



**AVALIAÇÃO DA PROTEÇÃO DE GERADORES  
SÍNCRONOS CONTRA CORRENTES DESBALANCEADAS**

**LETÍCIA RODRIGUES ALMEIDA**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

Universidade de Brasília  
Faculdade de Tecnologia  
Departamento de Engenharia Elétrica

Avaliação da Proteção de Geradores Síncronos contra  
Correntes Desbalanceadas

Letícia Rodrigues Almeida

Trabalho final de graduação submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

APROVADO POR:

---

Prof. Francis Arody Moreno Vásquez, D.Sc. (ENE-UnB)  
(Orientador)

---

Prof. Kleber Melo e Silva, Ph.D. (ENE-UnB)  
(Examinador Interno)

---

Prof. Jéssica Santoro Gonçalves Pena, M.Sc. (ENE-UnB)  
(Examinador Interno)

Brasília/DF, 16 de Novembro de 2021.

## FICHA CATALOGRÁFICA

LETÍCIA RODRIGUES ALMEIDA

Avaliação da Proteção de Geradores Síncronos contra Correntes Desbalanceadas [Distrito Federal] 2021.

xiii, 52p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenharia Elétrica, Trabalho de Conclusão de Curso, 2021).

Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Geradores Síncronos

3. Proteção 46

I. ENE/FT/UnB

2. Correntes Desbalanceadas

EMTP-RV

II. Título (série)

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

ALMEIDA, L. R. (2021). Avaliação da Proteção de Geradores Síncronos contra Correntes Desbalanceadas, Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 52p

## CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Letícia Rodrigues Almeida

TÍTULO: Avaliação da Proteção de Geradores Síncronos contra Correntes Desbalanceadas

GRAU: Bacharel ANO: 2021

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste trabalho para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. A autora reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa trabalho pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

---

Letícia Rodrigues Almeida

Departamento de Eng. Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

"Each of us has a dream, a heart's desire. It calls to us.  
And when we're brave enough to listen, and bold enough to pursue,  
that dream will lead us on a journey of discover who we're meant to be."

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus e a Nossa Senhora por todas as bênçãos concedidas, por iluminarem meu caminho e pelo amor que derramam sobre mim.

Aos meus pais, Ivo e Gilvânia, por todo o esforço que continuamente fazem para que eu realize meus sonhos, fazendo o possível e até impossível em nome das minhas realizações pessoais e profissionais. Sou muito grata por todo o amor, carinho e cuidado que vocês possuem comigo e principalmente por todos os momentos difíceis que superamos e alegres que comemoramos. Nada seria possível sem vocês.

Aos André Seiki por todo o companheirismo durante o curso. Crescemos, aprendemos e evoluímos juntos. Obrigada por segurar minha mão sempre e não me deixar desistir.

Aos familiares que se preocuparam comigo e foram suporte durante essa caminhada para chegar até aqui. Em especial, às minhas afilhadas que, mesmo sem saber, com apenas um sorriso tiravam todo o peso das responsabilidades que eu carregava e me mostram diariamente que não se pode perder a pureza de ser criança.

Aos meus amigos Carol, Allan, Natália, Thaís, Augusto, Marcos, Gustavo, Helena, Rebecca, Guto e Victor, o meu muito obrigada por todos os momentos que passamos juntos nessa jornada que se tornou muito mais leve com vocês.

Ao meu orientador, professor Francis, por todos os ensinamentos e paciência. Obrigada por mostrar que sou capaz e que não posso deixar o medo me paralisar. Minha admiração é completa pela pessoa e pelo profissional

que o senhor é.

Aos meus professores Francis, Kleber, Ivan, Bruno e João Luiz que contribuem integralmente para a minha formação profissional, cada um à sua maneira, mas sempre com impactos positivos.

À UnB e todos os professores pelas inúmeras contribuições durante a minha caminhada no curso.

Aos meus colegas de trabalho da ENETEC, ANEEL, The Walt Disney Company e TAESA pelos ensinamentos e momentos compartilhados.

A todos que, de alguma maneira, fizeram parte deste ciclo o meu muito obrigada!

## RESUMO

Este trabalho avalia o desempenho de geradores síncronos diante do surgimento de correntes desbalanceadas nos enrolamentos do estator, assim como a função de proteção correspondente, tradicionalmente baseada na componente de sequência negativa. Para este fim, o sistema elétrico modelado no programa EMTP-RV é composto pela máquina elétrica, assim como seu regulador de velocidade e o sistema de excitação, conectada a um sistema remoto através de um transformador elevador e uma linha de transmissão de circuito duplo. Dessa forma, tanto a resposta do gerador como a atuação do elemento de proteção são avaliadas diante de diversos cenários como cargas desbalanceadas, fase aberta e diferentes tipos de curto-circuitos assimétricos. Os resultados trazem à tona os diferentes fatores que impactam na amplitude da corrente de sequência negativa e, portanto, na energia acumulada na estrutura do rotor do gerador ao longo do tempo. Dessa forma, pode ser verificado como os tempos de atuação do elemento de proteção são influenciados pela severidade do desequilíbrio, assim como pelos limites de suportabilidade térmica dos geradores síncronos diante dessas condições.

**Palavras-chave:** Correntes desequilibradas; Função 46 ANSI; EMTP-RV.

## ABSTRACT

This project evaluates the performance of synchronous generators in face of the appearance of unbalanced currents in the stator windings, as well as the corresponding protection function, traditionally based on the negative sequence component. For this purpose, the electrical system modeled in the software EMTP-RV is composed of the electrical machine, as well as its speed regulator and the excitation system, connected to a remote system through a step-up transformer and a double-circuit transmission line. Thus, both the generator response and the protection element actuation are evaluated in different scenarios such as unbalanced loads, open phase, and different types of asymmetric short-circuits. The results bring to light the different factors that impact the negative-sequence current amplitude and, therefore, the energy accumulated in the generator rotor structure over time. Thus, it can be verified how the protection element actuation time is influenced by the severity of the imbalance, as well as by the thermal withstand limits of the synchronous generators under the conditions.

**Keywords:** Unbalanced currents; Synchronous Generator; Function ANSI 46; EMTP-RV.



# SUMÁRIO

<b>Sumário</b>	i
<b>Lista de Figuras</b>	iii
<b>Lista de Tabelas</b>	vi
<b>Lista de Símbolos</b>	vii
<b>Glossário</b>	ix
<b>Capítulo 1 – Introdução</b>	1
1.1 Contextualização do tema . . . . .	1
1.2 Objetivos do Trabalho . . . . .	4
1.3 Organização do Trabalho . . . . .	4
<b>Capítulo 2 – Fundamentação Teórica</b>	6
2.1 Gerador Síncrono . . . . .	6
2.1.1 Circuito Equivalente do Gerador Síncrono . . . . .	8
2.2 Sistema de Excitação (AVR) . . . . .	10
2.2.1 Sistema de Excitação ST1A . . . . .	12
2.3 Estabilizador de Sistema de Potência (PSS) . . . . .	14
2.4 Regulador de Velocidade . . . . .	15
<b>Capítulo 3 – Proteção de Geradores Síncronos contra Correntes Desbalanceadas</b>	16
3.1 Natureza das Correntes Desbalanceadas . . . . .	16
3.2 Componentes Simétricas . . . . .	18
3.3 Causas para a Circulação de Correntes Desbalanceadas no Gerador . . . . .	22
3.3.1 Cargas Desbalanceadas . . . . .	22
3.3.2 Faltas Desbalanceadas . . . . .	22
3.3.3 Circuitos Abertos . . . . .	23

---

3.3.4	Assimetrias no Sistema . . . . .	25
3.4	Função de Proteção (ANSI 46) . . . . .	26
3.4.1	Relé 700G - SEL . . . . .	29
<b>Capítulo 4 – Resultados</b>		<b>33</b>
4.1	Descrição do Sistema de Potência . . . . .	33
4.2	Ajuste da Função ANSI 46 . . . . .	34
4.3	Avaliação do Cenário com Cargas Desbalanceadas . . . . .	35
4.4	Avaliação da Localização da Carga Desbalanceada . . . . .	41
4.5	Fase aberta . . . . .	42
4.6	Faltas Assimétricas . . . . .	43
4.7	Avaliação da Resistência de Falta . . . . .	44
4.8	Avaliação da Localização da Falta . . . . .	45
4.9	Falta Evolutiva do Lado de Alta do Transformador . . . . .	46
4.10	Avaliação do Torque Eletromagnético . . . . .	47
4.10.1	Avaliação do Torque Eletromagnético no Cenário de Cargas Des- balanceadas . . . . .	47
4.10.2	Avaliação do Torque Eletromagnético no Cenário de Falta Assi- métrica . . . . .	48
<b>Capítulo 5 – Conclusões e propostas futuras</b>		<b>50</b>
<b>Referências Bibliográficas</b>		<b>52</b>

## LISTA DE FIGURAS

1.1	Eletricidade gerada no mundo em 2018 (a) e no Brasil em 2019 (b). Dados da IEA 2021. . . . .	2
2.1	Representação dos campos magnéticos do estator $B_S$ e do rotor $B_R$ no caso da máquina síncrona operando como motor 2.1(a) e operando como gerador 2.1(b). . . . .	6
2.2	Representação de um gerador síncrono de 2 polos e rotor cilíndrico. . .	7
2.3	Representação do ângulo de conjugado $\delta$ do gerador síncrono. . . . .	8
2.4	Circuito equivalente monofásico do gerador síncrono . . . . .	9
2.5	Diagrama de Blocos do Sistema de Excitação do Gerador Síncrono. . .	10
2.6	Diagrama de Blocos do Sistema de Excitação ST1A . . . . .	12
2.7	Diagrama de Blocos do PSS modelo PSS1A . . . . .	14
2.8	Representação do Diagrama de Blocos do IEEG1 . . . . .	15
3.1	Representação da corrente na superfície de um rotor cilíndrico. Fonte: IEEE - Tutorial de proteção de geradores síncronos, 2011 . . . . .	17
3.2	Representação da corrente induzida em harmônica de sequência positiva e negativa . . . . .	18
3.3	Representação de correntes equilibradas no domínio do tempo (a) e dese- quilibradas (b). Fasores de correntes equilibradas no domínio do tempo (c) e desequilibradas (d). Fasores de correntes equilibradas no domínio de sequências (e) e desequilibradas (f). . . . .	21

---

3.4	Representação de circuitos de sequência para faltas fase-fase (a), faltas bifásica-terra (b) e faltas fase-terra (c) . . . . .	23
3.5	Representação de abertura de fase em componentes simétricas . . . . .	24
3.6	Transposição de uma linha de transmissão em três trechos . . . . .	26
3.7	Esquemático do relé 700G disponibilizado pela SEL . . . . .	27
3.8	Esquemático da proteção de corrente negativa do relé 700G . . . . .	30
3.9	Característica de operação dos elementos de sobrecorrente de sequência negativa . . . . .	31
4.1	Sistema da Modelagem Computacional . . . . .	33
4.2	Diagrama fasorial das correntes do lado do gerador . . . . .	36
4.3	Módulos das corrente de fase do gerador para o cenário de cargas desbalanceadas . . . . .	36
4.4	Representação dos fasores das correntes de fase (primeira linha) e de sequência (segunda linha) em três instantes de tempo do desbalanço (primeira coluna = 1 segundo, segunda coluna = 8 segundos e terceira coluna = 20 segundos) . . . . .	37
4.5	Representação da potência ativa (P), potência reativa (Q) e potência complexa (S) do gerador síncrono durante o desbalanço . . . . .	38
4.6	Corrente de Campo no Cenário de Cargas Desbalanceadas . . . . .	38
4.7	Resposta do desbalanço na curva $K = 10$ . . . . .	39
4.8	Resposta de $\bar{I}_2 pu$ , acumulado de $\bar{I}_2$ e $flags$ do algoritmo da proteção 46 para o cenário de cargas desbalanceadas. . . . .	40
4.9	Resposta de $\bar{I}_2 pu$ , acumulado de $\bar{I}_2$ e $flags$ do algoritmo da proteção 46 para o cenário de localização de cargas desbalanceadas. . . . .	41
4.10	Resposta da corrente de campo para o cenário de localização decargas desbalanceadas . . . . .	42

---

4.11	Resultado da abertura de fase A em ambas as extremidades das LTs no instante de tempo igual a dois segundos. . . . .	43
4.12	Resultado da avaliação da proteção 46 em faltas desbalanceadas. . . . .	44
4.13	Resultado da avaliação da proteção 46 com diferentes resistências de falta. . . . .	45
4.14	Resultado da avaliação da proteção 46 com diferentes localizações de falta . . . . .	46
4.15	Resultado da Falta Evolutiva AB para ABC do Lado de Alta do Transformador . . . . .	47
4.16	Resposta do torque eletromagnético para conexão da carga desbalanceada no terminal de alta tensão do transformador . . . . .	48
4.17	Resposta do torque eletromagnético para diferentes localizações de carga desbalanceada . . . . .	48
4.18	Representação do Torque Eletromagnético para o cenário de falta AB a 20 km do terminal do gerador. . . . .	49
4.19	Representação do Torque Eletromagnético para o cenário de avaliação da localização da falta. . . . .	49

## LISTA DE TABELAS

1.1	Matriz Elétrica por Fonte, ANEEL 2021 . . . . .	2
3.1	Suportabilidade da Corrente de Sequência Negativa em Regime Permanente . . . . .	28
3.2	Valores de $K$ . . . . .	29
4.1	Parâmetros da Simulação do Sistema Elétrico de Potência . . . . .	34

## LISTA DE SÍMBOLOS

$A$	Matriz de Transformação de Fortescue
$a$	Operador Rotacional $1120^\circ$
$B_R$	Campo Magnético do Rotor
$B_s$	Campo Magnético do Estator
$B_T$	Campo Magnético Resultante
$\delta$	Ângulo Conjugado da Máquina
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
$E_A$	Tensão Induzida
$E_{est}$	Tensão da Reação da Armadura
$f_e$	Frequência Elétrica
$I_A$	Corrente de Armadura
$I_0$	Corrente de Sequência Zero
$I_1$	Corrente de Sequência Positiva
$I_2$	Corrente de Sequência Negativa
$n_m$	Velocidade Mecânica do Campo Magnético
$\omega$	Velocidade Angular
P	Número de Polos
$V_\phi$	Tensão Total de uma Fase

---

$V_0$	Tensão de Sequência Zero
$V_1$	Tensão de Sequência Positiva
$V_2$	Tensão de Sequência Negativa



## GLOSSÁRIO

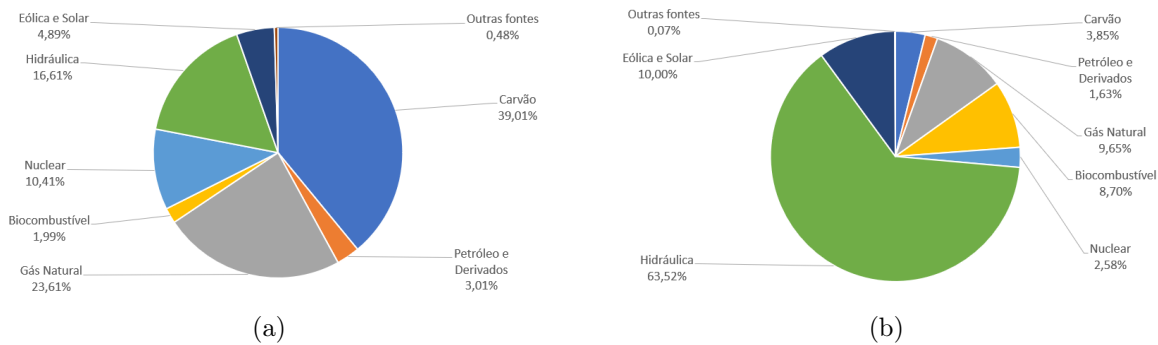
AB	Falta nas fases A e B
ABT	Falta nas fases A e B para terra
ANSI	American National Standards Institute
BT	Falta na fase B para terra
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AVR	Sistema de Excitação
CGHs	Centrais Geradoras Hidroelétricas
EMTP	Electromagnetic Transient Program
EPE	Empresa de Planejamento Energético
IEA	International Energy Agency
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
LT	Linha de Transmissão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PSS	Power System Stabilizer
SEL	Schweitzer Engineering Laboratories
SIN	Sistema Interligado Nacional
UHEs	Usinas Hidrelétricas
UTES	Usinas Termelétricas

### 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

Historicamente, é observada uma intrínseca relação entre o meio ambiente, a matriz elétrica e a economia. Isto porque o desenvolvimento econômico é associado à busca de uma base para a matriz energética que beneficie a estratégia de exploração da fonte, seja ela renovável ou não, para suprir a demanda de energia elétrica. Nesse contexto, como destaca Tolmasquim *et al.* (2007), as economias que melhor se posicionam quanto ao acesso a recursos energéticos de baixo custo e de baixo impacto ambiental obtêm importantes vantagens comparativas. Portanto, pode-se afirmar que a energia se tornou o principal propulsor que move um sistema econômico e os países consolidados economicamente são os que a dominam (CAMARGO *et al.*, 2018)

O uso intensivo do carvão nas máquinas térmicas foi o diferencial para a consolidação da Revolução Industrial no século XVIII, e apesar das constantes evoluções no setor, ainda é notória a expressividade do uso desta fonte para a geração de energia elétrica, como pode se observar na Figura 1.1. Nela, tem-se os dados de eletricidade gerada em 2018 no mundo e categorizados por fonte, disponibilizados pela *International Energy Agency*, IEA. O comportamento representado expõe na Figura 1.1(a) que a matriz energética mundial tem participação expressiva de fontes não renováveis, principalmente do carvão, o qual é a fonte responsável por 39,01% da geração de energia no mundo, contra apenas 16,61% da hidráulica, a qual, no cenário brasileiro, é responsável por 63,52% da geração de energia no Brasil, como mostrado na Figura 1.1(b).

Nesse contexto, a instalação de usinas hidrelétricas é considerada a melhor opção para geração de energia elétrica, por ter o custo da energia mais competitivo em relação as demais fontes primárias, por ser menos emissora de gases de efeito estufa e pelo



**Figura 1.1.** Eletricidade gerada no mundo em 2018 (a) e no Brasil em 2019 (b). Dados da IEA 2021.

grande potencial a ser explorado (EPE, 2021). Entretanto, a sazonalidade, impactada pelas mudanças climáticas, tem como consequência principal a ativação de usinas termelétricas, as quais são mais poluentes e cujo custo de geração é maior. Todavia, essas centrais de geração possuem uma importante participação na geração de base tanto no Sistema Interligado Nacional (SIN), quanto na geração de energia elétrica em sistemas isolados.

Dentre a geração hidroelétrica, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), as unidades podem ser consideradas de acordo com a capacidade de potência instalada, como as centrais geradoras hidroelétricas (CGHs) que possuem de 0 e 5 MW, as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) que possuem entre 1 MW e 30 MW, e as Usinas Hidrelétricas (UHEs) com potências maiores de 30 MW. Já para as usinas termelétricas (UTES), a classificação é feita somente pelo tipo de combustível que é queimado. No total, as UTES, CGHs, PCHs e UHEs atualmente representam 85,9% da capacidade instalada no Brasil incluindo 4.463 empreendimentos em operação, como pode ser visto na Tabela 1.1.

Tipo	Cap. Instalada [MW]	Porcentagem do Total	Quantidade
<b>Hidroelétrica</b>	108.664	63,4%	1.370
<b>Termelétrica</b>	38.470	22,5%	3.093

**Tabela 1.1.** Matriz Elétrica por Fonte, ANEEL 2021

Independente do recurso utilizado, o componente principal responsável pela conversão eletromecânica de energia em unidades hidráulicas e térmicas é o gerador síncrono, cujo enrolamento do rotor é conectado a um sistema de excitação que regula a potência reativa, de forma a manter a tensão terminal constante. Por sua vez, seu eixo é meca-

nicamente acoplado a uma turbina que gira de acordo com a vazão de água, a qual é controlada pelo regulador de velocidade, impactando na potência ativa fornecida para o sistema elétrico (CHAPMAN, 2013).

Durante a operação normal do gerador, o campo magnético girante produzido no enrolamento do rotor induz tensão elétrica nas fases do enrolamento do estator, e os fluxos magnéticos criados em cada uma são defasados  $120^\circ$  no tempo e espaço, girando na velocidade síncrona. Nessas condições, as correntes que circulam no estator possuem a mesma magnitude e estão defasadas em  $120^\circ$ , produzindo apenas a componente de sequência positiva (KINDERMANN, 2008). Entretanto, quando há um desbalanceamento nas correntes, surge a corrente de sequência negativa o que acontece diante de linhas de transmissão não transpostas corretamente, cargas desbalanceadas, faltas assimétricas ou fase aberta (REIMERT, 2006).

De forma mais precisa, a corrente de sequência negativa é considerada uma componente com o dobro da frequência fundamental que cria um campo magnético de rotação reversa cuja principal consequência é uma pulsação de torque no eixo mecânico onde a turbina é acoplada (TUDU; KUNDU, 2017). Assim, as correntes de sequência negativa agem como freios eletromagnéticos que produzem vibrações e aquecimento nos enrolamentos do estator e do rotor, assim como no núcleo do material ferromagnético e nas ferragens que compõem a estrutura da máquina; acentuando a geração de correntes induzidas de Foucault e aumentando as perdas por histerese (KINDERMANN, 2008).

Em frente aos efeitos térmicos, os geradores síncronos apresentam um limite de suportabilidade de corrente de sequência negativa para perturbações sem que cause danos à máquina definidos pelo *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) nas normas C50.12-1982 para geradores de polos salientes e a C50.13-1989 para geradores de rotor cilíndrico. Ainda, a proteção de geradores síncronos diante deste tipo de condição é tradicionalmente implementada nos relés de proteção, utilizando um elemento de sobrecorrente de sequência negativa temporizado, definido pela tabela ANSI como o número 46.

Diante do exposto, é relevante estudar em detalhe a resposta de geradores elétricos operando em condições desbalanceadas, não apenas monitorando as variáveis elétricas,

mas o efeito sob a estrutura do conjunto eletromecânico. Ainda, também é importante avaliar o desempenho da função de proteção em diferentes graus de severidade de desbalanço, considerando os aspectos construtivos dos geradores elétricos, assim como seus limites térmicos.

## 1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

O objetivo deste trabalho é avaliar o desempenho de geradores síncronos convencionais em condições desequilibradas, assim como estudar e avaliar as características de funcionamento do esquema de proteção da função ANSI 46. Para isso, os objetivos específicos são:

- Apresentar o funcionamento de geradores síncronos, e a abordagem de componentes simétricas;
- Modelar no programa EMTP-RV uma unidade de geração com gerador síncrono e seus sistemas de controle conectada a um sistema de transmissão;
- Descrever a problemática das correntes desequilibradas em geradores síncronos;
- Detalhar a lógica de proteção de geradores síncronos convencionais contra correntes desbalanceadas com base no funcionamento do Relé SEL-700G.

## 1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho está organizado seguindo a seguinte estrutura de capítulos:

- No capítulo 2, são abordados os conceitos teóricos do funcionamento e operação dos geradores síncronos e de todos os seus componentes;
- No capítulo 3, são abordados os conceitos relacionados com a filosofia de proteção contra correntes desbalanceadas nos geradores síncronos;
- No capítulo 4, são abordados os detalhes da implementação computacional, os dados do sistema utilizado, assim como as descrições detalhadas de cada caso

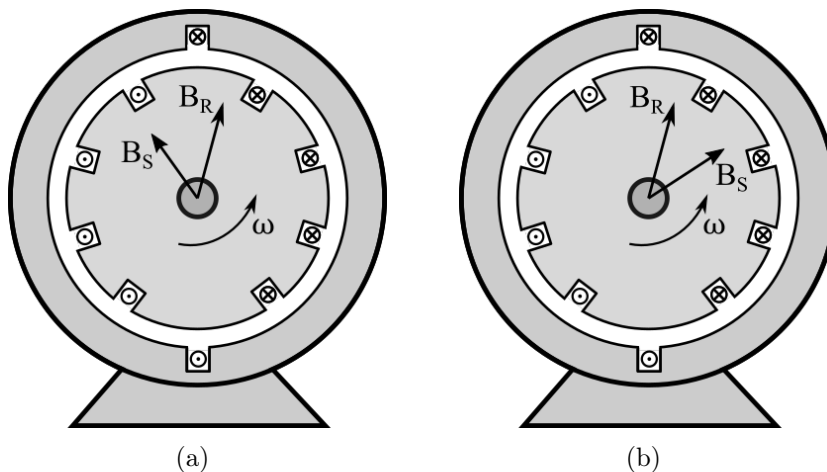
simulado, todos os parâmetros utilizados para as simulações e os resultados obtidos;

- No capítulo 5, são feitas as conclusões sobre o trabalho baseado nos resultados das simulações e eventuais propostas para futuros trabalhos que possam dar continuidade ao estudo.

## FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 GERADOR SÍNCRONO

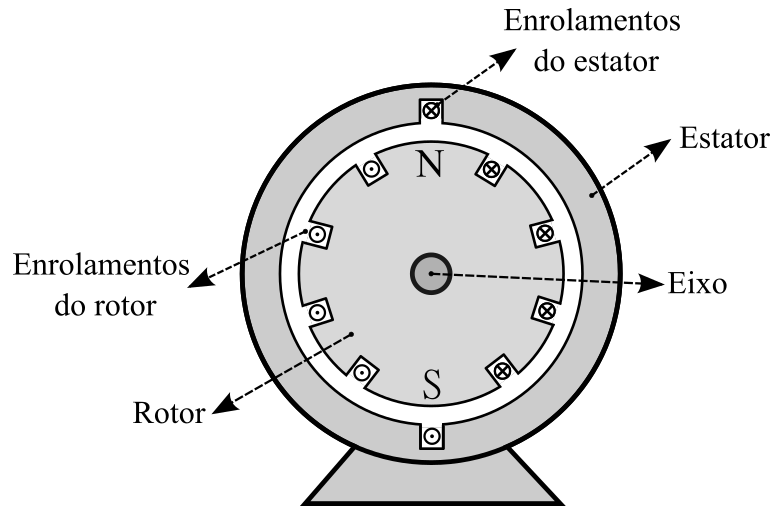
Em uma máquina síncrona e em condições de regime permanente, o rotor e o campo magnético giram na mesma velocidade ou em sincronismo com o campo magnético girante produzido pelas correntes de armadura (UMANS, 2014). Assim como as máquinas de indução ou assíncronas, e as máquinas CC, as máquinas síncronas podem operar tanto como motor quanto como gerador. A diferença está que no motor síncrono, o campo do estator  $B_S$  está à frente do campo do rotor  $B_R$ , fazendo com que o estator forneça torque ao rotor, como pode ser visto na Figura 2.1(a). Já no gerador, o campo do rotor  $B_R$  está à frente do campo do estator  $B_S$ , fornecendo energia à rede, como representado na Figura 2.1(b).



**Figura 2.1.** Representação dos campos magnéticos do estator  $B_S$  e do rotor  $B_R$  no caso da máquina síncrona operando como motor 2.1(a) e operando como gerador 2.1(b).

Os geradores síncronos são constituídos de duas partes: o rotor e o estator. O campo magnético é gerado no rotor, onde estão localizados os enrolamentos de campo. Para gerá-lo, é necessária uma máquina motriz primária. No estator, estão localizados

os enrolamentos de armadura, onde se conectam os terminais do gerador. No rotor, os polos magnéticos podem ser construídos de duas formas: salientes ou não salientes. No rotor de polos salientes, o polo magnético que se sobressai radialmente do rotor. Já um polo não saliente é um polo magnético com os enrolamentos encaixados e nivelados com a superfície do rotor, como pode ser visto na Figura 2.2.

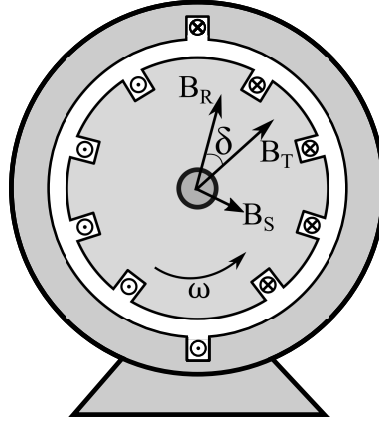


**Figura 2.2.** Representação de um gerador síncrono de 2 polos e rotor cilíndrico.

Os rotores de polos não salientes são usados normalmente em rotores de dois e quatro polos, ao passo que os rotores de polos salientes são usados normalmente em rotores de quatro ou mais polos. Nas usinas hidroelétricas, onde as máquinas operam em baixa velocidade, são utilizados geradores de polos salientes também chamados de hidrogeradores. Em usinas termoelétricas, onde as máquinas operam em alta velocidade, são utilizados geradores síncronos de polos lisos, conhecidos como turbogeradores (LLERENA, 2011)

Como mostrado na Figura 2.1(b) e explicado nesta seção, há dois campos magnéticos presentes, sendo o campo magnético do circuito do rotor  $B_R$  e outro campo magnético do circuito do estator  $B_S$ . A interação desses dois campos magnéticos produz o torque, ou conjugado, do gerador (CHAPMAN, 2013). Como pode ser visto na Figura 2.3, o ângulo  $\delta$  entre  $B_R$  e  $B_T$  é conhecido como ângulo interno ou ângulo de conjugado da máquina. As máquinas reais apresentam ângulos típicos de conjugado a plena carga de  $20^\circ$  a  $30^\circ$ .





**Figura 2.3.** Representação do ângulo de conjugado  $\delta$  do gerador síncrono.

Nos geradores síncronos, tem-se que a frequência elétrica está sincronizada com a velocidade mecânica de rotação da máquina. Logo, a taxa de rotação dos campos magnéticos da máquina está relacionada com a frequência elétrica do estator por meio da equação 2.1, onde  $f_e$  é a frequência elétrica em Hz,  $n_m$  é a velocidade mecânica do campo magnético, em rpm e  $P$  é o número de polos.

$$f_e = \frac{n_m P}{120} \quad (2.1)$$

### 2.1.1 Circuito Equivalente do Gerador Síncrono

No momento em que o gerador síncrono está girando, uma tensão  $E_A$  é induzida nos enrolamentos do estator e então, ao se conectar uma carga, a corrente circula. Esta produz um campo magnético no estator que altera a tensão de fase resultante e por isso a tensão induzida  $E_A$  não é igual à tensão de fase  $V_\phi$ . A diferença entre  $E_A$  e  $V_\phi$  é conhecida como reação de armadura, pois a corrente do estator afeta o campo magnético produzido inicialmente (CHAPMAN, 2013). Dessa forma, a tensão total de uma fase é a soma da tensão induzida mais a tensão da reação de armadura  $E_{est}$ , como está representado na equação 2.2.

$$V_\phi = E_A + E_{est} \quad (2.2)$$

A mesma relação pode ser observada nos campos magnéticos, da forma que o campo magnético resultante será a soma dos campos magnéticos do estator e do rotor, como

está representado na equação 2.3.

$$B_T = B_S + B_R \quad (2.3)$$

Para o circuito equivalente do gerador síncrono, tem-se que a relação de  $E_{est}$  com a corrente de armadura  $I_A$  é dada na equação 2.4, sendo  $X$  uma constante de proporcionalidade  $X$ .

$$E_{est} = -jXI_A \quad (2.4)$$

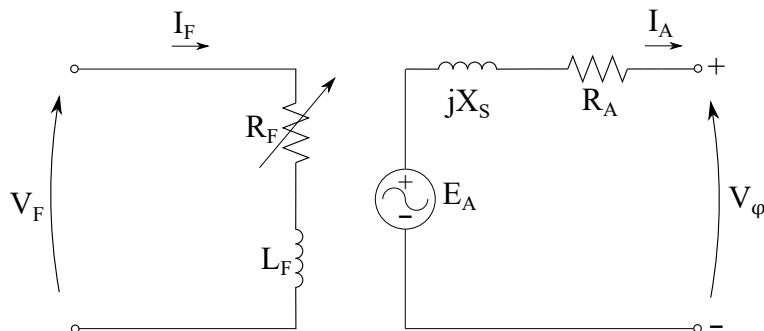
Logo a tensão de fase é dada por:

$$V_\phi = E_A - jXI_A \quad (2.5)$$

Na modelagem do circuito, deve ser levado em conta que as bobinas do estator possuem autoindutância  $X_A$  e resistência  $R_A$ . A autoindutância das bobinas  $X_A$  e a reação de armadura  $X$  são representadas por uma única reatância  $X_S$ . Dessa forma a equação para a tensão de fase está apresentada na Equação 2.6.

$$V_\phi = E_A - jX_S I_A - R_A I_A \quad (2.6)$$

Como dito, o circuito de campo é alimentado por uma fonte de tensão CC  $V_F$  e é modelado por uma indutância  $L_F$  e por um resistor variável  $R_F$ . Assim, o circuito equivalente por fase está representado na Figura 2.4. As tensões e correntes das três fases estão distanciadas entre si de  $120^\circ$ , mas, fora isso, as três fases são idênticas (CHAPMAN, 2013).

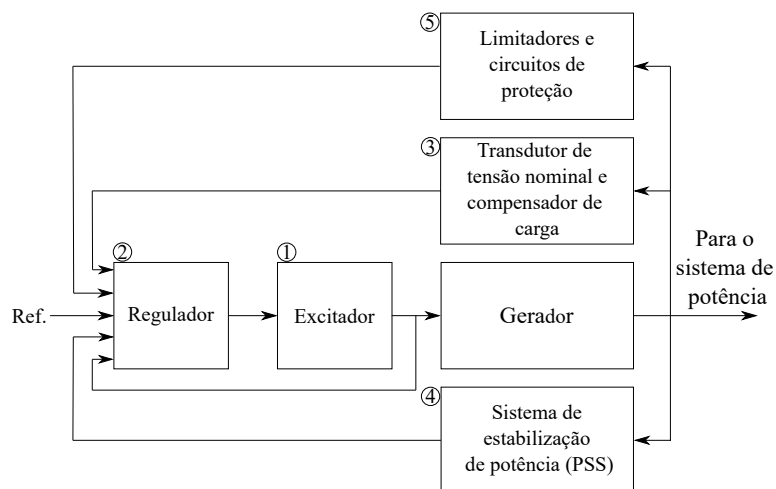


**Figura 2.4.** Circuito equivalente monofásico do gerador síncrono

## 2.2 SISTEMA DE EXCITAÇÃO (AVR)

A potência CC necessária para excitar o enrolamento de campo de uma máquina síncrona é fornecida pelo sistema de excitação (AVR), o qual é também responsável pelas funções de controle da tensão e da corrente de campo. O AVR ajusta a corrente de campo do gerador síncrono a fim de manter a tensão no terminal constante, mesmo que sob variações da carga, assim também é observado um aumento da estabilidade do sistema (KUNDUR, 1993). O sistema de excitação também deve ser capaz de responder rapidamente frente a distúrbios transientes além de fornecer funções de limitação e de proteção para evitar danos ao gerador, levando em consideração a flexibilidade operativa necessária, com os devidos níveis de redundâncias e capacidade de detecção e isolamento de faltas internas.

Um típico sistema de controle de excitação é mostrado na Figura 2.5.



**Figura 2.5.** Diagrama de Blocos do Sistema de Excitação do Gerador Síncrono.

1. O regulador é responsável por processar e amplificar os sinais de controle de entrada a um nível apropriado para o controle do excitador.
2. O excitador, como dito, fornece corrente contínua ao enrolamento de campo do gerador síncrono.
3. O transdutor de tensão nominal e compensador de carga é um sensor da tensão terminal do gerador o qual retifica e filtra este valor de tensão DC e compara com o valor de referência desejado

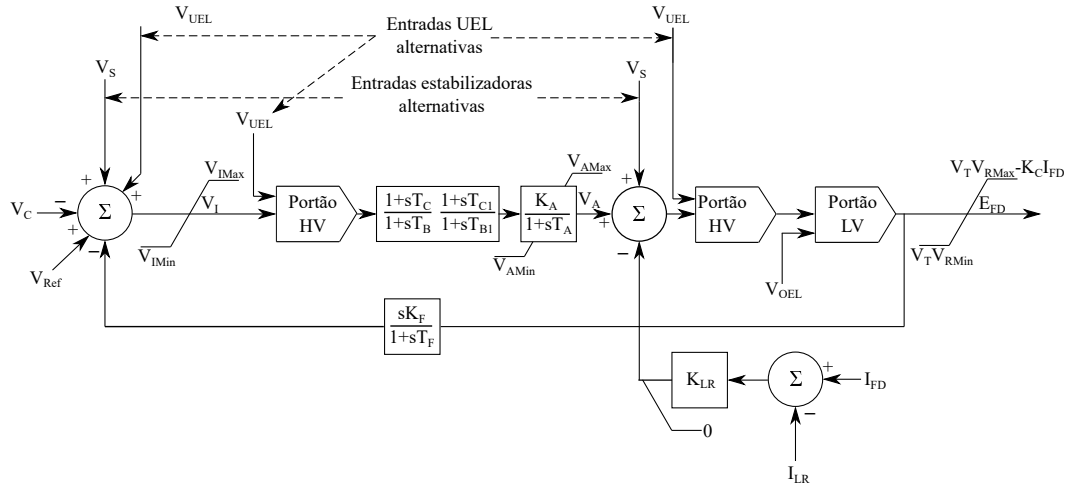
4. O sistema de estabilização de potência, *Power System Stabilizer* (PSS), fornece um sinal adicional ao regulador para amortecer as oscilações do sistema.
5. Os limitadores e circuitos de proteção asseguram que as funções de proteção e controle mantenham o AVR e o gerador síncrono dentro dos limites de capacidade operativa.

O AVR pode ser classificado em três tipos: sistema de excitação CC, sistema de excitação CA e sistema de excitação estático. A alimentação pode se dar de duas formas: a potência CC é fornecida por uma fonte CC externa, que forneça a potência CC para o rotor por meio de escovas e anéis coletores ou a potência CC é fornecida a partir de uma fonte de potência CC especial, montada diretamente no eixo do gerador síncrono (CHAPMAN, 2013).

No caso da fonte CC com anéis coletores, tem-se que anéis de metal envolvem completamente o eixo de uma máquina, mas se encontram isolados. Cada extremidade do enrolamento CC do rotor é conectada a um dos dois anéis coletores no eixo da máquina síncrona e uma escova estacionária está em contato com cada anel coletor, dessa forma a mesma tensão CC será aplicada continuamente ao enrolamento de campo, independentemente da posição angular ou da velocidade do rotor (UMANS, 2014). Um ponto importante de operação com máquinas deste tipo é que as escovas apresentam desgaste e a queda de tensão nelas pode ser a causa de perdas de potência em máquinas que operam com grandes correntes de campo (CHAPMAN, 2013).

Por conta também do fator de manutenção atrelado a excitatrizes com escovas, em geradores de maior potência nominal são utilizadas excitatrizes sem escovas (sistema de excitação CA) para fornecer a corrente CC de campo para a máquina (CHAPMAN, 2013). Neste tipo de excitatriz, uma corrente trifásica de baixa intensidade é retificada e utilizada para alimentar o circuito de campo da excitatriz, o qual está localizado no estator. A saída do circuito de armadura da excitatriz é então retificada e usada para fornecer a corrente de campo da máquina principal (KUNDUR, 1993).

Para tornar a excitação de um gerador completamente independente de quaisquer fontes de potência externas, uma pequena excitatriz piloto é um pequeno gerador CA



**Figura 2.6.** Diagrama de Blocos do Sistema de Excitação ST1A

com ímãs permanentes montados no eixo do rotor e um enrolamento trifásico no estator. Ela produz a potência para o circuito de campo da excitatriz, a qual por sua vez controla o circuito de campo da máquina principal.

### 2.2.1 Sistema de Excitação ST1A

Neste trabalho, o modelo de sistema de excitação estático utilizado é o ST1A, definido pelo *The Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)* em (IEEE - ENERGY DEVELOPMENT AND POWER GENERATION COMMITTEE, 2005). O modelo computacional do sistema de excitação retificador controlado por fonte de potencial do tipo ST1A mostrado na Figura 2.6 é destinado a representar sistemas nos quais a potência de excitação é fornecida pelos terminais do gerador, ou pelo barramento auxiliar da unidade, por meio de um transformador e é regulada por um retificador controlado (KUNDUR, 1993). A tensão máxima de excitação disponível nesses sistemas é diretamente relacionada à tensão terminal do gerador, sendo as entradas UEL, são os limites de subexcitação.

Nesse tipo de sistema, as constantes de tempo inerentes da excitatriz são muito pequenas, e a estabilização da excitatriz pode não ser requerida. Por outro lado, pode ser desejável reduzir o ganho transiente desses sistemas por outras razões. O modelo apresentado é versátil o suficiente para representar a redução de ganho transiente im-

plementada seja pelo caminho direto via constantes de tempo,  $T_B$  e  $T_C$  (no caso em que  $K_F$  seria normalmente definida como zero), ou no caminho de feedback por uma escolha adequada dos parâmetros de razão de feedback,  $K_F$  e  $T_F$ . O ganho de regulador de tensão e qualquer constante de tempo inerente do sistema de excitação são representadas por  $K_a$  e  $T_a$ , respectivamente. As constantes de tempo  $T_{C1}$  e  $T_{B1}$  permitem a possibilidade de representar o aumento do ganho transiente. Nesse caso,  $T_{C1}$  seria maior que  $T_{B1}$ .

A forma em que o ângulo de disparo para as pontes retificadoras é derivado afeta a relação entrada-saída, que se assume ser linear no modelo pela escolha de um ganho simples  $K_A$ . Para muitos sistemas uma relação verdadeiramente linear se aplica. Em alguns sistemas, a relação da ponte não é linearizada, deixando esse ganho nominalmente linear como uma função senoidal, cuja amplitude pode ser dependente da tensão de fornecimento. Como o ganho é normalmente definido muito alto, uma linearização dessa característica é normalmente satisfatória para propósitos de modelagem. A representação do limite superior é a mesma independentemente se a característica é linear ou senoidal.

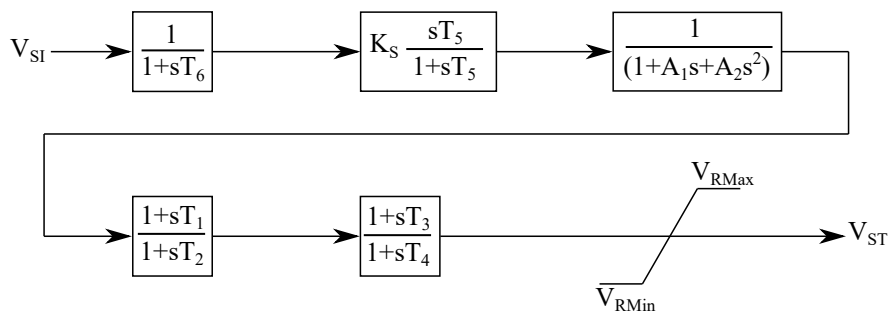
Em muitos casos, os limites internos de  $V_I$  podem ser negligenciados. A representação do limite positivo da tensão de campo como função linear da corrente de campo da máquina síncrona é possível devido ao fato de que a operação da ponte retificadora nesses sistemas é limitada. No caso, o limite negativo teria uma característica dependente da corrente similar, mas o sinal do termo poderia ser tanto negativo quanto positivo dependendo se a constante do ângulo de disparo ou a constante do ângulo de extinção são escolhidas para o limite. Como a corrente de campo é normalmente baixa nessas condições, o termo não é incluído no modelo.

Como resultado da alta capacidade de forçamento desses sistemas, um limitador de corrente de campo é empregado em alguns casos para proteger o rotor e o excitador do gerador. A configuração do limite de partida é definida por  $I_{LR}$  e o ganho é representado por  $K_{LR}$ . Para permitir que esse limite seja ignorado, preparações devem ser feitas para permitir que  $K_{LR}$  seja definido como zero. Esse limitador é descrito aqui para manter a consistência com o modelo original ST1A. Contudo, esse documento descreve

limites de sobreexcitação e subexcitação mais detalhadamente nas Cláusulas 9 e 10, respectivamente. Ainda que pra maioria dos sistemas de excitação uma ponte totalmente controlada seja empregada, o modelo também é aplicável a sistemas nos quais somente metade da ponte seja controlada. Neste caso, o limite negativo da tensão de campo é definido como zero ( $V_{RMIN} = 0$ ).

### 2.3 ESTABILIZADOR DE SISTEMA DE POTÊNCIA (PSS)

A função básica do estabilizador do sistema de potência, *power system stabilizer*, (PSS) é adicionar amortecimento às oscilações controlando a excitação por meio de sinais auxiliares de estabilização (KUNDUR, 1993). A Figura 2.7 mostra a forma generalizada de um PSS com entrada simples. Alguns sinais de entrada de estabilizadores comuns,  $V_{SI}$ , são velocidade, frequência e potência.  $T_6$  pode ser usada pra representar a constante de tempo do transdutor. O ganho do estabilizador é definido pelo termo  $K_S$  e o esmaecimento do sinal é definido pela constante de tempo  $T_5$ . No próximo bloco,  $A_1$  e  $A_2$  permitem que alguns dos efeitos de baixa frequência dos filtros torcionais de alta frequência, usados em alguns estabilizadores, sejam levados em conta. Quando não é usado para esse propósito, o bloco pode ser usado para auxiliar em ajustar as características de ganho e fase do estabilizador, se requerido. Os próximos dois blocos permitem dois estágios de compensação avanço-atraso, como definido pelas constantes  $T_1$  a  $T_4$ . Esse modelo mostra apenas os limites simples da saída do estabilizador,  $V_{STMAX}$  e  $V_{STMIN}$ . A saída do estabilizador,  $V_{ST}$ , é entrada dos modelos suplementares de controle descontínuo. Quando os modelos de controle descontínuos não são usados,  $V_S = V_{ST}$ .



**Figura 2.7.** Diagrama de Blocos do PSS modelo PSS1A

## 2.4 REGULADOR DE VELOCIDADE

Geradores síncronos conectados a uma rede de energia devem entregar o valor real solicitado de potência a uma tensão de saída e a uma frequência constante enquanto fornecem a potência reativa necessária à rede. O equilíbrio de potência reativa da rede está, por sua vez, intimamente associado com o equilíbrio do perfil de tensão (MOHAJERYAMI *et al.*, 2015). A fim de satisfazer esses requisitos, dois controles básicos são normalmente implementados em um gerador: o controle do governador da turbina de velocidade de carga e os controles associados ao sistema de excitação (CIGRÉ WORKING GROUP B5.04, 2011). O controle do governador da turbina é feito pelo regulador de velocidade, ele ajusta a entrada de água ou vapor na turbina, através de um sistema que possibilita o aumento ou diminuição da potência disponibilizada pela máquina durante o seu funcionamento no regime permanente.

O modelo utilizado neste trabalho, IEEEG1, (COMMITTEE, 1973), é aplicado a sistemas de turbina a vapor com o regulador de velocidade, e é ilustrado na Figura 2.8. Ele assume a pressão de vapor e temperatura constantes e é comumente referido como o controle primário ou resposta de frequência. Neste modelo, o bloco de zona morta está incluído e representa a banda morta intencional que o sistema de controle incorpora para prevenir o governador de responder às mudanças toleráveis, a ação do governador não retorna necessariamente a frequência ao normal após uma perturbação, mas apenas a estabiliza.

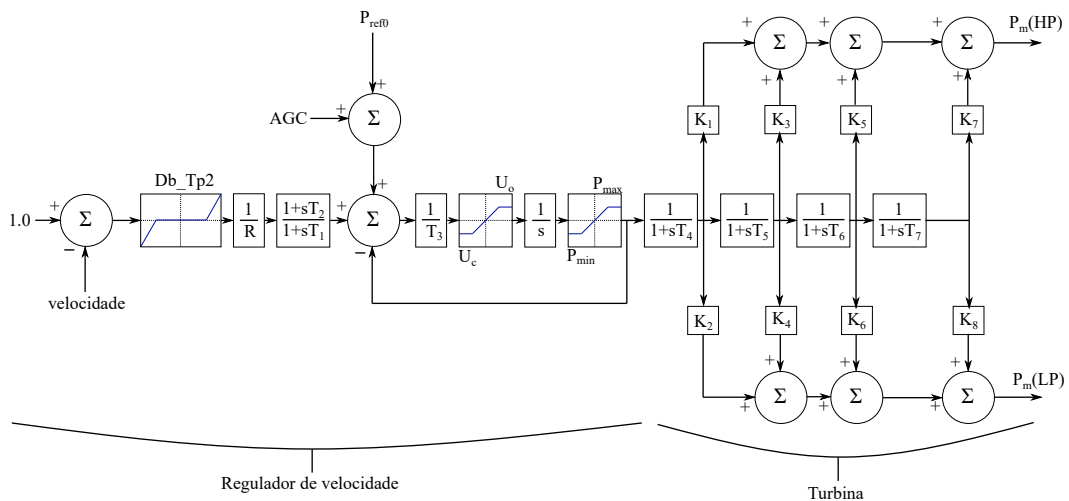


Figura 2.8. Representação do Diagrama de Blocos do IEEEG1



# PROTEÇÃO DE GERADORES SÍNCRONOS CONTRA CORRENTES DESBALANCEADAS

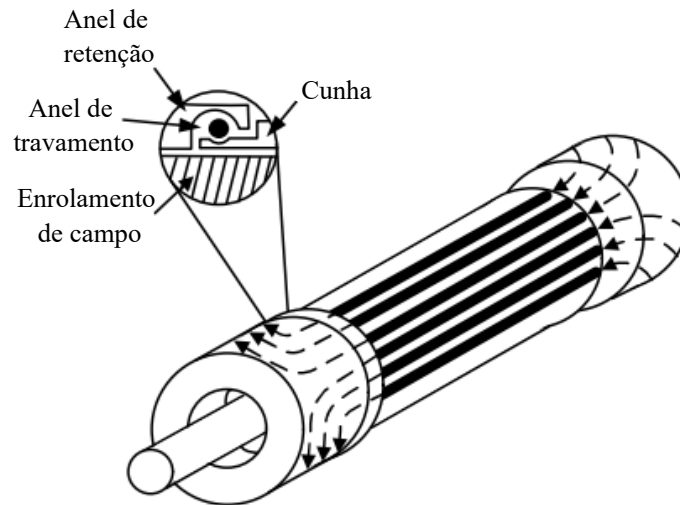
### 3.1 NATUREZA DAS CORRENTES DESBALANCEADAS

Durante a operação normal do gerador, as correntes que circulam no estator possuem mesma magnitude e estão defasadas em  $120^\circ$ , ou seja, trifásica equilibrada e de sequência positiva. Com isso o campo magnético também está em velocidade síncrona e defasado em  $120^\circ$ , girando da direção de rotação do rotor. Então, quando há um desbalanceamento nas correntes, efeito causado por linhas de transmissão não transpostas, cargas desbalanceadas, faltas assimétricas e fases abertas, surge a corrente de sequência negativa (REIMERT, 2006).

A corrente de sequência negativa que produz um campo magnético de rotação reversa no entreferro o qual produz uma pulsação de torque do eixo em duas vezes a frequência (KINDERMANN, 2008). A magnitude do torque é proporcional à corrente de sequência negativa por unidade no estator e as pulsações são transmitidas para ele, o caminho de corrente induzida resultante apresenta alta resistência elétrica à corrente induzida. O resultado é aquecimento rápido e danos devido à perda de integridade mecânica ou falha de isolamento que podem ocorrer em segundos (KUNDUR, 1993).

Em virtude da corrente de sequência negativa, o efeito peculiar que acontece na superfície do rotor força a corrente nos elementos de superfície do rotor. Na Figura 3.1, é possível observar que os enrolamentos são presos à estrutura do rotor por cunhas de metal nas quais são forçadas ranhuras nos dentes do rotor. As extremidades das bobinas são apoiadas contra a força centrífuga por anéis de retenção de aço que são ajustados por contração ao redor da estrutura do rotor. Este efeito que acontece na superfície do rotor faz com que a corrente de dupla frequência se concentre na superfície

dos polos, dentes e corpo do rotor, no caso de um rotor cilíndrico.

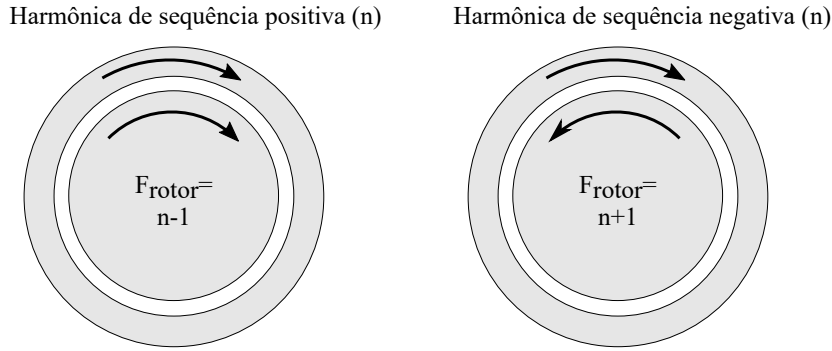


**Figura 3.1.** Representação da corrente na superfície de um rotor cilíndrico. Fonte: IEEE - Tutorial de proteção de geradores síncronos, 2011

As cunhas do rotor e as tiras metálicas abaixo das cunhas, localizadas perto da superfície do rotor, conduzem a corrente de alta frequência. Esta corrente flui ao longo da superfície para os anéis de retenção, rotor e cunhas. Apenas uma parte muito pequena desta corrente de dupla frequência flui para os enrolamentos de campo. No caso dos rotores de polos salientes, as correntes de dupla frequência também estão concentradas na superfície dos polos e dos dentes. Grande parte da corrente aparece no amortecedor dos enrolamentos. Em rotores cilíndricos, o aquecimento gerado pelas correntes desbalanceadas resulta no superaquecimento das cunhas a ponto de iniciar o rompimento da superfície. Em seguida, o aquecimento pode fazer com que os anéis de retenção se expandam e desencaixem do corpo do rotor. Em máquinas menores, a falha nos encaixes ajustáveis ocorre primeiro e, em máquinas maiores, a ruptura das cunhas ocorre primeiro. Ambos os modos de falha resultarão em tempo considerável de inatividade do equipamento para reparos no corpo do rotor.

Como pode ser visto na Figura 3.2, o estator induz uma corrente de dupla frequência (120 Hz) na presença da harmônica de sequência negativa na estrutura do rotor em uma camada relativamente fina, apresentando alta resistência e um fator de aquecimento elevado, que pode levar a danos à superfície do rotor e início de pequenas rachaduras.

Como dito, a corrente de sequência negativa produz um campo magnético de rotação



**Figura 3.2.** Representação da corrente induzida em harmônica de sequência positiva e negativa

reversa no entreferro. Durante esse fenômeno, as pulsações são transmitidas para fundação do estator e então pode se observar um torque pulsante. Em geral, os problemas associados à pulsação de torque são secundários às preocupações com o aquecimento do rotor (KUNDUR, 1993). Diante dos efeitos apresentados, no projeto do gerador deve ser incluído o limite de suportabilidade dinâmico, sendo a habilidade de resistir a altas correntes de sequência negativa por um curto período de tempo e também o índice de quanto o gerador pode suportar com aquela falha continuamente, sendo o limite de suportabilidade em regime permanente até que o dispositivo de proteção atue.

### 3.2 COMPONENTES SIMÉTRICAS

O método das componentes simétricas, também conhecido como Teorema de Fortescue (GLOVER *et al.*, 2012), é uma das ferramentas mais importantes na análise de sistemas de potência, principalmente para o estudo de sistemas trifásicos desbalanceados, correntes de curto-circuito assimétricas, modelos de máquinas rotativas e linhas de transmissão (DAS, 2017). Por meio das componentes simétricas, é possível transformar sistemas polifásicos desequilibrados em conjuntos de sistemas polifásicos equilibrados. Particularmente, no estudo de sistemas trifásicos, um sistema desequilibrado é transformado em três sistemas trifásicos equilibrados (KULKARNI *et al.*, 2017).

A transformação do domínio de fases no domínio de sequências é uma transformação linear. Considerando-se  $I_f$  o vetor de correntes de fases,  $I_s$  o vetor de correntes de

sequência e  $A$  a matriz de transformação de Fortescue, define-se:

$$I_f = AI_s, \quad (3.1)$$

onde

$$I_f = \begin{bmatrix} \bar{I}_a \\ \bar{I}_b \\ \bar{I}_c \end{bmatrix}, \quad (3.2)$$

$$I_s = \begin{bmatrix} \bar{I}_0 \\ \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix}, \quad (3.3)$$

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}, \quad (3.4)$$

com  $a = 1/\underline{120}$ .

Naturalmente, podemos obter as correntes de sequência a partir das correntes de fase pela transformação inversa

$$I_s = A^{-1}I_f, \quad (3.5)$$

onde

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}. \quad (3.6)$$

A equação 3.5 pode ser escrita na forma expandida

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_0 \\ \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_a \\ \bar{I}_b \\ \bar{I}_c \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

por meio da qual obtemos as correntes de sequência da fase A

$$\bar{I}_0 = \frac{1}{3}(\bar{I}_a + \bar{I}_b + \bar{I}_c), \quad (3.8)$$

$$\bar{I}_1 = \frac{1}{3}(\bar{I}_a + a\bar{I}_b + a^2\bar{I}_c), \quad (3.9)$$

$$\bar{I}_2 = \frac{1}{3}(\bar{I}_a + a^2\bar{I}_b + a\bar{I}_c). \quad (3.10)$$

As correntes de sequência de fase B e C podem ser obtidas defasando as correntes de sequência da fase A adequadamente. Contudo, como cada sistema gerado é equilibrado, em geral isso não é necessário, uma vez que podemos resolver o circuito pelo equivalente monofásico (GLOVER *et al.*, 2012). Cabe ressaltar que as componentes de sequência têm as seguintes características:

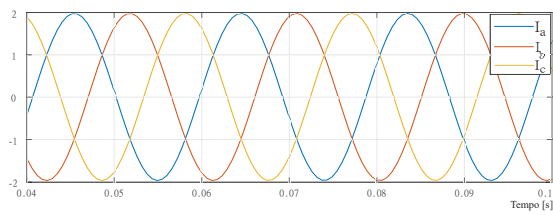
- Sequência Zero ( $\overline{I_0}$ ): composta por três vetores de mesmo módulo e com defasagem nula entre si;
- Sequência Positiva ( $\overline{I_1}$ ): composta por três vetores de mesmo módulo e defasados de  $120^\circ$  entre si. Segue a mesma sequência de fases que os fasores de origem;
- Sequência Negativa ( $\overline{I_2}$ ): composta por três vetores de mesmo módulo e defasados de  $120^\circ$  entre si. Segue a sequência de fases oposta aos fasores de origem.

As componentes de sequência positiva sempre estão presentes. As sequências negativa e zero, no entanto, só surgem em situações de desequilíbrio, sendo que a sequência zero em particular depende do envolvimento com o terra (DAS, 2017). Aqui, apresentou-se a transformação de componentes simétricas para as correntes, mas essa operação pode ser feita de forma análoga para tensões, de forma que:

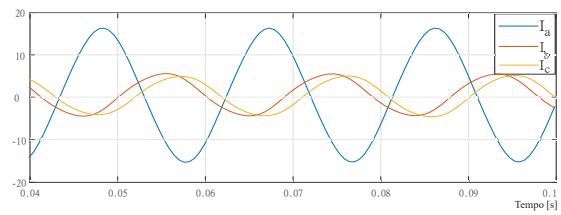
$$\begin{bmatrix} \overline{V_0} \\ \overline{V_1} \\ \overline{V_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{V_a} \\ \overline{V_b} \\ \overline{V_c} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

$$\begin{bmatrix} \overline{V_a} \\ \overline{V_b} \\ \overline{V_c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{V_0} \\ \overline{V_1} \\ \overline{V_2} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

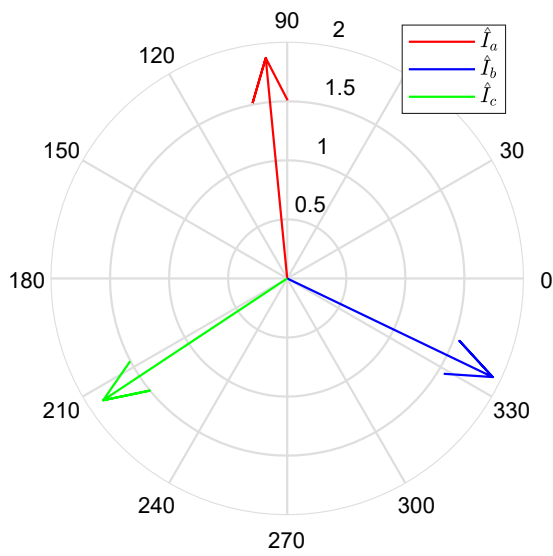
Na Figura 3.3, têm-se a representação gráfica das correntes equilibradas, na primeira coluna, e desequilibradas, na segunda coluna. Na situação em que as correntes de fase estão equilibradas, ou seja, defasadas em  $120^\circ$ , tem-se apenas a corrente de sequência positiva  $I_1$ , sendo  $\overline{I_2}$  e  $\overline{I_0}$  nulas, como pode se observar na Figura 3.3(e). Já na situação proposta na segunda coluna, há um desequilíbrio no qual pode ser observado que tanto  $\overline{I_2}$  e  $\overline{I_0}$  não são nulas, como pode ser visto na Figura 3.3(f) e as correntes de fase não estão defasadas em  $120^\circ$ , como mostrado nas Figuras 3.3(b) e 3.3(d).



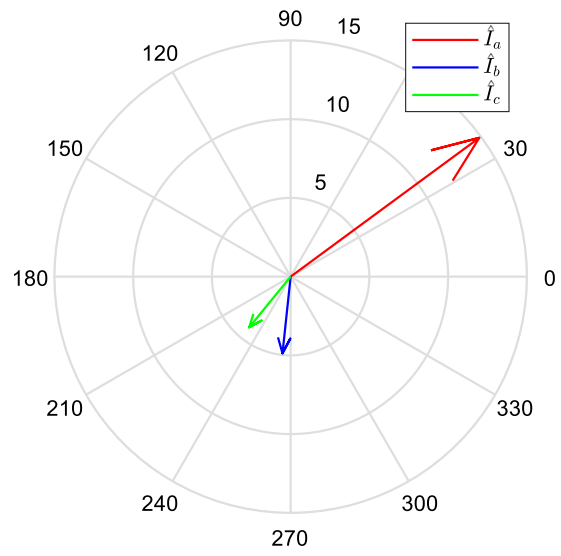
(a)



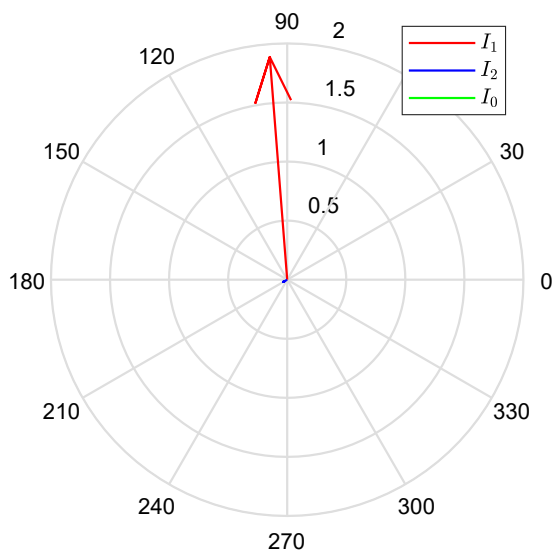
(b)



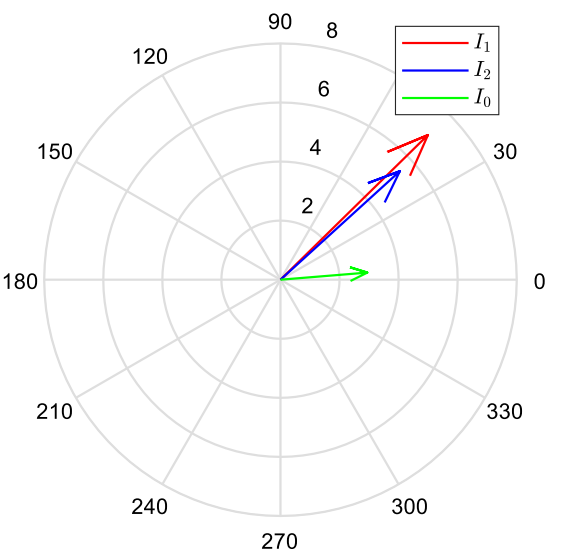
(c)



(d)



(e)



(f)

**Figura 3.3.** Representação de correntes equilibradas no domínio do tempo (a) e desequilibradas (b). Fasores de correntes equilibradas no domínio do tempo (c) e desequilibradas (d). Fasores de correntes equilibradas no domínio de seqüências (e) e desequilibradas (f).

### 3.3 CAUSAS PARA A CIRCULAÇÃO DE CORRENTES DESBALANCEADAS NO GERADOR

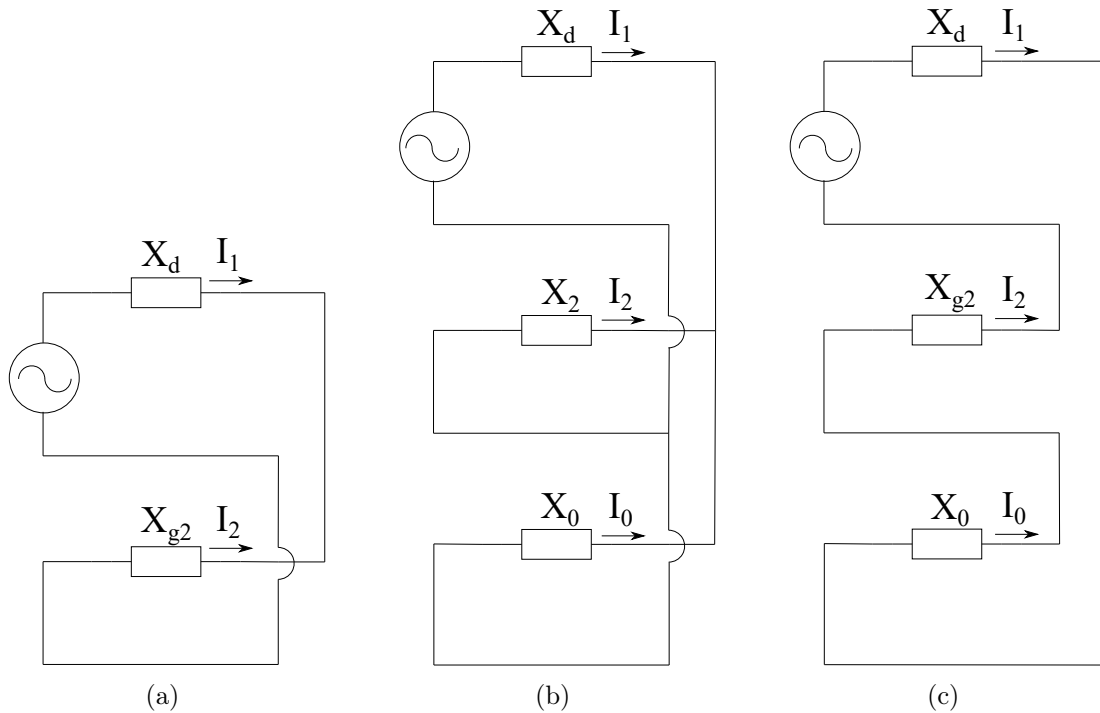
#### 3.3.1 Cargas Desbalanceadas

Como dito na Seção 3.2, todas as correntes trifásicas podem ser resolvidas em uma componente de sequência positiva com a mesma direção da rotação de fase, uma componente de sequência negativa tendo o oposto da direção da rotação de fase e uma componente de sequência zero. Quando as três fases estão balanceadas,  $\bar{I}_1$  possui o mesmo módulo de cada corrente de fase e  $\bar{I}_2$  e  $\bar{I}_0$  são zero. Já quando as correntes trifásicas não são balanceadas,  $\bar{I}_2$  e  $\bar{I}_0$  terão módulos na mesma proporção que o nível de desbalanço. Sendo que o circuito do gerador com aterramento do neutro de alta impedância tem  $\bar{I}_0$  desprezível (CIGRÉ WORKING GROUP B5.04, 2011).

#### 3.3.2 Falta Desbalanceadas

Faltas desequilibradas, sendo elas: faltas fase-fase, fase-terra ou bifásico-terra, produzem correntes de sequência negativa. Destas, a falta fase-fase é a mais grave do ponto de vista da corrente de sequência negativa (REIMERT, 2006). A razão para isso pode ser observada na Figura 3.4. Tem-se que  $\bar{I}_2$  resultante de uma falta à terra é limitada pela impedância de sequência positiva, negativa e zero, como mostram as Figura 3.4(b) e 3.4(c). Para uma falta fase a fase, representada na Figura 3.4(a), a corrente de sequência negativa é determinada apenas pelo positivo e impedância de sequência negativa e, portanto, maior.

A conexão de sequência de uma falta bifásica à terra mostra que as sequências zero e negativa estão conectadas em paralelo, como está representado na Figura 3.4(b). Dessa forma, tem-se uma corrente de sequência positiva maior do que para as outras duas condições de falta. Entretanto, como a corrente se divide entre as correntes de sequência zero e negativa, o resultado na corrente de sequência negativa do gerador é normalmente menor do que para a falta fase-fase. A gravidade relativa da falta bifásica-terra e da falta fase-terra depende das impedâncias de sequência negativa e zero. Na prática, uma



**Figura 3.4.** Representação de circuitos de seqüência para faltas fase-fase (a), faltas bifásica-terra (b) e faltas fase-terra (c)

grande impedância de aterramento limita nitidamente a corrente de seqüência negativa durante uma falha de aterramento. A impedância de terra também causa a corrente de seqüência negativa no gerador para uma falta bifásica-terra, aproxime-se de uma falta fase-fase.

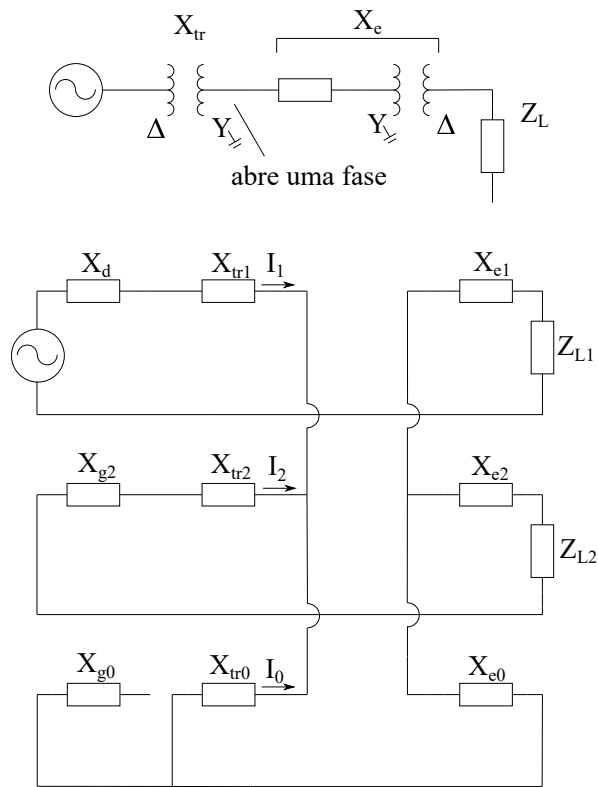
### 3.3.3 Circuitos Abertos

Uma fase aberta pode resultar da queda de um condutor ou da falha de um polo do disjuntor. No primeiro caso, a condição costuma ser acompanhada por uma falha detectável com retransmissão normal. No segundo caso, a condição pode não ser detectada pela proteção da LT. O efeito no gerador depende da localização da fase aberta e do nível de carga. Se a fase aberta for detectada entre os terminais do gerador e a saída de alta tensão do transformador, estando o gerador com carga total, isso resultará em uma corrente de seqüência negativa prejudicial (REIMERT, 2006).

Analisando a situação anterior para a mesma condição de carga, um polo aberto na LT resultaria em uma corrente de seqüência negativa menor no gerador. Quanto



mais linhas de rede terminarem na subestação de conexão com a unidade geradora, menor será a corrente desequilibrada no gerador (REIMERT, 2006). Dessa forma, em um local com muitas LTs, uma fase aberta em uma linha pode resultar em corrente de sequência negativa dentro da capacidade contínua do gerador, como será explicado na seção 3.4. A análise da condição de fase aberta está baseada na metodologia de componentes simétricas. A Figura 3.5 representa a fase “A” aberta do lado de alta do transformador.



**Figura 3.5.** Representação de abertura de fase em componentes simétricas

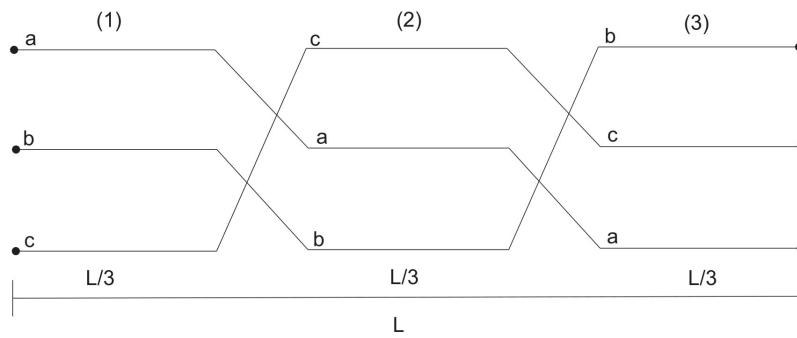
A impedância e a fonte são utilizadas devido ao fato de que a magnitude de  $\bar{I}_2$  associada a uma fase aberta é pequena (REIMERT, 2006). Como a proteção contra correntes desbalanceadas não possui atuação instantânea, como será mostrado na seção 3.4, assim o gerador é considerado em regime permanente e por isso  $X_d$  e a fonte estão representados no circuito. A configuração de aterramento do sistema tem efeito na seqüência negativa do gerador, como pode ser observado que os terminais local e remoto possuem transformadores delta aterrados em estrela. Sem as conexões de aterramento  $X_{tr0}$  e  $X_{e0}$ , a impedância de seqüência zero seria infinita e a conexão de seqüência zero aberta. Com a carga conectada ao enrolamento de delta, não há seqüência zero

para fluir na carga, assim a impedância de carga não está incluída na sequência zero da rede. Essas conexões devem ser consideradas ao construir o diagrama de sequência para outras configurações do sistema (REIMERT, 2006).

#### **3.3.4 Assimetrias no Sistema**

As linhas de transmissão no Brasil costumam ter uma extensão considerável, isto ocorre porque as grandes centrais geradoras normalmente estão situadas a distâncias consideráveis dos centros consumidores de energia. Analisando uma LT, observa-se que os valores de tensão, de corrente e de frequência medidos em cada um dos extremos podem ser divergentes, devido ao efeito eletromagnético provocado pela linha. Este desequilíbrio depende quase exclusivamente de geometria da linhas (FLORES, 2006) e para restaurar o equilíbrio é feita a transposição da LT, que consiste em fazer com que cada fase ocupe cada uma das posições nas torres por igual distância.

No caso de uma linha trifásica, três são as posições possíveis e deve ser feito com que cada fase ocupe por  $1/3$  do comprimento da linha cada uma das três posições (GLOVER *et al.*, 2012), como representado no Figura 3.6. O submódulo 4.3 do Operador Nacional do Sistema Elétrico indica que as LT de comprimento superior a 100 km devem ser transpostas com um ciclo completo de transposição. Caso a LT não seja transposta, o desequilíbrio de tensão de seqüências negativa e zero deve estar limitado a 1,5%, em vazio e a plena carga. Então, a transposição numa linha de transmissão consiste em fazer com que cada fase ocupe cada uma das posições nas torres por igual distância e é de suma importância para evitar correntes desbalanceadas nos geradores (FLORES, 2006).



**Figura 3.6.** Transposição de uma linha de transmissão em três trechos

### 3.4 FUNÇÃO DE PROTEÇÃO (ANSI 46)

Os relés são dispositivos que têm como objetivo realizar comandos pré determinados, variando de acordo com a variável que deseja o controle, seja o tempo para relés temporizadores, a temperatura para relés térmicos ou níveis de corrente para relés de proteção. Nesse trabalho, o relé SEL-700G da *Schweitzer Engineering Laboratories* será utilizado para estudo de proteção contra correntes desbalanceadas. O diagrama da Figura 3.7 indica as principais funcionalidades do relé 700G. A proteção que atua nas correntes desbalanceadas é a número 46 e seu acionamento é baseado pela capacidade de resistência a severas correntes de sequência negativa.



**Tabela 3.1.** Suportabilidade da Corrente de Sequência Negativa em Regime Permanente

<b>Tipo de gerador</b>	<b>Característica</b>	$\overline{I}_2$ em % de $I_N$
<b>Polos Salientes</b>	Com enrolamento amortecedor	10%
	Com enrolamento amortecedor desconectado	5%
<b>Rotor Cilíndrico</b>	Resfriamento indireto	10%
	0 a 960 MVA com resfriamento direto	8%
	961 MVA a 1200 MVA com resfriamento direto	6%
	1201 a 1500 MVA com resfriamento direto	5%

culado como a integral da corrente de sequência negativa acumulada durante o evento, como mostrado da equação 3.13. Um método prático para determinar o efeito de  $I_2^2 t$  é calcular a corrente de sequência negativa para pequenos incrementos de tempo durante a condição de desequilíbrio, então se torna a soma dos acumulados de  $I_2^2 \Delta t$  (REIMERT, 2006).

$$K = \int_0^T I_2^2 dt \quad (3.13)$$

A Equação 3.13 expressa a capacidade do gerador de curto prazo como função da integral da corrente de sequência negativa que o gerador pode suportar durante o intervalo de tempo  $T$ . A suportabilidade da corrente de sequência negativa em regime permanente é determinada por normas do *IEEE*, sendo a C50.12-1982 para geradores de polos salientes e a C50.13-1989 para geradores de rotor cilíndrico. Ambas determinam o valor máximo da corrente de sequência negativa  $\overline{I}_2$  variando de 5 a 10% do valor nominal da corrente de armadura (KINDERMANN, 2008).

A Tabela 3.1 indica, de acordo com as características do gerador, qual é o valor de  $\overline{I}_2$  contínuo máximo permissível sem que a condição de desbalanço gere avarias na estrutura do gerador, ou seja, sem que a proteção 46 precise atuar. Por exemplo, um gerador de polos salientes com enrolamento amortecedor suporta que a corrente de sequência negativa seja até 5% do valor da corrente nominal do gerador antes que o relé de proteção reconheça o desequilíbrio como tal. Por outro lado, o aquecimento relativo durante o desbalanço é dado pela equação 3.13 e os valores de  $K$  são tabelados na norma do IEEE C37.102-1995 e estão apresentados na tabela 3.2.

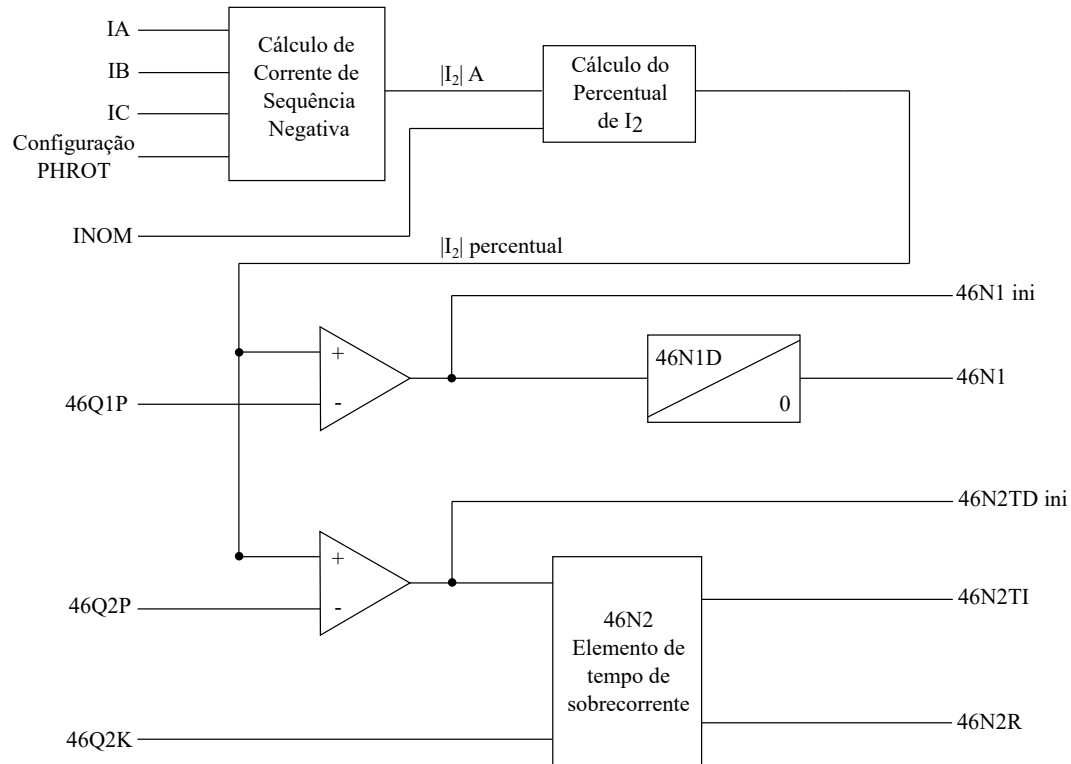
**Tabela 3.2.** Valores de  $K$

<b>Tipo de Rotor</b>	<b>Característica</b>	<b>Valores de K</b>
<b>Polos Salientes</b>	Com enrolamento amortecedor	40
	Com enrolamento amortecedor desconectado	40
<b>Cilíndrico</b>	Resfriamento indireto	30
	$\leq 800$ MVA com resfriamento direto	10
	801-1600 MVA com resfriamento direto	$10 - 6,25 \times 10^{-3}(S - 800)$

### 3.4.1 Relé 700G - SEL

O esquemático da Figura 3.8 indica a lógica dos elementos de sobrecorrente de sequência negativa. Como mostrado na Figura 3.7, as variáveis que alimentam os relés de proteção são oriundas do secundário do transformador de corrente (TC), assim os relés não precisam ser robustos para suportarem valores de entrada da faixa de  $kA$  ou  $kV$ . Dessa forma, as entradas das correntes de fase IA, IB, IC são valores que apresentam relação de transformação de acordo com o TC utilizado. Todas as demais entradas são ajustes definidos de acordo com a seção 3.4.

Neste esquema de proteção, com base nas correntes de fase IA, IB E IC e da sequência de fases definido em PHROT, o relé calcula o módulo da corrente negativa  $|\overline{I}_2|$  em ampère. De posse desse valor, ele é comparado com a corrente nominal do gerador, INOM, para que assim se obtenha o quanto a corrente de sequência negativa representa em percentual de INOM. A partir disso, a lógica é dividida em nível 1 e nível 2. Sendo o nível 1 composto por alarmes que tem o intuito de avisar o operador/sistema sobre a condição de desbalanço em dois diferentes estágios e o nível 2 possui a lógica de *trip* para abertura do disjuntor do gerador síncrono.



**Figura 3.8.** Esquemático da proteção de corrente negativa do relé 700G

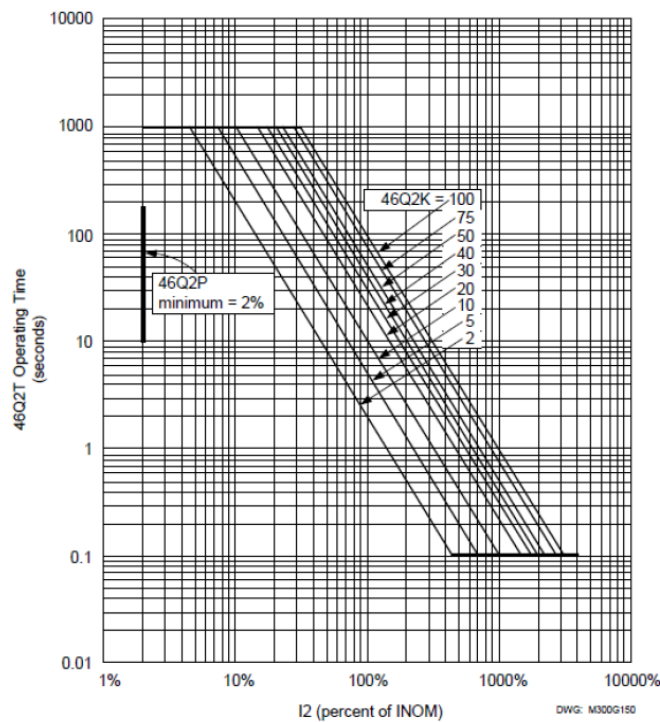
No nível 1, a entrada 46Q1P é o ajuste igual ou menor que a capacidade de corrente de desequilíbrio contínuo do gerador, definido preferencialmente com base na Tabela 3.1, ou de acordo com os procedimentos de segurança definidos pela empresa que faz uso da proteção, desde que com valores menores que os apresentados pelo IEEE. Assim, teoricamente a entrada 46Q1P do relé SEL-700G aceita valores de 2% a 100%, mas sendo usuais valores de 2% a 12%. Com o valor da entrada 46Q1P definido, é feita uma comparação com o valor do módulo de  $\bar{I}_2$  percentual. Se  $|\bar{I}_2|$  percentual for maior que o valor setado em 46Q1P, tem-se a saída 46N1 ini, a qual é uma *flag* de tempo que muda de estado no momento em que essa condição acontece. 46N1D é um delay como objetivo evitar atrasos indesejados nos alarmes de desequilíbrio de corrente e é ajustado de forma que seja maior do que o tempo máximo dos períodos com correntes de desequilíbrio normal, incluindo o tempo de eliminação deste no sistema. Então a saída 46N1 é o instante de tempo de 46N1ini adicionado de um *delay*. Ressalta-se que estas variáveis do relé são responsáveis apenas pelo envio do alarme para acompanhamento da situação, mas não enviam nenhum comando de trip para o disjuntor do gerador.

No nível 2, a entrada 46Q2P possui as mesmas indicações de ajuste que 46Q1P,

podendo ou não ser ajustado com o mesmo valor, dependendo então do objetivo da companhia ou do estudo para essa variável de entrada de nível 2. O segundo comparador está conectado a corrente  $|\overline{I}_2|$  percentual e a entrada 46Q2P. Após a comparação, tem-se que a saída será 46N2TD ini que é semelhante a 46N1 ini, pois é uma *flag* de tempo que muda de estado no momento em que  $|\overline{I}_2|$  percentual é maior que o valor setado em 46Q2P. A entrada 46Q2K tem como descrição ser um ajuste igual ou menor que a capacidade de corrente de sequência negativa de curto tempo, definida pelo IEEE pelo valor de K, como mostra a tabela 3.2.

Em nível 2, 46Q2K e 46N2TD ini são as entradas para o bloco 46N2, que determina o tempo de atuação. Nele, o algoritmo de proteção usa o elemento de sobrecorrente de sequência negativa de tempo definido e o elemento de sobrecorrente de sequência negativa de tempo inverso para *trip*, como ilustrado na Figura 3.9, do Roteiro de Ajustes do relé SEL-700G. Nesse sentido, no bloco de cálculo de sobrecorrente, a curva atrelada ao valor de 46Q2K é escolhida e a saída 46N2TI é dada pela equação 3.14.

$$46N2TI = \frac{46Q2K}{\left(\frac{I_2}{INOM}\right)^2} \quad (3.14)$$



**Figura 3.9.** Característica de operação dos elementos de sobrecorrente de sequência negativa

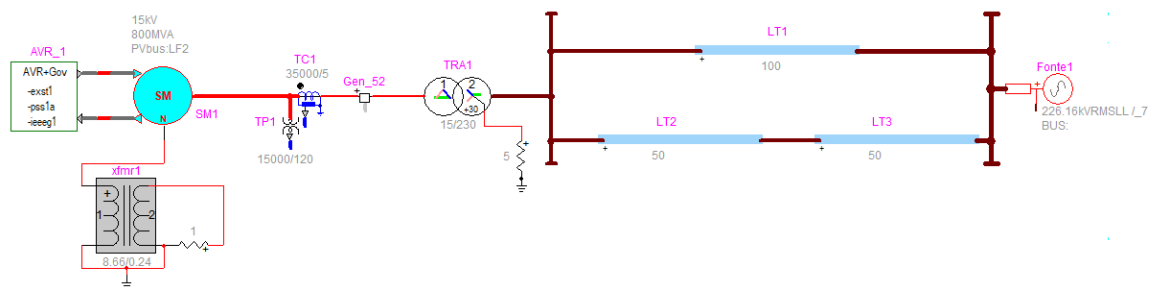


A saída  $46N2R$  é um *reset* para que o alarme da proteção 46 seja zerado. Em uma situação em que o valor escolhido para  $46Q2P$  seja 2% e a o valor de K seja 10, então  $46Q2P = 0,02$  e  $46Q2K = 10$ . Assim no momento em que  $|\bar{I}_2|$  percentual for maior que o valor definido em  $46Q2P$  é ativado o contador  $46N2TD$  *ini*. Simultaneamente o elemento de tempo de sobrecorrente inverso aguarda o momento em que a integral de  $I_2^2t$ , que representa a energia acumulada no rotor, ultrapassa o valor definido de  $46Q2K$ , pois é neste momento que o *flag*  $46N2TI$  adquire estado lógico 1, o que acontece exatamente no tempo fornecido pela equação 3.14. Nesse instante, pode ser confirmado que a corrente de sequência negativa ultrapassou os limites de suportabilidade de curto período do gerador e o envio de *trip* para a abertura do disjuntor é enviado para não haver danos na estrutura do gerador.

## RESULTADOS

### 4.1 DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE POTÊNCIA

O sistema elétrico utilizado para avaliar a proteção de geradores síncronos contra correntes desbalanceadas está representado na Figura 4.1. O sistema elétrico foi modelado no EMPT-RV.



**Figura 4.1.** Sistema da Modelagem Computacional

O seguinte sistema elétrico foi modelado no EMPT-RV, sendo composto por: o gerador síncrono (SM1) de 800 MVA e 15 kVA está representado com o seu sistema de controle, AVR, PSS e IEEEG1. Conectado ao neutro do gerador, tem-se o transformador de aterramento (TRA1) de 15 MVA. Nos terminais da máquina, é conectado o Transformador de Potencial (TP1) de relação 15000/120, e o Transformador de Corrente (TC1), cuja relação de transformação é 35000/5. O gerador é conectado ao transformador elevador, TRA1, com relação de 15/230 kV. Já no sistema de transmissão em 230 kV, têm-se duas linhas 100 km, conectadas em paralelo, ligadas a um sistema remoto. É neste trecho de alta tensão, após o lado de alta do transformador, que serão aplicadas as condições requeridas para a avaliação da proteção de geradores síncronos contra correntes desbalanceadas.

A Tabela 4.1 apresenta os principais parâmetros dos componentes utilizados no sistema.

**Tabela 4.1.** Parâmetros da Simulação do Sistema Elétrico de Potência

Componente	Parâmetros	
Gerador Síncrono	Potência Nominal	800 MVA
	Frequência	60 Hz
	Número de Polos	2
	Rotor	Cilíndrico
	Refrigeração	Direta
	$R_s$	0.0025 pu
	$X_d$	1.520 pu
	$X_q$	1.390 pu
	$X_d'$	0.530 pu
	$X_q'$	0.653 pu
	$X_d''$	0.253 pu
	$X_q''$	0.298 pu
	Sistema de Excitação	ST1A
PSS	PSS1A	
Governador	IEEE G1	
Transformador	Conexão	dY1
	Relação	15/230 kV
	Impedância	0.375 pu
Linha de Transmissão	Impedância	$0.1+j0.37 \Omega/km$
	Comprimento	100 km
Sistema Remoto	Tensão	230 kV
	$Z_+$	$0.0174+j0.0499 \Omega$

## 4.2 AJUSTE DA FUNÇÃO ANSI 46

Em primeiro lugar, é utilizada a relação de  $\overline{I_2} pu$  a qual é a corrente de sequência negativa dividida pela corrente nominal do gerador, sendo esta também com valores de referência da relação do TC1, logo:

$$I_2 pu = \frac{I_2}{I_{NOM}} \quad (4.1)$$

Para o gerador síncrono utilizado será adotado que 46Q1P, que diz respeito ao limite de suportabilidade em regime permanente, é de 0.04 (4% da corrente nominal), e neste momento o *flag* 46N1ini é ativado, representando o início de uma contagem. Em seguida, o *flag* 46N1 é ativado após 3 segundos, e o alarme é de fato enviado. Por outro lado, 46Q2P é setado em 0.08 (8% da corrente nominal), representando o limiar da suportabilidade de curta duração da máquina. Por outro lado, o gerador síncrono utilizado tem potência de 800 MVA, rotor cilíndrico e com refrigeração direta, logo,

de acordo com a Tabela 3.2, possui  $K = 10$ . Apartir disso, o tempo de *trip* depende da curva de tempo inverso escolhida para o gerador, sendo então,  $46Q2K=10$ . Dito de outra maneira, o tempo de *trip* fornecido pela curva  $K=10$  é exatamente o tempo que a energia acumulada demora para atingir este valor,  $K=10$ . Considerando  $PHROT = ABC$ , estes valores são utilizados em todas as simulações dos casos apresentados neste capítulo.

### 4.3 AVALIAÇÃO DO CENÁRIO COM CARGAS DESBALANCEADAS

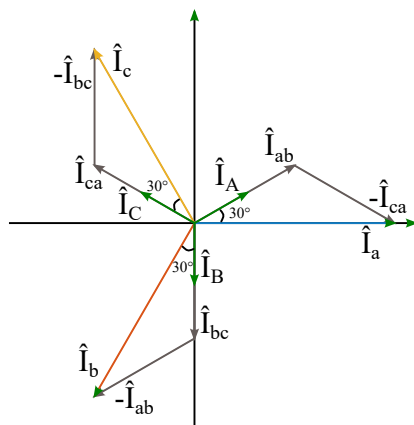
Com o intuito de avaliar a proteção de geradores síncronos contra correntes desbalanceadas, uma carga de  $30 \Omega$  na fase A foi inserida na LT a 20 km do terminal de alta tensão do transformador  $TRA1$  no instante de tempo igual a 2 segundos. Para isso, os comprimentos de  $LT2$  e  $LT3$  foram ajustados em 20 km e 80 km, respectivamente. No instante de tempo igual a 10 segundos, uma carga de  $30 \Omega$  foi conectada na fase B, também a 20 km de distância do terminal de 230 kV do  $TRA1$ . Dessa forma, nos gráficos apresentados a seguir, tem-se, de 2 a 10 segundos, a resposta das variáveis apresentadas para uma carga de  $30 \Omega$  desbalanceada na fase A da LT. E, de 10 a 50 segundos, são apresentadas as respostas para a adição da outra carga de  $30 \Omega$  na fase B. Lembrando que a modelagem da inserção de uma carga desbalanceada se assemelha a um curto circuito.

A conexão dY1 do transformador indica que  $TRA1$  possui o lado de 15 kV conectado em delta e o lado de 230 kV conectado em estrela. O lado de delta (BT) está adiantado  $30^\circ$  em relação ao lado conectado em estrela (AT). Na avaliação da forma como as correntes do AT se refletem no lado BT, verifica-se que as transformações se dão do enrolamento conectado a fase A (AT) ao enrolamento entre as fases A e B (BT), do enrolamento conectado a fase B (AT) ao enrolamento entre as fases B e C (BT) e do enrolamento conectado a fase C (AT) ao enrolamento entre as fases C e A (BT). As equações para as correntes linha em uma conexão em delta se dão por:

$$\bar{I}_a = \bar{I}_{ab} - \bar{I}_{ca} \quad (4.2)$$

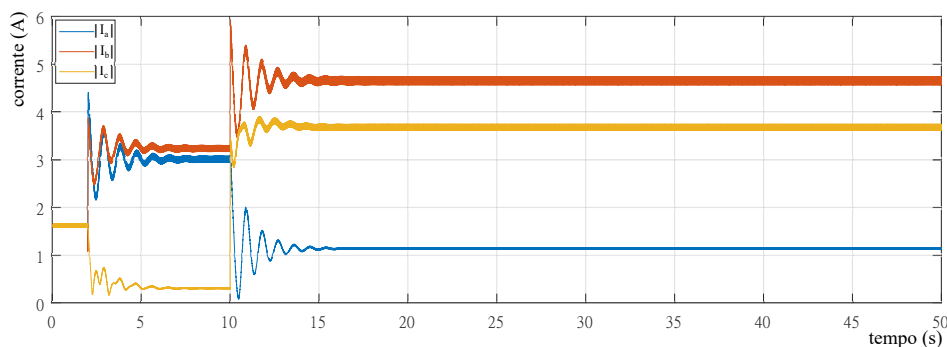
$$\bar{I}_b = \bar{I}_{bc} - \bar{I}_{ab} \quad (4.3)$$

$$\overline{I_c} = \overline{I_{ca}} - \overline{I_{bc}} \quad (4.4)$$



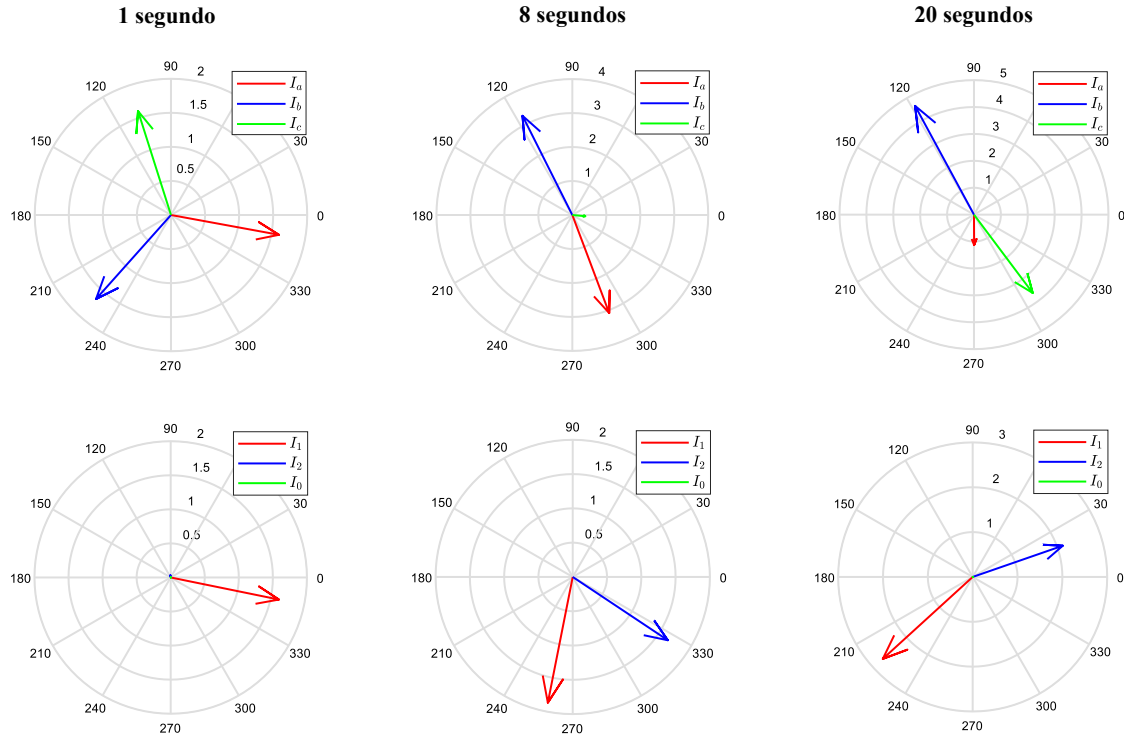
**Figura 4.2.** Diagrama fasorial das correntes do lado do gerador

Com a inserção de uma carga conectada à fase A na LT, há um aumento de corrente nesta mesma fase. Tal fato reflete no aumento da corrente  $\overline{I_{ab}}$  do lado de delta. Pelas equações 4.2, 4.3 e 4.4 e pelo diagrama da Figura 4.2, tem-se que os módulos das correntes de linha  $\overline{I_a}$  e  $\overline{I_b}$  aumentam. Além disso, como na conexão delta  $\overline{I_a} + \overline{I_b} + \overline{I_c} = 0$ ,  $\overline{I_c}$  diminui. De posse dessas informações, a análise de todos os casos apresentados neste capítulo pode ser feita.



**Figura 4.3.** Módulos das corrente de fase do gerador para o cenário de cargas desbalanceadas

Como esperado, em 1 segundo, as correntes de fase possuem o mesmo módulo e estão defasadas em  $120^\circ$ . No domínio de sequência, a corrente de sequência positiva está presente  $\overline{I_1}$ , já as correntes de sequência negativa e zero,  $\overline{I_2}$  e  $\overline{I_0}$ , são nulas. Em oito segundos, é quando há a conexão da carga na fase A, logo há um desbalanço que reflete na defasagem e nos módulos das correntes de fase. Já no domínio de sequência,

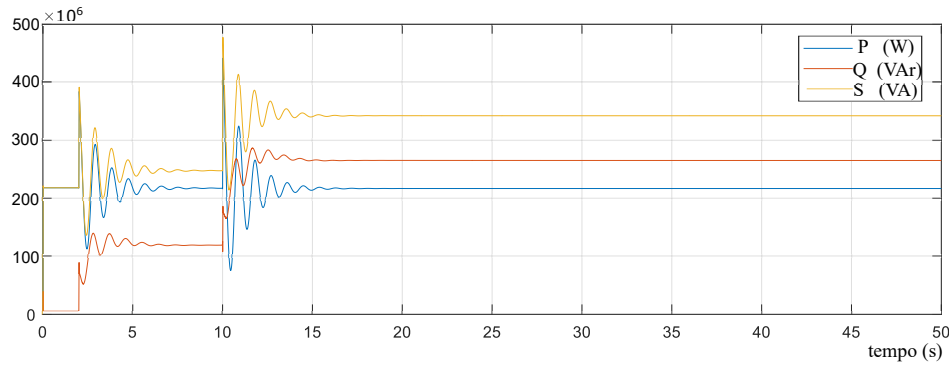


**Figura 4.4.** Representação dos fasores das correntes de fase (primeira linha) e de seqüência (segunda linha) em três instantes de tempo do desbalanço (primeira coluna = 1 segundo, segunda coluna = 8 segundos e terceira coluna = 20 segundos)

$\bar{I}_2$  se torna expressiva e não há  $\bar{I}_0$ , pois não é um falta com envolvimento com a terra. Em 20 segundos, o sistema está com a conexão de duas cargas desbalanceadas. O comportamento dos módulos de  $\bar{I}_a$ ,  $\bar{I}_b$  e  $\bar{I}_c$  são condizentes em ambos os gráficos da Figura 4.3 e 4.4. Ao acrescentar mais uma carga em uma fase diferente da anterior, o módulo de  $\bar{I}_2$  aumenta, comprovando que é um cenário de maior severidade para o gerador.

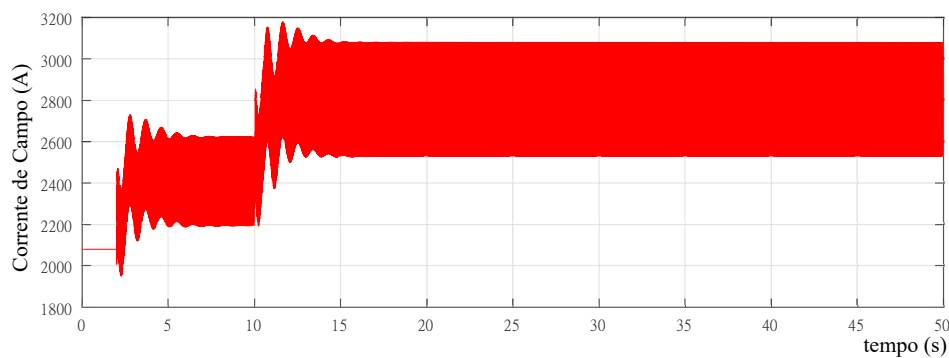
Apesar do desbalanço, a potência complexa (S) não ultrapassa o valor do gerador síncrono que é de 800 MVA, como mostrado na Figura 4.5. Entretanto no segundo desbalanço, a potência reativa (Q) possui amplitude maior que a potência ativa (P). A explicação teórica para este fato, começa com a análise da Figura 2.4, a qual representa o circuito equivalente monofásico do gerador síncrono. No circuito interno do gerador, há uma impedância interna, uma tensão interna e uma tensão terminal. Ao momento em que uma carga é conectada, é solicitada uma maior corrente do gerador, a qual é refletida em uma corrente que passa na impedância interna dos enrolamentos do estator. Com uma maior corrente, há uma queda de tensão maior nesta impedância

interna. Logo, se a queda de tensão na impedância interna é maior, significa que a tensão terminal vai ser menor. E se a tensão terminal é menor, o sistema de excitação injeta mais potência reativa, para assim realizar o controle da tensão interna.



**Figura 4.5.** Representação da potência ativa (P), potência reativa (Q) e potência complexa (S) do gerador síncrono durante o desbalanceamento

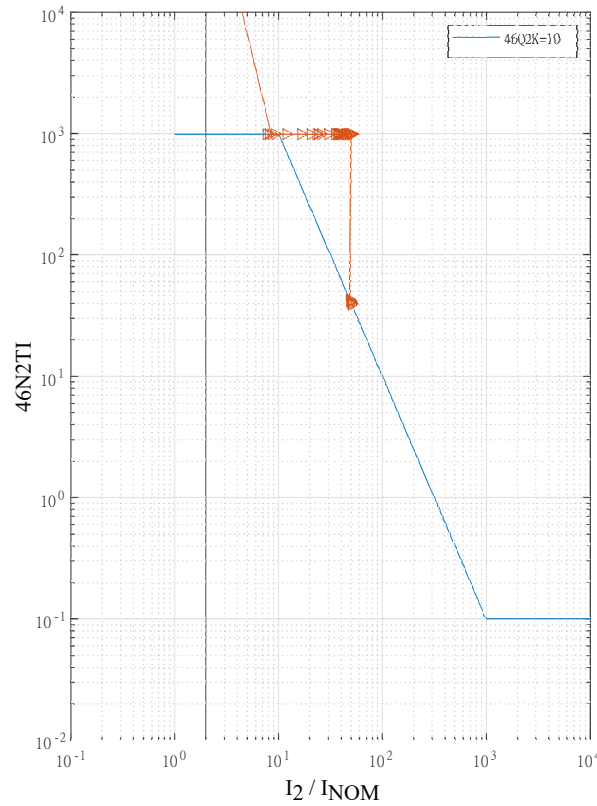
A Figura 4.6 complementa a análise feita, mostrando que de fato há um aumento na corrente que circula nos enrolamentos do estator. No instante que a carga é conectada na fase A, há um aumento da corrente de campo, e ainda ela tem um comportamento oscilatório. Com base na explicação dada anteriormente, a conexão da carga na fase B exige mais corrente do sistema e neste caso, o gerador aumenta a corrente de campo e ao mesmo tempo o sistema de excitação injeta potência reativa.



**Figura 4.6.** Corrente de Campo no Cenário de Cargas Desbalanceadas

A Figura 4.7 indica o gráfico com as curvas de tempo definido e de tempo inverso para  $46Q2K = 10$ . O caminho em laranja no gráfico é justamente a verificação que o algoritmo faz para fornecer o tempo de *trip* quando desbalanceamento em que  $\frac{I_2}{I_{NOM}}$  ultrapassa 8%. Isto é feito por meio da saída  $46N2TI$ , que adquire um estado lógico igual a 1

justamente no ponto sob a curva de tempo inverso em que a condição requerida se torna verdadeira, cujo tempo é também fornecido pela equação 3.14.



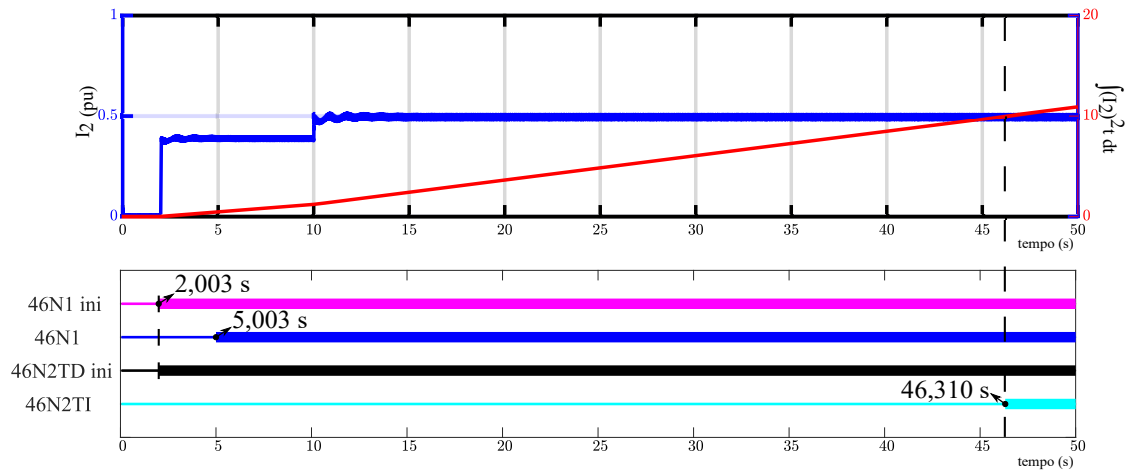
**Figura 4.7.** Resposta do desbalanço na curva  $K = 10$

A Figura 4.8 possui dois gráficos, o primeiro indica duas curvas:  $\overline{I_2}$  pu em azul e  $\int I_2^2 t dt$  em vermelho. A integral da corrente de sequência negativa ao quadrado no tempo é justamente o acumulado da energia no rotor em forma de aquecimento, sendo resultado dos acumulados de  $I_2^2 \Delta t$ , como explicado na seção 3.4. A integral antes do primeiro desbalanço é zero, logo após o instante de tempo igual a 2 segundos,  $\overline{I_2}$  pu aumenta e conseqüentemente a energia acumulada. Ao momento do segundo desbalanço, o comportamento desta curva é mais acentuada, pois  $\overline{I_2}$  pu aumentou, tornando a resposta do acumulado mais íngreme.

A suportabilidade térmica do gerador é representado por K e por conseguinte por  $\int I_2^2 t dt$  e  $46Q2K$ . Pelo diagrama da Figura 3.8, no bloco 46N2, quando K ultrapassar o valor definido, ou seja,  $K = 10$ , o algoritmo de proteção tem que atuar para que não ocorram danos ao gerador. O primeiro gráfico da Figura 4.8, indica justamente o instante em que a curva  $\int I_2^2 t dt$  atingiu o valor de 10, pois é neste momento que o



*trip* é atuado.



**Figura 4.8.** Resposta de  $\bar{I}_2$  pu, acumulado de  $\bar{I}_2$  e *flags* do algoritmo da proteção 46 para o cenário de cargas desbalanceadas.

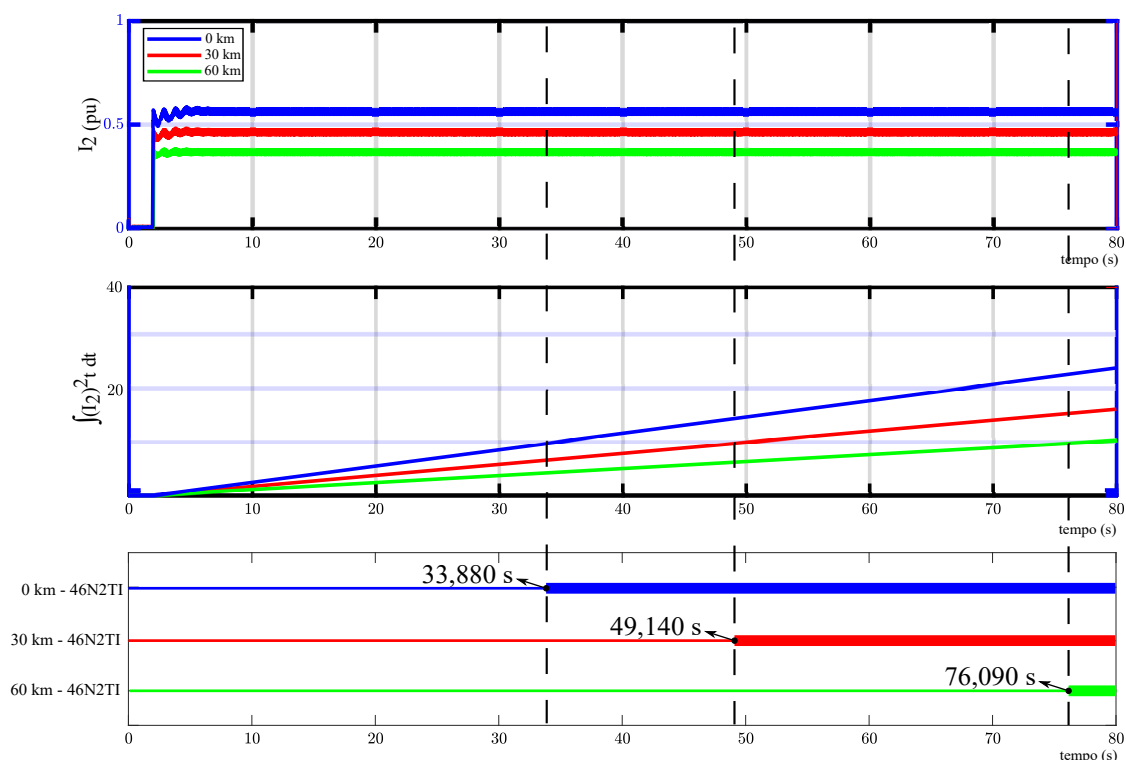
Em uma análise da atuação da função de proteção pro cenário proposto nesta seção, as informações contidas na Figura 4.8 são essenciais. A carga de  $30 \Omega$  é inserida na fase A no instante de tempo igual a 2 segundos e em nível 1, o relé indica que 4% de  $\frac{I_2}{I_{NOM}}$  foi atingido em 2,003 segundos, sendo *flag* 46N1 ini é ativado. Como definido no algoritmo, três segundos depois, em 5,003 segundos, o alarme 46N1 é enviado, informando que um desbalanço persiste por mais de três segundos depois da ultrapassagem do valor de 4%.

Em nível 2, o alarme configurado em 46N2TD ini também muda de estado quase instantaneamente devido a mudança abrupta da carga, informando que 8% de  $\frac{I_2}{I_{NOM}}$  foi atingido e superado, e agora o algoritmo vai fazer o monitoramento para avaliar a necessidade do *trip*. Como as duas cargas permanecem conectadas e o acumulado da corrente de sequência negativa atinge o valor de  $K = 10$  em 46,310 segundos, indicando a mudança de estado de 46N2TI.

#### 4.4 AVALIAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DA CARGA DESBALANCEADA

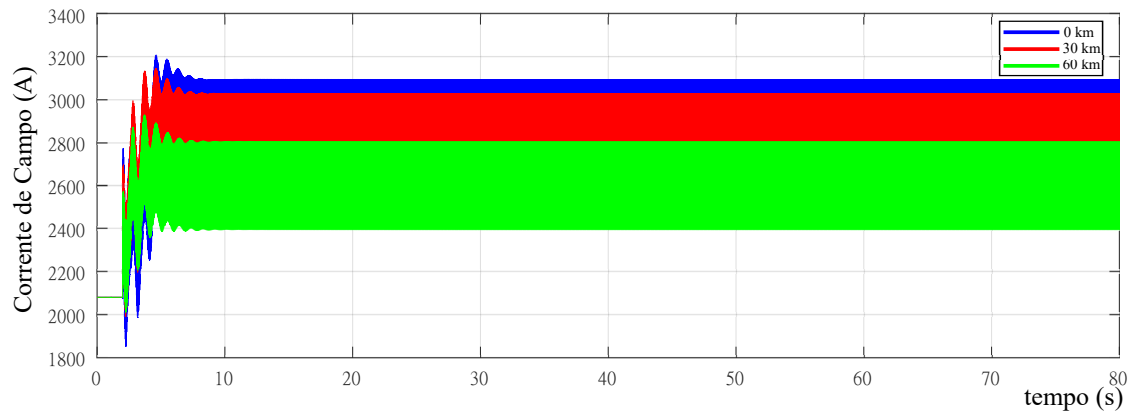
Neste cenário, o objetivo é avaliar atuação da proteção 46 ao se inserir uma carga de  $30 \Omega$  na fase A e uma carga de  $30 \Omega$  na fase B em três diferentes pontos da linha de transmissão, i.e., 0 km, 30 km e 60 km, sendo 0 km o ponto localizado imediatamente após o lado de alta do transformador.

A Figura 4.9 traz para cada distância a resposta de  $I_2 pu$ , do acumulado da corrente de sequência negativa e os *flags* de *trip* 46N2TI. Quando a carga bifásica é conectada a 0 km do gerador,  $\bar{I}_2 pu$  ultrapassa 50% e gera uma curva de acumulado de  $\bar{I}_2$  que atinge  $K = 10$  em 33,880 segundos, ou seja, 31,880 segundos depois do desbalanço o *trip* é atuado. Nos casos de 30 km e 60 km, observa-se uma menor severidade para a máquina, já que para 30 km a curva do acumulado da corrente de sequência negativa atinge  $K = 10$  em 49,140 segundos e para a localização da carga a 60 km, 46N2TI muda de estado em 76,090 segundos.



**Figura 4.9.** Resposta de  $\bar{I}_2 pu$ , acumulado de  $\bar{I}_2$  e *flags* do algoritmo da proteção 46 para o cenário de localização de cargas desbalanceadas.

A análise para este cenário indica que quanto mais perto do gerador, maior será o impacto da corrente de sequência negativa e assim mais cedo a proteção terá que atuar. A resposta da corrente de campo pode ser vista na Figura 4.10, a qual mostra que localização da carga também influencia diretamente na resposta da corrente de campo, e portanto na injeção de reativos ao sistema.



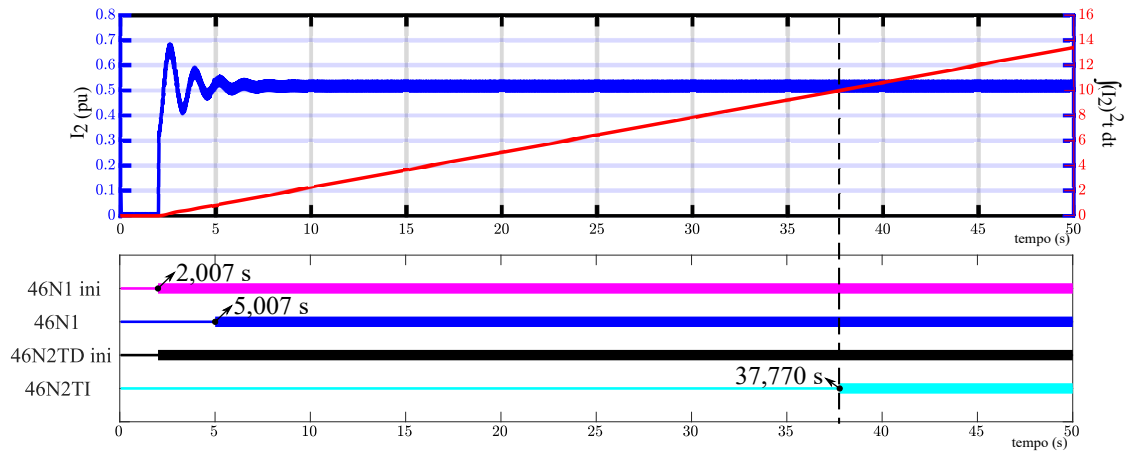
**Figura 4.10.** Resposta da corrente de campo para o cenário de localização decargas desbalanceadas

## 4.5 FASE ABERTA

Especificamente para este caso, a linha de transmissão de circuito duplo foi substituída por uma linha de transmissão com a metade do comprimento de forma a não alterar a impedância nesse trecho do sistema elétrico inicialmente modelado. Assim, a abertura monopolar dos disjuntores na fase A em ambas extremidades das LTs ocorre no instante de tempo igual a dois segundos. Como descrito na Seção 3.3.3, a corrente de sequência negativa é mais severa quando a abertura de fase ocorre entre o gerador e o lado de alta tensão do transformador. Entretanto, quando essa abertura de fase acontece no trecho da transmissão, ela é muito menos severa.

Diante disso, observa-se na Figura 4.11 que  $\bar{I}_2$  atinge o valor de pico de aproximadamente  $0,7 pu$ , estabilizando em torno de  $0,5 pu$ , comprovando ser um cenário de baixa severidade, quando comparado com os casos mostrados nesta seção. Aqui, a condição de alarme é atingida em 5,006 segundos, ativando o flag de alarme 46N1. A abertura de fase em condição permanente gera o *trip* em 37,770 segundos, pois é quando o acumulado de  $I_2^2t$ , representado pela curva em vermelho, se iguala ao valor

da curva de  $K = 10$ , sendo  $K=46Q2K$  no algoritmo de proteção.



**Figura 4.11.** Resultado da abertura de fase A em ambas as extremidades das LTs no instante de tempo igual a dois segundos.

#### 4.6 FALTAS ASSIMÉTRICAS

Para a avaliação da atuação da proteção contra correntes de sequência negativa em condições de faltas bifásicas, bifásicas-terra e fase-terra, a localização da falta foi determinada na LT a 30 km do terminal de alta tensão do transformador com resistência de falta de  $1 \mu\Omega$  e no instante de tempo igual a dois segundos.

A simulação constatou o que foi apresentado na seção 3.3.2 acerca da severidade de uma falta bifásica, como pode ser observado na Figura 4.12, na qual são apresentadas as curvas para  $\bar{I}_2 pu$ , acumulado de  $\bar{I}_2$  e os *flags* 46N2TI, que são os *flags* de *trip*. Como dito o curto AB apresenta valor de pico de  $1,5 pu$  e a curva da integral de  $I_2^2 t$  atinge o valor de  $46Q2K = 10$  em 7,238 segundos.

Quando a falta aplicada é bifásica-terra, o valor de pico de  $\bar{I}_2$  se aproxima de  $1,3 pu$  e o *flag* 46N2TI muda de estado em 9,495 segundos. A falta fase-terra é a menos severa, de acordo com as condições simuladas, apresentando o valor máximo da corrente de sequência negativa em  $0,7 pu$  e o *trip* atuado em 21,110 segundos.

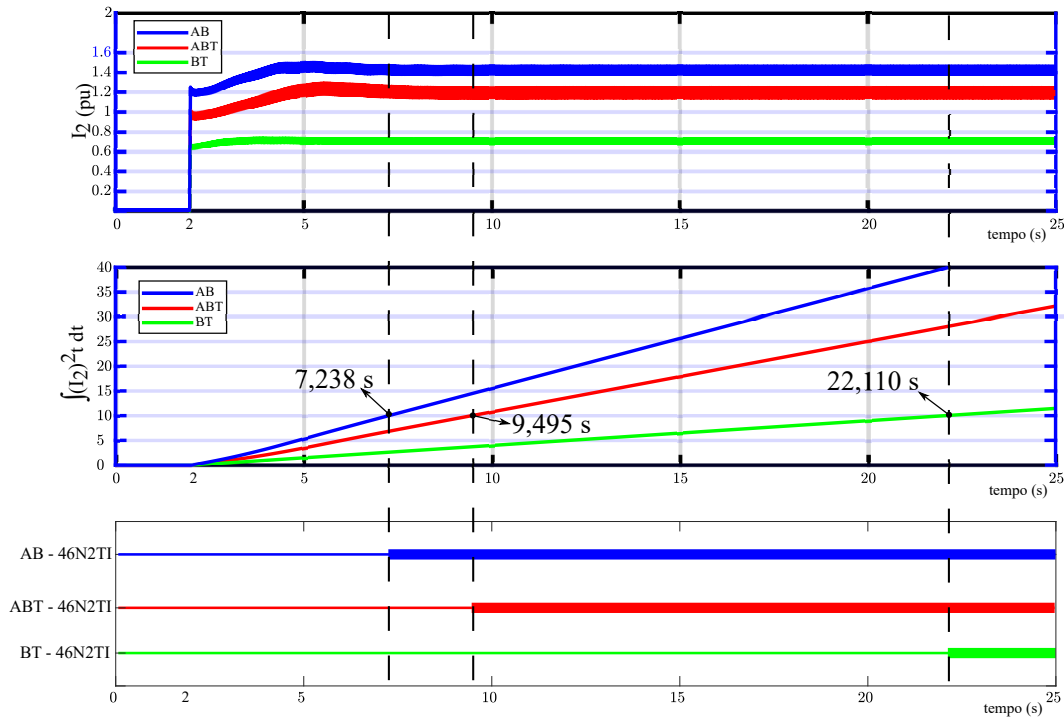


Figura 4.12. Resultado da avaliação da proteção 46 em faltas desbalanceadas.

#### 4.7 AVALIAÇÃO DA RESISTÊNCIA DE FALTA

Além de avaliar o tipo de falta aplicada em uma localização e resistência de falta definidas na Seção 4.6, também será feita a avaliação do esquema de proteção para diferentes valores de resistência de falta. Para isso, a localização da falta foi determinada na LT a 20 km do terminal de alta tensão do transformador no instante de tempo igual a dois segundos. A Figura 4.13 apresenta as três diferentes resistências de falta aplicadas, sendo  $1 \mu\Omega$ ,  $10 \Omega$  e  $25 \Omega$ .

A severidade observada no cenário de  $1 \mu\Omega$  reflete no menor tempo para a atuação do *trip*, sendo 6,184 segundos. Quando a falta AB é aplicada com  $10 \Omega$ , a curva do acumulado de  $I_2^2 t$  se torna menos íngreme, quando comparada a curva de  $1 \mu\Omega$ , refletindo no aumento do tempo para que atinja  $46Q2K = 10$ , assim 46N2TI muda de estado em 9,837 segundos. Já o cenário com resistência de  $25 \Omega$ , apresenta  $\bar{I}_2$  pu em 0,7, quase 1 pu a menos quando comparado a uma falta de  $1 \mu\Omega$ , dessa forma, o *trip* é atuado apenas em 22,130 segundos, diferença de aproximadamente 16 segundos quando comparado ao cenário de  $1 \mu\Omega$ . Dessa forma, é concluído que quanto maior a resistência de falta menor seja o desbalanço e assim menor seja  $\bar{I}_2$ .

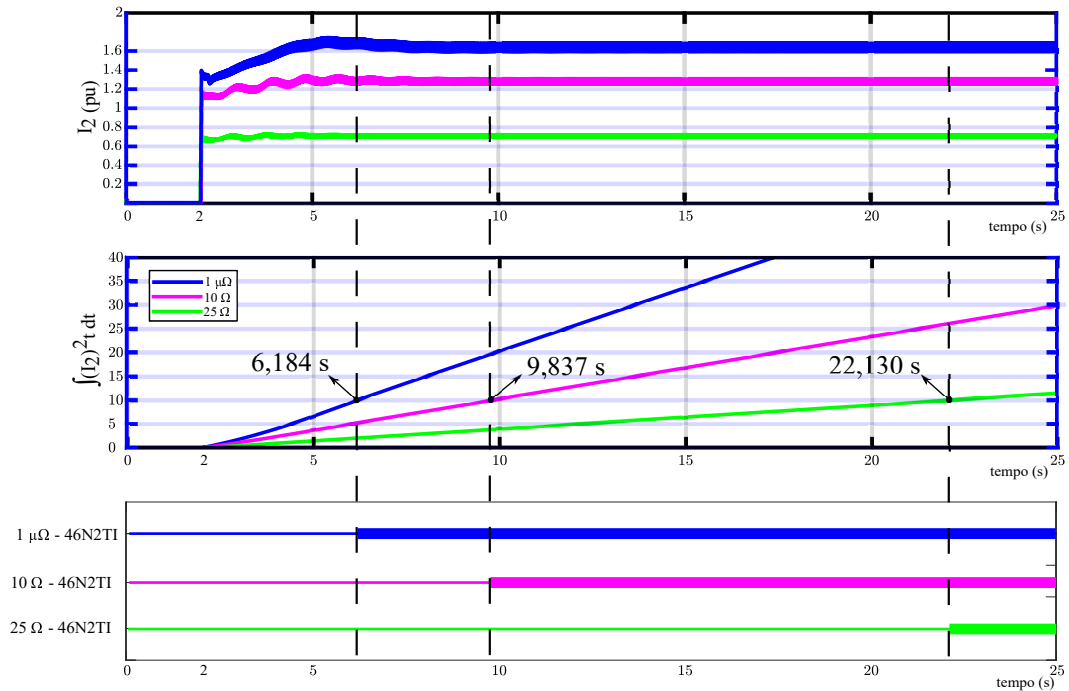
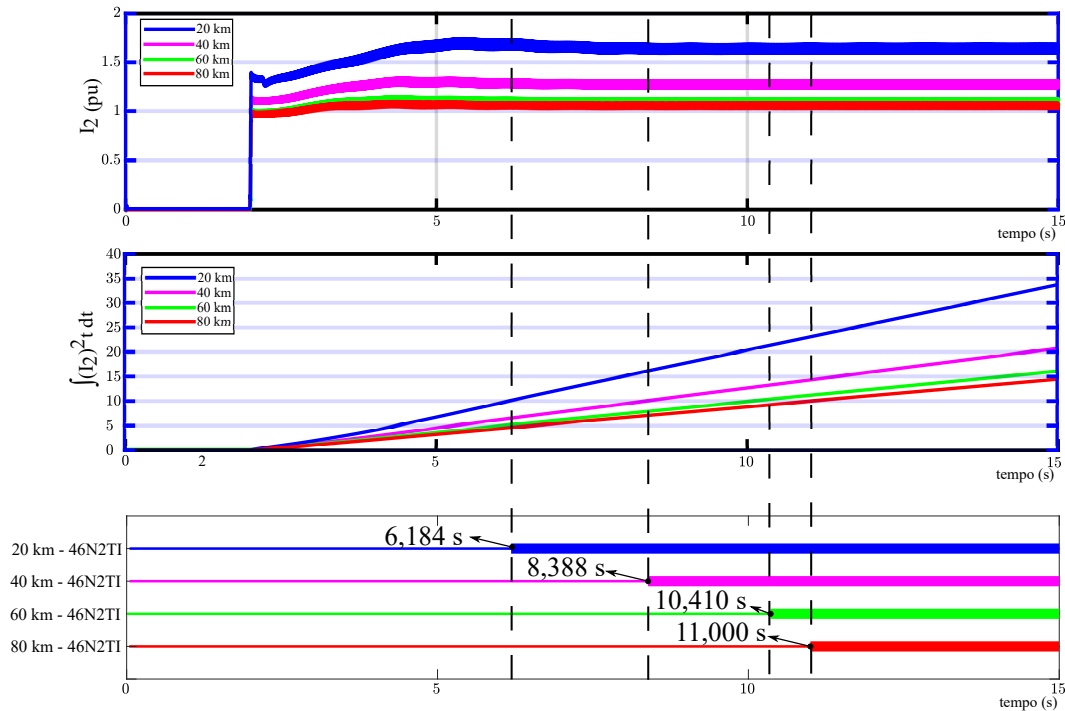


Figura 4.13. Resultado da avaliação da proteção 46 com diferentes resistências de falta.

#### 4.8 AVALIAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DA FALTA

No cenário da avaliação da proteção de geradores síncronos contra correntes desbalanceada, faltas mais próximas dos terminais do gerador geram maior desbalanço (REIMERT, 2006). A Figura 4.14 apresenta os resultados da simulação para uma falta AB com resistência de  $1 \mu\Omega$ , sendo a falta aplicada no instante de tempo igual a dois segundos na LT em 20 km, 40 km, 60 km e 80 km do lado de alta do transformador. Entre 20 km e 40 km, é perceptível a diferença do impacto da corrente de sequência negativa no gerador, comprovando que quanto mais perto do gerador maior é o impacto do desbalanço.

Em uma LT de 100 km, observa-se que, a partir de 60 km, os gráficos que representam os acumulados de  $I_2^2 t$  apresentam inclinações próximas, tal fato reflete na proximidade dos tempos de *trip* para 60 km e 80 km, com diferença de tempo de atuação de 60 km - 46N2I e 80 km - 46N2I em 590 ms. Tal relação não é mantida em 20 km - 46N2I e 40 km - 46N2I, que apresentam diferença em 2,204 segundos. Mostrando assim um comportamento não linear da relação tempo de atuação do *trip* com a localização da falta.



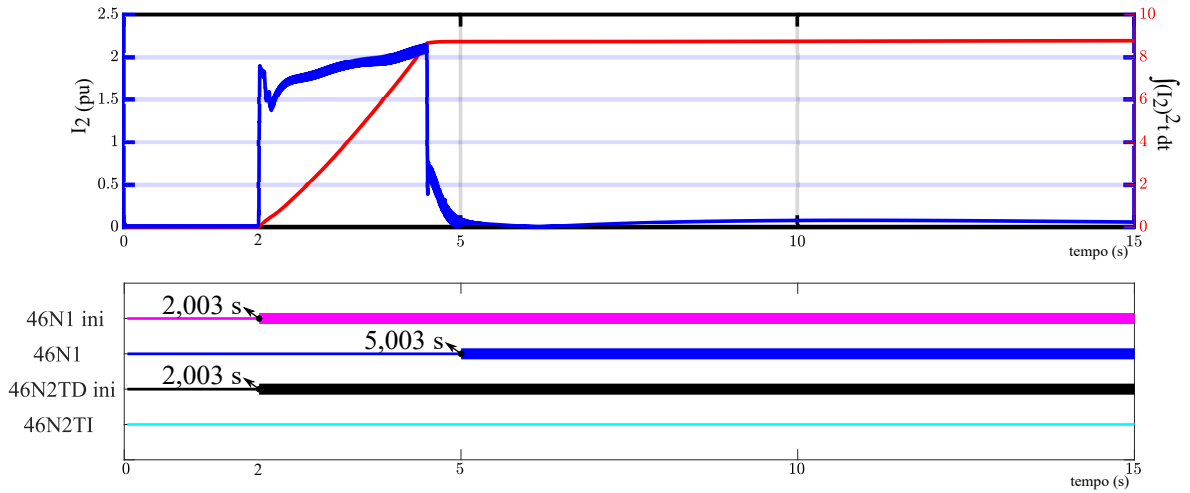
**Figura 4.14.** Resultado da avaliação da proteção 46 com diferentes localizações de falta

#### 4.9 FALTA EVOLUTIVA DO LADO DE ALTA DO TRANSFORMADOR

Neste cenário, uma falta bifásica AB com resistência de falta de  $1 \mu\Omega$  é aplicada do lado de alta do transformador no instante de tempo igual a dois segundos e evolui para uma falta trifásica ABC com mesma resistência em 4,5 segundos. De 0 a 2 segundos de simulação, o sistema está equilibrado e imediatamente após a aplicação do curto-circuito AB, os *flags* 46N1 ini e 46N2TD ini são ativados, indicando que a corrente de sequência negativa ultrapassa a condição de 4% e 8% da corrente nominal, respectivamente. E então em 5,002 segundos é atuado o alarme 46N1.

Durante a falta AB, a curva do acumulado de  $I_2^2 t$ , representada em vermelho na Figura 4.15, apresenta um comportamento similar aos casos já apresentados, mas antes de atingir o valor de  $46Q2K = 10$ , a falta AB evolui para ABC, e então, tem-se uma mudança no comportamento de  $\bar{I}_2 pu$ , já que a falta ABC é tida como equilibrada e assim fica claro o decaimento de  $\bar{I}_2 pu$ . Pela condição da falta ABC ser aplicada antes do acumulado de  $I_2^2 t$  atingir o valor de  $46Q2K = 10$ , o *flag* 46N2TI não é ativado. Ainda, é importante fazer a ressalva de que, embora a energia acumulada observada nesta figura permaneça fixa após a evolução do curto-circuito, na prática,

esta energia diminuiria em função de um modelo de resfriamento da máquina que não foi considerado neste trabalho.



**Figura 4.15.** Resultado da Falta Evolutiva AB para ABC do Lado de Alta do Transformador

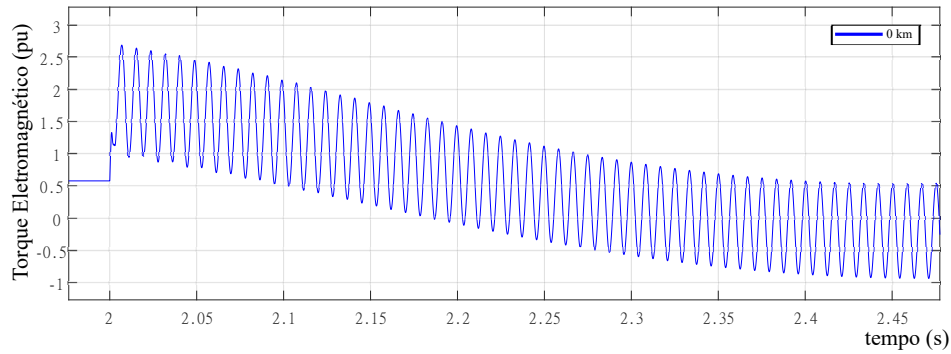
## 4.10 AVALIAÇÃO DO TORQUE ELETROMAGNÉTICO

Na seção 3.1, é dito que a corrente de sequência negativa que produz um campo magnético de rotação reversa no entreferro o qual produz uma pulsação de torque do eixo em duas vezes a frequência (120 Hz). Durante esse fenômeno, as pulsações são transmitidas para a fundação do estator e então pode ser observar um torque pulsante.

### 4.10.1 Avaliação do Torque Eletromagnético no Cenário de Cargas Desbalanceadas

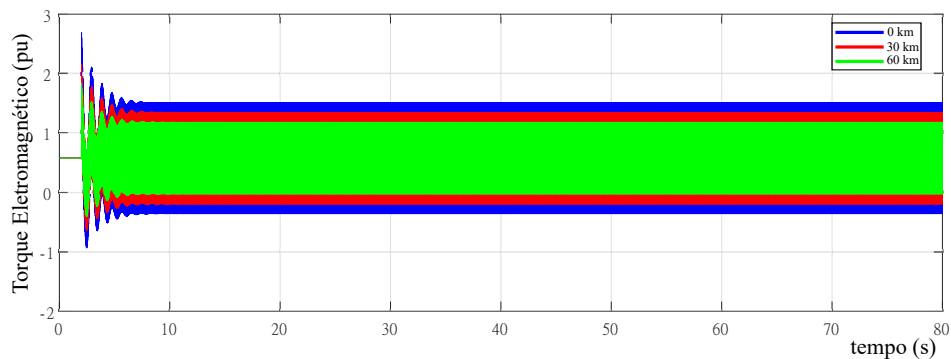
Como discutido na seção 4.4, a proximidade entre o gerador e o local do desbalanceamento afeta diretamente o tempo de *trip* da proteção. O ponto a ser avaliado agora é o comportamento do torque eletromagnético no cenário proposto na seção 4.4. Como pode ser observado na Figura 4.16, durante o cenário balanceado, ou seja, antes da conexão da carga desbalanceada, o torque se comporta com um valor constante em *pu*. No instante de tempo igual a dois segundos, o torque estável dá lugar a um torque pulsante.





**Figura 4.16.** Resposta do torque eletromagnético para conexão da carga desbalanceada no terminal de alta tensão do transformador

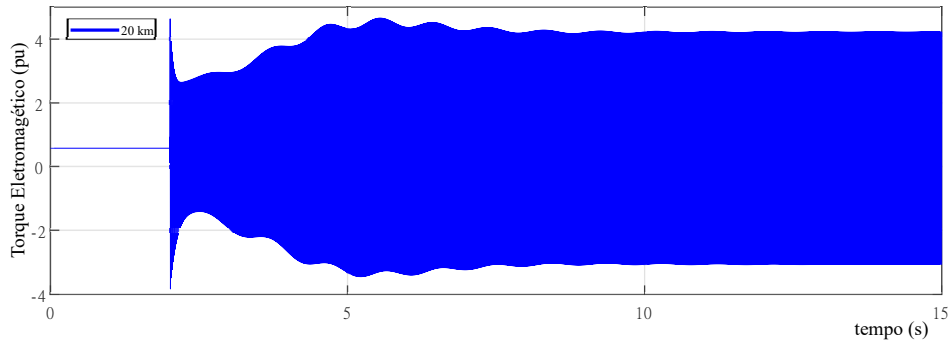
Na Figura 4.17, estão representados os torques de acordo com a distância em que é conectada a carga desbalanceada. Com um comportamento similar do esperado, a severidade das pulsações do torque está relacionada com a proximidade da conexão da carga com o gerador.



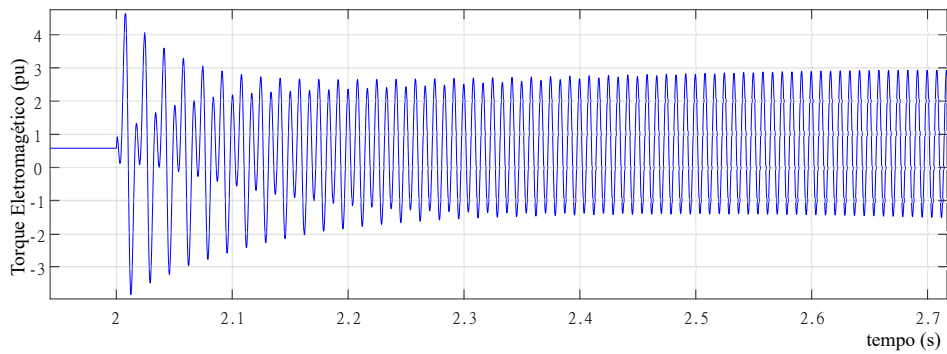
**Figura 4.17.** Resposta do torque eletromagnético para diferentes localizações de carga desbalanceada

#### 4.10.2 Avaliação do Torque Eletromagnético no Cenário de Falta Assimétrica

Os gráficos representados na Figura 4.18 auxiliam na avaliação do comportamento do torque eletromagnético durante o cenário explicado na seção 4.8, especificamente a aplicação de uma falta AB com resistência de  $1 \mu\Omega$  a 20 km do terminal do gerador. Como pode ser observado na Figura 4.18(a), durante o cenário balanceado, ou seja, antes da aplicação da falta AB, o torque se comporta com um valor constante em *pu*. Já após os dois segundos, como pode ser visto na Figura 4.18(b), fica claro que, na condição de desbalanço, surge um torque pulsante.



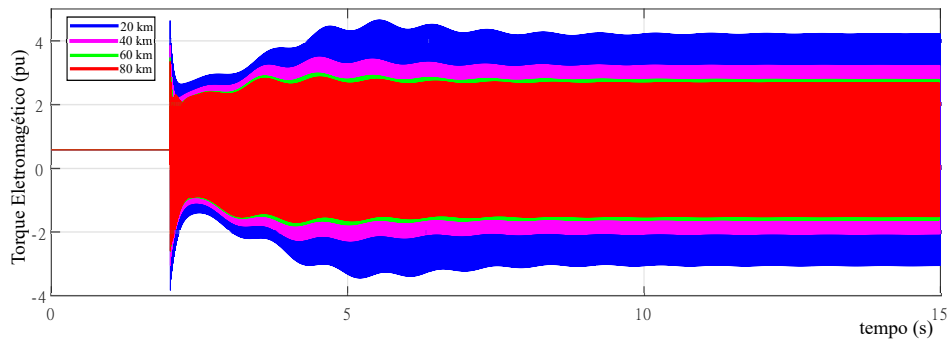
(a)



(b)

**Figura 4.18.** Representação do Torque Eletromagnético para o cenário de falta AB a 20 km do terminal do gerador.

Na Figura 4.19, é apresentado em conjunto as curvas dos torques eletromagnéticos para cada condição de falta indicado em 4.8. À medida que a falta se aproxima do gerador, as pulsações do torque se tornam mais severas. Neste cenário, uma falta bifásica na LT a 20 km do terminal do gerador é a mais severa do ponto de vista da corrente de sequência negativa no gerador, dessa forma o valor *pu* do torque também acompanha essa proporcionalidade, no sentido de uma falta a 20 km apresentar maior severidade que uma falta a 80 km do terminal do gerador.



**Figura 4.19.** Representação do Torque Eletromagnético para o cenário de avaliação da localização da falta.

# CONCLUSÕES E PROPOSTAS FUTURAS

Neste trabalho, apresentou-se a natureza das correntes de sequência negativa, assim como a explicação e a implementação da lógica da proteção contra correntes desbalanceadas no gerador síncrono. Cada causa para circulação de correntes desbalanceadas no gerador foi tratada teoricamente e foram geradas simulações descrevendo a atuação da proteção de acordo com o cenário proposto.

Inicialmente, no Capítulo 2, um estudo teórico foi realizado, nele foram explicados os principais conceitos para o entendimento dos princípios de funcionamento de um gerador síncrono, do sistema de excitação incluindo o estabilizador de sistema de potência e o regulador de velocidade. Em seguida, o Capítulo 3 trouxe o estudo acerca da proteção de geradores síncronos contra correntes desbalanceadas, explicitando a natureza e causa do surgimento de corrente de sequência negativa.

Ainda no Capítulo 3, os conceitos acerca do funcionamento da função de proteção de geradores síncronos contra correntes desbalanceadas (ANSI 46) foram apresentados. O esquemático da proteção 46 apresentado é baseado no relé 700G da SEL. Apesar de ser um diagrama de implementação computacional relativamente simples, durante a realização deste trabalho, não foram encontradas avaliações detalhadas acerca desta função, assim como as referências são escassas sobre o tema.

Sendo o relé 700G um dispositivo comercial, é relevante realizar simulações computacionais e trazer esta análise também para o ambiente de pesquisa de cenário sistêmicos. Dessa forma, no Capítulo 4, foram apresentados os resultados da implementação do algoritmo em um sistema elétrico de potência que foi modelado no *software* EMTP-RV.

Para o cenário de cargas desbalanceadas, os resultados indicam que quanto mais próximo ao gerador a carga desbalanceada é inserida, maior é a corrente de sequência

negativa observada e menor o tempo de *trip* de atuação da proteção. O resultado para o cenário de localização de falta é similar com a localização da carga desbalanceada, ou seja, a falta AB com resistência igual a  $1 \mu\Omega$  é mais severa quando aplicada a 20 km do gerador do que quando aplicada a 80 km. Outra análise feita a partir dos resultados, em um cenário com o mesmo tipo de falta e mesma distância do gerador, é que quanto menor a resistência de falta menor é o tempo em que a proteção atua, pois maior é a severidade do cenário para o gerador.

Um resultado importante é sobre o comportamento do torque eletromagnético em condições de desbalanço. Ao momento em que um desbalanço é aplicado,  $\overline{I_2}$  produz um campo magnético com rotação reversa e produz uma pulsação no torque. Em ambos os casos de análise do torque eletromagnético, é possível evidenciar o torque pulsante na resposta do torque eletromagnético durante a condição de desbalanço. Com o resultado também que, para o caso da localização da carga, quanto mais próxima do gerador é a falta maior é a amplitude de pulsação do torque.

Tendo em vista a continuação e aprimoramento dos estudos feitos neste trabalho algumas pesquisas e atividades futuras são propostas:

- Inclusão de um modelo de resfriamento do gerador síncrono para avaliar eventos sequenciais, uma vez que os desequilíbrios no sistema elétrico podem acontecer a qualquer momento, e é necessário conhecer a condição inicial de aquecimento da máquina, impactada inicialmente por algum evento, para a partir daí determinar com maior exatidão o tempo necessário de atuação por parte do relé de proteção.
- Validar as simulações com o relé de proteção do fabricante.
- Avaliar em detalhe o desempenho dos sistemas de excitação diante de condições desbalanceadas de forma a melhor entender o comportamento da corrente de campo.
- Avaliar experimentalmente uma máquina síncrona em escala de laboratório, de forma a constatar as tendências nos resultados vistos neste trabalho, operando com cargas desbalanceadas.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CAMARGO, F. H.; SILVEIRA, T. H. R.; SHITSUKA, R.; SILVA, P. C. D. Feasibility study of the application of geothermal energy as a complementary source of the energy matrix of the state of mato grosso. 2018. Citado na página 1.

CHAPMAN, S. J. *Fundamentos de Máquinas Elétricas*. U.S: AMGH Editora Ltda, 2013. Citado 5 vezes nas páginas 3, 7, 8, 9, and 11.

CIGRÉ WORKING GROUP B5.04. *International Guide on the Protection of Synchronous Generators*. [S.l.], 2011. Citado 2 vezes nas páginas 15 and 22.

COMMITTEE, I. Dynamic models for steam and hydro turbines in power system studies. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-92, n. 6, p. 1904–1915, 1973. Citado na página 15.

DAS, J. C. Symmetrical components using matrix methods. In: \_\_\_\_\_. *Understanding Symmetrical Components for Power System Modeling*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–14. Citado 2 vezes nas páginas 18 and 20.

EPE. *Expansão da Geração - Fontes*. Rio de Janeiro, Brasil: Empresa de Planejamento Energético, 2021. Citado na página 2.

FLORES, A. V. E. Doutorado em Engenharia Elétrica, *ANÁLISE DA CORRETA MODELAGEM DA TRANSPOSIÇÃO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO NO DOMÍNIO DA FREQUÊNCIA*. São Paulo: [s.n.], 2006. 193 f. Citado na página 25.

GLOVER, J. D.; SARMA, M. S.; ; OVERBYE, T. J. *Power System Analysis and Design*. USA: Cengage Learning, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 18, 19, and 25.

IEEE - ENERGY DEVELOPMENT AND POWER GENERATION COMMITTEE. *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*. [S.l.], 2005. Citado na página 12.

KINDERMANN, G. *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*. Brasil: Taylon Francis Group, 2008. Citado 3 vezes nas páginas 3, 16, and 28.

KULKARNI, S.; PARIT, A. B.; PULAVARTHI, V. R. S. V. B.; PATIL, S. S. Comparative analysis of three phase, five phase and six phase symmetrical components with matlab. In: *2017 International Conference on Data Management, Analytics and Innovation (ICDMAI)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 182–186. Citado na página 18.

KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. U.S: McGraw-Hill, Inc, 1993. Citado 6 vezes nas páginas 10, 11, 12, 14, 16, and 18.

LLERENA, M. T. M. Doutorado em Engenharia Elétrica, *Identificação de Parâmetros de Geradores Síncronos usando Métodos de Ajuste de Curvas e Ensaio em Frequência*. São Paulo: [s.n.], 2011. 188 f. Citado na página 7.

MOHAJERYAMI, S.; NEELAKANTAN, A. R.; MOGHADDAM, I. N.; SALAMI, Z. Modeling of deadband function of governor model and its effect on frequency response characteristics. In: *2015 North American Power Symposium (NAPS)*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–5. Citado na página 15.

REIMERT, D. *Protective Relaying for Power Generation Systems*. U.S: Taylon Francis Group, 2006. Citado 9 vezes nas páginas 3, 16, 22, 23, 24, 25, 27, 28, and 45.

TOLMASQUIM, M. T.; GUERREIRO, A.; GORINIIII, R. Matriz energética brasileira: Uma prospectiva. Nov 2007. Citado na página 1.

TUDU, A. K.; KUNDU, P. Simulation of negative phase sequence relay based on phase sensitive rectification. In: *2017 3rd International Conference on Computational Intelligence Communication Technology (CICT)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6. Citado na página 3.

UMANS, S. D. *Máquinas Elétricas de Fitzgerald e Kingsley*. U.S: AMGH, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 6 and 11.