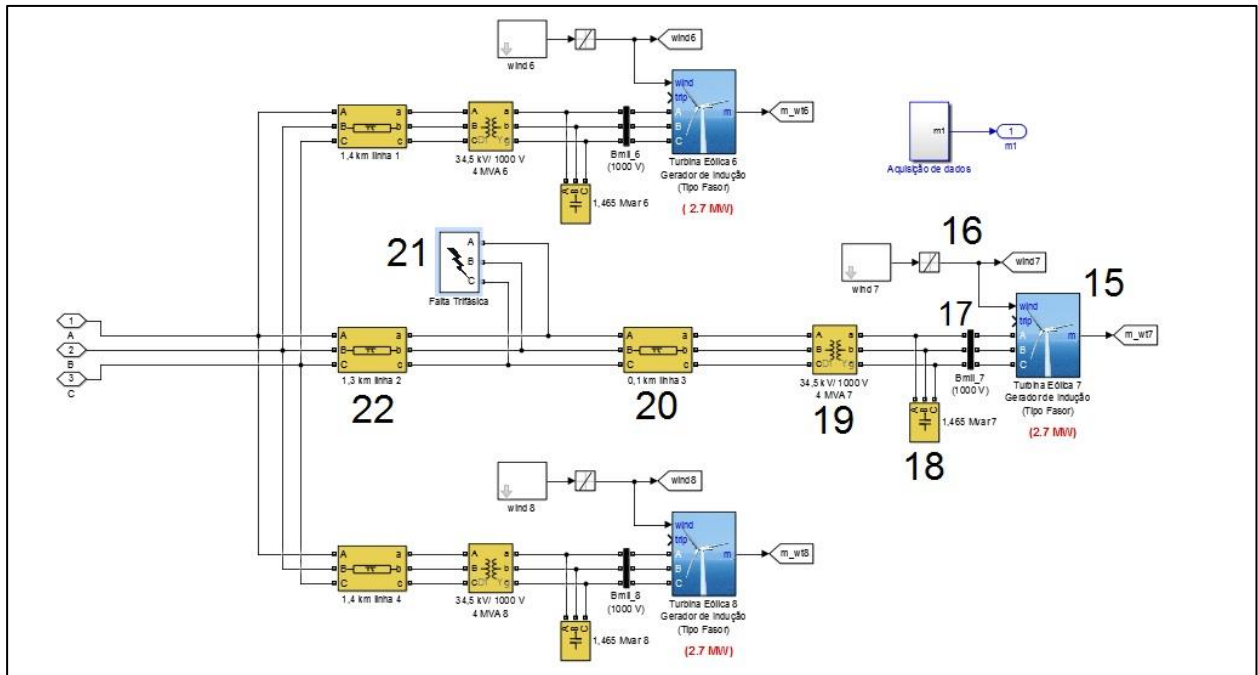


Figura 24 - Aerogeradores pertencentes ao bloco 6
Fonte: Autoria própria.

A figura 24 apresenta os seguintes blocos:

- bloco 15: aerogerador;
- blocos 16: responsáveis pela representação da variação do vento;
- bloco 17: barramento de 1000 V (Bmil);
- bloco 18: banco de capacitores que compensam a potência reativa gerada pela rede. O bloco assume a característica de uma carga resistiva para o esquema do tipo GIDA;
- bloco 19: transformador trifásico de 4 MVA;
- bloco 20: linha de 100 m;
- bloco 21: falta trifásica a ser aplicada;
- bloco 22: linha de 1,3 km.

3.1 PARÂMETROS DO SISTEMA

Nas simulações foram utilizados dois esquemas de CGEs, um com geradores do tipo GIGE e outro com geradores do tipo GIDA, já os parâmetros dos outros blocos foram mantidos para ambos os esquemas. A potência nominal de todas as turbinas em estudo é de 2,7 MW.

3.1.1 Gerador de indução gaiola de esquilo

Os parâmetros considerados para o aerogerador do tipo GIGE foram os seguintes:

Potência nominal	2,7 MW
Fator de potência	0,92
Tensão nominal	1000 V
Frequência nominal	60 Hz
Resistência do estator	0,004843 pu
Indutância do estator	0,1248 pu
Resistência do rotor	0,004377 pu
Indutância do rotor	0,1791 pu
Indutância de magnetização	6,77 pu
Constante de inércia	5,04
Fator de fricção	0,01 pu
Pares de pólos	3

Tabela 6 - Parâmetros do gerador de indução de gaiola de esquilo

Fonte: Autoria própria.

Potência mecânica nominal	2,7 MW
Velocidade de base do vento	10 m/s
Velocidade rotacional	1 pu
Máxima potência na velocidade de base	1 pu
Ganho do controle do ângulo de ataque das pás	5 (Kp) e 25 (Ki)
Máximo ângulo de ataque das pás	45°
Taxa de mudança do ângulo de ataque das pás	2°/s

Tabela 7 - Parâmetros da turbina do aerogerador GIGE

Fonte: Autoria própria.

3.1.2 Gerador de indução duplamente alimentado

Os parâmetros considerados para o aerogerador do tipo GIDA foram os seguintes:

Potência nominal	2,7 MW
Fator de potência	0,92
Tensão nominal	1000 V
Frequência nominal	60 Hz
Resistência do estator	0,00706 pu
Indutância do estator	0,171 pu
Resistência do rotor	0,005 pu
Indutância do rotor	0,156 pu
Indutância de magnetização	2,9 pu
Constante de inércia	5,04
Fator de fricção	0,01 pu
Pares de pólos	3

Tabela 8 - Parâmetros do gerador de indução duplamente alimentado

Fonte: Autoria própria.

Potência mecânica nominal	2,7 MW
Velocidade do vento no ponto C	9 m/s
Velocidade nos pontos A, B, C e D	0,7; 0,71; 1,2 e 1,21 pu
Potência no ponto C	0,73 pu
Controle de ganho do ângulo de ataque das pás	500
Máximo ângulo de ataque das pás	45°
Taxa de mudança do ângulo de ataque das pás	2°/s

Tabela 9 - Parâmetros da turbina do aerogerador GIDA

Fonte: Autoria própria.

Potência máxima do conversor	0,5 pu
Indutor de acoplamento do lado da rede	0,0015 pu (R) e 0,15 (L)

Corrente inicial do indutor de acoplamento	0 pu / 90°
Tensão nominal do barramento CC	1200 V
Capacitância do barramento CC	0,01 F

Tabela 10 - Parâmetros do conversor do aerogerador GIDA
Fonte: Autoria própria.

Modo de operação	Regulador de tensão
Tensão de referência da rede	1 pu
Ganhos do regulador de tensão da rede	1,25 (Kp) e 300 (Ki)
Ganhos do regulador de potência	1 (Kp) e 100 (Ki)
Ganhos no regulador de tensão do barramento CC	0,002 (Kp) e 0,05 (Ki)
Ganhos no regulador de corrente do conversor no lado da rede	1 (Kp) e 100 (Ki)
Ganhos no regulador de corrente do conversor no lado do rotor	0,3 (Kp) e 8 (Ki)
Taxa máxima de mudança da tensão de referência da rede	100 pu/s
Taxa máxima de mudança da potência de referencia	1 pu/s
Taxa máxima de mudança das correntes de referência do conversor	200 pu/s

Tabela 11 - Parâmetros do controle do aerogerador GIDA
Fonte: Autoria própria.

3.1.3 Barramento infinito e indutância mútua

Os parâmetros considerados para o barramento infinito e indutância mútua foram os seguintes:

Tensão (kV)	Frequência (Hz)	R1(Ω)	L1 (H)	R0(Ω)	L0 (H)
138	60	0,76	0,02	2,28	0,06

Tabela 12 - Parâmetros do barramento infinito e indutância mútua
Fonte: Autoria própria.

3.1.4 Linha de transmissão

A disposição dos aerogeradores no parque eólico ocasiona trechos de linha com diferentes comprimentos, os quais possuem diferentes impedâncias, tornando o esquema de simulação mais complexo. Sendo assim, para simplificação, considerou-se que as linhas possuem os mesmos valores de impedância e que os dois agrupamentos de turbinas se encontram ao fim de suas linhas de maior comprimento, isso é, a linha que conecta o gerador mais longínquo.

R1 (Ω/km)	R0 (Ω/km)	L1 (H/km)	L0 (H/km)	C1 (F/km)	C0 (F/km)
0,0106	0,021	0,02498	0,01249	11×10^{-9}	5×10^{-9}

Tabela 13 - Parâmetros da linha das linhas de transmissão

Fonte: Autoria própria.

3.1.5 Transformadores elevadores

Os parâmetros considerados para os transformadores de elevação foram os seguintes:

Potência (MVA)	Tensão primária (kV)	Tensão secundária (kV)	Impedância %
80	34,5	138	12,712

Tabela 14 - Parâmetros do transformador de 80 MVA

Fonte: Autoria própria.

Potência (MVA)	Tensão primária (V)	Tensão secundária (kV)	Impedância %
4	1000	34,5	8

Tabela 15 - Parâmetros do transformador de 4 MVA

Fonte: Autoria própria.

3.2 SIMULAÇÕES CGE COM AEROGERADOR GIGE

Um parque eólico, consistindo de 11 aerogeradores de 2,7 MW, é conectado a uma rede de 34,5 kV, a qual transmite a potência gerada para a rede de 138 kV através de um transformador elevador de 80 MVA. Os aerogeradores de 2,7 MW usam geradores de indução com rotor em gaiola de esquilo. O enrolamento do estator é conectado diretamente a rede de 60 Hz e o rotor é movido por uma turbina eólica com

ângulo de ataque variável. Este ângulo de ataque é controlado a fim de limitar a potência de saída do gerador ao seu valor nominal, para ventos superiores a velocidade nominal (10 m/s). A figura 25 mostra as curvas de potência do gerador para velocidades de 5 a 11 m/s, relacionando a potência de saída da turbina (eixo vertical) com a velocidade da turbina (eixo horizontal), com valores em pu.

Para gerar energia, a velocidade do GIGE tem que estar ligeiramente acima da velocidade síncrona. A velocidade varia entre 1 e 1,007 pu aproximadamente.

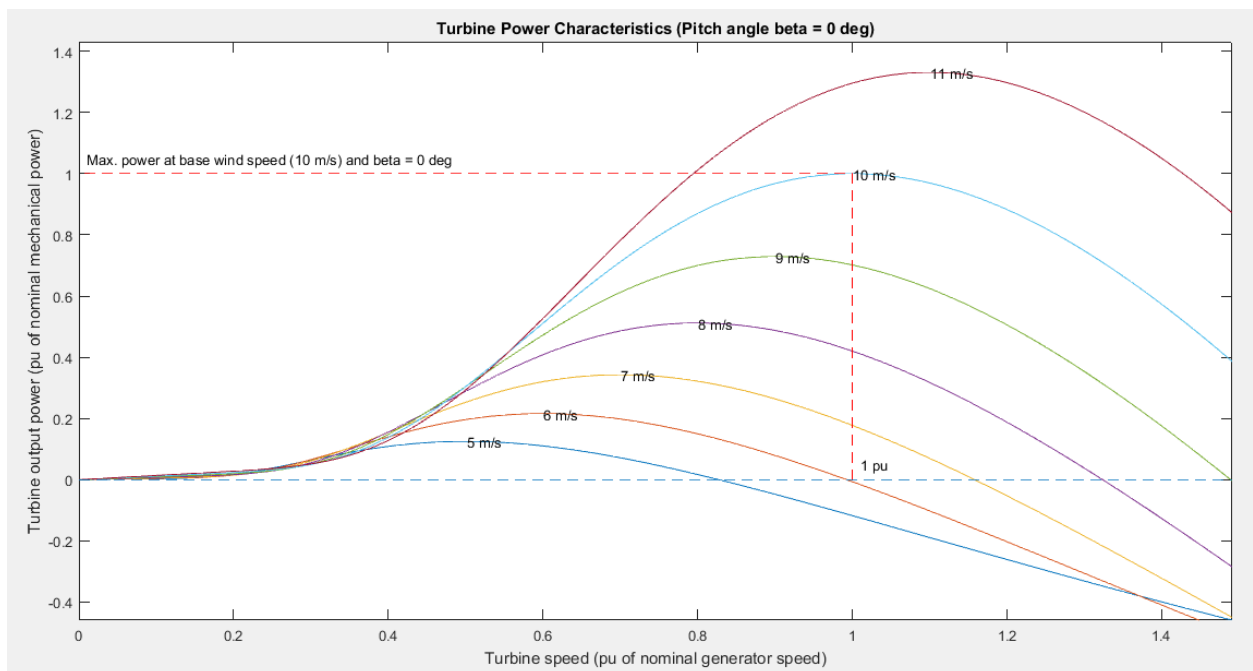


Figura 25 - Características de potência da turbina para o GIGE
Fonte: Simulink.

A potência reativa absorvida pelos GIGEs é compensada pelo banco de capacitores conectados no barramento de saída de cada aerogerador (1,465 Mvar). O resto de potência reativa requerida para manter a tensão no barramento B34 em aproximadamente 1 pu, é provida pelo STATCOM de 3 Mvar.

Nesta simulação, o sistema é observado durante 20 s. Inicialmente ($t=0$ s) a velocidade do vento é ajustada em 9 m/s, então é elevada para 10 m/s no tempo $t=3$ s para os aerogeradores 1 e 6, $t=5$ s para os aerogeradores 2 e 7, $t=7$ s para os aerogeradores 3 e 8, $t=9$ s para os aerogeradores 4 e 9, $t=11$ s para os aerogeradores 5 e 10 e $t=13$ s para o aerogerador 11, visto que, ao se aplicar a velocidade de vento nominal, num mesmo instante de tempo sobre todos os geradores, o sistema não

apresenta os valores nominais esperados de potência ativa e reativa no barramento B34.

A falta é aplicada pelo período de 9 ciclos (0,15 s) em $t=15$ s. As curvas características de funcionamento da central de geração eólica, sem ocorrência de falta, são apresentadas pelas figuras 26, 27, 28, 29 e 30.

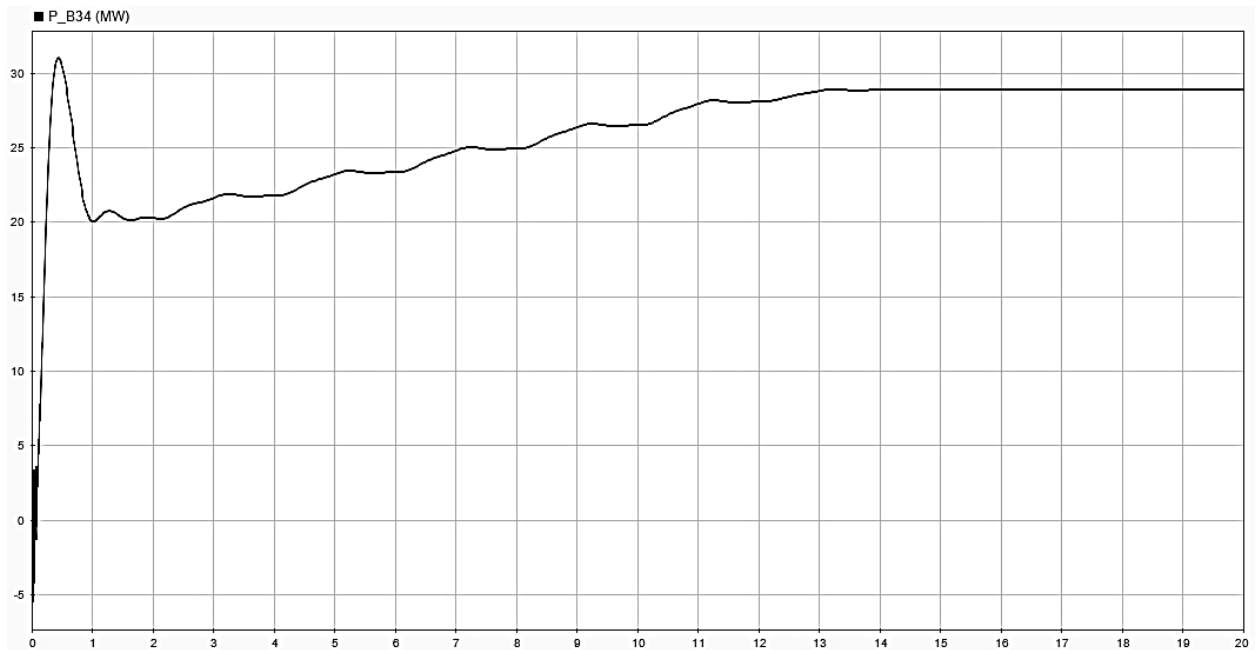


Figura 26 - Potência ativa no barramento B34 (MW) - GIGE
Fonte: *Simulink*.

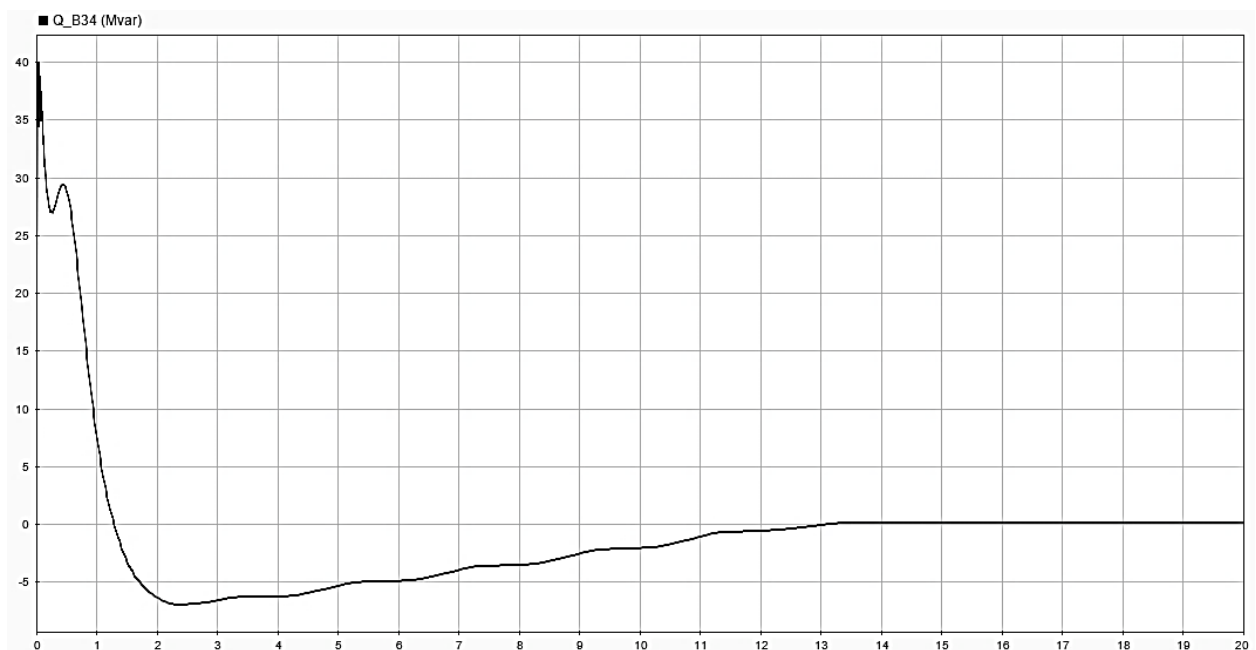


Figura 27 - Potência reativa encontrada no barramento B34 (Mvar) - GIGE
Fonte: *Simulink*.

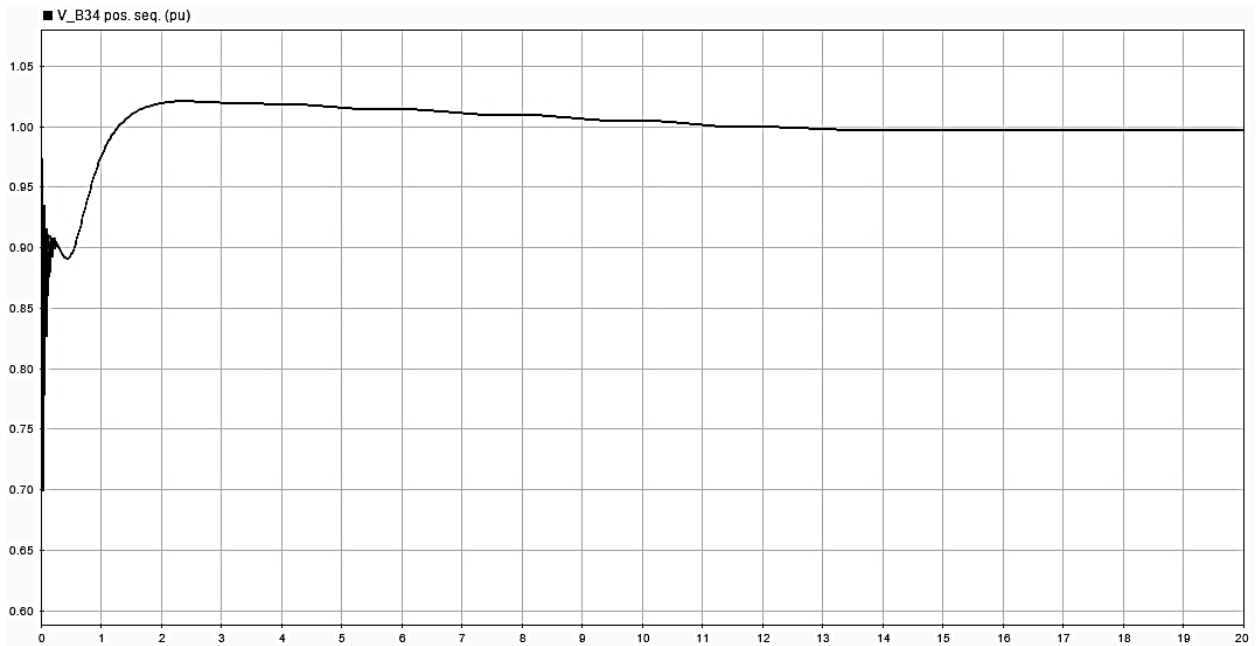


Figura 28 - Tensão de sequência positiva no barramento B34 (pu) - GIGE
Fonte: *Simulink*.

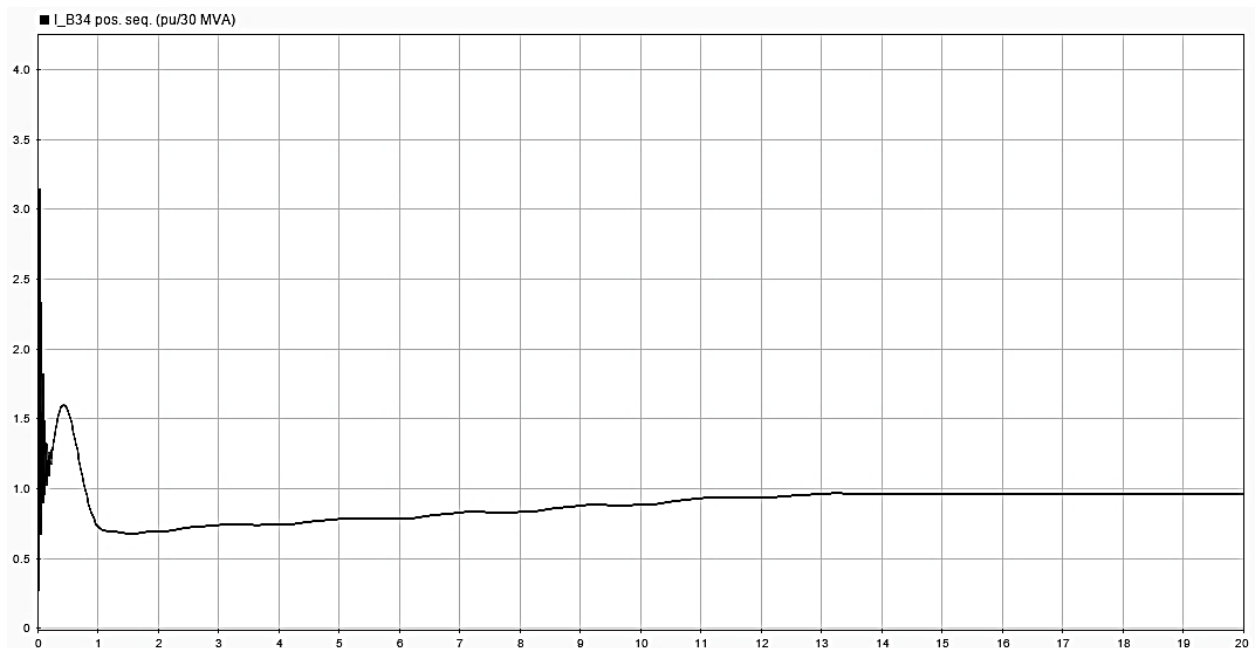


Figura 29 - Corrente de sequência positiva no barramento B34 (pu) - GIGE
Fonte: *Simulink*.

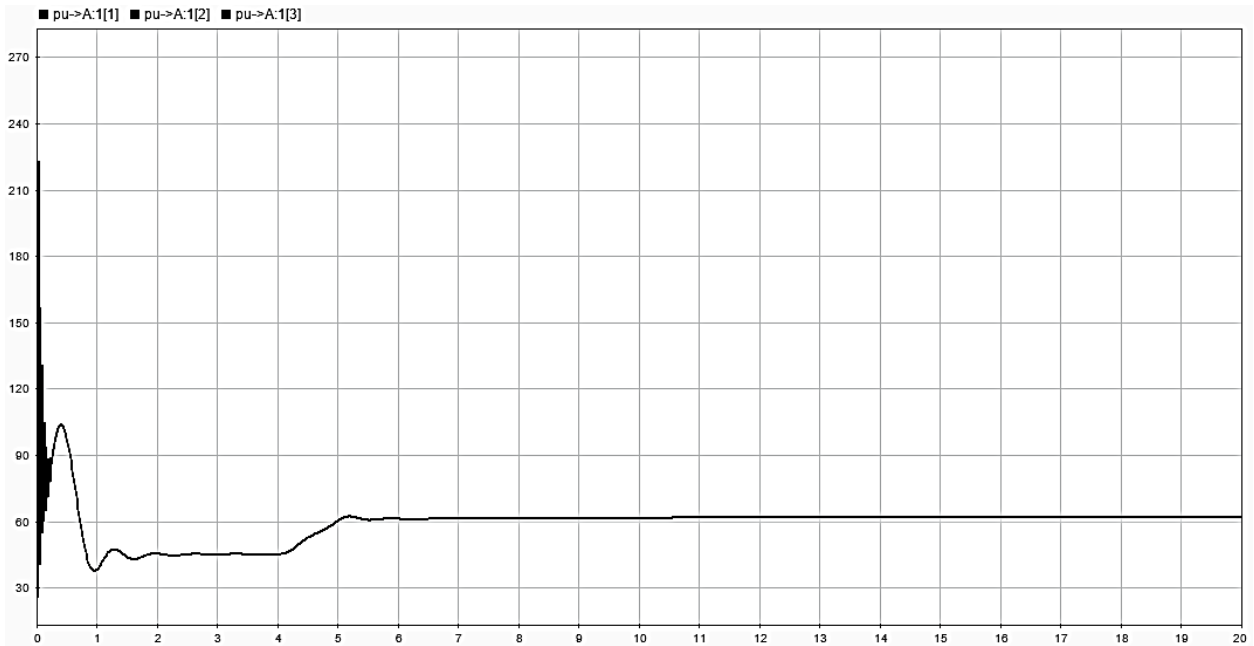


Figura 30 - Corrente na linha onde será aplicada a falta (A) – GIGE
Fonte: Simulink.

Observa-se o valor da potência ativa estabilizando em 28,71 MW a partir de $t=13$ s, um valor muito próximo a capacidade de geração da CGE (29,7 MW), já a potência reativa assume um valor próximo a zero devido a compensação fornecida pelo banco de capacitores e pelo STATCOM. A corrente e tensão de sequência positiva possuem valores próximos a 1 pu. A corrente da linha do aerogerador 07 se estabilizou em 62 A.

Nessas condições foram realizadas as simulações com ocorrências de falta para o parque eólico composto de aerogeradores tipo GIGE. As análises serão realizadas observando a potência ativa (MW) e a potência reativa (Mvar) no barramento B34, as tensões de fase (V) e as correntes de falta (A) no ponto de curto .

Devido ao método de simulação adotado, o *Simulink* representa as ondas senoidais de tensão e corrente em função de seus valores de pico, gerando gráficos lineares. Desta maneira, a tensão de fase de uma linha de 34,5 kV será exposta graficamente com um valor constante de 28,169 kV (tensão de pico de uma fase).

3.2.1 Falta fase-terra

O comportamento do sistema no barramento de 34,5 kV, em situação de falta, com resistência de aterramento $0,00001 \Omega$, está apresentado nas curvas das figuras 31, 32, 33 e 34.

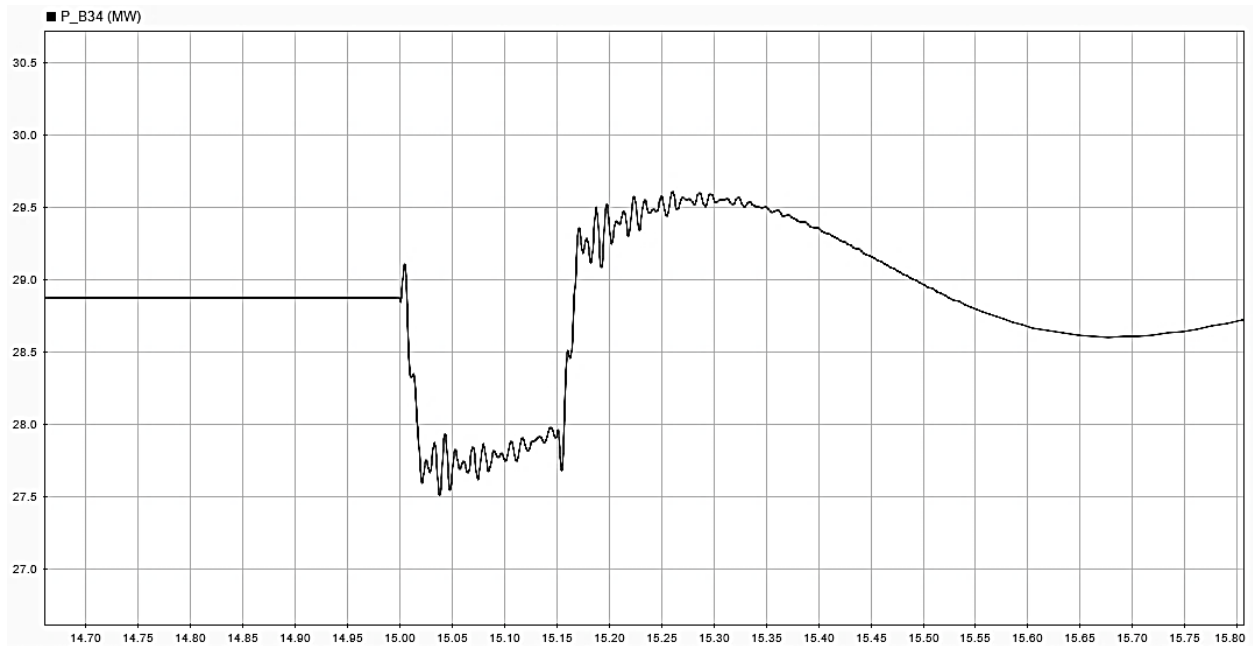


Figura 31 - Potência ativa durante falta fase-terra ($0,00001 \Omega$) - GIGE
Fonte: Simulink.

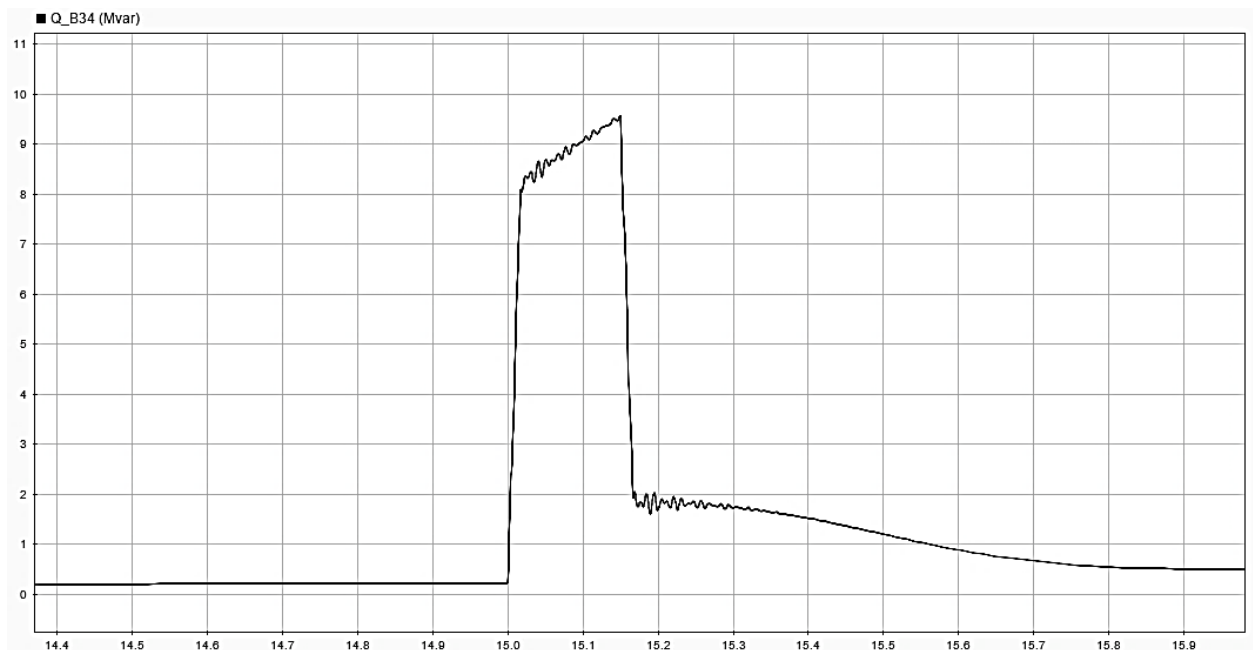


Figura 32 - Potência reativa durante falta fase-terra ($0,00001 \Omega$) - GIGE
Fonte: Simulink.

Nesse caso, de curto-circuito próximo ao real (resistência de aterramento igual a zero), observa-se na figura 31 uma pequena queda na potência ativa, chegando a 27,5 MW, em um intervalo de tempo muito curto, cerca de 0,04 s. A potência ativa volta a estabilidade em $t=16,5$ s. A figura 32 apresenta o aumento de aproximadamente 9,5 Mvar da potência reativa durante o curto.

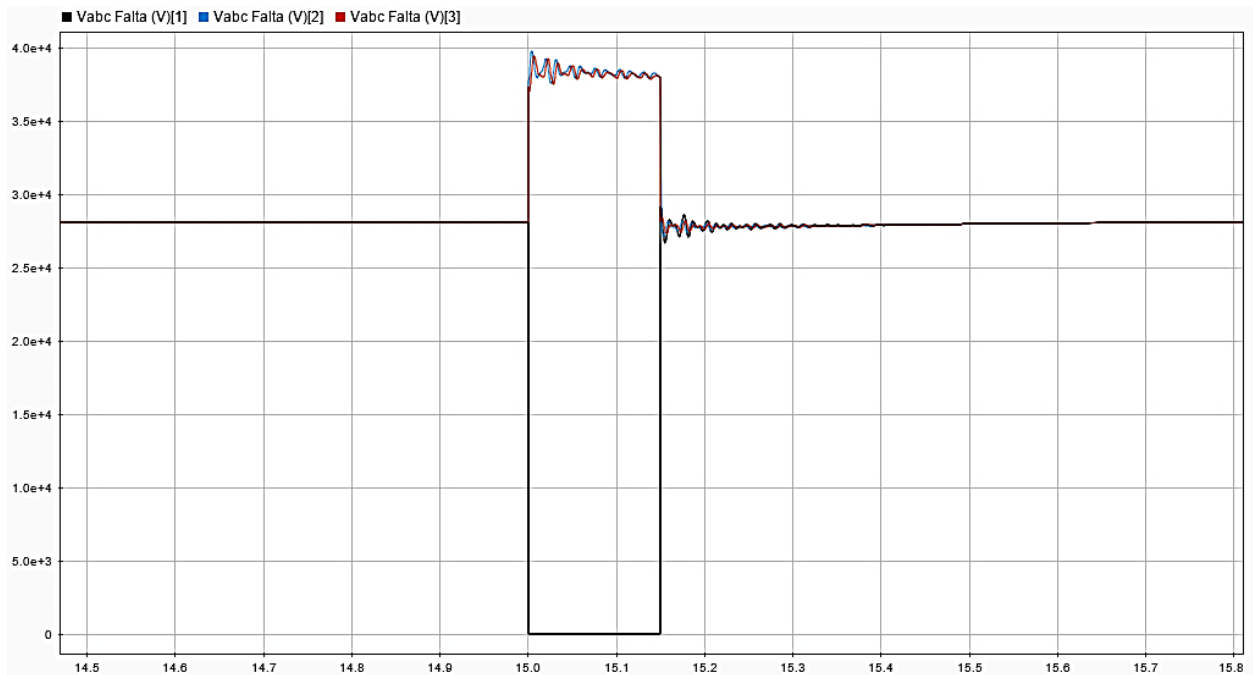


Figura 33 - Tensões de falta fase-terra (0,00001 Ω) - GIGE
Fonte: Simulink.

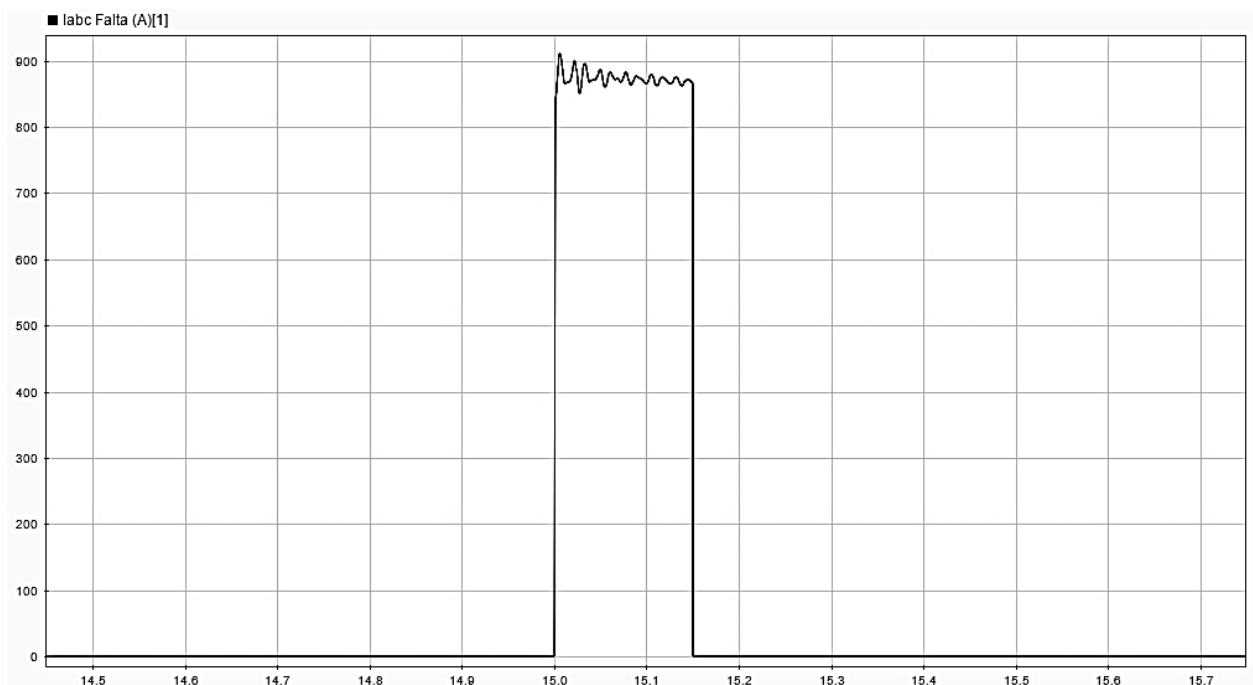


Figura 34 - Corrente de falta fase-terra (0,00001 Ω) - GIGE
Fonte: Simulink.

Para a fase A, onde ocorre a falta, a tensão cai a zero, enquanto que para as fases B e C há a elevação da tensão até aproximadamente 40 kV, em $t=15,15$ s. As

tensões sofrem pequenas oscilações até estabilizarem em seus valores nominais no tempo de 15,4 s, conforme a figura 33. A corrente de falta para este caso se eleva a um valor máximo de 900 A.

O comportamento do sistema no barramento de 34,5 kV, em situação de falta com resistência de aterramento 40Ω , está apresentado nas curvas das figuras 35, 36, 37 e 38.

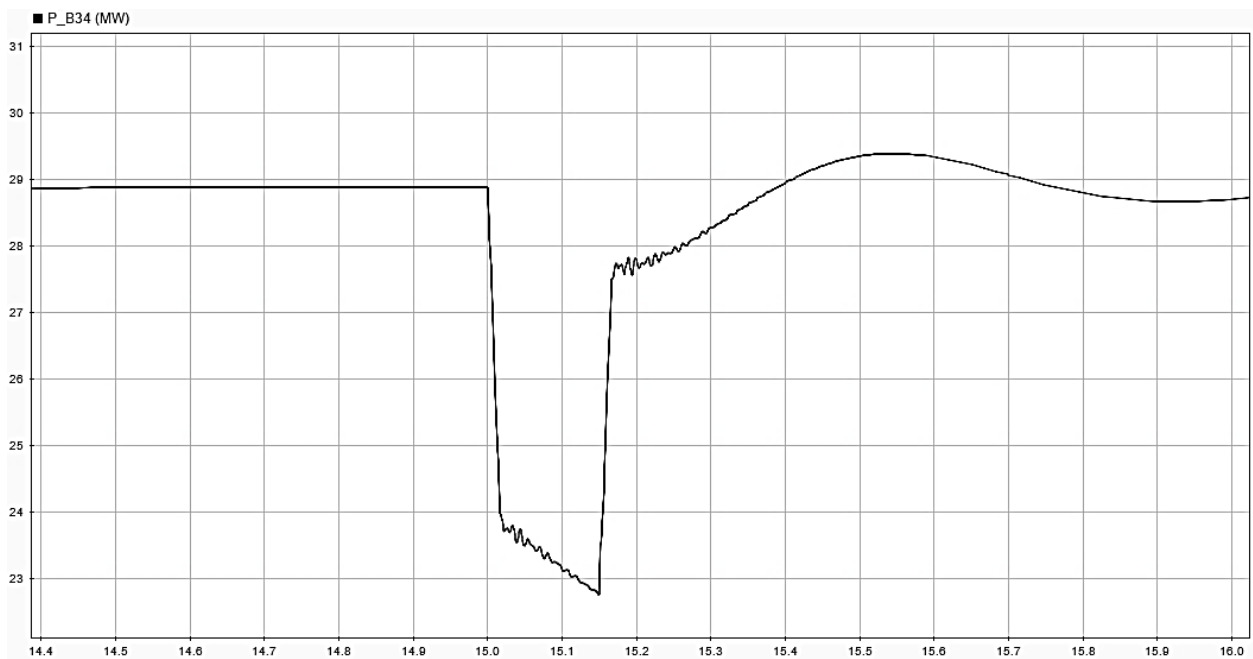


Figura 35 - Potência ativa durante falta fase-terra (40Ω) - GIGE

Fonte: *Simulink*.

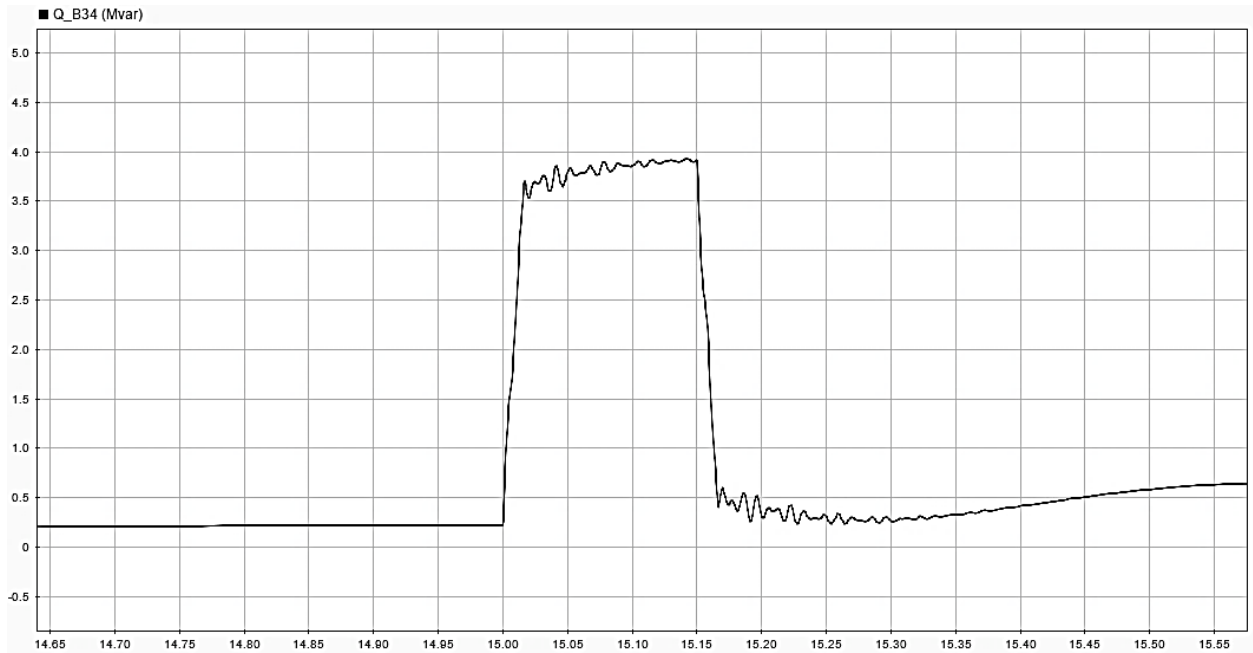


Figura 36 - Potência reativa durante falta fase-terra (40 Ω) - GIGE
Fonte: Simulink.

Nota-se uma maior queda da potência ativa em comparação ao caso com resistência de aterramento próxima a zero, chegando a 23 MW durante o curto-circuito, e um menor aumento da potência reativa, assumindo o valor máximo de 4 Mvar.

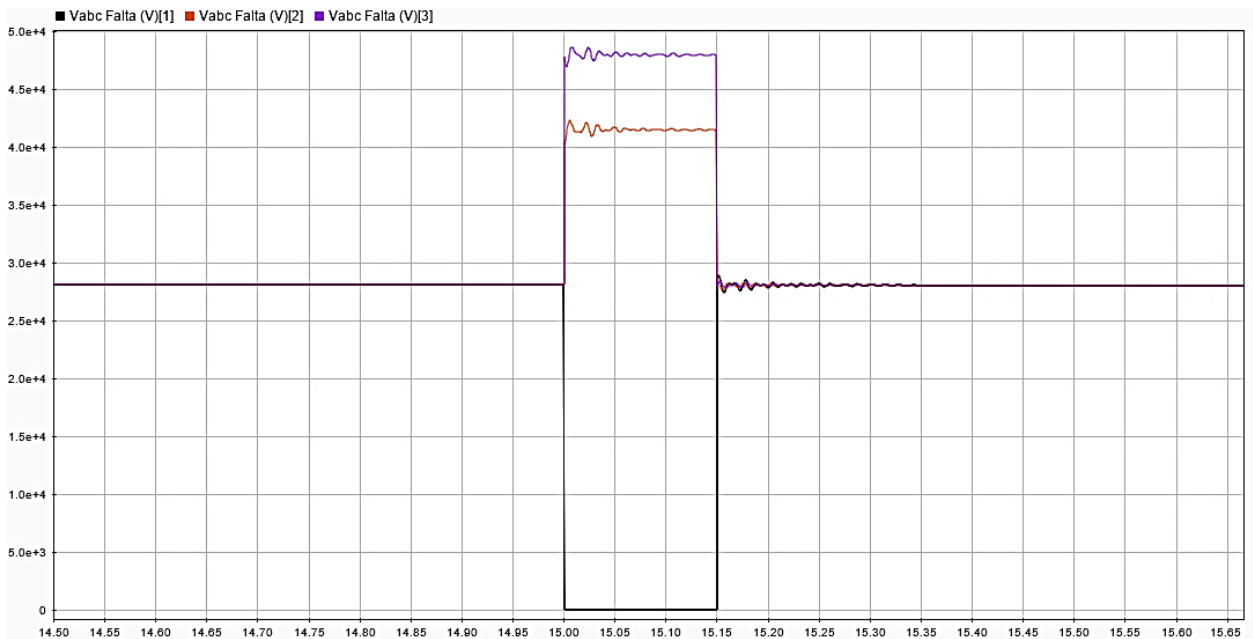


Figura 37 - Tensões de falta fase-terra (40 Ω) - GIGE
Fonte: Simulink.

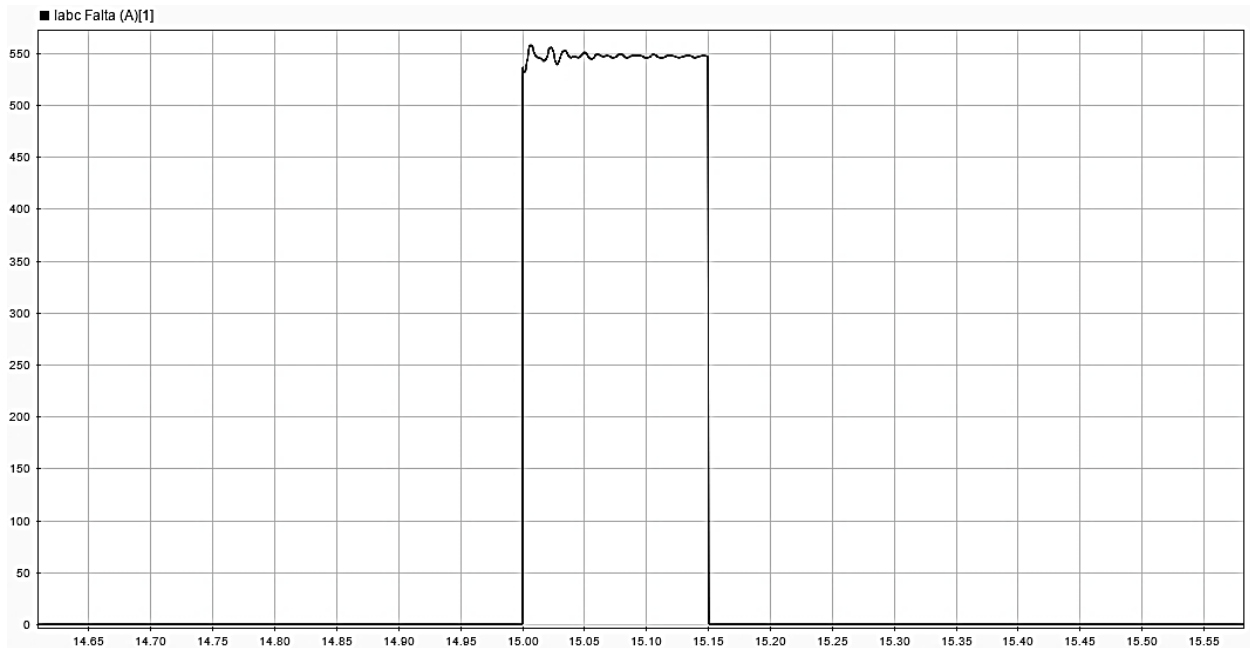


Figura 38 - Corrente de falta fase-terra (40Ω) - GIGE
Fonte: Simulink.

A tensão da fase A em curto continua a cair a zero, contudo, as tensões das fases B e C assumem valores máximos diferentes. A corrente de falta não atinge valores tão altos como o caso anterior, não ultrapassando 550 A, como o esperado, já que à medida que a resistência de aterramento aumenta, menos corrente será drenada para a terra.

O comportamento do sistema no barramento de 34,5 kV, em situação de falta com resistência de aterramento 100Ω , está apresentado nas curvas das figuras 39, 40, 41 e 42.

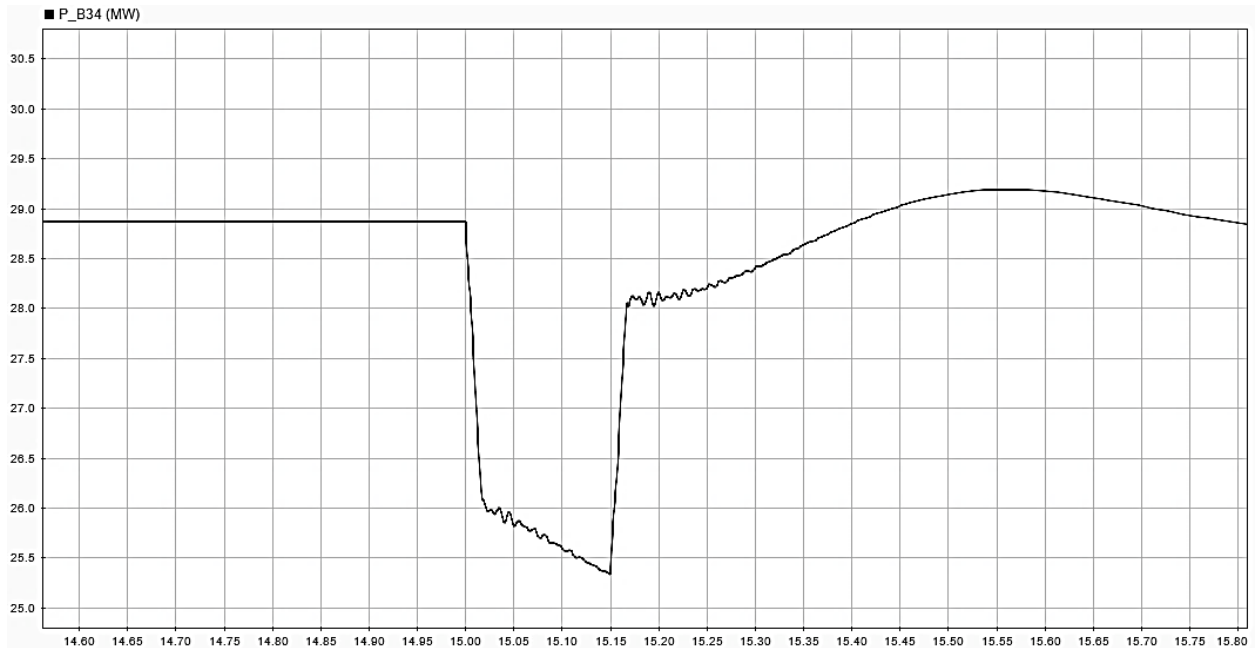


Figura 39 - Potência ativa durante falta fase-terra (100 Ω) - GIGE
Fonte: Simulink.

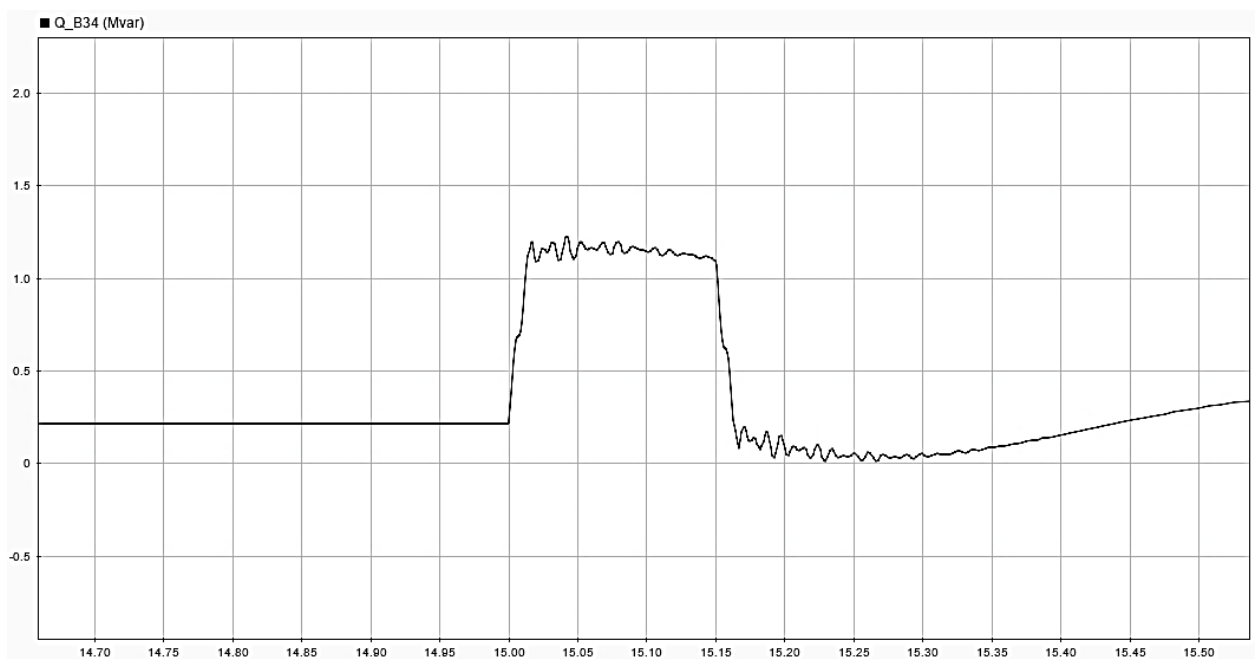


Figura 40 - Potência reativa durante falta fase-terra (100 Ω) - GIGE
Fonte: Simulink.

Na figura 39 a potência ativa decai mais que o curto com resistência de 0,0001 Ω e menos que no curto com resistência de 40 Ω. Enquanto que a potência reativa continua a apresentar menores valores de pico, nesse caso, não ultrapassando 1,5 Mvar.

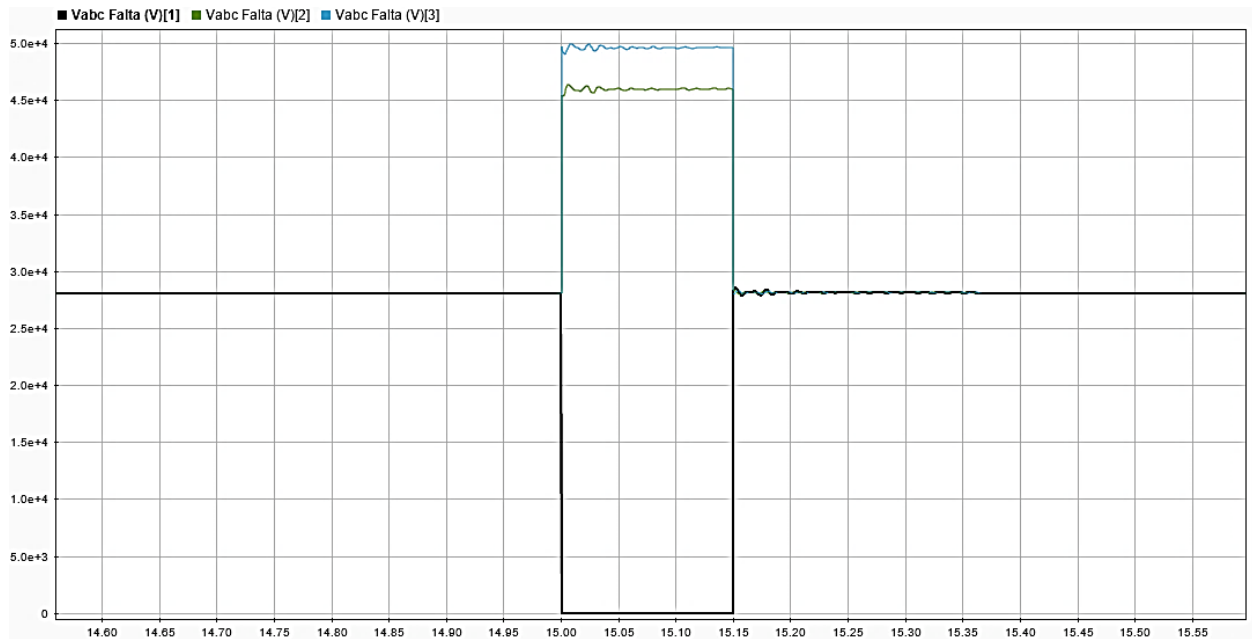


Figura 41 - Tensões de falta fase-terra (100 Ω) - GIGE
Fonte: Simulink.

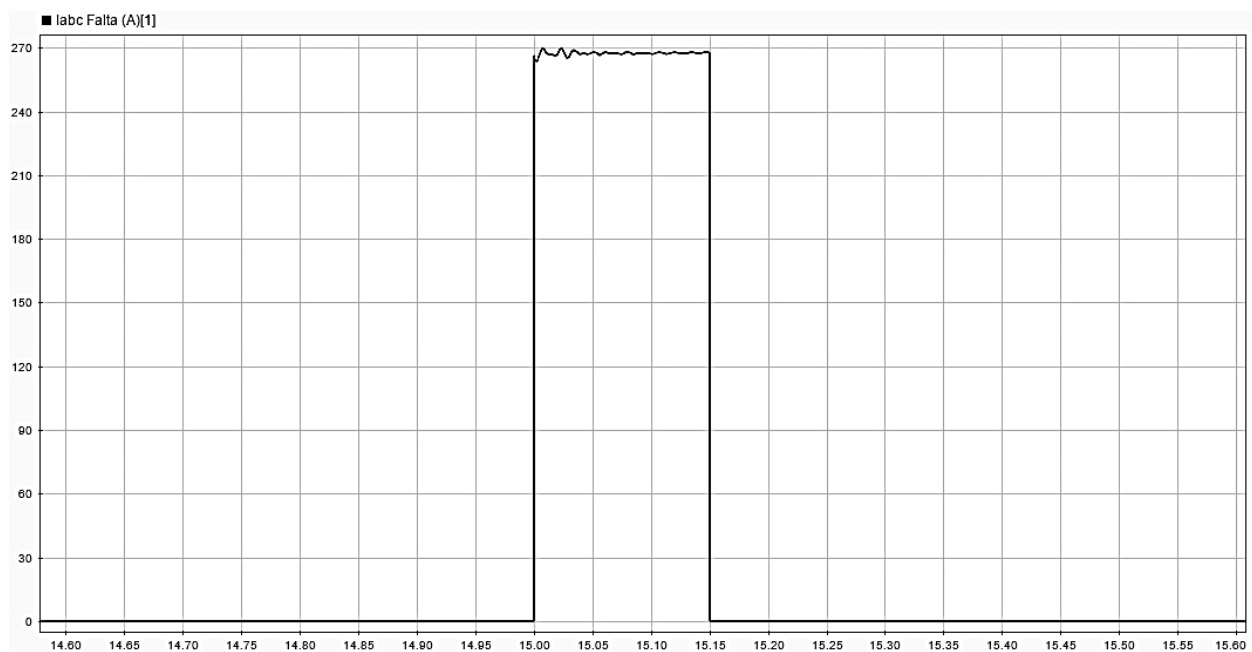


Figura 42 - Corrente de falta fase-terra (100 Ω) - GIGE
Fonte: Simulink.

Na figura 41, a diferença assumida entre os valores máximos das fases B e C é menor do que a encontrada na figura 37. A corrente de falta continua caindo, assumindo o valor 270 A, conforme figura 42.

O comportamento do sistema no barramento de 34,5 kV, em situação de falta com resistência de aterramento 1000 Ω , está apresentado nas curvas a seguir.

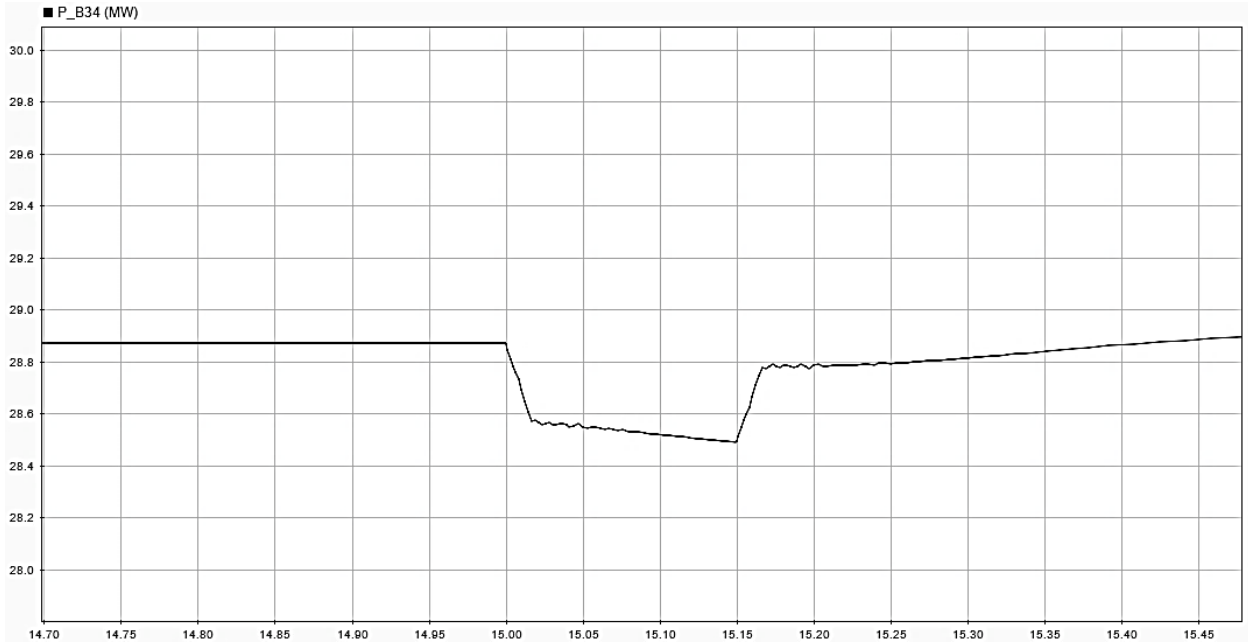


Figura 43 - Potência ativa durante falta fase-terra (1000 Ω) - GIGE
Fonte: Simulink.

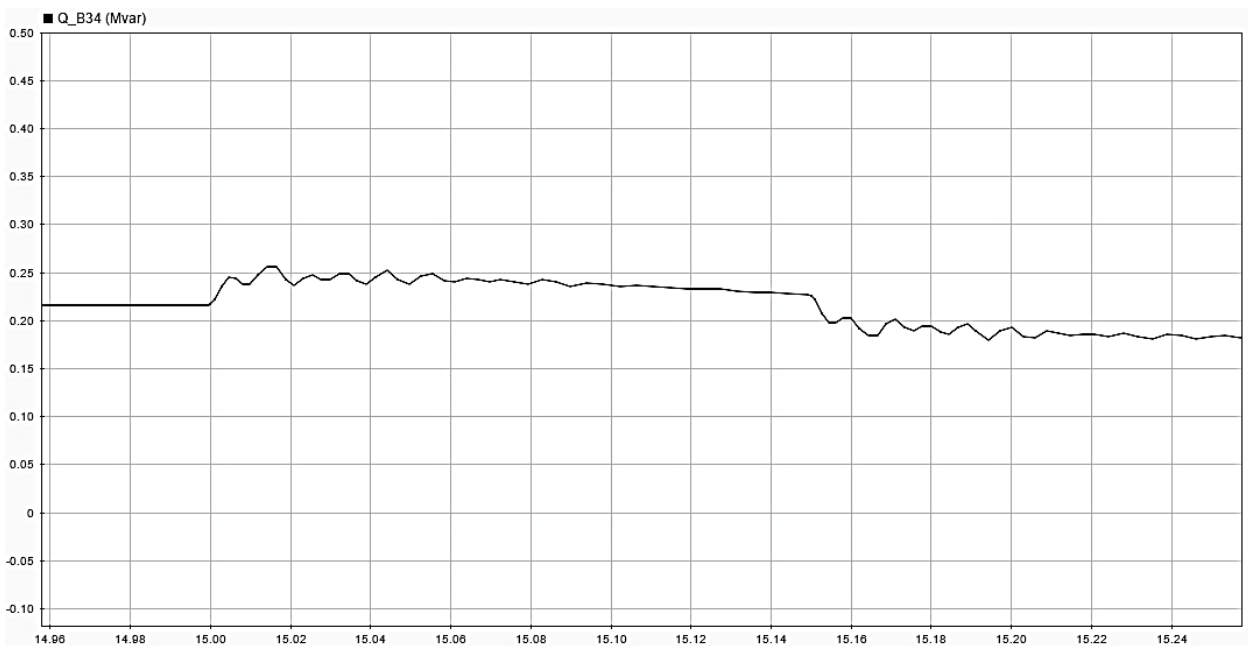


Figura 44 - Potência reativa durante falta fase-terra (1000 Ω) - GIGE
Fonte: Simulink.

Nesse caso, devido à alta resistência entre terra e linha, as potências ativa e reativa sofrem variação menor que 1 MW e 1 Mvar, respectivamente, conforme figuras 43 e 44.

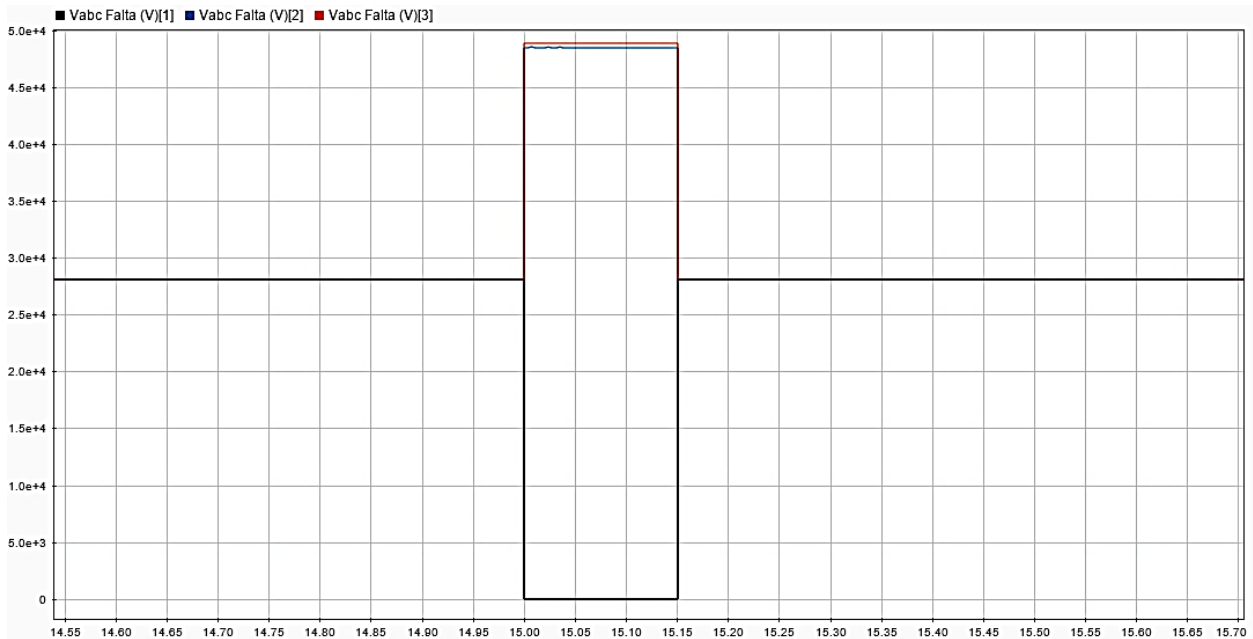


Figura 45 - Tensões de falta fase-terra (1000 Ω) - GIGE
Fonte: Simulink.

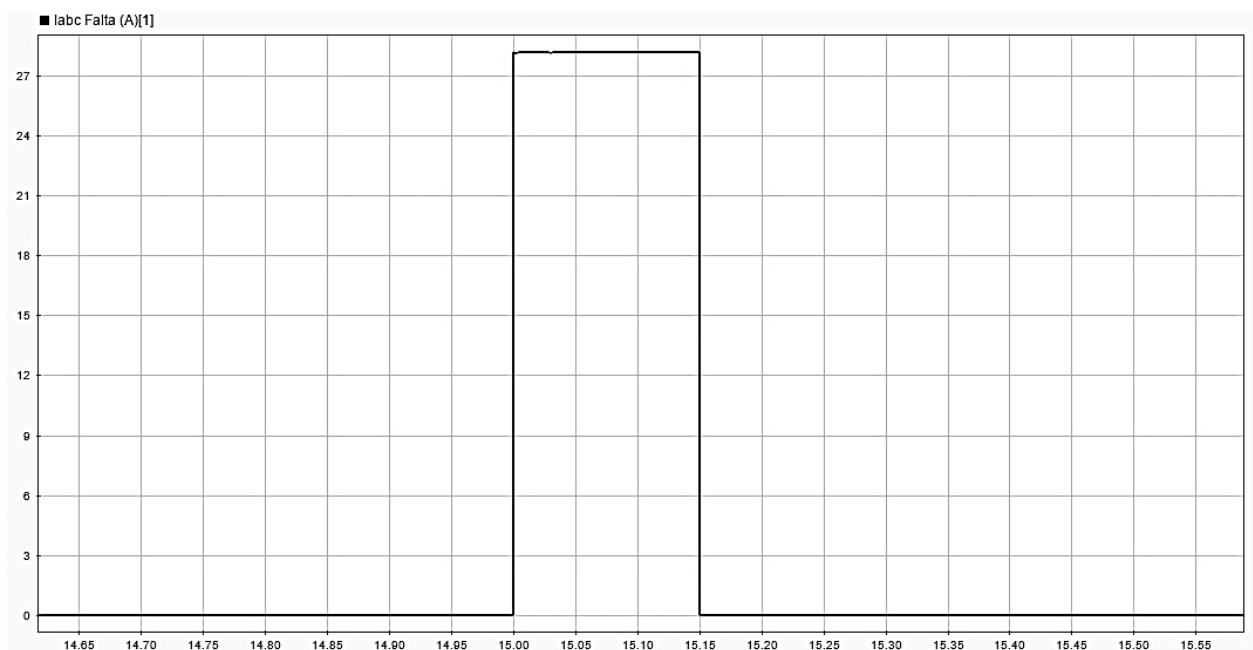


Figura 46 - Corrente de falta fase-terra (1000 Ω) - GIGE
Fonte: Simulink.

Na figura 45 verifica-se que as tensões das fases B e C assumem valores máximos muito próximos, assemelhando-se ao comportamento das fases para a falta com resistência de aterramento próximo a zero, no entanto, a máxima tensão verificada neste caso aproxima-se de 50 kV. A corrente de falta, na figura 46 revela sua tendência de zerar a medida que a resistência de aterramento aumenta para altos valores.

3.2.2 Falta fase-fase-terra

O comportamento do sistema no barramento de 34,5 kV, em situação de falta com resistência de aterramento $0,00001 \Omega$, está apresentado nas curvas a seguir.

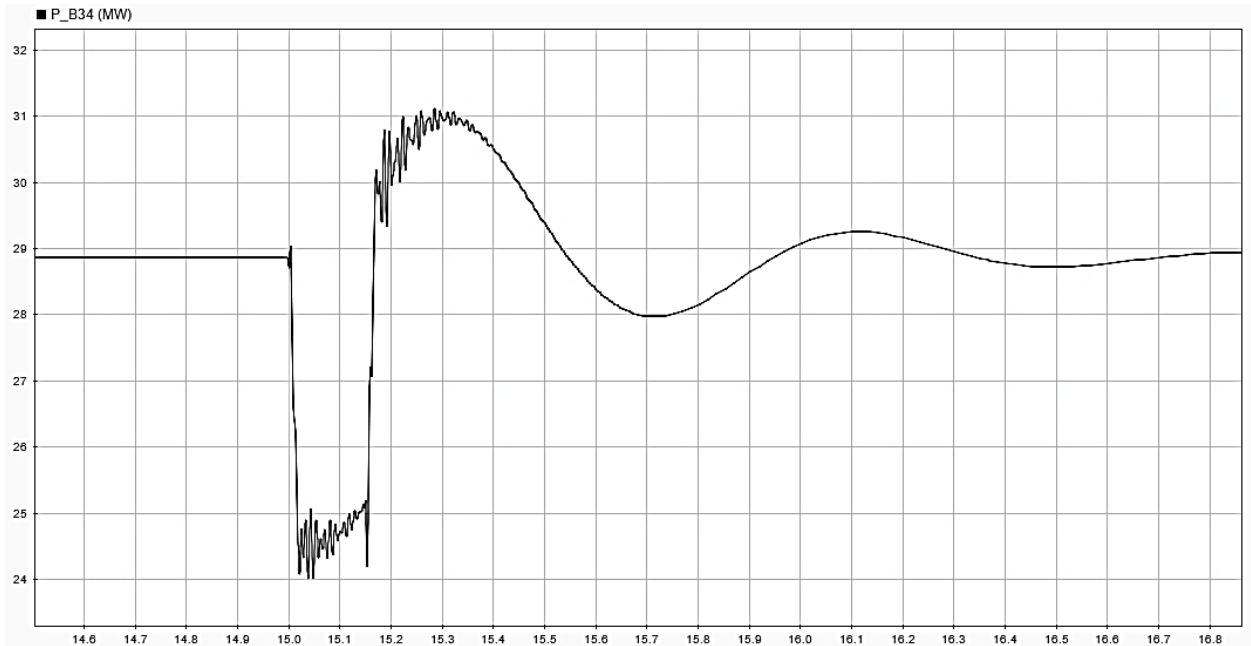


Figura 47 - Potência ativa durante falta fase-fase-terra ($0,00001 \Omega$) - GIGE
Fonte: *Simulink*.

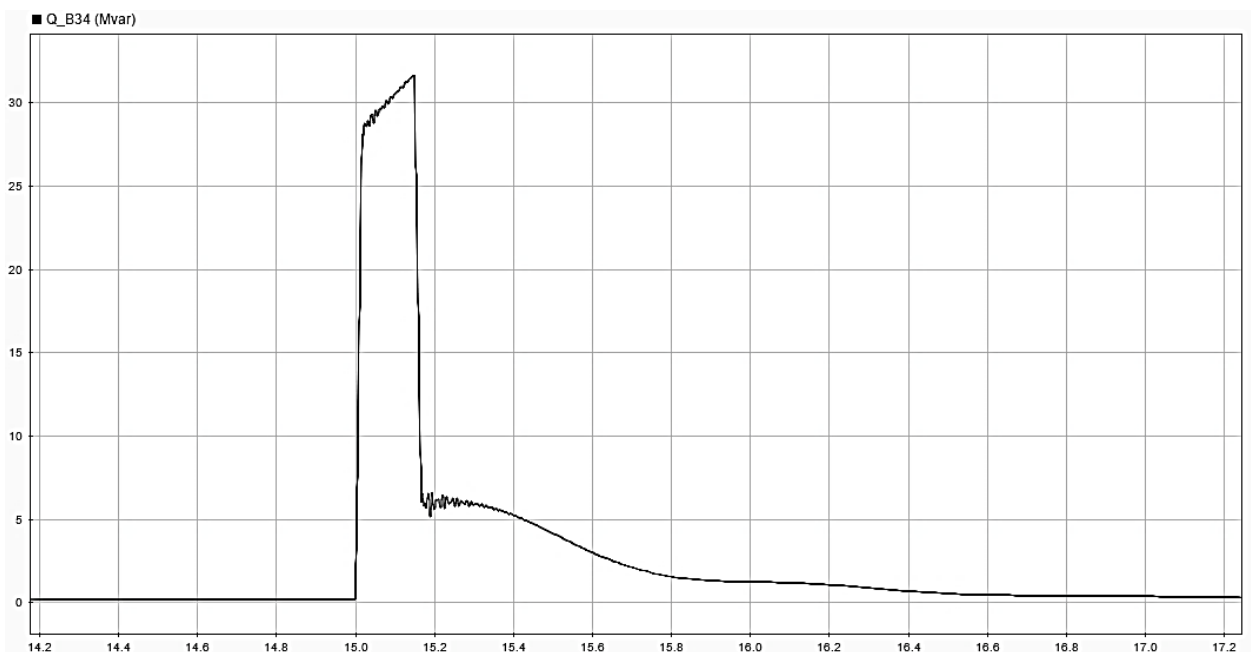


Figura 48 - Potência reativa durante falta fase-fase-terra ($0,00001 \Omega$) - GIGE
Fonte: *Simulink*.

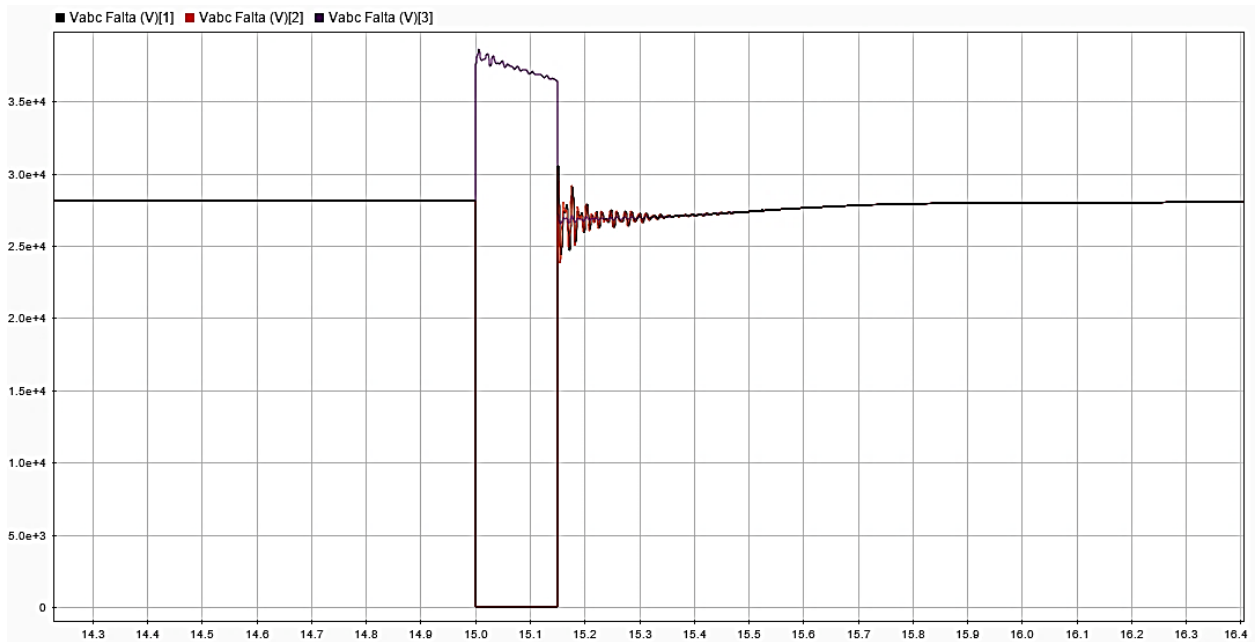


Figura 49 - Tensões de falta fase-fase-terra (0,00001 Ω) - GIGE
 Fonte: *Simulink*.

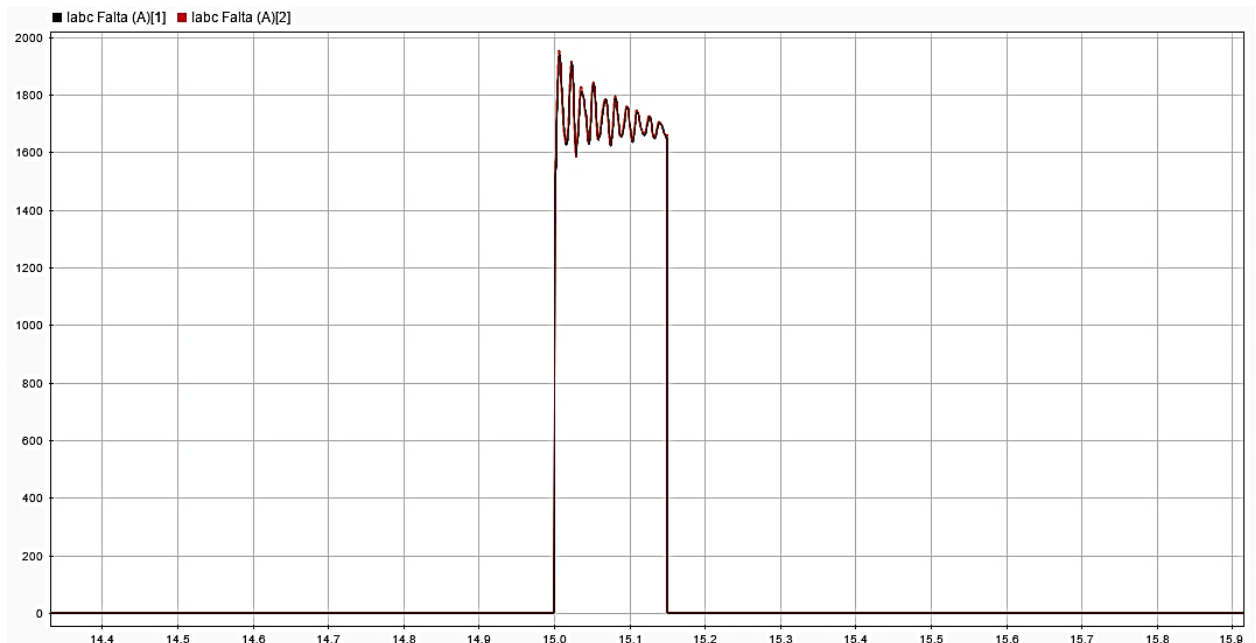


Figura 50 - Correntes de falta fase-fase-terra (0,00001 Ω) - GIGE
 Fonte: *Simulink*.

A figura 50 mostra a máxima corrente de falta para o curto fase-fase-terra (1800 A), o dobro da corrente de curto monofásico para a mesma resistência de aterramento (900 A), como esperado. A figura 40 apresenta as fases A e B com tensões de 0 V durante o curto e a fase C com tensão máxima de 38 kV.

3.3 SIMULAÇÕES CGE COM AEROGERADORES GIDA

Um parque eólico, consistindo de 11 aerogeradores de 2,7 MW, é conectado a uma rede de 34,5 kV, a qual transmite a potência gerada para a rede de 138 kV através de um transformador elevador de 80 MVA. Os aerogeradores de 2,7 MW usam um gerador de indução duplamente alimentado. A tecnologia do GIDA permite extrair a máxima energia do vento para baixas velocidades de vento, otimizando a velocidade da turbina, enquanto minimiza o estresse mecânico durante rajadas de vento. A velocidade da turbina otimizada, que produz a energia mecânica máxima para uma determinada velocidade de vento, é proporcional a velocidade do vento. A figura 51 mostra as curvas de potência do gerador para velocidades de 4 a 12 m/s, relacionando a potência de saída da turbina (eixo vertical) com a velocidade da turbina (eixo horizontal), com valores em pu, também exibe a curva ABCD que determina o funcionamento do aerogerador, uma vez que o sistema de controle do GIDA é configurado para segui-la. A otimização da velocidade da turbina é obtida entre o ponto B e o ponto C desta curva.

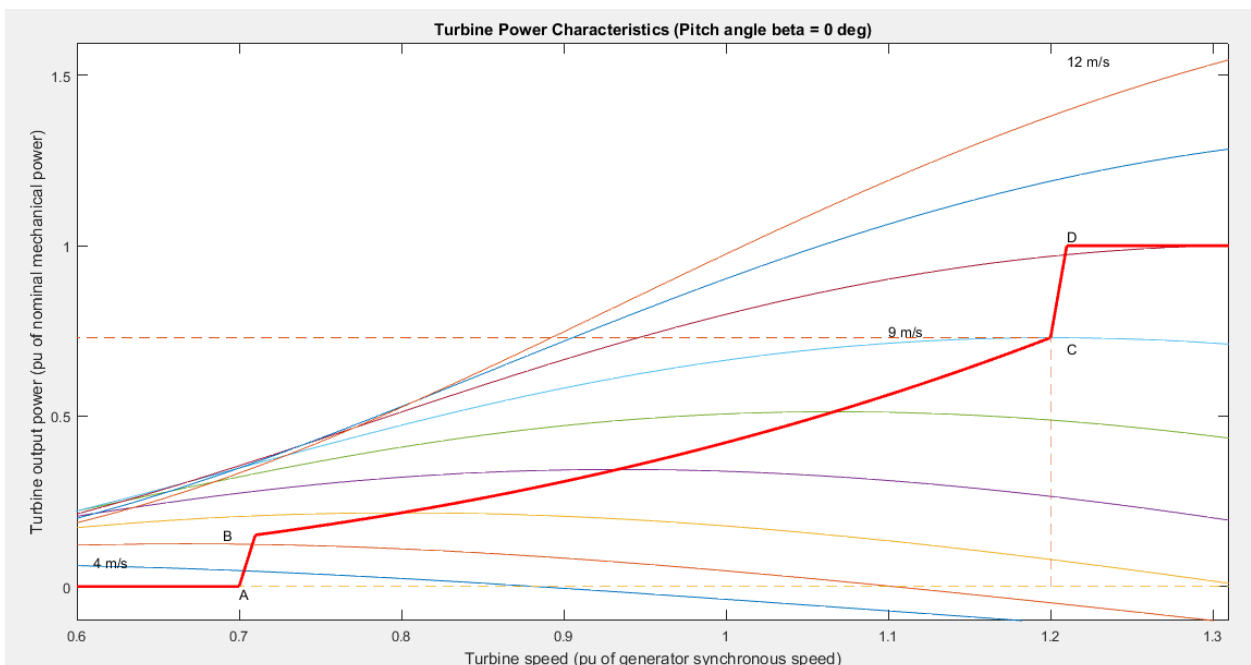


Figura 51 - Características de potência da turbina para o GIDA
Fonte: Simulink.

Outra vantagem da tecnologia do GIDA é a habilidade de absorção de potência reativa dos conversores eletrônicos de potência, eliminando assim a necessidade de

instalar bancos de capacitores, como no caso dos geradores de indução com rotor em gaiola de esquilo.

Nesta simulação o sistema é observado durante 20 s. Inicialmente a velocidade do vento é ajustada em 9 m/s ($t=0$ s), e então é elevada para 11 m/s no tempo $t=7$ s, para todos os aerogeradores.

A falta é aplicada pelo período de 9 ciclos (0,15 s) em $t=15$ s. As curvas características de funcionamento da central de geração eólica, sem ocorrência de falta, são apresentadas pelas figuras 52, 53, 54, 55 e 56.

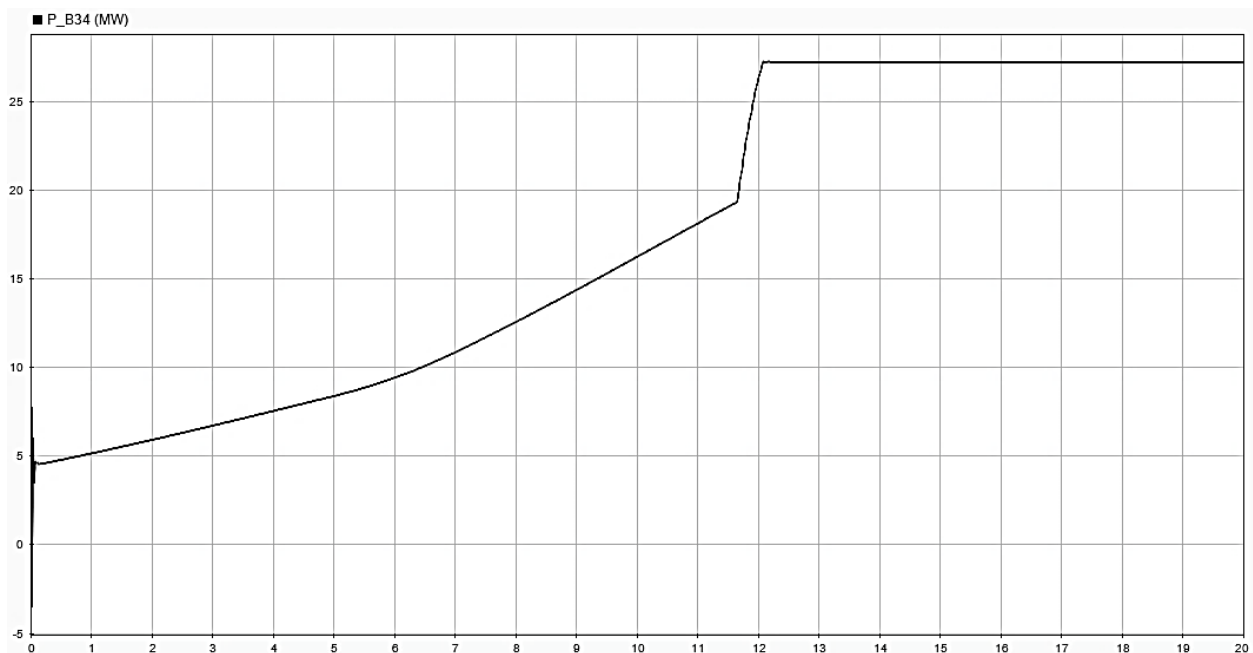


Figura 52 - Potência ativa no barramento B34 (MW) - GIDA
Fonte: *Simulink*.

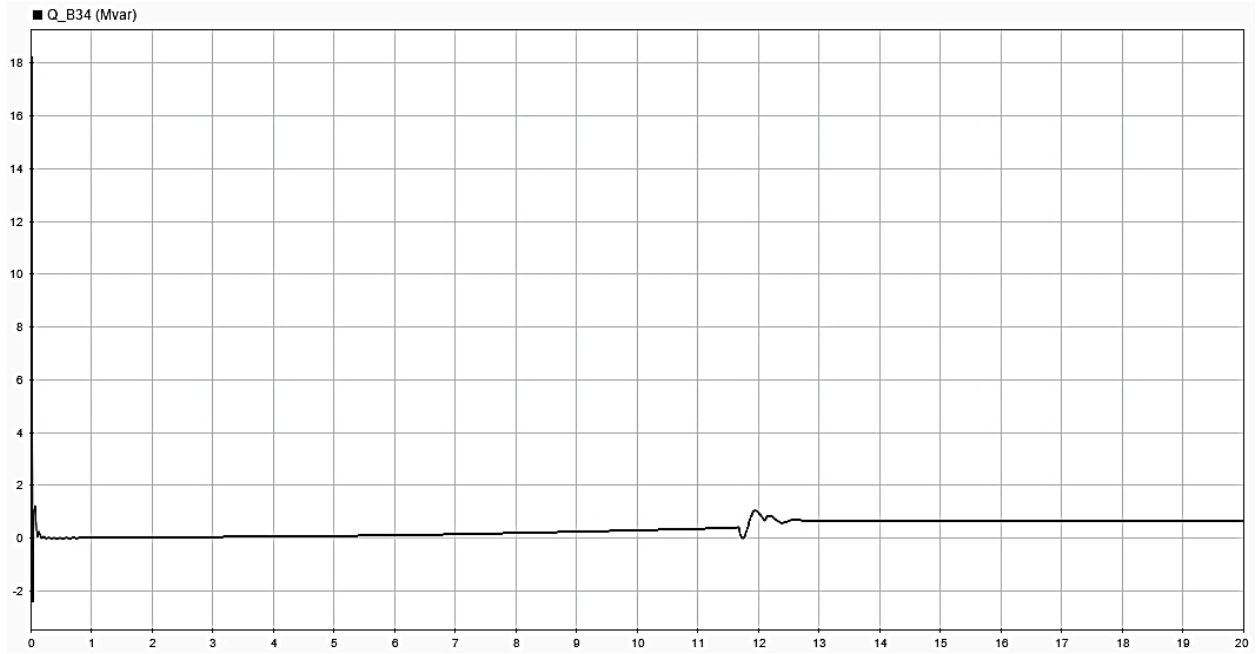


Figura 53 - Potência reativa no barramento B34 (Mvar) - GIDA
Fonte: *Simulink*.

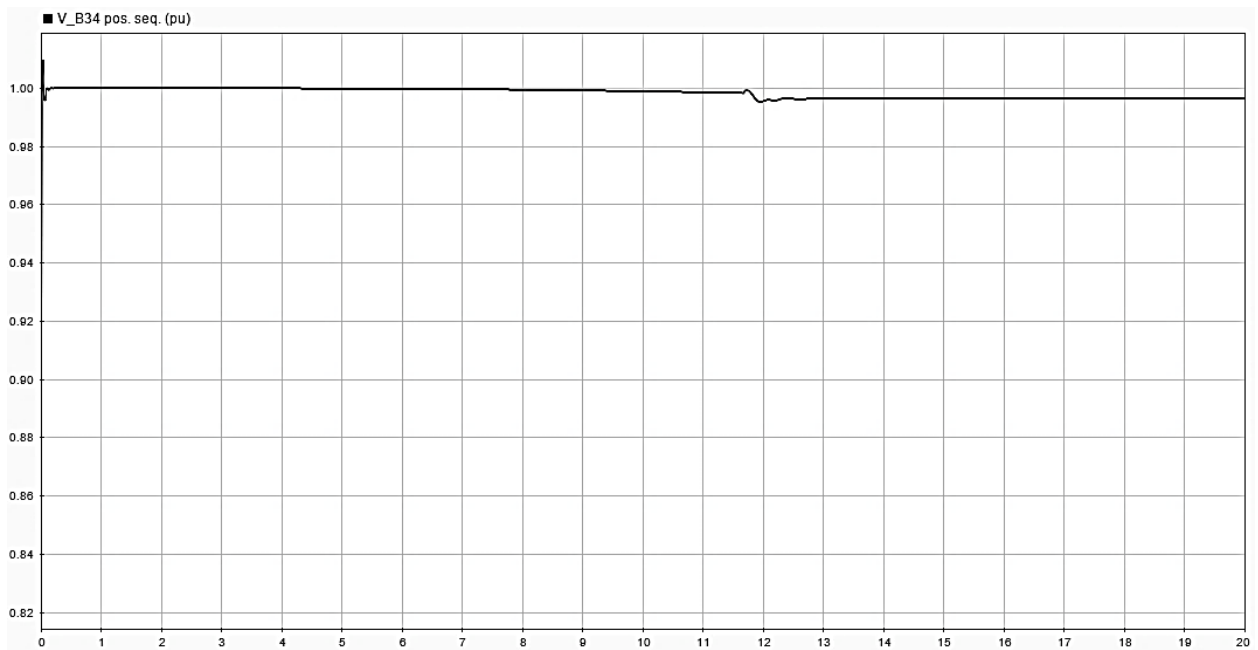


Figura 54 - Tensão de sequência positiva no barramento B34 (pu) - GIDA
Fonte: *Simulink*.

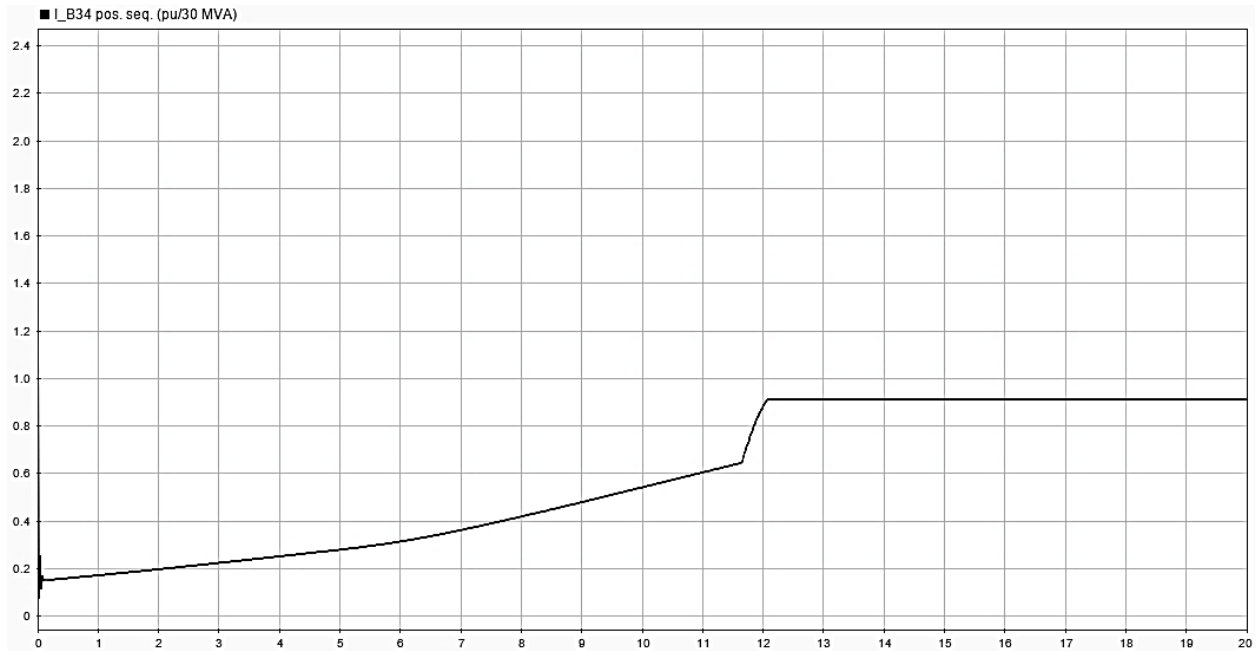


Figura 55 - Corrente de sequência positiva no barramento B34 (pu) - GIDA
Fonte: Simulink.

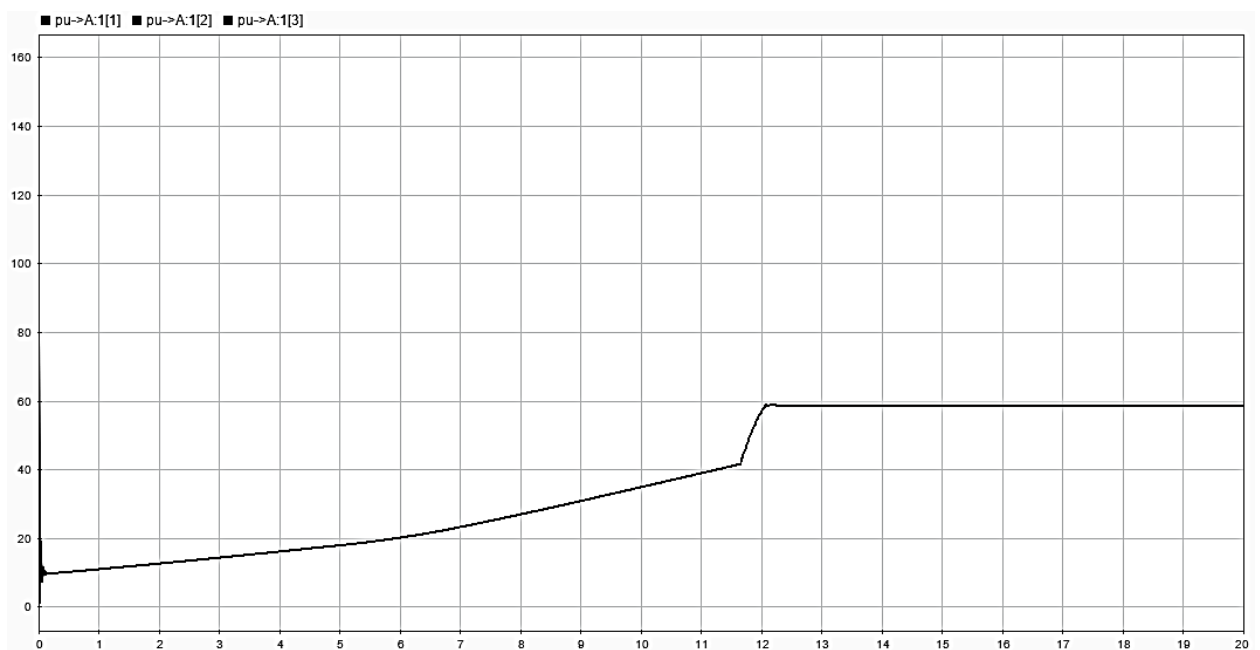


Figura 56 - Corrente nas linhas onde serão aplicadas a falta (A) - GIDA
Fonte: Simulink.

Neste caso é o valor da potência ativa se estabiliza em 27,20 MW a partir de $t=12,5$ s, um valor um pouco menor do que o observado na simulação para o GIGE, devido a carga resistiva de 150 kW colocada na saída de cada aerogerador. Nesta CGE não foi necessário o uso de um banco de capacitores para cada aerogerador,

também não foi utilizado o STATCOM para realizar a regulação de tensão na linha de 34,5 kV. A corrente de sequência positiva se estabiliza em 0,91 pu.

Nessas condições, foram realizadas as simulações com ocorrências de faltas para o parque eólico compostos de aerogeradores tipo GIDA. As análises serão realizadas observando a potência ativa (MW) e a potência reativa (Mvar) no barramento de 34,5 kV, as tensões de falta (V) e as correntes de falta (A).

Devido ao método de simulação adotado, o *Simulink* representa as ondas senoidais de tensão e corrente em função de seus valores de pico, gerando gráficos lineares.

3.3.1 Falta fase-terra

O comportamento do sistema no barramento de 34,5 kV, em situação de falta com resistência de aterramento $0,00001 \Omega$, está apresentado nas figuras 57, 58, 59 e 60.

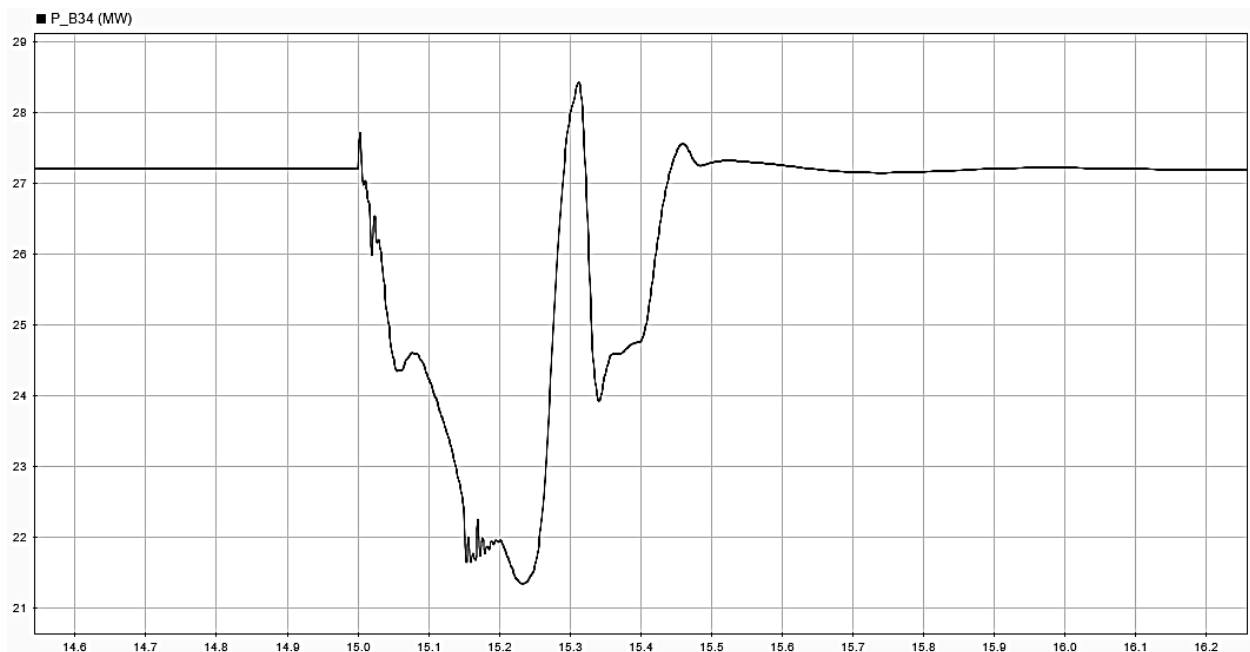


Figura 57 - Potência ativa durante falta fase-terra ($0,00001 \Omega$) - GIDA
Fonte: Simulink.

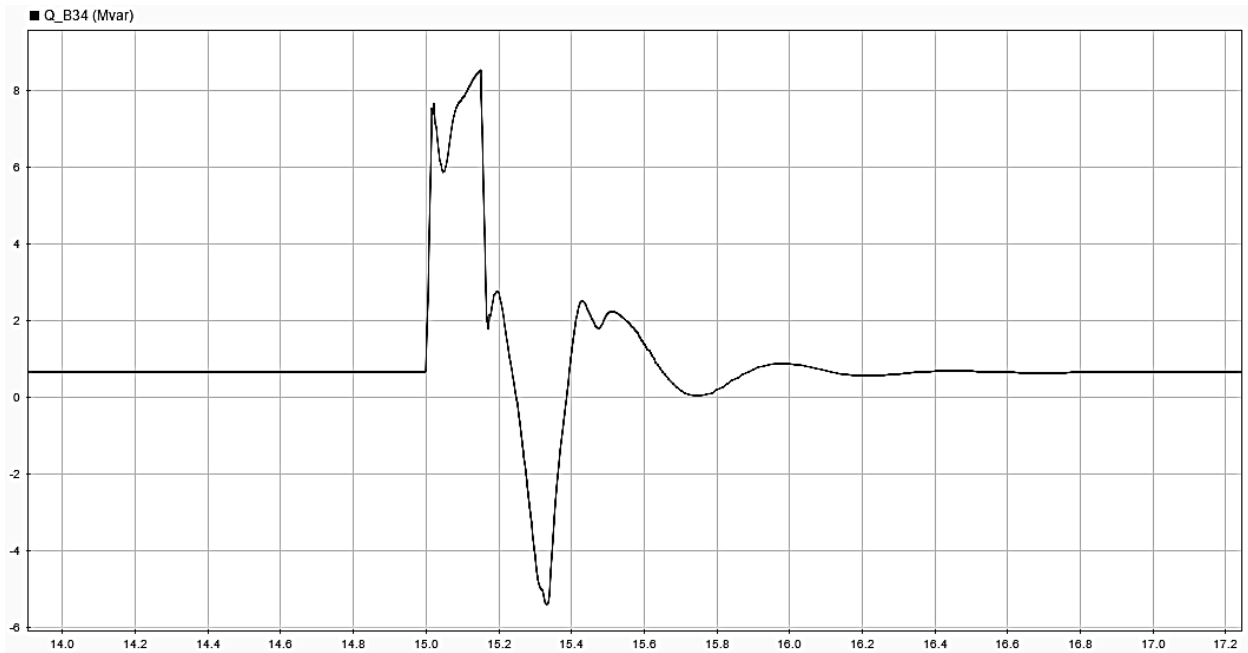


Figura 58 - Potência reativa durante falta fase-terra ($0,00001 \Omega$) - GIDA
Fonte: Simulink.

Assim como no GIGE, a potência ativa para o curto-circuito com resistência de aterramento próxima a zero mostra as maiores distorções dentre os curtos realizados. Porém, verifica-se também a mudança de comportamento das potências ativa e reativa, conforme figuras 57 e 58, em relação ao comportamento exibido na simulação para o tipo GIGE. Devido ao sistema controle presente no tipo GIDA, a queda da potência ativa ocorre mais lentamente, não caindo abruptamente como no caso do GIGE, ainda assim, apresenta uma maior queda de potência ativa ao final do curto, em $t=15,15$ s, do que a exibida na simulação para o tipo GIGE.

Para a simulação com o GIGE, a potência ativa oscila com uma variação de 0,5 MW até $t=16,5$ s, figura 31. Já com o GIDA, conforme figura 57, a potência ativa cai mais 0,5 MW depois do fim da falta e, em $t=15,32$ s, tem um pico de 28,4 MW, voltando a cair para se estabilizar após $t=15,6$ s. A potência reativa tem um comportamento semelhante, após o fim do curto a potência reativa cai a -5 Mvar, em $t=15,3$ s, se elevando a um valor máximo de 2,2 Mvar, para então se estabilizar em $t=16,4$ s.

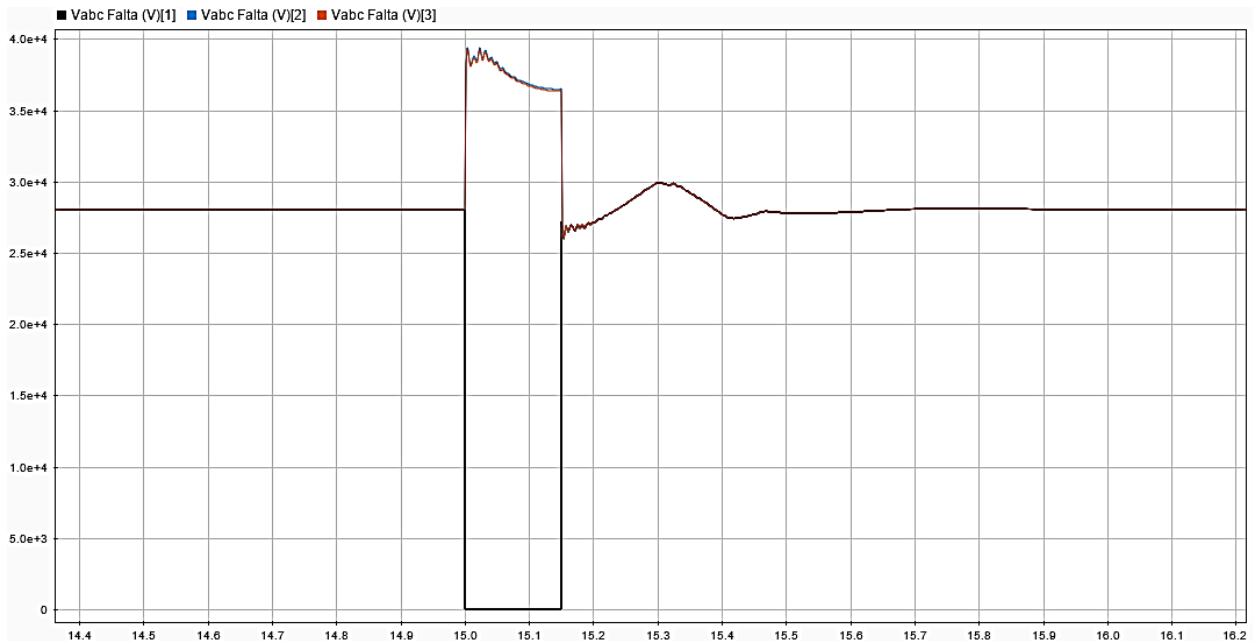


Figura 59 - Tensões de falta fase-terra (0,00001 Ω) - GIDA
Fonte: Simulink.

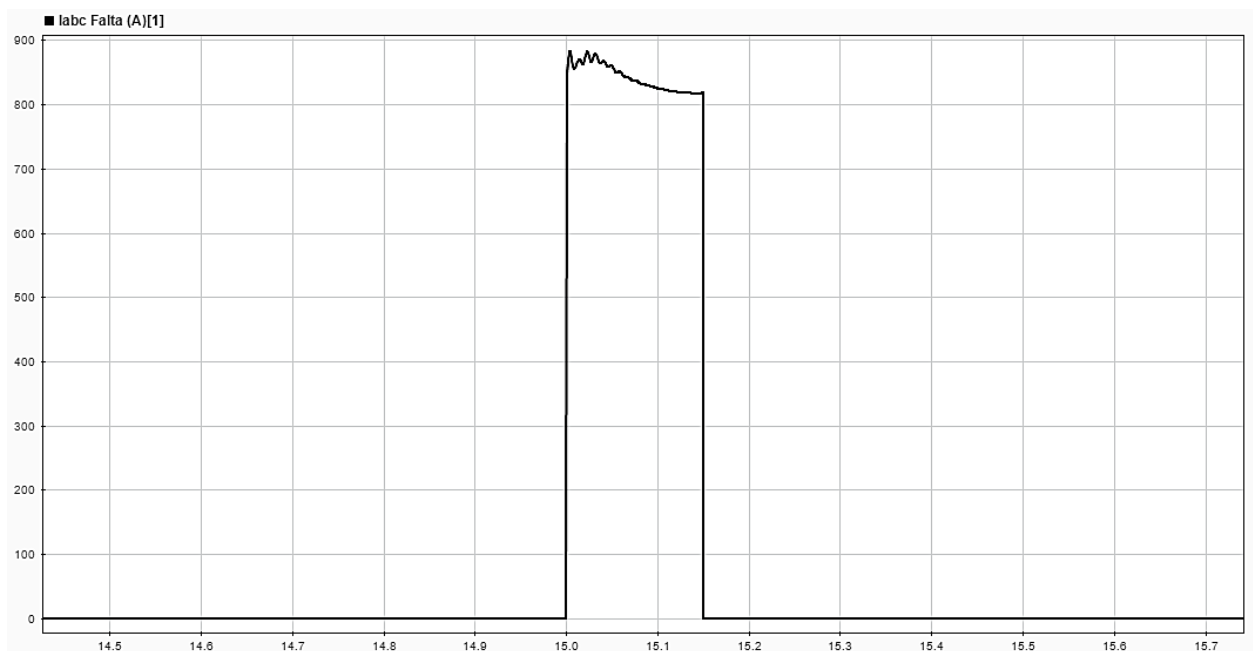


Figura 60 - Corrente de falta fase-terra (0,00001 Ω) - GIDA
Fonte: Simulink.

Para este caso, o comportamento da tensão e corrente muito se assemelha ao verificado na simulação do tipo GIGE. Todavia, após o fim do curto, para o tipo GIDA, a tensão teve um valor máximo maior do que o exibido para o tipo GIGE, na figura 33, chegando a um valor de 30 kV, em $t=15,3$ s, conforme figura 59, e se estabilizando próximo ao valor nominal em $t=15,5$ s. Em comparação com a simulação do tipo GIGE,

com respeito aos valores máximos durante a falta, as tensões e as correntes de curto são aproximadamente iguais.

O comportamento do sistema no barramento de 34,5 kV, em situação de falta com resistência de aterramento 40Ω , está apresentado nas curvas a seguir.

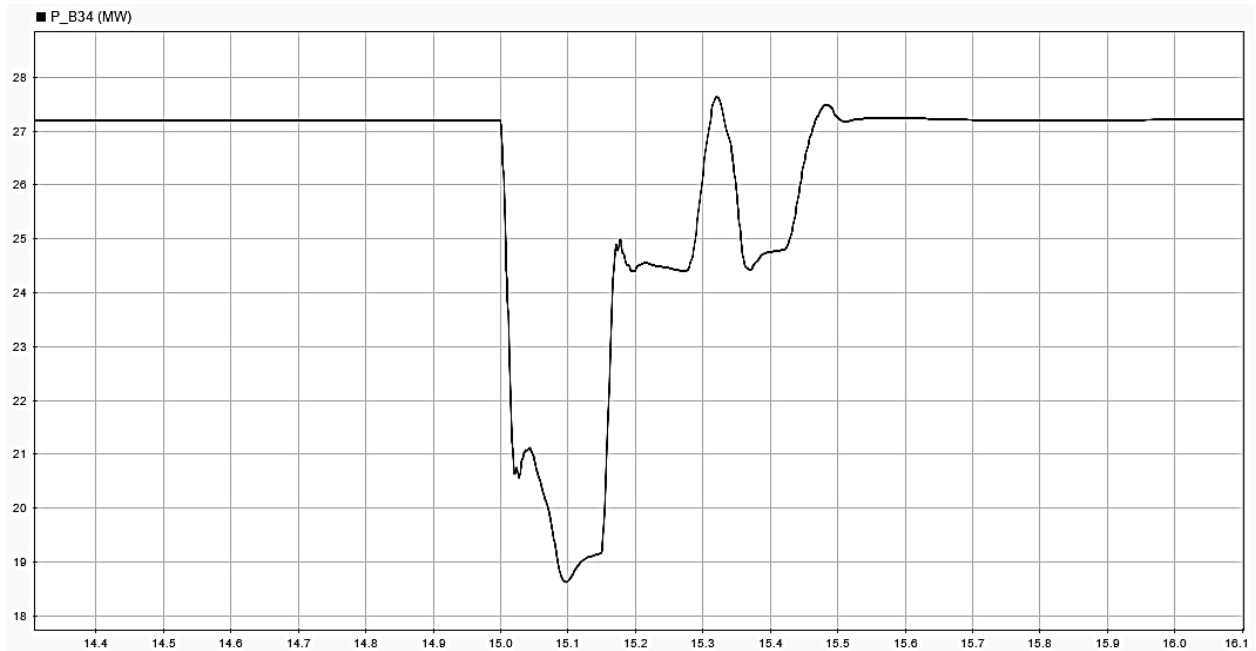


Figura 61 - Potência ativa durante falta fase-terra (40Ω) - GIDA
Fonte: *Simulink*.

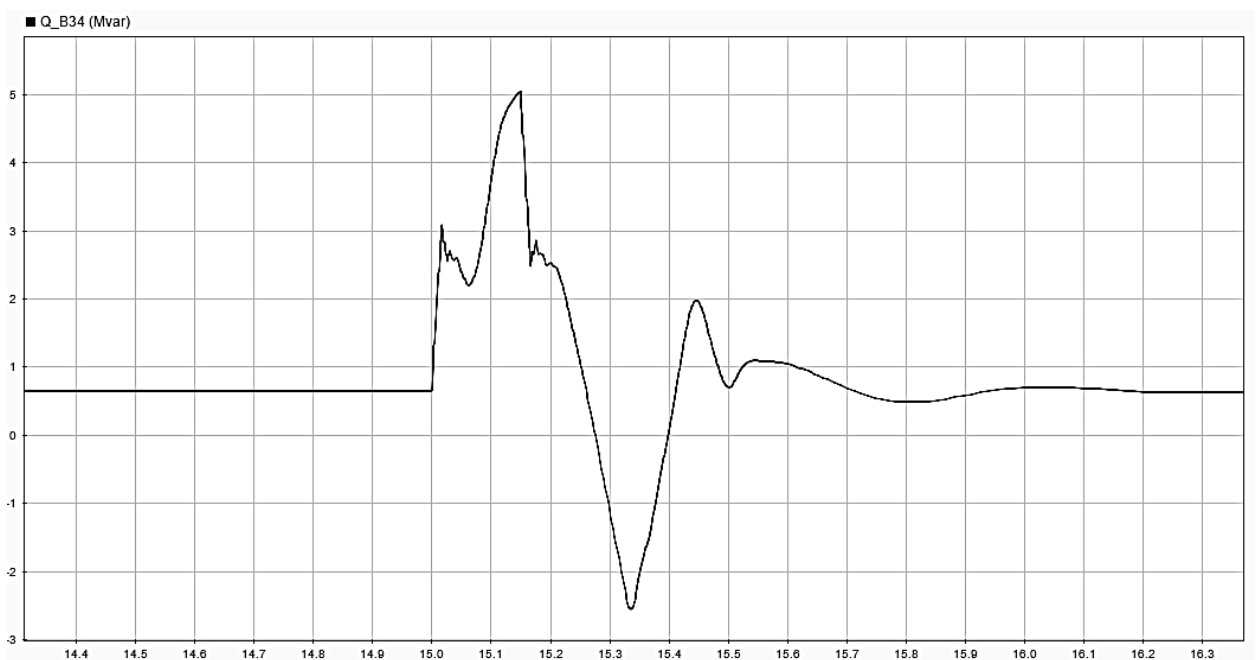


Figura 62 - Potência reativa durante falta fase-terra (40Ω)
Fonte: *Simulink*.

Para essa resistência de aterramento ainda se observa uma grande oscilação na potência ativa e potência reativa ao fim da falta, mantendo aproximadamente o tempo de normatização da operação. Entretanto, neste caso a potência ativa caiu 2,5 MW a mais que a potência ativa para o tipo GIGE, figura 35, durante a falta. Quanto a potência reativa, após o curto, teve um valor mínimo menor chegando a apenas 2,5 Mvar, conforme figura 62.

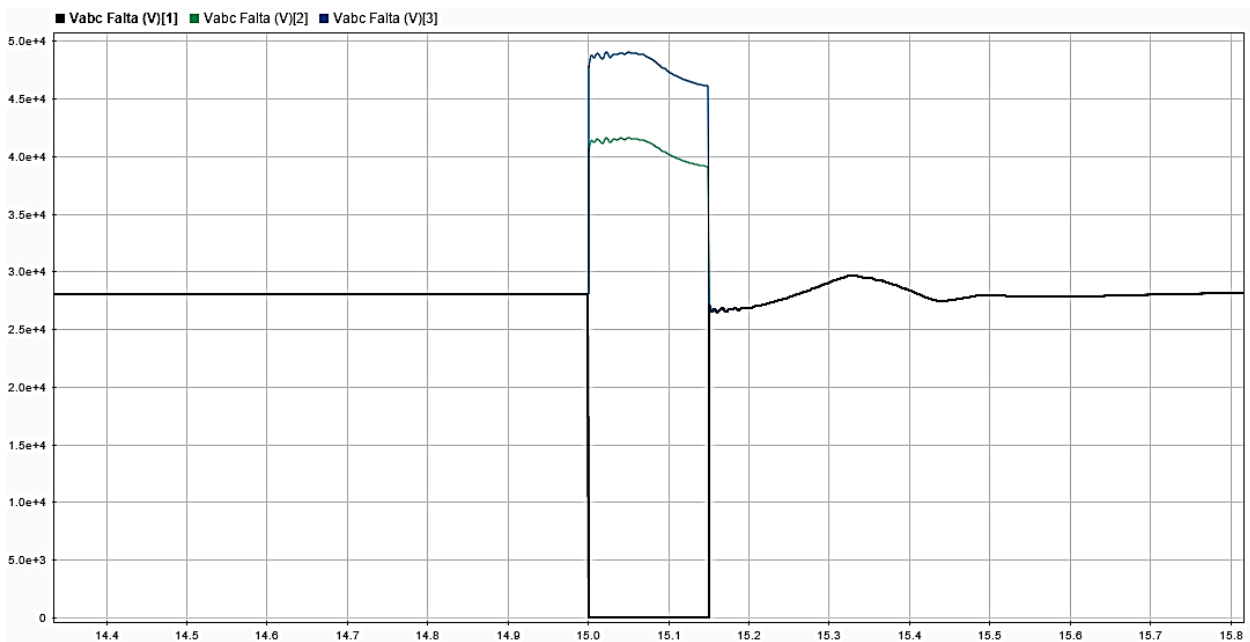


Figura 63 - Tensões de falta fase-terra (40 Ω) - GIDA
Fonte: Simulink.

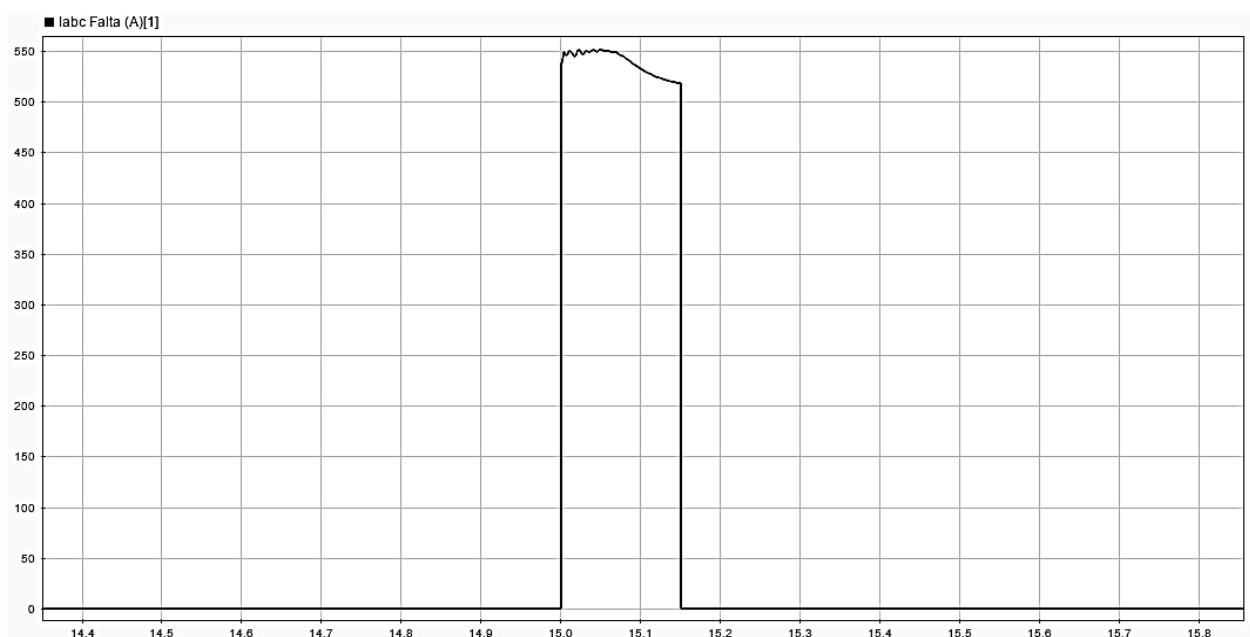


Figura 64 - Corrente de falta fase-terra (40 Ω) - GIDA
Fonte: Simulink.

A tensões de fase B e C exibem o mesmo comportamento que o observado para o tipo GIGE, não assumindo valores máximos iguais, conforme figura 63. A corrente de falta tem valor máximo de 550 A, figura 64.

O comportamento do sistema no barramento de 34,5 kV, em situação de falta com resistência de aterramento 100Ω , está apresentado nas curvas a seguir.

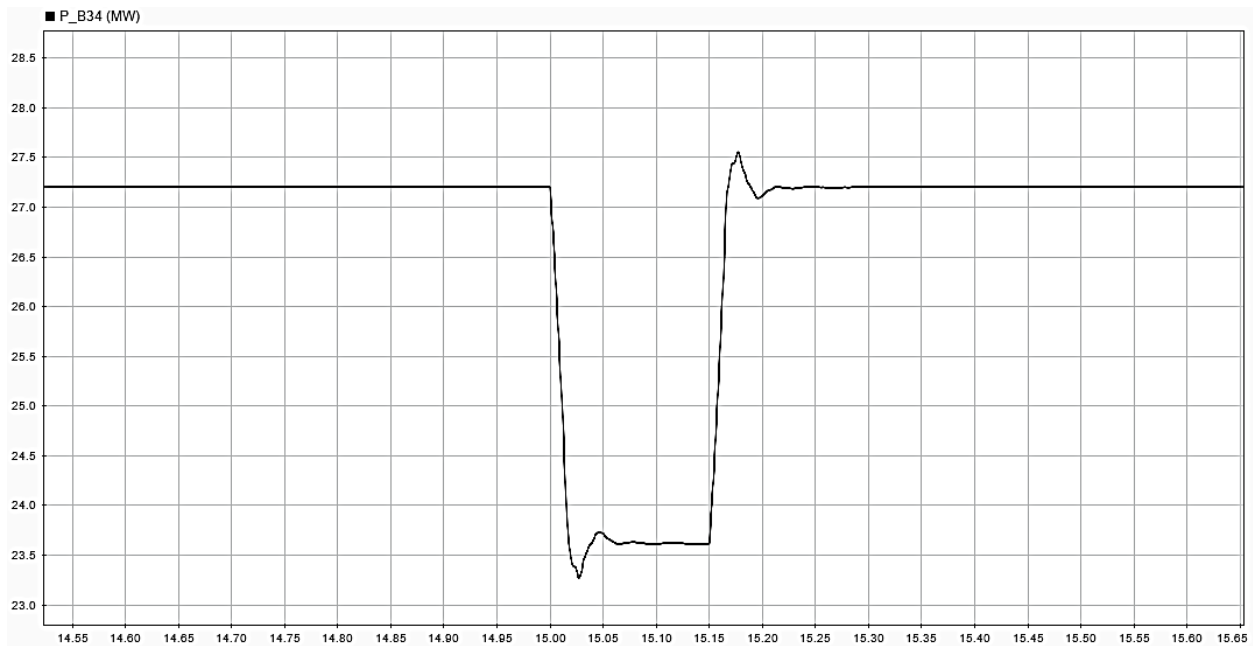


Figura 65 - Potência ativa durante falta fase-terra (100Ω) - GIDA
Fonte: Simulink.

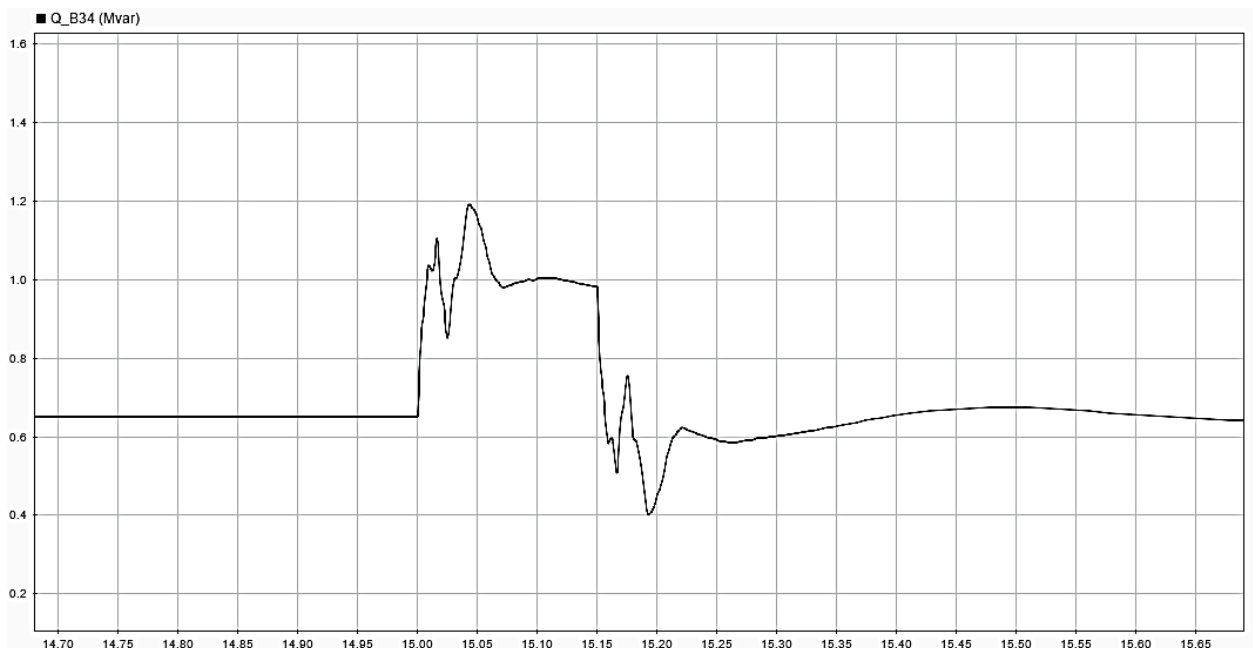


Figura 66 - Potência reativa durante falta fase-terra (100Ω) - GIDA
Fonte: Simulink.

Para falta com resistência de aterramento de $100\ \Omega$ a potência ativa e a potência reativa não apresentam grandes oscilações como as observadas nos outros casos. A potência ativa tem uma resposta mais rápida após o fim da falta em $t=15,15\ \text{s}$, figura 65, retornando à potência de operação em $t=15,30\ \text{s}$. A potência reativa também tem uma menor oscilação e resposta mais rápida, conforme figura 66.

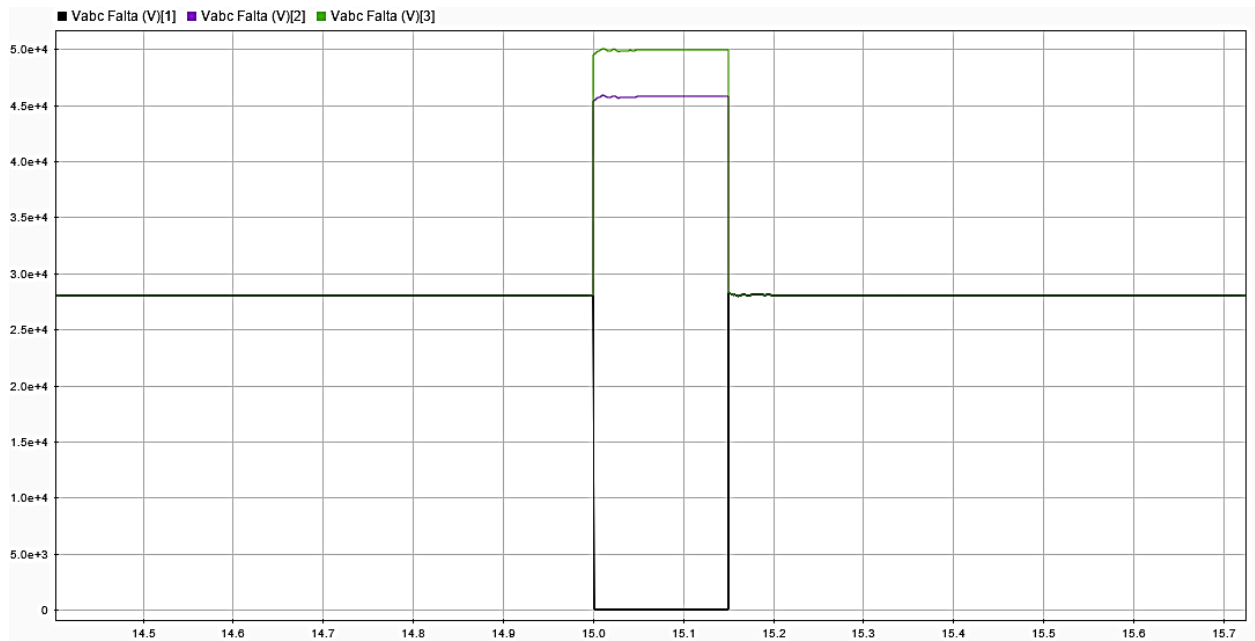


Figura 67 - Tensões de falta fase-terra ($100\ \Omega$) - GIDA
Fonte: *Simulink*.

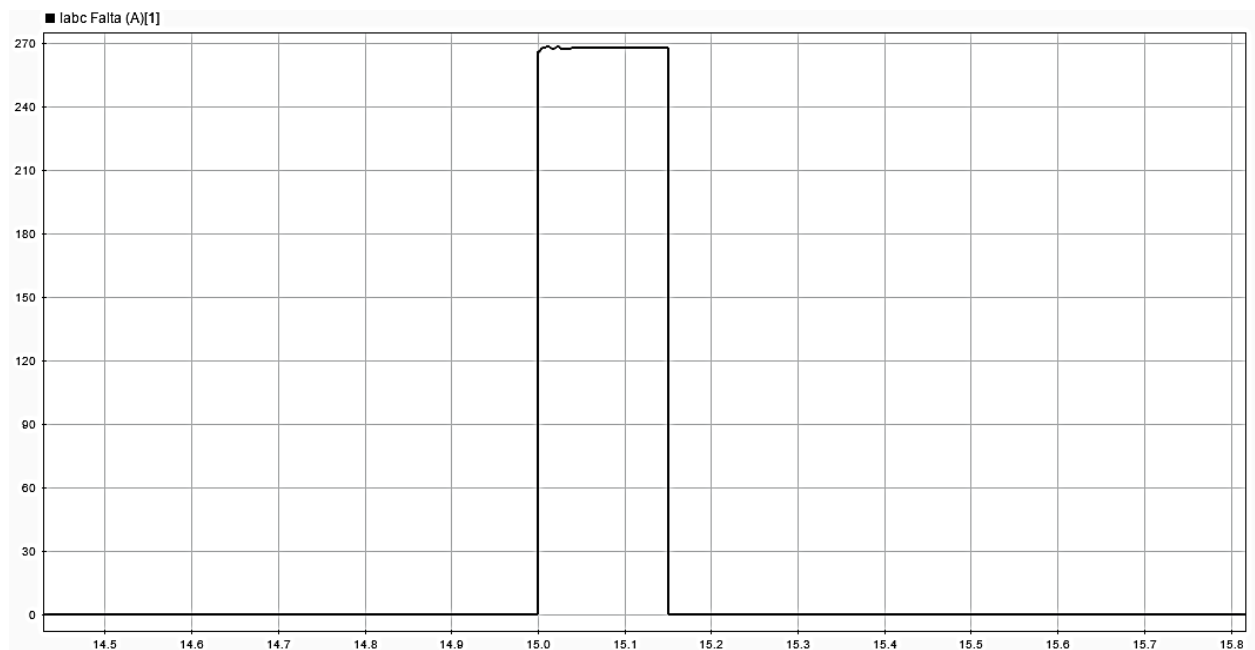


Figura 68 - Corrente de falta fase-terra ($100\ \Omega$) - GIDA
Fonte: *Simulink*.

Constata-se que a tensão e corrente de falta continuam seguindo o mesmo comportamento da simulação para o GIGE.

O comportamento do sistema no barramento de 34,5 kV, em situação de falta com resistência de aterramento 1000 Ω , está apresentado nas curvas a seguir.

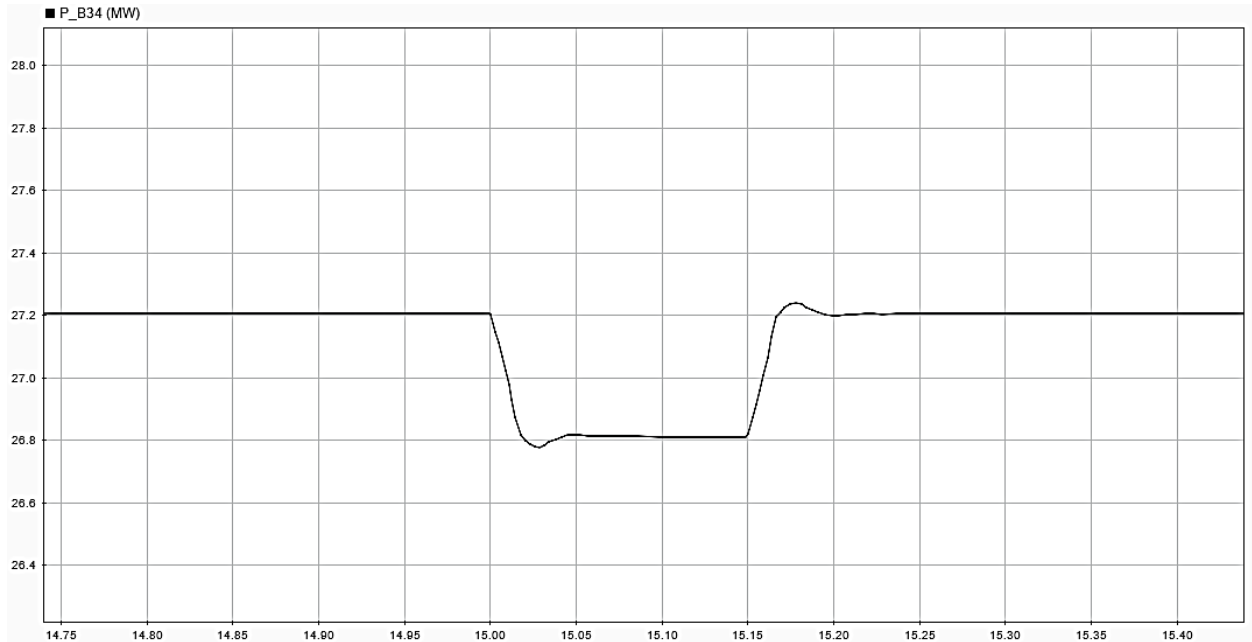


Figura 69 - Potência ativa durante falta fase-terra (1000 Ω) - GIDA
Fonte: *Simulink*.

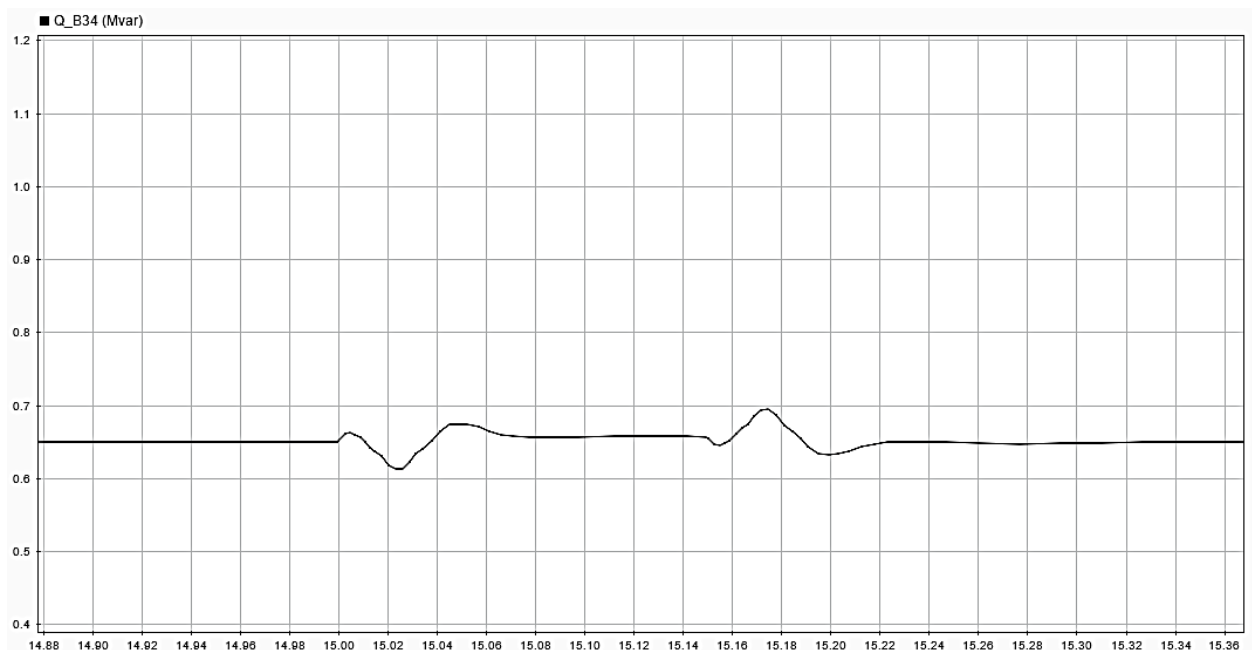


Figura 70 - Potência reativa durante falta fase-terra (1000 Ω) - GIDA
Fonte: *Simulink*.

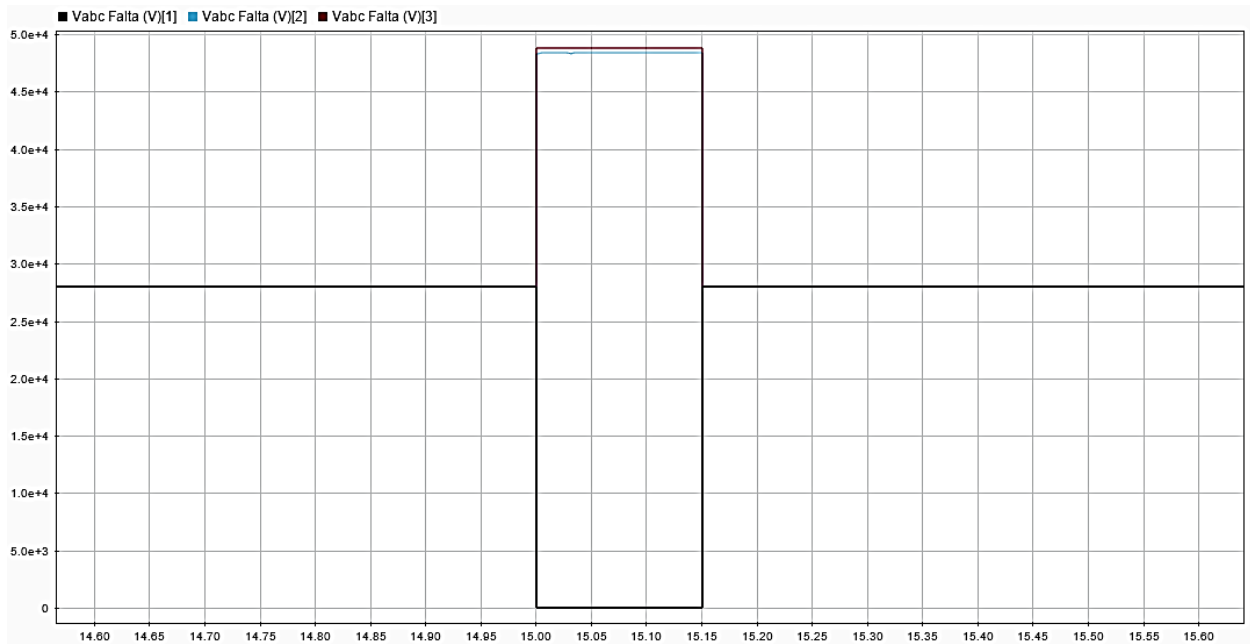


Figura 71 - Tensões de falta fase-terra (1000 Ω) - GIDA
Fonte: Simulink.

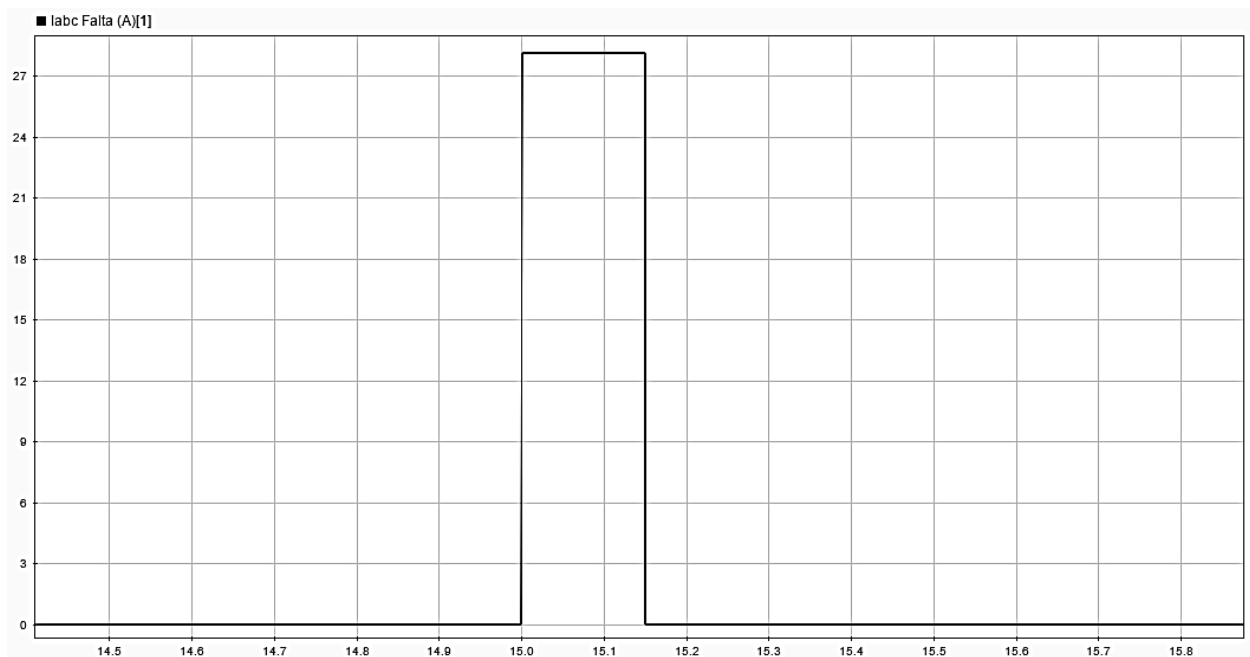


Figura 72 - Corrente de falta fase-terra (1000 Ω) - GIDA
Fonte: Simulink.

Como no GIGE, o caso de resistência igual 1000 Ω apresenta os menores valores de variação de potência ativa, de potência reativa e de corrente de falta, com as menores oscilações.

3.3.2 Falta fase-fase-terra

Nesta situação foi observado que mesmo a falta tendo duração de 0,15 s o sistema não conseguiu voltar ao seu estado de sincronia após a sua ocorrência, permanecendo oscilando até o fim da simulação, exibindo o comportamento padrão, para falta com resistência de aterramento $0,00001 \Omega$, apresentado nas curvas das figuras 73, 74, 75 e 76.

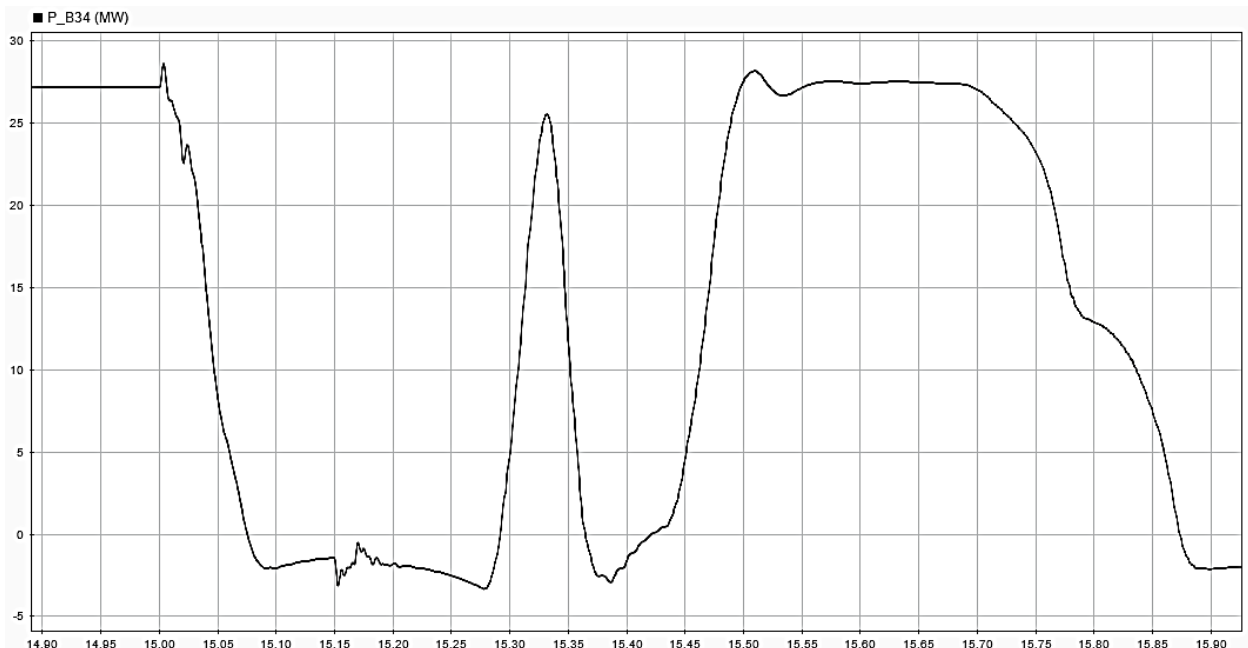


Figura 73 - Potência ativa durante falta fase-fase-terra ($0,00001 \Omega$) - GIDA
Fonte: *Simulink*.

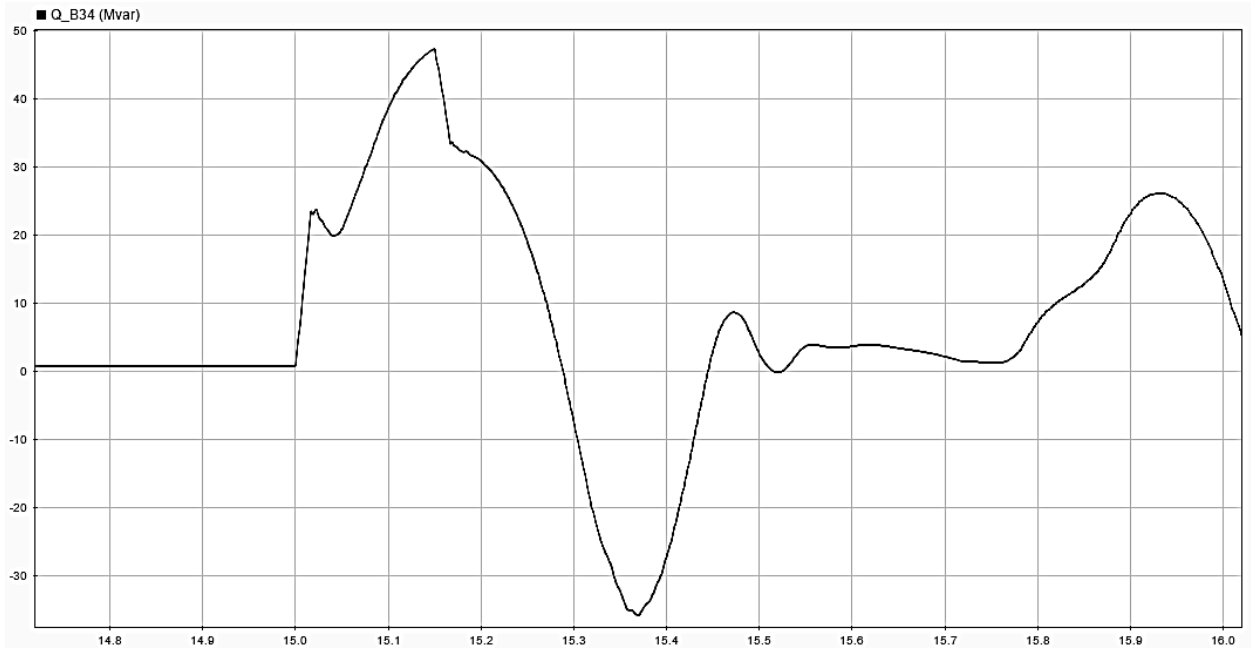


Figura 74 - Potência reativa durante falta fase-fase-terra ($0,00001 \Omega$) - GIDA
Fonte: *Simulink*.



Figura 75 - Tensões de falta fase-fase-terra ($0,00001 \Omega$) - GIDA
Fonte: *Simulink*.

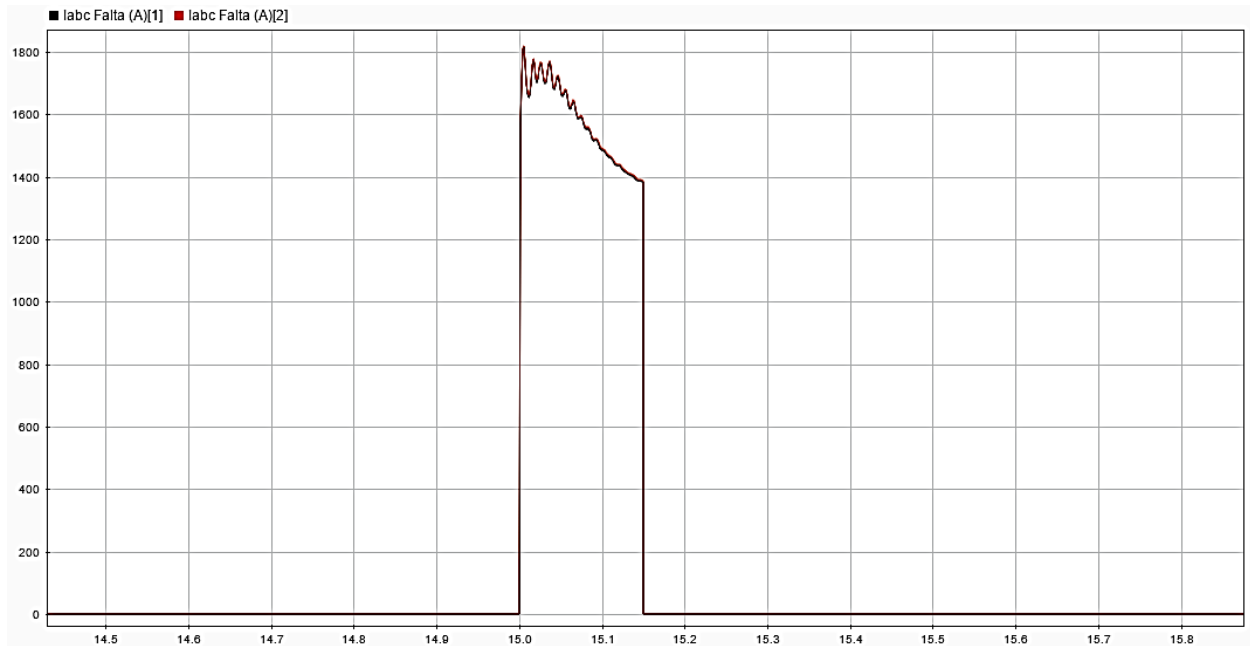


Figura 76 - Correntes de falta fase-fase-terra (0,00001 Ω) - GIDA
Fonte: Simulink.

3.4 CÁLCULOS

A partir dos gráficos obtidos das simulações, subseções 3.2 e 3.3, foram incluídas as tabelas 16 e 17.

As tabelas mostram os valores máximos de tensão e corrente de falta para cada aerogerador, como também a variação percentual em relação ao funcionamento em regime normal do sistema, calculada pelas fórmulas (12) e (13).

$$\Delta\% = \frac{\text{Tensão em falta} - \text{Tensão em regime}}{\text{Tensão em regime}} \quad (12)$$

$$\Delta\% = \frac{\text{Corrente em falta} - \text{Corrente em regime}}{\text{Corrente em regime}} \quad (13)$$

EM REGIME V = 28,169 kV		Valores de Tensão em kV			Variação %	
		Fase A	Fase B	Fase C	Fase B	Fase C
GIGE	Curto Monofásico 0,0001 Ω	0	39,7	39,4	40,94	39,87
	40 Ω	0	42,5	47,5	50,88	68,63
	100 Ω	0	46,2	50	64,01	77,50
	1000 Ω	0	49	49,1	73,95	74,31
	Curto Bifásico 0,0001 Ω	0	0	38,8	---	37,74
GIDA	Curto Monofásico 0,0001 Ω	0	39,5	39,5	40,23	40,23
	40 Ω	0	41,7	47,5	48,04	68,63
	100 Ω	0	46,1	50	63,66	77,50
	1000 Ω	0	49	49,1	73,95	74,31
	Curto Bifásico 0,0001 Ω	0	0	44,7	---	58,69

Tabela 16 - Tabela comparativa dos valores de tensão de curto-circuito do GIGE e do GIDA
Fonte: Autoria própria.

EM REGIME I = 62 A	Valores de Corrente em A		Variação %	
	GIGE	GIDA	GIGE	GIDA
Curto Monofásico 0,0001 Ω	910	892	1367,74	1338,71
40 Ω	552	550	790,32	787,10
100 Ω	270	268	335,48	332,26
1000 Ω	28,5	28	-54,03	-54,84
Curto Bifásico 0,0001 Ω	1980	1810	3093,55	2819,35

Tabela 17 - Tabela comparativa dos valores de corrente de curto-circuito do GIGE e do GIDA
Fonte: Autoria própria.

3.5 CONCLUSÕES

- Tanto para a simulação da CGE com geradores tipo GIGE quanto para a CGE com geradores tipo GIDA, funcionando em regime, a tensão e a corrente no barramento de 34,5 kV, tem seu valor próximo de 1 pu. Ambas as simulações chegam a aproximadamente 29,7 MW de potência ativa e 0 Mvar de potência reativa, quanto ao GIDA, devido a carga colocada na saída de cada aerogerador, a potência ativa se mantém em 27,2 MW. A corrente nas linhas onde foram aplicadas as faltas eram de aproximadamente 60 A para os dois tipos de aerogeradores.
- A CGE composta de aerogeradores tipo GIGE, obteve os maiores valores de pico, para as correntes de curto-circuito, principalmente para a falta bifásica, a qual teve uma variação percentual maior de 3000%. Para os outros tipos de curto-circuito, os resultados mostraram uma discrepância de 2 a 30% das variações de corrente encontradas para a CGE tipo GIDA.

- A potência ativa durante o período de curto-circuito, em ambos os geradores, decaiu, tendo as maiores quedas nas menores resistências, com menor oscilação para as maiores resistências. Em contrapartida, a potência reativa gerada aumentou durante o período de curto-circuito, como esperado, já que nessas condições a produção de reativo da rede é elevada, tendo menores oscilações para os maiores valores de resistência de aterramento.
- No período pós- defeito, a CGE com o tipo GIDA teve as curvas de potência, tanto ativa como reativa, com maiores oscilações, contudo, retornou ao período de estabilidade mais rapidamente do que a CGE com o tipo GIGE, em torno de milissegundos.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Como é imprescindível dispor-se de parâmetros construtivos e operacionais, reais, para a realização de uma simulação que descreva o comportamento mais próximo do prático de um sistema de geração eólica, foram realizadas as simulações adotando um conjunto de informações providas de muitos estudos, em conjunto com valores que a própria ferramenta computacional *Simulink* fornece e considerações realizadas para a simplificação da implementação do caso em estudo.

Desse modo, as simulações efetuadas mostraram que uma máquina de indução com rotor bobinado, quando duplamente alimentada pela rede (diretamente no estator e através de conversores no circuito rotórico, GIDA) é a mais recomendada a operar como gerador de turbinas eólicas, devido ao seu maior controle de potência gerada e também de potência reativa da rede, realizado pelos conversores rotóricos, do que o gerador de gaiola de esquilo, comprovada pelas figuras 26, 27 e 28 do gerador GIGE e pelas figuras 52, 53 e 54 equivalentes para o gerador GIDA. Dado que, o gerador GIDA consegue manter os níveis de potência reativa da linha próximos de zero, enquanto o GIGE precisa de agentes externos como bancos de capacitores e STATCOMs para o controle e refinamento da potência reativa e conseqüentemente tensão e corrente.

Sob outra perspectiva, em parques eólicos compostos de geradores do tipo GIDA, nota-se nas simulações a maior rapidez do sistema em se estabilizar após o curto-circuito e voltar a entregar potência nominal a subestação, como mostra as figuras 31 e 57, equivalentes para o GIGE e o GIDA, respectivamente. Todavia, também se verificou maiores oscilações no período de curto e de pós-curto para as potências ativa e reativa, no barramento B34.

Similarmente, mesmo com variações máximas muito próximas umas das outras, as simulações com aerogeradores tipo GIDA e aerogeradores tipo GIGE revelam comportamentos diferentes, durante e pós-falta, entre suas tensões e entre suas correntes. Visto que, o método de simulação adotado apenas permitiu a análise com base nos valores máximos das ondas senoidais, não é possível inferir com precisão o quanto essas ondas de tensão e corrente diferem entre os tipos GIDA e GIGE, entretanto, estes comportamentos revelados através dos gráficos das simulações apontam para existência de diferentes contribuições dos aerogeradores estudados na operacionalidade do sistema elétrico de potência, frente a situações de falta.

Estes resultados realçam a necessidade e importância do estudo da influência da inserção da matriz eólica ao SIN, quanto ao seu comportamento em variadas condições, visando auxiliar o processo de diversificação da matriz elétrica brasileira, como previsto para os próximos anos. Dado que, o desempenho dinâmico global do SIN pode ser impactado fortemente, no que se refere a estas interligações. Dessarte, estudos como este serão cada vez mais necessários para o desenvolvimento do conhecimento e da tecnologia envolvida na elaboração de projetos, construção e proteção de grandes centrais de geração eólica.

4.1 SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS

Inicialmente, na fase de pesquisa deste trabalho, buscou-se coletar informações de fabricantes de aerogeradores a respeito dos parâmetros construtivos de seus modelos em mercado, dentre eles: WEG, Alstrom e Velstrom. Contudo, devido à dificuldade de conseguir contato com estes fabricantes e, ao contatar, a dificuldade de acesso a estes parâmetros, foi utilizado um conjunto de informações e parâmetros presentes nas referências deste trabalho. Deixando espaço para futuros estudos realizados em conjunto com fabricantes sobre seus modelos de aerogeradores.

Outro fator limitante para o trabalho foi o *software* utilizado, em conjunto com o modelo de simulação. O *Simulink* possui em sua biblioteca apenas os modelos representativos do aerogerador tipo GIGE e o aerogerador tipo GIDA, sendo que, ao se utilizar o método de simulação adotado neste trabalho, não é possível observar o desempenho do sistema dinâmico em curtos intervalos de tempo (centenas de milissegundos até 1 segundo), necessário para a análise das ondas senoidais de tensão e corrente de falta. Sendo assim, é possível aprofundar o estudo para os aerogeradores abordados nesta simulação, bem como realizar novos estudos de caso para os outros aerogeradores não simulados neste estudo de caso. Com isso, espera-se que este trabalho de conclusão de curso fomente e sirva como um agente facilitador de novos estudos nesta área da geração eólica brasileira.

5. REFERÊNCIAS

Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica). **Boletim Anual da Geração Eólica**. 2015a. Disponível em: <http://www.portalabeeolica.org.br/pdf-encontro/Abeeolica_BOLETIM-2015_low.pdf>. Acesso em: 02 dez. 2016.

Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica). **Boletim Mensal de Dados do Setor Eólico**. Abril, 2015b. Disponível em: <www.abeeolica.org.br/Boletim-DadosABEolica-ABRIL-2013-Publico.pdf>. Acesso em: 26 out. 2015.

Agencia Nacional de Energia Eletrica (ANEEL). **Energia Eólica**. 2003. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia_eolica\(3\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia_eolica(3).pdf)>. Acesso em: 18 nov. 2015.

BOLSON, Marco Antonio. MORAES, Luiz André Motta. ROSA, Diogo Martins. **Comportamento dos geradores de indução duplamente alimentados em turbinas eólicas de 1,5 MW**. 2013. 99 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Graduação em Engenharia Elétrica – Ênfase em Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2013.

CARVALHO, Bismarck Castillo. **Desenvolvimento de modelo computacional de sistemas eólicos utilizando geradores síncronos para estudos de desempenho no contexto da qualidade da energia eletrica**. 2006. 213 f. Tese (Doutorado)- Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2006.

CERVO, Amado Luiz; BERVIAN, Pedro Alcino. **Metodologia Científica**. 4 ed. São Paulo: MAKRON Books. 1996.

GUIMARÃES, Elisa Beatriz de Abreu; NEUMANN, Mariana Teixeira Pinto. **Programa Para Cálculo De Curto-Circuito**. Universidade Federal Do Paraná, 2009.

HOWARD, Dustin F. **Short-Circuit Currents in Wind-Turbine Generator Networks**. **Tese de Doutorado**. Georgia Institute of Technology. December, 2013.

JUNIOR, Eloi Rufato. **Aplicação de sistema especialista para localização de defeitos em redes de distribuição.** Tese de Doutorado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2015.

KINDERMANN, Geraldo. **Curto-Circuito.** Editora Sagra Luzzato, 2. ed. 1997.

LIMA, Francisco Kleber de Araujo. **Aerogerador Baseado em Máquina de Indução Duplamente Alimentada - Suportabilidade para Afundamento de Tensão.** Tese de Doutorado. Rio de Janeiro, UFRJ/COPPE. 2009.

MAMEDE FILHO, João; MAMEDE, Daniel Ribeiro. **Proteção de sistemas elétricos de potência.** Grupo Gen-LTC. 2000.

MARQUES, Jeferson. **Turbina eólicas: Modelo, Análise, e controle do gerador de indução com dupla alimentação.** Universidade Federal de Santa Maria. Santa Maria, p. 158. 2004.

MENDES, V. F. et al. **Comportamento de Aerogeradores de Dupla Excitação Frente a Afundamentos de Tensão.** In: III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2010, Belém. CD ROM do SBSE2010. Belém : UFPA. 2010.

NASCIMENTO, André Cavalcante. **Avaliação de estratégias de controle de potência reativa de aerogeradores síncronos em rede elétrica.** Tese de Doutorado. Universidade Federal do Pará - UFPA. 2009.

NEVES, Priscilla Souza. **Interligação da geração eolielétrica com o sistema elétrico de potência.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal da Bahia. Março, 2014.

NUNES, Marcus Vinicius Alves. **Avaliação do Comportamento de Aerogeradores de Velocidade Fixa e Variável Integrados em Redes Elétricas Fracas.** In Tese de Doutorado, PPGEE/UFSC, Florianópolis, SC. 2003.

ONS, Operador Nacional do Sistema. **Submódulo 23.3 – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos.** 2009.

ONS, Operador Nacional do Sistema. **Submódulo 3.6 – Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão às Instalações de Transmissão.** 2010.

OLIVEIRA, Clóvis Bôsko Mendonça et al. **Development of Models for the Study of Transitory Stability in Power Systems with Wind Turbine**. IEEE PES TeD. 2006.

OLIVEIRA, Clóvis Bôsko Mendonça et al. **Análise de Harmônicos em Sistemas de Potência com Aerogerador de Indução Duplamente Excitado usando o ATP**. XII Encontro Regional Ibero-Americano do CIGRE. 2007a.

OLIVEIRA, Clóvis Bôsko Mendonça et al. **Modelagem de Aerogeradores como Fonte de Corrente no ATP**. XII Encontro Regional Ibero-Americano do CIGRE. 2007b.

OLIVEIRA, Clóvis Bôsko Mendonça et al. **Técnicas de simplificação de redes e otimização multiobjetivo para análise de variações de tensão em regime permanente provocadas por parques eólicos integrados ao sistema elétrico**. 2010. 159 f. Tese de Doutorado em Automação e Sistemas; Engenharia de Computação; Telecomunicações) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal. 2010.

PINHEIRO, Eduardo Luiz Reis. **Análise do Comportamento Dinâmico de Usinas Eólicas a Velocidade Variável Utilizando ATPDraw**. Tese de Mestrado. Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG. 2004. Disponível em: <<http://www.ppgee.ufmg.br/defesas/489M.pdf>>. Acesso em: 01 mar. 2016.

PINTO, M. O. **Fundamentos de Energia Eólica**. LTC, 1º ed. 2013.

Santos, Vanessa Malaco dos. **Estudo de Caso de Curto-Circuito em um Sistema Elétrico Industrial**. 117f. Trabalho de Conclusão de Curso - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. São Paulo. 2009.

SENGER, Eduardo Cesar; FILHO, Francisco Antônio Reis. **Plantas eólicas: modelagem para estudos de curto-circuito e critérios de ajustes das proteções de planta eólica**. Revista digital - O Setor Elétrico. Ed. 114, Julho, 2015. Disponível em: <<http://www.osetoelettrico.com.br/web/a-revista/edicoes/1722-plantas-eolicas-modelagem-para-estudos-de-curto-circuito-e-criterios-de-ajustes-das-protecoes-de-planta-eolica.html>>. Acesso em: 14 mai. 2016.

SILVA, José Carlos Moreira. **Geradores Elétricos para Aproveitamentos de Energias Renováveis**. Tese de Mestrado. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto - FEUP. 2008. Disponível em: <<https://repositorio->

aberto.up.pt/bitstream/10216/59873/2/Texto%20integral.pdf>. Acesso em: 26 mai. 2016.

STEVENSON, William D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. 2ª ed. Editora MacGraw-Hill do Brasil. São Paulo. 1986.

WEKKEN, Ton van de; & WIEN, Fred.; KEMA Consulting. **Power Quality and Utilization Guide, Wind Power**. Leonardo Energy. 2006.