

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA – UFU
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA – FEELT

Arthur Inácio Gonçalves

**Análise Computacional da Proteção Direcional de
Sobrecorrente 67F/67N Aplicada à Linha de Transmissão
de 345 kV Furnas–Poços de Caldas**

Uberlândia – MG
2026

Arthur Inácio Gonçalves

**Análise Computacional da Proteção Direcional de
Sobrecorrente 67F/67N Aplicada à Linha de Transmissão
de 345 kV Furnas–Poços de Caldas**

Monografia apresentada à Universidade Federal de
Uberlândia – Faculdade de Engenharia Elétrica,
como parte dos requisitos para obtenção do título
de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Pedro Henrique Aquino Barra

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus, pela força, saúde e perseverança concedidas ao longo desta caminhada. Aos meus pais, Lucimar e Claudinei, expresso minha mais profunda gratidão pelo amor, apoio e incentivo em todos os momentos da minha vida. Cada conquista alcançada carrega também o esforço, os ensinamentos e os valores que recebi de vocês.

À minha esposa, Maria Fernanda, agradeço pelo companheirismo, paciência e apoio constante durante esta etapa. Sua presença tornou os momentos difíceis mais leves e os objetivos mais possíveis.

À minha irmã Amanda e ao Bruno, deixo também meu sincero agradecimento pelo carinho, pela torcida e por fazerem parte desta trajetória.

Todos vocês vivenciaram comigo os desafios desta jornada e foram minha base nos momentos em que precisei de força para continuar.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Pedro Henrique Aquino Barra, agradeço pela orientação, disponibilidade e contribuições fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho. À Universidade Federal de Uberlândia e ao curso de Engenharia Elétrica, agradeço pela formação acadêmica e pelas oportunidades de aprendizado. Por fim, agradeço por concluir mais uma etapa desta longa jornada da vida, com sentimento de gratidão e realização.

RESUMO

GONÇALVES, A. I. **Análise Computacional da Proteção Direcional de Sobrecorrente 67F/67N Aplicada à Linha de Transmissão de 345 kV Furnas–Poços de Caldas**. 74 p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2026.

O sistema elétrico brasileiro é constituído por uma extensa malha interligada, na qual linhas de transmissão conectam diferentes centros de geração e carga em elevados níveis de tensão. Em linhas alimentadas por ambas as extremidades, a corrente de curto-circuito pode receber contribuições de diferentes fontes e circular em sentidos distintos, tornando sua magnitude, isoladamente, insuficiente para determinar a direção da falta. Nesse contexto, este trabalho apresenta uma análise computacional das funções direcionais de sobrecorrente 67F e 67N aplicadas à linha de transmissão de 345 kV que interliga as subestações de Furnas e Poços de Caldas, em Minas Gerais. O sistema foi modelado no ATP/ATPDraw utilizando equivalentes de Thévenin para representar as redes externas e o modelo π equivalente para a linha com transmissão de 131 km de extensão. Foram simulados 27 cenários distintos de curto-circuito, abrangendo faltas trifásicas, bifásicas-terra, bifásicas e monofásicas-terra, com variações na localização, na resistência de falta e no ângulo de incidência, incluindo faltas internas e externas ao trecho protegido. Uma rotina desenvolvida em Python permitiu processar as formas de onda exportadas pelo ATP/PlotXY no formato COMTRADE e extrair os fasores de tensão e corrente por meio da Transformada Discreta de Fourier. Na análise da função 67F, foram utilizadas a corrente da fase A e a tensão de polarização em quadratura V_{BC} . Para a função 67N, empregaram-se a tensão de sequência zero V_0 e a corrente de sequência zero invertida $-I_0$. Os diagramas fasoriais permitiram classificar as faltas como diretas ou reversas para os relés instalados nas duas extremidades da linha. A análise de sensibilidade mostrou que, para a função 67F, os valores de ângulo de máximo torque entre 30° e 90° classificaram corretamente todos os casos avaliados, sendo 45° o valor que apresentou a menor distância angular média em relação ao eixo de máxima sensibilidade. Para a função 67N, os valores entre -15° e -90° produziram classificações coerentes em todos os casos, enquanto -90° proporcionou o melhor alinhamento global entre os valores analisados. Os resultados demonstraram a influência do ângulo de máximo torque sobre a classificação direcional e contribuíram para a compreensão do comportamento das funções 67F e 67N em uma linha de transmissão alimentada por ambas as extremidades. A análise realizada corresponde exclusivamente ao comportamento do elemento direcional, não contemplando ajustes de pickup, temporização ou comandos de abertura de disjuntores.

Palavras-chave: Proteção de sistemas elétricos de potência, Proteção direcional de sobrecorrente, Função 67, Curto-circuito, ATP.

ABSTRACT

GONÇALVES, A. I. **Computational Analysis of 67F/67N Directional Overcurrent Protection Applied to the Furnas–Poços de Caldas 345 kV Transmission Line** . 74 p. Monograph – Federal University of Uberlândia – MG 2026.

The Brazilian electrical power system comprises an extensive interconnected grid in which transmission lines connect different generation and load centers at high voltage levels. In transmission lines supplied from both ends, short-circuit current may receive contributions from different sources and flow in different directions, making current magnitude alone insufficient to determine the fault direction. In this context, this work presents a computational analysis of directional overcurrent functions 67F and 67N applied to the 345 kV transmission line connecting the Furnas and Poços de Caldas substations in Minas Gerais, Brazil. The 131 km transmission system was modeled in ATP/ATPDraw using Thévenin equivalents to represent the external networks and an equivalent π model for the transmission line. Twenty-seven short-circuit scenarios were simulated, covering three-phase, phase-to-phase-to-ground, phase-to-phase, and single-phase-to-ground faults. Variations in fault location, fault resistance, and fault inception angle were considered, including faults internal and external to the protected line section. A Python routine was developed to process the waveforms exported from ATP/PlotXY in COMTRADE format and extract voltage and current phasors using the Discrete Fourier Transform. For the analysis of function 67F, phase-A current and the quadrature polarizing voltage V_{BC} were used. For function 67N, zero-sequence voltage V_0 and inverted zero-sequence current $-I_0$ were employed. The phasor diagrams allowed the faults to be classified as forward or reverse for the relays installed at both ends of the transmission line. The sensitivity analysis showed that, for function 67F, maximum torque angle values between 30° and 90° correctly classified all evaluated cases, with 45° presenting the lowest mean angular distance from the maximum sensitivity axis. For function 67N, values between -15° and -90° produced consistent classifications in all cases, while -90° provided the best overall alignment among the evaluated values. The results demonstrated the influence of the maximum torque angle on directional classification and contributed to understanding the behavior of functions 67F and 67N in a transmission line supplied from both ends. The study was limited to the behavior of the directional element and did not include pickup settings, time delays, or circuit-breaker tripping commands.

Keywords: Electrical power system protection, Directional overcurrent protection, Function 67, Short circuit, ATP .

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Rede em anel	5
Figura 2 – Proteções principal e de retaguarda	6
Figura 3 – Princípio de funcionamento de um transformador de corrente	8
Figura 4 – Componentes de sequência positiva, negativa e zero	11
Figura 5 – Corrente de curto-circuito	13
Figura 6 – Curvas de tempo inverso	18
Figura 7 – Conexões de polarização de 30°, 60° e 90°	19
Figura 8 – Diagrama fasorial da proteção direcional	21
Figura 9 – Diagrama unifilar do sistema Furnas–Poços de Caldas	25
Figura 10 – Modelo de linha curta	28
Figura 11 – Modelo π de linha média	29
Figura 12 – Modelo equivalente de linha longa	29
Figura 13 – Sistema Furnas–Poços de Caldas modelado no ATPDraw	31
Figura 14 – Interface gráfica desenvolvida para a análise das características direcionais. .	36
Figura 15 – Tensões trifásicas em operação normal	38
Figura 16 – Correntes trifásicas em operação normal	38
Figura 17 – Localizações das faltas consideradas nas simulações	39
Figura 18 – Tensões do Cenário 1 medidas por R1	45
Figura 19 – Correntes do Cenário 1 medidas por R1	46
Figura 20 – Característica direcional da função 67F para o Cenário 1 nos relés R1 e R2. .	46
Figura 21 – Tensões do Cenário 6 medidas por R1	47
Figura 22 – Correntes do Cenário 6 medidas por R1	48
Figura 23 – Tensões do Cenário 8 medidas por R2	49
Figura 24 – Correntes do Cenário 8 medidas por R2	50
Figura 25 – Característica direcional da função 67N para o Cenário 8 nos relés R1 e R2. .	50
Figura 26 – Tensões do Cenário 9 medidas por R2	51
Figura 27 – Correntes do Cenário 9 medidas por R2	52
Figura 28 – Tensões do Cenário 15 medidas por R1 e R2	53
Figura 29 – Correntes do Cenário 15 medidas por R1 e R2	54
Figura 30 – Tensões de fase do Cenário 16 medidas por R1	55
Figura 31 – Tensão de sequência zero do Cenário 16 medida por R1	56
Figura 32 – Correntes de fase do Cenário 16 medidas por R1	56

Figura 33 – Corrente residual do Cenário 16 obtida em R1.	57
Figura 34 – Tensões do Cenário 21 medidas em Poços de Caldas	58
Figura 35 – Correntes da fase A do Cenário 21 medidas por R1 e R2	59
Figura 36 – Característica direcional dos relés R1 e R2 no Cenário 21	60
Figura 37 – Tensões do Cenário 26 medidas em Furnas e Poços de Caldas	61
Figura 38 – Correntes da fase A do Cenário 26 medidas por R1 e R2	62
Figura 39 – Característica direcional de fase dos relés R1 e R2 no Cenário 26	63
Figura 40 – Característica direcional de neutro dos relés R1 e R2 no Cenário 26	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Funções de proteção analisadas	7
Tabela 2 – Características dos tipos de falta em sistemas trifásicos	15
Tabela 3 – Constantes das curvas IEC de tempo inverso	17
Tabela 4 – Grandezas de operação e polarização da função 67F	21
Tabela 5 – Dados de curto-circuito das barras de Furnas e Poços de Caldas	25
Tabela 6 – Parâmetros dos equivalentes de rede modelados no ATP	26
Tabela 7 – Impedâncias da linha de transmissão	27
Tabela 8 – Parâmetros da linha Furnas–Poços de Caldas	28
Tabela 9 – Erros do modelo π em relação ao modelo exato	30
Tabela 10 – Cenários de faltas internas e externas	33
Tabela 11 – Fasores de tensão medidos em Furnas	40
Tabela 12 – Fasores de corrente medidos em Furnas	41
Tabela 13 – Fasores de tensão medidos em Poços de Caldas	42
Tabela 14 – Fasores de corrente medidos em Poços de Caldas	43
Tabela 15 – Comparação entre as correntes analíticas e simuladas	44
Tabela 16 – Análise de sensibilidade angular da função 67F.	66
Tabela 17 – Análise de sensibilidade angular da função 67N.	67
Tabela 18 – Síntese da análise de sensibilidade da função 67F.	68
Tabela 19 – Síntese da análise de sensibilidade da função 67N.	69

LISTA DE SIGLAS

ABNT	<i>Associação Brasileira de Normas Técnicas</i>
AMT	<i>Ângulo de Máximo Torque</i>
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
ATP	<i>Alternative Transients Program</i>
CA	<i>Corrente Alternada</i>
CC	<i>Corrente Contínua</i>
COMTRADE	<i>Common Format for Transient Data Exchange</i>
DFT	<i>Transformada Discreta de Fourier</i>
EMTP	<i>Electromagnetic Transients Program</i>
FEELT	<i>Faculdade de Engenharia Elétrica</i>
FF	<i>Falta Bifásica</i>
FFF	<i>Falta Trifásica</i>
FFFT	<i>Falta Trifásica-Terra</i>
FFT	<i>Falta Bifásica-Terra</i>
FT	<i>Falta Monofásica-Terra</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
LT	<i>Linha de Transmissão</i>
ONS	<i>Operador Nacional do Sistema Elétrico</i>
pu	<i>Por Unidade</i>
RMS	<i>Root Mean Square</i>

<i>SE</i>	<i>Subestação</i>
<i>SEP</i>	<i>Sistema Elétrico de Potência</i>
<i>SIN</i>	<i>Sistema Interligado Nacional</i>
<i>TC</i>	<i>Transformador de Corrente</i>
<i>TCC</i>	<i>Trabalho de Conclusão de Curso</i>
<i>TP</i>	<i>Transformador de Potencial</i>
<i>UFU</i>	<i>Universidade Federal de Uberlândia</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Contextualização	1
1.2	Problema de Pesquisa	2
1.3	Objetivos	2
1.4	Justificativa	2
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	4
2.1	Proteção de Sistemas Elétricos de Potência	4
2.1.1	Proteção Principal e Proteção de Retaguarda	6
2.1.2	Relés de Proteção	6
2.1.3	Funções de Proteção Segundo a Padronização ANSI/IEEE	7
2.1.4	Transformadores de Medição	7
2.2	Curtos-Circuitos em Sistemas Elétricos de Potência	9
2.2.1	Método das Componentes Simétricas	10
2.2.2	Curto-Circuito Trifásico	11
2.2.3	Corrente Assimétrica e Componente Aperiódica	12
2.2.4	Curto-Circuito Fase-Terra	13
2.2.5	Curto-Circuito Fase-Fase	14
2.2.6	Curto-Circuito Fase-Fase-Terra	14
2.2.7	Comparação entre os Tipos de Falta	15
2.3	Proteção de Sobrecorrente	15
2.3.1	Corrente de Pickup	16
2.3.2	Características Tempo–Corrente	16
2.4	Proteção Direcional de Sobrecorrente	18
2.4.1	Grandezas de Operação e Polarização	19
2.4.2	Ângulo de Máximo Torque	20
2.4.3	Função 67F	21
2.4.4	Função 67N	22
3	METODOLOGIA	24
3.1	Descrição do Sistema Estudado	24
3.2	Parâmetros do Sistema	25
3.2.1	Equivalentes de Rede	25

3.2.2	Parâmetros da Linha de Transmissão	27
3.2.3	Modelo da Linha de Transmissão	28
3.2.4	Implementação do Sistema no ATP	30
3.3	Cenários de Simulação	31
3.3.1	Extração e processamento automatizado dos resultados	33
3.3.2	Interface Gráfica para Análise Direcional	35
4	RESULTADOS	37
4.1	Perfil de Referência em Operação Normal	37
4.2	Simulação e Resultados Obtidos	39
4.2.1	Verificação Analítica das Correntes de Falta	43
4.2.2	Faltas Trifásicas (FFF)	44
4.2.3	Faltas Bifásicas-Terra (FFT)	48
4.2.4	Faltas Bifásicas (FF)	52
4.2.5	Faltas Monofásicas-Terra (FT)	55
4.2.6	Faltas Externas	57
4.2.7	Falta Trifásica Reversa — Cenário 21	58
4.2.8	Falta Monofásica Reversa — Cenário 26	60
4.3	Análise de Sensibilidade ao Ângulo de Máximo Torque	64
4.3.1	Critério de Avaliação	64
4.3.2	Sensibilidade Angular da Função 67F	65
4.3.3	Sensibilidade Angular da Função 67N	66
4.3.4	Análise Geral dos Resultados	67
5	CONCLUSÃO	70
5.1	Trabalhos Futuros	71
	REFERÊNCIAS	73

INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

A confiabilidade do fornecimento de energia elétrica constitui um aspecto essencial para o funcionamento da sociedade contemporânea, uma vez que os setores residencial, comercial, industrial e de serviços dependem diretamente da continuidade e da qualidade da energia disponibilizada. No Brasil, o sistema elétrico é estruturado por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN), uma extensa rede de transmissão que conecta diferentes centros de geração e carga em elevados níveis de tensão. Essa configuração permite maior flexibilidade operativa e melhor aproveitamento dos recursos energéticos, mas também impõe desafios técnicos à operação e à proteção dos sistemas elétricos de potência.

Entre esses desafios, destaca-se a correta identificação das faltas e o isolamento dos trechos defeituosos em linhas de transmissão. Em sistemas alimentados por apenas uma fonte, a corrente de curto-circuito tende a circular em um sentido previamente conhecido, o que facilita a aplicação de proteções baseadas na magnitude da corrente. Entretanto, em linhas com alimentação em ambas as extremidades, a corrente de falta pode receber contribuições de diferentes fontes e circular em sentidos distintos, dependendo da localização do defeito. Nesses casos, a avaliação exclusiva da magnitude da corrente pode não ser suficiente para garantir a seletividade da proteção, tornando necessária a utilização de funções capazes de identificar também a direção da falta. (BLACKBURN; DOMIN, 2014; HOROWITZ; PHADKE, 2014).

Nesse contexto, a proteção direcional de sobrecorrente, identificada pela função ANSI 67, assume papel relevante em sistemas de transmissão e distribuição com múltiplas fontes de alimentação. Essa função condiciona a atuação do relé não apenas à superação de um valor mínimo de corrente, mas também à verificação do sentido da falta em relação ao ponto de instalação do equipamento. No caso da proteção de fase, a função 67F é aplicada principalmente a faltas entre fases e trifásicas, enquanto a função 67N é utilizada para faltas envolvendo a terra,

com base na relação entre a corrente residual e a tensão de sequência zero.

1.2 Problema de Pesquisa

Diante desse cenário, o problema de pesquisa que orienta este trabalho pode ser definido da seguinte forma: de que maneira as funções direcionais de sobrecorrente 67F e 67N se comportam diante de faltas diretas e reversas em uma linha de transmissão com alimentação bilateral, considerando diferentes localizações, resistências de falta e ângulos de incidência?

Essa questão é particularmente importante porque a atuação indevida ou o bloqueio incorreto de uma proteção pode comprometer a seletividade do sistema, afetando a continuidade do fornecimento e a segurança dos equipamentos envolvidos. Assim, a correta identificação da direção da falta torna-se fundamental para que a proteção atue apenas quando o defeito estiver localizado na zona protegida pelo relé.

Deve-se destacar que mesmo em linhas protegidas por relés de distância, a função 67 ainda pode estar habilitada para fornecer retaguarda local. Adicionalmente, nem todas as linhas possuem esquemas completos de distância, podendo, nesses casos, a 67 ser a proteção principal. Justifica-se, portanto, a importância de estudos neste contexto.

1.3 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é analisar, por meio de simulações computacionais, o comportamento das funções direcionais de sobrecorrente 67F e 67N aplicadas a uma linha de transmissão de 345 kV com alimentação em ambos os terminais.

De forma específica, busca-se:

- modelar no Alternative Transients Program (ATP)/ATPDraw o sistema de transmissão estudado, considerando os equivalentes de rede e os parâmetros da linha;
- simular diferentes cenários de curto-circuito, contemplando faltas diretas e reversas em relação ao sentido de operação dos relés;
- avaliar as grandezas de operação e polarização utilizadas pelas funções 67F e 67N na determinação do sentido das faltas.

1.4 Justificativa

A relevância deste estudo está associada à necessidade de compreender o comportamento das proteções direcionais em sistemas nos quais a contribuição de corrente ocorre a partir de mais de uma fonte. Em linhas de transmissão com alimentação bilateral, a identificação correta

do sentido da falta é fundamental para evitar atuações indevidas e garantir que apenas o trecho defeituoso seja isolado.

Além disso, durante o desenvolvimento das simulações, verificou-se que a quantidade de cenários e de variáveis analisadas tornaria o tratamento manual dos dados pouco eficiente e mais suscetível a erros. Dessa forma, foram desenvolvidas ferramentas computacionais auxiliares em Python, sendo uma destinada ao processamento automatizado das formas de onda exportadas pelo ATP/PlotXY e outra voltada à visualização fasorial das grandezas durante as condições de falta. Essas ferramentas contribuíram para padronizar as análises e facilitar a avaliação angular das funções direcionais 67F e 67N.

Assim, o trabalho contribui para o estudo aplicado da proteção de sistemas elétricos de potência, relacionando os conceitos teóricos das funções American National Standards Institute (ANSI) 67F e 67N com a simulação computacional de faltas diretas e reversas em uma linha de transmissão com alimentação bilateral.

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

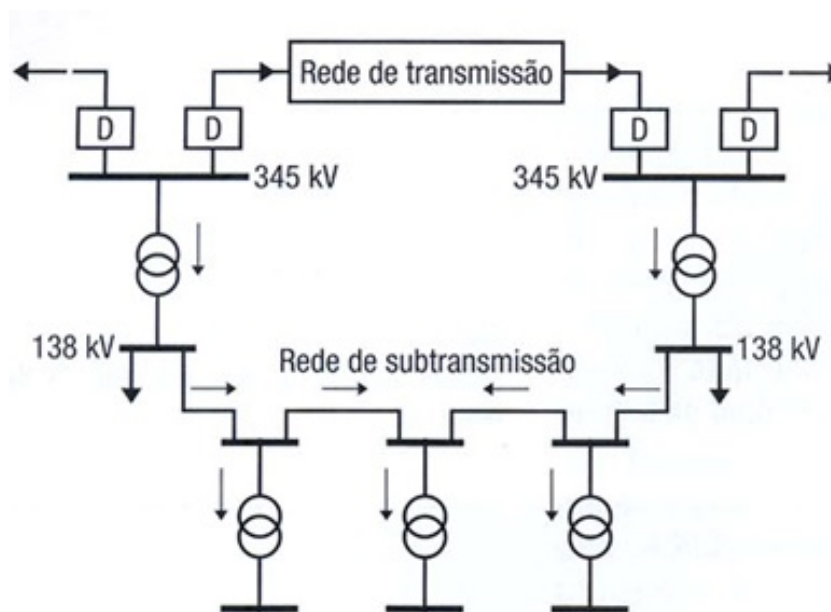
Este capítulo apresenta os conceitos fundamentais necessários para o desenvolvimento do trabalho, abordando os princípios da proteção de sistemas elétricos, as características das faltas em sistemas elétricos de potência, a necessidade da direcionalidade no sistema elétrico e os aspectos específicos da proteção direcional de sobrecorrente, contemplando as funções ANSI 67F e 67N.

2.1 Proteção de Sistemas Elétricos de Potência

A proteção de sistemas elétricos compreende o conjunto de dispositivos e estratégias empregados para detectar condições anormais de operação e isolar, de forma seletiva, o trecho defeituoso, preservando a integridade dos equipamentos e a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Em um cenário de crescente complexidade das redes de distribuição e transmissão, impulsionado pela inserção de geração distribuída e pela interligação de alimentadores, o correto dimensionamento e a coordenação dos sistemas de proteção tornam-se ainda mais críticos para a confiabilidade operacional (HOROWITZ; PHADKE, 2014).

Em redes em anel, a alimentação pode ocorrer por mais de um caminho, conforme mostrado na Figura 1. Essa configuração permite que a corrente de falta circule em diferentes sentidos, exigindo maior rigor na coordenação da proteção.

Figura 1 – Rede em anel



Fonte: Adaptado de Kagan, Oliveira e Robba (2010).

Para cumprir seu papel, um sistema de proteção deve atender a cinco requisitos fundamentais (BLACKBURN; DOMIN, 2014). O primeiro é a confiabilidade, entendida como a capacidade de o sistema de proteção desempenhar corretamente sua função. Esse requisito compreende a dependabilidade, associada à atuação diante de uma falta interna, e a segurança, relacionada à não atuação indevida diante de condições transitórias que não exijam sua operação ou de faltas externas à zona protegida.

O segundo requisito é a seletividade, que corresponde à capacidade de isolar apenas o trecho em curto-circuito, minimizando o número de consumidores afetados. Essa característica é obtida por meio da coordenação entre os dispositivos de proteção, considerando seus tempos de atuação e níveis de sensibilidade.

O terceiro requisito é a rapidez de atuação, relacionada ao tempo necessário para eliminar a falta, limitar os danos aos equipamentos e preservar a estabilidade do sistema. Esquemas com reduzido tempo de operação são classificados como de alta velocidade, enquanto a denominação instantânea indica uma atuação sem atraso intencional.

Entretanto, mesmo nas funções classificadas como instantâneas, a eliminação da falta não ocorre em tempo nulo. O tempo total de eliminação também compreende o processamento realizado pelo relé, o acionamento do circuito de abertura e o tempo necessário para a abertura efetiva do disjuntor e a interrupção da corrente.

O quarto requisito é a simplicidade, segundo a qual o esquema de proteção deve ser o mais direto possível, uma vez que lógicas e componentes excessivamente complexos aumentam o risco de falhas ocultas e dificultam a manutenção. Por fim, o quinto requisito é a economia,

que busca a máxima proteção com o menor custo financeiro, avaliado não apenas pelo preço inicial dos relés, mas de forma proporcional ao valor e à criticidade dos ativos protegidos.

Por fim, o quinto requisito é a economia, que busca conciliar o nível de proteção requerido com um custo compatível, considerando não apenas o preço inicial dos relés, mas também o valor e a criticidade dos ativos protegidos.

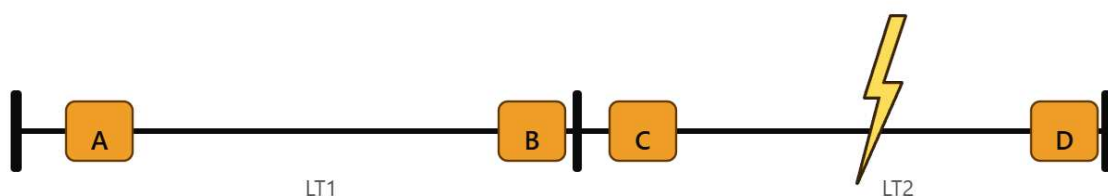
2.1.1 *Proteção Principal e Proteção de Retaguarda*

Além dos requisitos apresentados, a confiabilidade do sistema de proteção também se apoia na existência de níveis hierárquicos de atuação. No contexto da proteção de sistemas elétricos, distinguem-se dois níveis: a proteção principal e a proteção de retaguarda. A proteção principal é aquela responsável por detectar e isolar a falta no menor tempo possível, atuando diretamente sobre o disjuntor do elemento defeituoso. A proteção de retaguarda, por sua vez, atua com um retardo de tempo intencional, promovendo a eliminação da falta caso a proteção principal não opere adequadamente, seja por falha no próprio relé, no disjuntor associado ou na cadeia de comando. Essa redundância é fundamental para a confiabilidade global do sistema de proteção (ANDERSON, 1995).

A Figura 2 ilustra a atuação das proteções principal e de retaguarda em duas linhas de transmissão interligadas por uma barra. Para uma falta em LT2, a proteção principal deve comandar a abertura dos disjuntores C e D, isolando somente o trecho defeituoso.

Caso o disjuntor C falhe, o disjuntor B deve atuar como retaguarda após um retardo de tempo intencional, interrompendo a contribuição de corrente proveniente de LT1. O disjuntor A pode atuar como retaguarda remota adicional, também de forma temporizada, caso a falta ainda não tenha sido eliminada.

Figura 2 – Proteções principal e de retaguarda



Fonte: Elaborado pelo autor.

2.1.2 *Relés de Proteção*

Os relés de proteção são dispositivos responsáveis por monitorar continuamente as grandezas elétricas do sistema, como correntes e tensões, com o objetivo de identificar condições

anormais de operação. Essas grandezas são fornecidas aos relés por transformadores de corrente e de potencial, permitindo a supervisão segura dos equipamentos do sistema elétrico.

A partir dos sinais medidos, o relé compara os valores obtidos com os ajustes previamente definidos. Quando os critérios de atuação são atendidos, o dispositivo envia um comando de abertura ao disjuntor, isolando o trecho afetado e reduzindo os possíveis danos aos equipamentos.

Os relés digitais também permitem o processamento de grandezas como ângulos de fase, frequência e componentes simétricas. Dessa forma, um único equipamento pode executar diferentes funções de proteção, incluindo sobrecorrente, proteção direcional, distância e diferencial, entre outras funções aplicáveis à proteção de sistemas elétricos.

A correta atuação do relé depende da seleção adequada das grandezas de operação, dos valores de ajuste e da coordenação com os demais dispositivos de proteção do sistema.

2.1.3 Funções de Proteção Segundo a Padronização ANSI/IEEE

As funções empregadas em sistemas de proteção são comumente identificadas por números padronizados pela norma IEEE Std C37.2. Essa padronização facilita a representação dos dispositivos e das funções de proteção em diagramas, estudos e equipamentos de diferentes fabricantes.

De acordo com essa norma, o número 67 identifica a função de sobrecorrente direcional em corrente alternada, cuja atuação depende da superação do valor de corrente ajustado e da identificação da direção da falta em relação ao sentido previamente configurado.

No presente trabalho, a função 67 é analisada em duas aplicações: a proteção direcional de sobrecorrente de fase, denominada 67F, e a proteção direcional de sobrecorrente de neutro, denominada 67N. A Tabela 1 apresenta as funções consideradas no estudo.

Tabela 1 – Funções de proteção analisadas

Função	Descrição
67F	Sobrecorrente direcional de fase
67N	Sobrecorrente direcional de neutro

Fonte: Elaborado pelo autor com base em IEEE (2022).

Os princípios de operação e as grandezas empregadas em cada função são apresentados posteriormente.

2.1.4 Transformadores de Medição

Os transformadores de medição são utilizados para reproduzir as correntes e tensões do sistema elétrico em valores reduzidos e proporcionais, compatíveis com os equipamentos de

medição, controle e proteção. Além disso, proporcionam isolamento elétrico entre o circuito de potência e os dispositivos conectados aos seus terminais secundários.

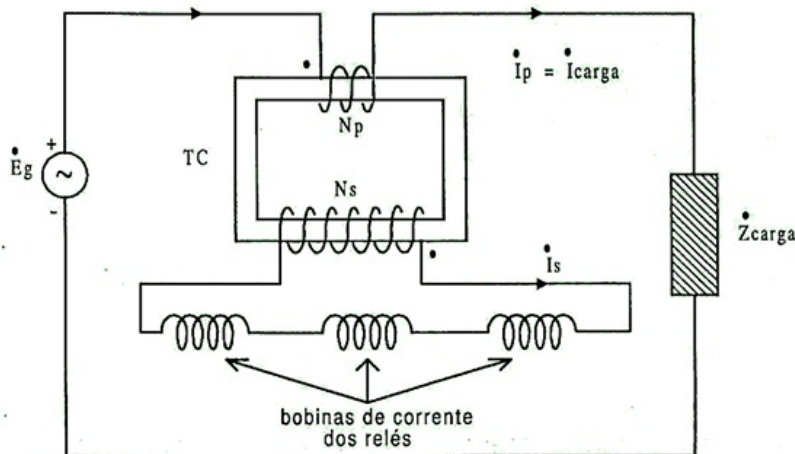
Dessa forma, as grandezas elétricas podem ser medidas com valores padronizados e seguros, sem que os equipamentos sejam conectados diretamente aos níveis elevados de corrente e tensão do sistema. Esses transformadores são classificados principalmente em transformadores de corrente e transformadores de potencial.

Transformador de Corrente

O transformador de corrente, denominado TC, possui seu circuito primário conectado em série com o sistema, sendo percorrido pela corrente que se deseja medir. Em seu secundário, é fornecida uma corrente reduzida e proporcional à corrente primária.

A Figura 3 apresenta, de forma simplificada, a conexão do TC ao circuito de potência. A corrente primária percorre o enrolamento N_p , enquanto a corrente secundária I_s alimenta as bobinas de corrente dos relés.

Figura 3 – Princípio de funcionamento de um transformador de corrente



Fonte: Adaptado de Universidade Federal do Paraná (2018).

A relação de transformação do TC é expressa por:

$$RTC = \frac{I_{\text{primário}}}{I_{\text{secundário}}} \quad (2.1)$$

em que $I_{\text{primário}}$ e $I_{\text{secundário}}$ representam, respectivamente, as correntes nos circuitos primário e secundário do transformador.

Como exemplo, um TC com relação 600/5 fornece uma corrente secundária de 5 A quando submetido a uma corrente primária de 600 A. Para os demais valores de corrente, essa relação é mantida proporcionalmente dentro das condições de operação do equipamento.

A polaridade dos terminais do TC deve ser respeitada, pois determina o sentido de

referência entre as correntes primária e secundária. Além disso, seu circuito secundário não deve permanecer aberto enquanto houver corrente circulando no primário, uma vez que essa condição pode produzir tensões elevadas em seus terminais.

Deve-se considerar que, durante a ocorrência de correntes elevadas, o núcleo magnético do TC pode entrar em saturação. Nessa condição, a corrente secundária deixa de representar adequadamente a corrente primária, podendo apresentar erros de magnitude. Entretanto, esse fenômeno não faz parte do escopo deste trabalho.

Transformador de Potencial

O transformador de potencial, denominado TP, possui seu circuito primário conectado em paralelo com o sistema cuja tensão se deseja medir. Em seu secundário, é fornecida uma tensão reduzida e proporcional à tensão primária.

A relação de transformação do TP é expressa por:

$$RTP = \frac{V_{\text{primário}}}{V_{\text{secundário}}} \quad (2.2)$$

em que $V_{\text{primário}}$ e $V_{\text{secundário}}$ representam, respectivamente, as tensões nos circuitos primário e secundário do transformador.

Como exemplo, um TP com relação 13 800/115 fornece uma tensão secundária de 115 V quando submetido a uma tensão primária de 13,8 kV.

O funcionamento do TP baseia-se na indução eletromagnética entre seus enrolamentos. A tensão aplicada ao circuito primário estabelece um fluxo magnético no núcleo, que induz uma tensão no circuito secundário de acordo com a relação de transformação.

2.2 Curtos-Circuitos em Sistemas Elétricos de Potência

O curto-circuito representa uma das perturbações mais severas que podem ocorrer em um sistema elétrico de potência. Caracteriza-se pelo estabelecimento de um caminho de baixa impedância entre dois ou mais condutores que, em condições normais de operação, encontram-se em diferentes potenciais elétricos. A consequência imediata é o surgimento de correntes de magnitude muito superior às correntes nominais de operação, podendo causar danos térmicos e eletrodinâmicos aos equipamentos, além de comprometer a estabilidade e a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

A análise de curtos-circuitos constitui etapa fundamental no projeto e na operação de sistemas elétricos, pois seus resultados subsidiam o dimensionamento de condutores e equipamentos de manobra, a seleção e coordenação de dispositivos de proteção, a determinação dos requisitos de capacidade de interrupção de disjuntores e fusíveis, além do ajuste de relés de proteção.

2.2.1 Método das Componentes Simétricas

O método das componentes simétricas, proposto por Charles L. Fortescue em 1918, é a principal ferramenta analítica para o estudo de faltas assimétricas em sistemas elétricos trifásicos. O princípio fundamental estabelece que qualquer conjunto de três fasores desequilibrados pode ser decomposto na soma de três conjuntos de fasores equilibrados, denominados sequências positiva, negativa e zero.

Seja um sistema trifásico com fasores de tensão desequilibrados $\bar{V}_a$, $\bar{V}_b$ e $\bar{V}_c$. A decomposição em componentes simétricas é dada por:

$$\bar{V}_a = \bar{V}_1 + \bar{V}_2 + \bar{V}_0 \quad (2.3)$$

$$\bar{V}_b = a^2 \bar{V}_1 + a \bar{V}_2 + \bar{V}_0 \quad (2.4)$$

$$\bar{V}_c = a \bar{V}_1 + a^2 \bar{V}_2 + \bar{V}_0 \quad (2.5)$$

onde o operador a representa uma rotação de 120° no plano complexo, definido como:

$$a = e^{j120^\circ}, \quad a^2 = e^{j240^\circ}. \quad (2.6)$$

Na forma matricial, a transformação de Fortescue é expressa como:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_a \\ \bar{V}_b \\ \bar{V}_c \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}}_{[A]} \begin{bmatrix} \bar{V}_0 \\ \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

e a transformação inversa, que fornece as componentes de sequência a partir dos fasores de fase, é:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_0 \\ \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \end{bmatrix} = [A]^{-1} \begin{bmatrix} \bar{V}_a \\ \bar{V}_b \\ \bar{V}_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_a \\ \bar{V}_b \\ \bar{V}_c \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Características das Componentes Simétricas

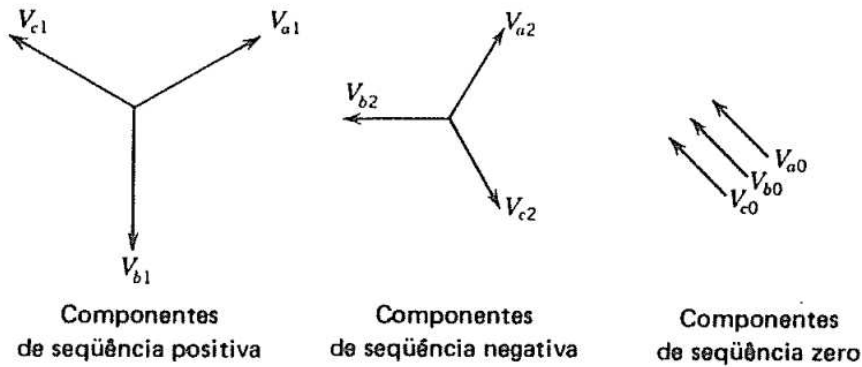
Sequência Positiva (índice 1): Representa o conjunto equilibrado de fasores com mesma magnitude e defasagem de 120° entre si, na sequência de fase direta (a–b–c), correspondente à condição normal de operação do sistema elétrico.

Sequência Negativa (índice 2): Representa o conjunto equilibrado de fasores com a mesma magnitude e defasagem de 120° entre si, porém na sequência de fase inversa (c–b–a), indicando a presença de desequilíbrios no sistema.

Sequência Zero (índice 0): Representa o conjunto de fasores com a mesma magnitude e a mesma fase (defasagem nula entre si). Sua presença está associada às faltas envolvendo a terra e depende da existência de um caminho de retorno pelo neutro ou pela terra.

A Figura 4 ilustra as componentes de sequência positiva, negativa e zero.

Figura 4 – Componentes de sequência positiva, negativa e zero



Fonte: Adaptado de Stevenson (1986).

2.2.2 Curto-Circuito Trifásico

A falta trifásica, denominada FFF (fase-fase-fase) ou FFFT (fase-fase-fase-terra), é a única que preserva o equilíbrio do sistema elétrico. Nessa condição, apenas as componentes de sequência positiva estão presentes, sendo nulas as componentes de sequência negativa e de sequência zero. Consequentemente, as faltas FFF e FFFT produzem as mesmas correntes de curto-circuito em sistemas trifásicos equilibrados.

Por apresentar a maior magnitude de corrente de curto-circuito, a falta trifásica é utilizada como referência para o dimensionamento de equipamentos e para a especificação da capacidade de interrupção dos dispositivos de proteção.

Corrente de Curto-Circuito Trifásica

Para a análise da falta trifásica, considera-se o sistema reduzido ao equivalente de Thévenin visto pelo ponto de falta. Seja V_f a tensão de pré-falta no ponto F e Z_{th1} a impedância de Thévenin de sequência positiva. A corrente de falta trifásica simétrica é:

$$\bar{I}_{cc}^{(FFF)} = \frac{V_f}{Z_{th1} + Z_f} \quad (2.9)$$

onde Z_f é a impedância de falta. Para a falta franca ($Z_f = 0$), obtém-se o valor máximo de corrente de curto-circuito:

$$\bar{I}_{cc}^{(FFF)} \Big|_{Z_f=0} = \frac{V_f}{Z_{th1}} \quad (2.10)$$

As correntes nas três fases possuem a mesma magnitude e permanecem defasadas de 120° entre si. Admitindo θ como o ângulo da corrente de curto-circuito, tem-se:

$$\bar{I}_a = I_{cc} \angle \theta \quad (2.11)$$

$$\bar{I}_b = I_{cc} \angle (\theta - 120^\circ) \quad (2.12)$$

$$\bar{I}_c = I_{cc} \angle (\theta + 120^\circ) \quad (2.13)$$

Do ponto de vista das componentes simétricas, a falta trifásica apresenta apenas componente de sequência positiva:

$$\bar{I}_1 = \frac{V_f}{Z_{th1} + Z_f}, \quad \bar{I}_2 = 0, \quad \bar{I}_0 = 0 \quad (2.14)$$

2.2.3 Corrente Assimétrica e Componente Aperiódica

Imediatamente após a ocorrência de um curto-circuito, a corrente apresenta um regime transitório caracterizado pela superposição de uma componente contínua (CC), denominada *componente aperiódica*, à componente alternada (CA). Essa superposição torna a forma de onda assimétrica durante os primeiros ciclos após a falta.

A corrente instantânea pode ser representada por:

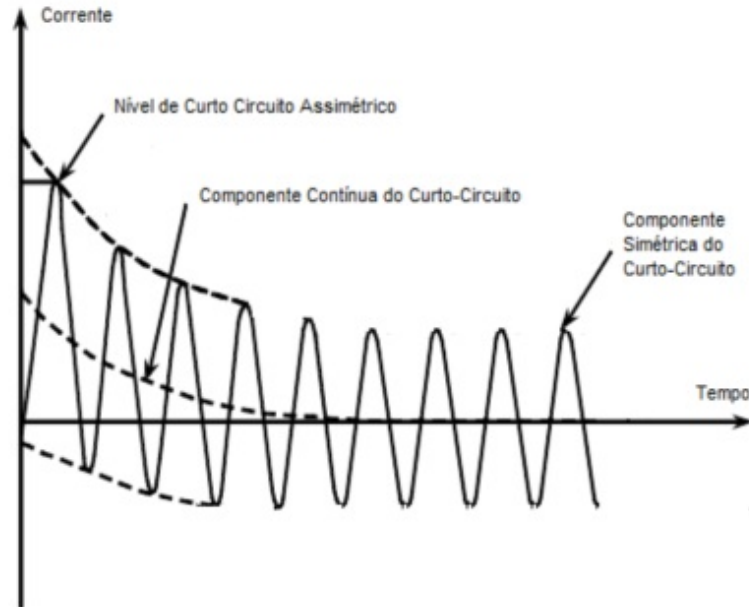
$$i(t) = \sqrt{2} I_{cc} \left[\sin(\omega t + \theta - \varphi) - \sin(\theta - \varphi) e^{-t/\tau} \right] \quad (2.15)$$

em que I_{cc} é o valor eficaz da corrente de curto-circuito simétrica, ω é a frequência angular do sistema, θ é o ângulo de incidência da falta, φ é o ângulo da impedância equivalente e τ é a constante de tempo de decaimento da componente aperiódica.

A componente aperiódica decai exponencialmente, fazendo com que a corrente assimétrica convirja para a componente alternada de regime permanente. Sua magnitude depende do ângulo de incidência da falta. A componente aperiódica é máxima quando $|\sin(\theta - \varphi)| = 1$ e nula quando $\sin(\theta - \varphi) = 0$, influenciando o valor de pico da corrente nos primeiros ciclos, sem alterar o valor eficaz da componente alternada simétrica.

A Figura 5 ilustra a forma de onda da corrente de curto-circuito descrita pela Equação 2.15, composta por uma parcela alternada simétrica e por uma componente contínua decrescente.

Figura 5 – Corrente de curto-circuito



Fonte: SKM Systems Analysis, Inc. (2006).

Curto-Circuito Assimétrico

As faltas assimétricas são caracterizadas pelo desequilíbrio entre as fases do sistema, resultando na presença de componentes de sequência negativa e/ou sequência zero. Diferentemente das faltas trifásicas, sua análise requer a aplicação do método das componentes simétricas, permitindo determinar as correntes e tensões durante a condição de falta (ANDERSON, 1995; BLACKBURN; DOMIN, 2014).

As principais faltas assimétricas em sistemas elétricos de potência são a falta fase-terra (FT), a falta fase-fase (FF) e a falta fase-fase-terra (FFT), apresentadas nas subseções seguintes.

2.2.4 Curto-Circuito Fase-Terra

A falta fase-terra (FT) é caracterizada pelo contato de uma das fases com a terra, constituindo o tipo de falta mais frequente em sistemas elétricos de potência (BLACKBURN; DOMIN, 2014; HOROWITZ; PHADKE, 2014). Nessa condição, participam as componentes de sequência positiva, negativa e zero, cujas correntes apresentam a mesma magnitude.

A corrente de sequência é dada por:

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_2 = \bar{I}_0 = \frac{V_f}{Z_{th1} + Z_{th2} + Z_{th0} + 3Z_f} \quad (2.16)$$

em que V_f representa a tensão de pré-falta, Z_{th1} , Z_{th2} e Z_{th0} correspondem às impedâncias equivalentes de sequência positiva, negativa e zero, respectivamente, e Z_f é a impedância de

falta.

A corrente na fase sob falta é obtida pela soma das componentes de sequência, resultando em:

$$\bar{I}_a = 3\bar{I}_1. \quad (2.17)$$

Observa-se que a falta fase-terra envolve simultaneamente as componentes de sequência positiva, negativa e zero, característica que a diferencia dos demais tipos de curto-circuito assimétrico.

2.2.5 Curto-Circuito Fase-Fase

A falta fase-fase ocorre pelo contato entre duas fases, sem envolvimento da terra. Como não existe caminho para circulação de corrente pela terra, a componente de sequência zero é nula, participando apenas as componentes de sequência positiva e negativa.

Considerando uma falta entre as fases b e c , as correntes de sequência são:

$$\bar{I}_0 = 0, \quad \bar{I}_1 = -\bar{I}_2 = \frac{V_f}{Z_{th1} + Z_{th2} + Z_f}, \quad (2.18)$$

em que V_f é a tensão de pré-falta, Z_{th1} e Z_{th2} são as impedâncias equivalentes de sequência positiva e negativa, respectivamente, e Z_f é a impedância entre as fases envolvidas.

As correntes nas fases são dadas por:

$$\bar{I}_a = 0, \quad \bar{I}_b = -\bar{I}_c. \quad (2.19)$$

2.2.6 Curto-Circuito Fase-Fase-Terra

A falta fase-fase-terra ocorre quando duas fases entram simultaneamente em contato com a terra. Nessa condição, estão presentes as componentes de sequência positiva, negativa e zero.

Considerando uma falta envolvendo as fases b e c , com impedância de falta Z_f , a corrente de sequência positiva é dada por:

$$\bar{I}_1 = \frac{V_f}{Z_{th1} + \frac{Z_{th2}(Z_{th0} + 3Z_f)}{Z_{th2} + Z_{th0} + 3Z_f}} \quad (2.20)$$

As componentes de sequência negativa e zero são:

$$\bar{I}_2 = -\bar{I}_1 \frac{Z_{th0} + 3Z_f}{Z_{th2} + Z_{th0} + 3Z_f}, \quad (2.21)$$

$$\bar{I}_0 = -\bar{I}_1 \frac{Z_{th2}}{Z_{th2} + Z_{th0} + 3Z_f}. \quad (2.22)$$

em que V_f representa a tensão de pré-falta e Z_{th1} , Z_{th2} e Z_{th0} correspondem às impedâncias equivalentes de sequência positiva, negativa e zero, respectivamente.

A corrente total que circula para a terra corresponde à soma das correntes das três fases:

$$\bar{I}_{\text{terra}} = \bar{I}_a + \bar{I}_b + \bar{I}_c = 3\bar{I}_0. \quad (2.23)$$

2.2.7 Comparação entre os Tipos de Falta

A Tabela 2 resume as principais características dos tipos de curto-circuito apresentados.

Tabela 2 – Características dos tipos de falta em sistemas trifásicos

Tipo	Fases envolvidas	Componentes presentes
FFF/FFFT	Três fases	Positiva
FT	Uma fase e terra	Positiva, negativa e zero
FF	Duas fases	Positiva e negativa
FFT	Duas fases e terra	Positiva, negativa e zero

Fonte: Elaborado pelo autor.

As faltas FFF e FFFT preservam o equilíbrio trifásico, enquanto as faltas FT, FF e FFT produzem condições desequilibradas. A magnitude das correntes depende das impedâncias equivalentes do sistema e da impedância de falta, cujo aumento reduz a corrente de curto-circuito.

2.3 Proteção de Sobrecorrente

A proteção de sobrecorrente tem como princípio a comparação entre a corrente medida pelo relé e um valor previamente ajustado, denominado corrente de partida ou *pickup*. Quando a corrente medida supera esse limiar, o relé identifica uma condição anormal e pode emitir um comando de abertura ao disjuntor associado (BLACKBURN; DOMIN, 2014).

De acordo com a classificação ANSI, a proteção de sobrecorrente pode apresentar atuação instantânea, representada pela função 50, ou atuação temporizada, representada pela função 51. Na função instantânea, o comando de operação é emitido sem atraso intencional quando a corrente excede o valor ajustado. Na função temporizada, a atuação ocorre após um intervalo de tempo definido pelas configurações do relé (HOROWITZ; PHADKE, 2014).

Em sistemas radiais, a corrente de falta percorre, em geral, um sentido previamente conhecido, permitindo que a magnitude da corrente seja utilizada como principal critério de atuação e coordenação. Por essa razão, a proteção de sobrecorrente é amplamente empregada em alimentadores radiais, nos quais os dispositivos podem ser coordenados para que o equipamento mais próximo da falta opere primeiro.

Entretanto, em sistemas alimentados por mais de uma fonte, a corrente de curto-circuito pode apresentar diferentes sentidos de circulação, dependendo da localização da falta e das contribuições de cada fonte. Nessas condições, a análise exclusiva da magnitude da corrente pode não ser suficiente para garantir a seletividade da proteção, pois o relé não consegue determinar se a falta está localizada à jusante ou a montante de seu ponto de instalação (BLACKBURN; DOMIN, 2014).

Para superar essa limitação, acrescenta-se ao elemento de sobrecorrente um critério direcional, permitindo que a atuação seja condicionada tanto à magnitude da corrente quanto à direção da falta. Esse princípio fundamenta a proteção direcional de sobrecorrente, representada pela função ANSI 67 e abordada nas seções seguintes.

2.3.1 Corrente de Pickup

A corrente de partida, também denominada corrente de *Pickup*, corresponde ao valor mínimo de corrente necessário para sensibilizar o elemento de sobrecorrente do relé. Enquanto a corrente medida permanecer abaixo desse valor, o elemento não inicia sua atuação.

A condição de partida pode ser representada por:

$$I_{medida} > I_{pickup}, \quad (2.24)$$

em que I_{medida} é a corrente recebida pelo relé e I_{pickup} é a corrente de partida ajustada.

Quando essa condição é atendida, o elemento de sobrecorrente é sensibilizado. A abertura do disjuntor, entretanto, depende da lógica associada à função de proteção, podendo ocorrer de forma instantânea ou após um retardo de tempo definido ou inverso.

O valor de *pickup* deve ser superior às correntes máximas esperadas durante a operação normal do sistema, evitando atuações indevidas, e inferior às menores correntes de falta que se deseja detectar.

2.3.2 Características Tempo–Corrente

A atuação temporizada dos relés de sobrecorrente pode ser realizada por meio de tempo definido ou de tempo inverso. Na característica de tempo definido, o relé opera após um intervalo previamente ajustado, desde que a corrente permaneça acima do valor de partida. Na característica de tempo inverso, o tempo de atuação diminui à medida que a corrente medida aumenta.

Essa relação permite que faltas de maior intensidade sejam eliminadas mais rapidamente, ao mesmo tempo que possibilita a coordenação entre os dispositivos de proteção instalados em diferentes pontos do sistema. Para as curvas normalizadas pela IEC 60255-151, o tempo de atuação pode ser determinado por:

$$t = \frac{\beta}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^\alpha - 1} \cdot TMS \quad (2.25)$$

em que:

- t é o tempo de atuação do relé;
- I é a corrente medida;
- I_p é a corrente de pickup;
- TMS é o multiplicador de tempo;
- α e β são constantes associadas à curva selecionada.

As constantes correspondentes às quatro curvas de tempo inverso da IEC consideradas neste trabalho são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Constantes das curvas IEC de tempo inverso

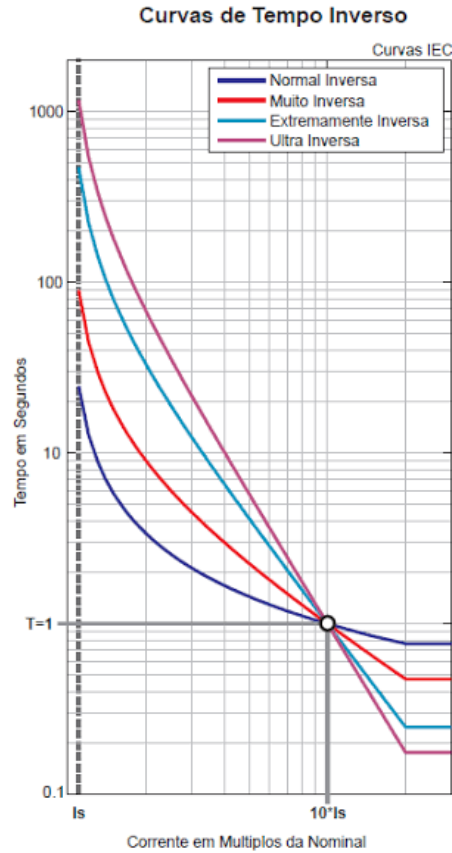
Característica	β	α
Normalmente inversa	0,14	0,02
Muito inversa	13,5	1,00
Extremamente inversa	80,0	2,00
Inversa de tempo longo	120,0	1,00

Fonte: Adaptado de International Electrotechnical Commission (2009).

A curva normalmente inversa apresenta uma redução gradual do tempo de atuação à medida que aumenta a corrente medida. Na curva muito inversa, essa redução ocorre de maneira mais acentuada. A curva extremamente inversa apresenta maior variação do tempo de atuação e resulta em tempos menores para valores elevados da relação entre a corrente medida e a corrente de *pickup*. Por sua vez, a curva inversa de tempo longo mantém tempos de atuação mais elevados, possibilitando sua aplicação em situações que demandam uma temporização maior para fins de coordenação.

A Figura 6 apresenta o comportamento comparativo das curvas normalmente inversa, muito inversa, extremamente inversa e inversa de tempo longo, considerando $TMS = 1$.

Figura 6 – Curvas de tempo inverso



Fonte: Adaptado de IEEE (2001).

2.4 Proteção Direcional de Sobrecorrente

A proteção direcional de sobrecorrente, identificada pela função ANSI 67, combina a medição da corrente com a identificação da direção da falta. Assim, o relé somente pode atuar quando duas condições são atendidas: a corrente medida deve superar o valor de pickup e a falta deve estar localizada na direção protegida pelo relé.

Esse recurso é necessário principalmente em sistemas alimentados por mais de uma fonte. Nesses sistemas, uma falta pode receber corrente de curto-circuito por diferentes terminais da linha. Dessa forma, apenas o valor da corrente não é suficiente para determinar se a falta ocorreu à jusante ou a montante.

A direção da falta é determinada pela relação angular entre a corrente de operação e a tensão de polarização. De forma simplificada, esse princípio pode ser representado pela equação de torque direcional:

$$T = V_p I_o \cos(\theta_{V_p} - \theta_{I_o}) \quad (2.26)$$

em que T representa a grandeza utilizada na decisão direcional, V_p é o módulo da tensão de polarização, I_o é o módulo da corrente de operação e θ_{V_p} e θ_{I_o} são os ângulos dos respectivos fasores.

O sinal da expressão permite identificar em qual região direcional se encontra a falta. A atuação ocorre quando a direção identificada corresponde ao sentido de operação configurado no relé, que pode ser direto ou reverso. Caso a falta seja identificada no sentido oposto ao ajustado, o elemento direcional bloqueia a atuação da proteção de sobrecorrente, mesmo que a corrente medida seja superior ao valor de partida.

Nos relés eletromecânicos, essa expressão estava associada ao torque produzido pelo mecanismo interno. Nos relés digitais, não existe torque mecânico. Os fasores de tensão e corrente são calculados numericamente, e o resultado da expressão é utilizado como uma grandeza de decisão para determinar a direção da falta.

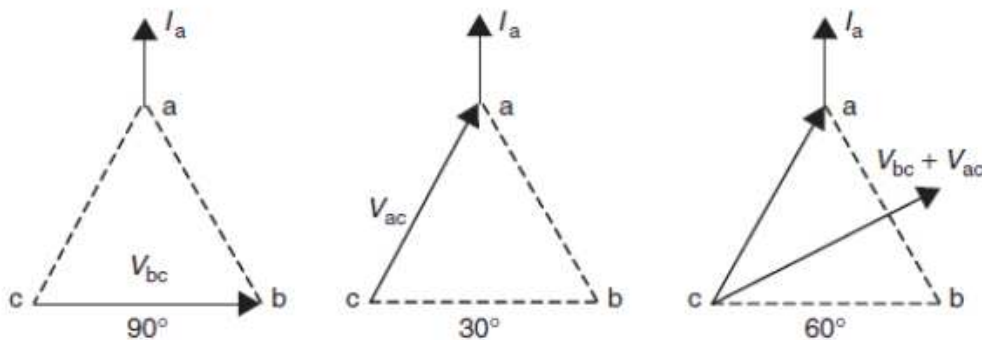
2.4.1 Grandezas de Operação e Polarização

O elemento direcional compara uma corrente de operação com uma tensão utilizada como referência de polarização. A escolha dessas grandezas depende do tipo de proteção e do esquema de conexão adotado.

Na proteção direcional de fase, podem ser empregados diferentes arranjos entre as correntes de fase e as tensões de polarização. Entre os esquemas tradicionalmente utilizados encontram-se as conexões de 30° , 60° e 90° , cujas denominações estão associadas à defasagem nominal produzida pelo arranjo das grandezas aplicadas ao relé (HOROWITZ; PHADKE, 2014).

Neste trabalho, será adotada a conexão em quadratura de 90° . Nesse esquema, a corrente de uma fase é comparada com a tensão entre as outras duas fases. Para o elemento da fase A, por exemplo, utiliza-se a corrente I_a como grandeza de operação e a tensão V_{bc} como grandeza de polarização.

Figura 7 – Conexões de polarização de 30° , 60° e 90°



Fonte: Horowitz e Phadke (2014).

Em faltas próximas ao ponto de instalação do relé, a tensão medida durante o defeito pode sofrer uma redução acentuada e atingir valores próximos de zero. Nessa condição, a tensão pode deixar de fornecer uma referência angular suficientemente confiável para a determinação da direção da falta.

Para contornar essa condição, relés digitais podem utilizar a memória de tensão pré-falta, especialmente nos elementos direcionais de fase. Nesse procedimento, o fasor de tensão armazenado antes do defeito é mantido durante um intervalo limitado e utilizado como referência de polarização. Dessa forma, a referência direcional pode ser preservada durante o afundamento de tensão provocado pela falta.

2.4.2 Ângulo de Máximo Torque

O ângulo de máximo torque (AMT) define a direção de maior sensibilidade do elemento direcional. Ele representa a relação angular para a qual o relé apresenta sua máxima resposta entre a corrente de operação e a tensão de polarização. Por esse motivo, seu ajuste deve considerar a conexão adotada e as características de impedância do sistema protegido (HOROWITZ; PHADKE, 2014).

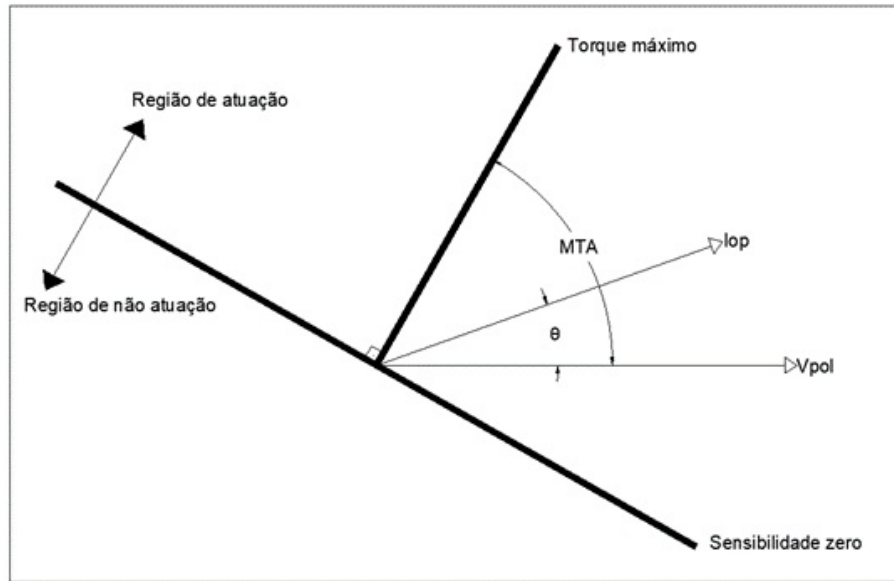
No plano fasorial, o AMT determina o eixo de máxima sensibilidade do relé. Perpendicularmente a esse eixo encontra-se a linha de torque nulo, que passa pela origem e separa as regiões de operação e bloqueio.

A posição da corrente em relação à tensão de polarização permite ao relé identificar o sentido da falta. Quando a condição direcional corresponde ao sentido configurado para atuação, o elemento direcional libera a proteção de sobrecorrente. Caso a falta seja identificada no sentido oposto, sua atuação permanece bloqueada. Dessa forma, o relé pode ser configurado para operar tanto no sentido direto quanto no reverso, conforme a aplicação.

O valor do AMT deve ser escolhido de forma que a região de maior sensibilidade coincida com as condições de falta esperadas no sistema. Embora o valor de 45° seja utilizado em algumas aplicações, ele não constitui um ajuste universal, podendo variar de acordo com a impedância do sistema, as grandezas de operação e polarização e as características do relé empregado (HOROWITZ; PHADKE, 2014).

A Figura 8 apresenta a característica direcional no plano fasorial, destacando o ângulo de máximo torque, a linha de torque nulo e as regiões de operação e bloqueio.

Figura 8 – Diagrama fasorial da proteção direcional



Fonte: Menezes (s.d.).

2.4.3 Função 67F

A função 67F, denominada proteção direcional de sobrecorrente de fase, é empregada na detecção de faltas entre fases e trifásicas, considerando tanto a magnitude quanto a direção da corrente. Para que ocorra a atuação, a corrente deve superar o valor de pickup e a falta deve estar localizada na direção de operação configurada para o relé.

Neste trabalho, será utilizada a polarização em quadratura de 90°. Nessa conexão, cada elemento de fase utiliza sua respectiva corrente como grandeza de operação e a tensão entre as outras duas fases como grandeza de polarização. As combinações adotadas são apresentadas na Tabela 4 (BLACKBURN; DOMIN, 2014).

Tabela 4 – Grandezas de operação e polarização da função 67F

Corrente de operação	Tensão de polarização
$\dot{I}_A$	$\dot{V}_{BC}$
$\dot{I}_B$	$\dot{V}_{CA}$
$\dot{I}_C$	$\dot{V}_{AB}$

Fonte: Adaptado de Blackburn e Domin (2014).

Considerando o elemento associado à fase A, a corrente $\dot{I}_A$ é utilizada como grandeza de operação, enquanto a tensão $\dot{V}_{BC}$ fornece a referência de polarização. Essa tensão é calculada pela diferença entre os fasores das fases B e C:

$$\dot{V}_{BC} = \dot{V}_B - \dot{V}_C. \quad (2.27)$$

Em condições equilibradas e de sequência positiva, o fasor $\dot{V}_{BC}$ encontra-se defasado em 90° em relação à tensão $\dot{V}_A$, caracterizando a conexão em quadratura. A mesma lógica é aplicada aos elementos das fases B e C, por meio das tensões $\dot{V}_{CA}$ e $\dot{V}_{AB}$, respectivamente (BLACKBURN; DOMIN, 2014).

A comparação angular entre a corrente de operação e a tensão de polarização permite identificar se a falta ocorreu no sentido direto ou reverso. Quando a corrente se encontra na região de operação definida pelo AMT, o elemento direcional libera a atuação da proteção de sobrecorrente. Caso a corrente esteja na região oposta, a atuação permanece bloqueada.

2.4.4 Função 67N

A função 67N, denominada proteção direcional de sobrecorrente de neutro, é utilizada na detecção de faltas envolvendo a terra. Além de verificar se a corrente supera o valor de pickup, essa função determina se a falta ocorreu no sentido direto ou reverso em relação ao ponto de instalação do relé.

Neste trabalho, a corrente residual será utilizada como grandeza de operação, enquanto a tensão de sequência zero será empregada como grandeza de polarização. Essas grandezas são obtidas a partir dos fasores das três fases:

$$\dot{I}_n = \dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C = 3\dot{I}_0, \quad (2.28)$$

$$\dot{V}_0 = \frac{\dot{V}_A + \dot{V}_B + \dot{V}_C}{3}. \quad (2.29)$$

Em condições equilibradas, as correntes e tensões das três fases apresentam magnitudes semelhantes e estão defasadas de 120° entre si. Dessa forma, suas somas vetoriais são nulas ou próximas de zero. O mesmo ocorre durante uma falta trifásica equilibrada, na qual não há componente de sequência zero.

Nas faltas envolvendo a terra, desde que exista um caminho para a circulação da corrente de sequência zero, esse equilíbrio é rompido e surgem valores não nulos de $3\dot{I}_0$ e $\dot{V}_0$. A função 67N utiliza a magnitude da corrente residual para identificar a condição de sobrecorrente e a relação angular entre as grandezas de operação e polarização para determinar o sentido da falta (ANDERSON, 1995).

Para as referências adotadas neste trabalho, durante uma falta à terra no sentido direto, a tensão de sequência zero pode ser relacionada à corrente de sequência zero por

$$\dot{V}_0 \approx -\dot{I}_0 \dot{Z}_0. \quad (2.30)$$

O sinal negativo indica que $\dot{V}_0$ apresenta sentido oposto à queda de tensão produzida por $\dot{I}_0$ na impedância de sequência zero. Por esse motivo, utiliza-se $-\dot{I}_0$ na análise direcional, o que corresponde à inversão de 180° do fasor de corrente.

Com essa inversão, a relação angular entre a corrente de operação e a tensão de polarização torna-se compatível com a região de atuação definida pelo AMT. Assim, quando a corrente residual supera o valor de partida e a condição direcional indica uma falta no sentido configurado, a função 67N libera a atuação da proteção de sobrecorrente. Caso a falta seja identificada no sentido oposto, a atuação permanece bloqueada (BLACKBURN; DOMIN, 2014).

METODOLOGIA

Este capítulo apresenta o sistema de transmissão analisado, os parâmetros adotados em sua modelagem e os procedimentos empregados para sua representação e simulação no software ATP.

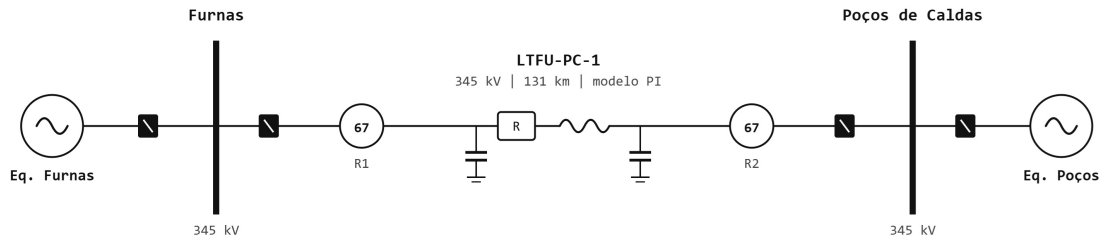
3.1 Descrição do Sistema Estudado

O sistema estudado corresponde à linha de transmissão de 345 kV que interliga as subestações de Furnas e Poços de Caldas, localizadas no estado de Minas Gerais. A linha é alimentada em ambas as extremidades, sendo os sistemas conectados aos seus terminais representados por equivalentes elétricos. Dessa forma, durante uma condição de falta, há contribuição de corrente proveniente dos dois lados do sistema, característica que justifica a aplicação da proteção direcional de sobrecorrente.

O sistema é constituído pelo equivalente de Furnas, pela linha de transmissão de 131 km e pelo equivalente de Poços de Caldas. Os relés R1 e R2 são posicionados nos terminais da linha, junto às barras de Furnas e Poços de Caldas, respectivamente. Cada relé monitora as grandezas elétricas locais, sendo o sentido direto de ambos orientado para o interior da linha protegida.

A Figura 9 apresenta o diagrama unifilar simplificado do sistema e a posição dos relés considerados.

Figura 9 – Diagrama unifilar do sistema Furnas–Poços de Caldas



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.2 Parâmetros do Sistema

Os parâmetros dos equivalentes de rede associados às subestações de Furnas e Poços de Caldas foram obtidos de Almeida (2013). Para a linha de transmissão, foram utilizados os dados disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico por meio da plataforma SIN Maps (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2023). A representação das grandezas em valores por unidade foi realizada considerando potência base de 100 MVA e tensão base de 345 kV.

3.2.1 Equivalentes de Rede

Os sistemas conectados aos terminais da linha foram representados por equivalentes de Thévenin, constituídos por fontes trifásicas ideais associadas às impedâncias de sequência positiva, negativa e zero. Os dados empregados na determinação desses equivalentes são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 – Dados de curto-circuito das barras de Furnas e Poços de Caldas

Parâmetro	Furnas	Poços de Caldas
$S_{cc,3\phi}$ (MVA)	14.027	12.728
$S_{cc,1\phi}$ (MVA)	13.864,3	9.623
$I_{cc,3\phi}$ (kA)	23,5	21,3
$I_{cc,1\phi}$ (kA)	23,2	16,1
X_1/R_1	16,6	12,6
X_0/X_1	1,0347	1,9585
R_0/X_0	0,0692	0,1317

Fonte: Adaptado de Almeida (2013).

O módulo da impedância equivalente de sequência positiva foi determinado a partir da potência de curto-circuito trifásico:

$$|Z_1| = \frac{V_{LL}^2}{S_{cc,3\phi}}, \quad (3.1)$$

em que V_{LL} corresponde à tensão eficaz entre fases da barra.

Considerando a relação X_1/R_1 fornecida na Tabela 5, a resistência e a reatância de sequência positiva foram obtidas por:

$$R_1 = \frac{|Z_1|}{\sqrt{1 + \left(\frac{X_1}{R_1}\right)^2}}, \quad (3.2)$$

$$X_1 = R_1 \left(\frac{X_1}{R_1}\right). \quad (3.3)$$

A indutância equivalente foi determinada considerando a frequência nominal de 60 Hz:

$$L_1 = \frac{X_1}{2\pi f}. \quad (3.4)$$

Para a sequência negativa, adotou-se $Z_2 = Z_1$, aproximação usual para a representação de sistemas elétricos equilibrados (ANDERSON, 1995). Os parâmetros de sequência zero foram determinados pelas relações fornecidas:

$$X_0 = X_1 \left(\frac{X_0}{X_1}\right), \quad (3.5)$$

$$R_0 = X_0 \left(\frac{R_0}{X_0}\right), \quad (3.6)$$

$$L_0 = \frac{X_0}{2\pi f}. \quad (3.7)$$

Os parâmetros resultantes foram utilizados na representação dos equivalentes de rede no ATP e são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – Parâmetros dos equivalentes de rede modelados no ATP

Parâmetro	Furnas		Poços de Caldas	
	Sequências 1 e 2	Sequência 0	Sequências 1 e 2	Sequência 0
$R (\Omega)$	0,510	0,606	0,738	2,398
$L (\text{mH})$	22,464	23,244	24,669	48,300

Fonte: Elaborado pelo autor

3.2.2 Parâmetros da Linha de Transmissão

A linha de transmissão analisada possui comprimento de 131 km e tensão nominal de 345 kV. Os parâmetros de impedância utilizados em sua representação foram obtidos de Almeida (2013), sendo fornecidos em valores por unidade na base de potência de 1000 MVA, conforme apresentado na Tabela 7.

Tabela 7 – Impedâncias da linha de transmissão

Parâmetro	Valor	Base de potência
Z_1	$0,049 + j0,432 \text{ p.u.}$	1000 MVA
Z_0	$0,3285 + j1,3257 \text{ p.u.}$	1000 MVA

Fonte: Adaptado de Almeida (2013).

Para compatibilização com a base de 100 MVA adotada neste trabalho, as impedâncias foram convertidas por:

$$Z_{\text{pu,nova}} = Z_{\text{pu,original}} \left(\frac{S_{\text{base,nova}}}{S_{\text{base,original}}} \right), \quad (3.8)$$

considerando-se inalterada a tensão base de 345 kV. Em seguida, os valores em por unidade foram convertidos para ohms por meio da impedância base:

$$Z_{\text{base}} = \frac{V_{\text{base}}^2}{S_{\text{base}}}. \quad (3.9)$$

Os parâmetros série por unidade de comprimento foram determinados a partir das partes real e imaginária das impedâncias da linha completa:

$$R_k = \frac{\text{Re}[Z_k]}{\ell} \quad (3.10)$$

$$L_k = \frac{\text{Im}[Z_k]}{2\pi f \ell} \quad (3.11)$$

em que k representa a sequência positiva ou zero, ℓ é o comprimento da linha e $f = 60 \text{ Hz}$.

O efeito capacitivo da linha foi representado a partir do valor de 67 MVar informado no campo “Susceptância Shunt” da plataforma SIN Maps (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2023). Esse valor corresponde à potência reativa capacitiva associada ao ramo shunt da linha de transmissão.

$$C_1 = \frac{Q_c}{2\pi f V_{LL}^2}, \quad (3.12)$$

em que Q_c é a potência reativa capacitiva total e V_{LL} corresponde à tensão eficaz entre fases. O valor obtido foi dividido pelo comprimento da linha para determinar a capacitância por unidade de comprimento.

Para fins da modelagem, adotou-se, de forma simplificada, a relação $C_0 = C_1/3$.

Para a linha de transmissão, os parâmetros de sequência negativa foram considerados iguais aos de sequência positiva, conforme apresentado na Tabela 8.

Tabela 8 – Parâmetros da linha Furnas–Poços de Caldas

Parâmetro	Unidade	Sequência positiva	Sequência zero
R	Ω/km	0,04452	0,29847
L	mH/km	1,0412	3,1951
C	$\mu\text{F}/\text{km}$	0,01140	0,00380

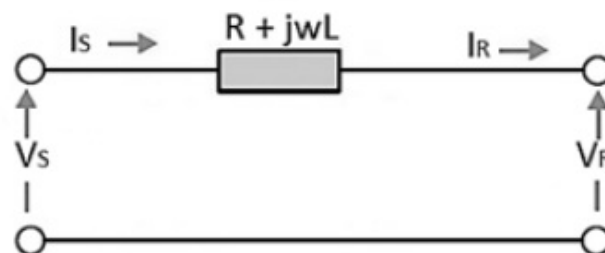
Fonte: Elaborado pelo autor

3.2.3 Modelo da Linha de Transmissão

A representação matemática de linhas de transmissão pode ser realizada por diferentes modelos elétricos equivalentes, cuja escolha depende principalmente do comprimento da linha e da precisão requerida para a análise. De forma geral, os modelos clássicos empregados em estudos de sistemas elétricos de potência são o modelo de linha curta, o modelo π equivalente e o modelo de parâmetros distribuídos.

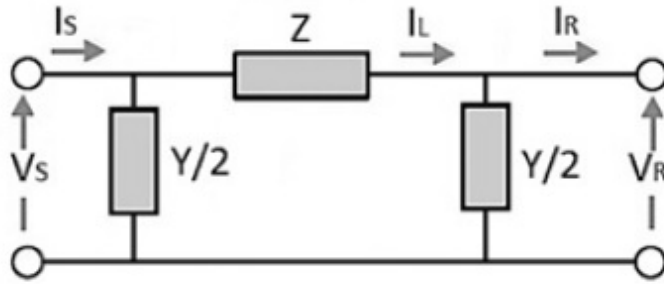
O modelo de linha curta considera apenas a impedância série da linha, desprezando os efeitos da capacitância shunt. Essa aproximação é adequada para linhas de pequeno comprimento, nas quais as correntes capacitivas exercem pouca influência sobre o comportamento do sistema.

Figura 10 – Modelo de linha curta



Fonte: Moura, Moura e Rocha (2019)

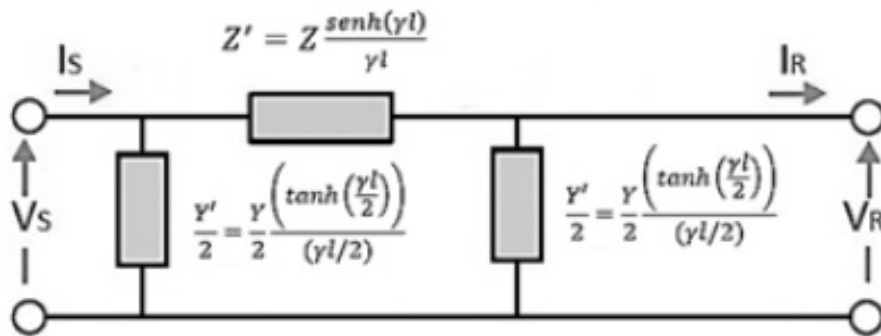
Para linhas de comprimento intermediário, torna-se necessário considerar o efeito da capacitância shunt. Nesse caso, emprega-se o modelo π , no qual a impedância série é representada por um ramo central e a capacitância total é dividida igualmente entre as duas extremidades da linha.

Figura 11 – Modelo π de linha média

Fonte: Moura, Moura e Rocha (2019)

Para linhas de grande extensão, os parâmetros elétricos não podem ser representados de forma concentrada, sendo necessária a utilização do modelo de parâmetros distribuídos. Nesse caso, a resistência, a indutância, a capacitância e a condutância são consideradas distribuídas continuamente ao longo de todo o comprimento da linha.

Figura 12 – Modelo equivalente de linha longa



Fonte: Moura, Moura e Rocha (2019)

Segundo Moura, Moura e Rocha (2019), a comparação entre esses modelos permite estabelecer faixas de aplicação em função do comprimento da linha, sendo o modelo de linha curta adequado para linhas de até 80 km, o modelo π equivalente indicado para linhas médias entre 80 e 240 km e o modelo de parâmetros distribuídos recomendado para linhas com comprimento superior a 240 km.

Além da classificação por comprimento, Moura, Moura e Rocha (2019) compararam corrente e tensão do modelo π com as correntes e tensões exatas para uma linha de 120 km com tensão de 500 kV. Os erros obtidos na barra receptora são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 – Erros do modelo π em relação ao modelo exato

Grandeza	Erro relativo (%)
Tensão	0,0265
Corrente	0,0209

Fonte: Adaptado de Moura, Moura e Rocha (2019).

Ressalta-se que os valores apresentados na Tabela 9 correspondem ao sistema analisado por Moura, Moura e Rocha (2019), constituído por uma linha de 120 km e tensão de 500 kV, sendo utilizados neste trabalho apenas como referência para a precisão do modelo π equivalente.

Considerando que a linha de transmissão estudada neste trabalho possui comprimento de 131 km e tensão nominal de 345 kV, enquadrando-se na faixa de linhas médias, optou-se pela utilização do modelo π equivalente. Essa escolha proporciona representação adequada do comportamento elétrico da linha, conciliando boa precisão com menor complexidade computacional nas simulações desenvolvidas no software ATP.

3.2.4 Implementação do Sistema no ATP

O sistema elétrico foi modelado no ATPDraw, versão 7.8, e simulado por meio do *Alternative Transients Program* (ATP). Conforme os Procedimentos de Rede do ONS, o ATP é destinado à simulação de fenômenos transitórios eletromagnéticos e eletromecânicos, permitindo representar redes elétricas com diferentes níveis de complexidade e aplicar perturbações, como curtos-circuitos e operações de chaveamento (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2009).

A escolha do ATP deve-se à possibilidade de obter as tensões e correntes instantâneas nos pontos de medição ao longo de toda a simulação. Essas grandezas foram posteriormente processadas para a determinação dos valores eficazes, fasores e componentes de sequência utilizados na avaliação das funções direcionais de sobrecorrente 67F e 67N.

Os sistemas conectados às barras de Furnas e Poços de Caldas foram representados por fontes trifásicas equilibradas associadas às respectivas impedâncias equivalentes de sequência positiva, negativa e zero. A linha de transmissão foi implementada por seções equivalentes π , cujos parâmetros série e shunt foram definidos proporcionalmente ao comprimento de cada trecho.

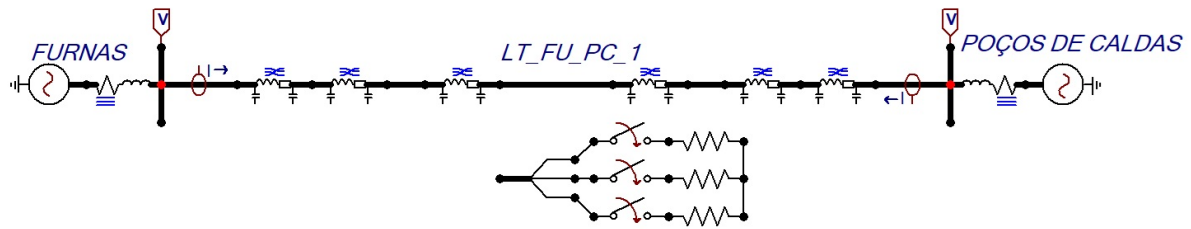
A divisão da linha em seções permitiu estabelecer pontos intermediários para a aplicação das faltas. Para os cenários internos, foram utilizados pontos correspondentes a 1%, 10%, 50%, 90% e 99% do comprimento total, medidos a partir do terminal de Furnas. As faltas externas foram aplicadas além dos terminais da linha, no lado dos equivalentes de Furnas e Poços de Caldas.

As simulações foram realizadas com duração total de 0,1 s e passo de integração de

1×10^{-7} s. As faltas foram aplicadas no instante $t = 0,04$ s e permaneceram no sistema até o final da simulação. Para a análise fasorial, foi selecionado o segundo ciclo após a aplicação da falta.

As tensões e correntes trifásicas foram registradas nos terminais da linha, nos pontos associados aos relés R1 e R2. Essas grandezas foram posteriormente utilizadas na obtenção dos fasores e das componentes de sequência necessárias à avaliação das funções direcionais 67F e 67N.

Figura 13 – Sistema Furnas–Poços de Caldas modelado no ATPDraw



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 13 apresenta o sistema implementado no ATPDraw. Os sistemas conectados às barras de Furnas e Poços de Caldas foram representados por fontes trifásicas associadas às respectivas impedâncias equivalentes de rede. Entre as duas barras, a linha de transmissão foi dividida em seções equivalentes π , possibilitando a aplicação das faltas em diferentes pontos de seu comprimento.

Os elementos conectados à parte inferior do modelo correspondem ao circuito utilizado para a aplicação das faltas. Por meio das chaves e das resistências de falta, foram configuradas as fases envolvidas e os valores de resistência considerados em cada cenário. As tensões e correntes foram registradas nos terminais de Furnas e Poços de Caldas, correspondentes aos pontos de medição dos relés R1 e R2.

3.3 Cenários de Simulação

Para avaliar o comportamento direcional das funções 67F e 67N, foram definidos 27 cenários de falta, contemplando faltas trifásicas (FFF), bifásicas-terra (FFT), bifásicas (FF) e monofásicas-terra (FT). Foram variáveis a localização da falta, a resistência de falta e o ângulo de incidência.

Os cenários foram divididos em dois grupos. O primeiro compreende faltas internas à linha protegida, consideradas frontais para os relés R1 e R2, uma vez que os sentidos diretos de ambos estão orientados para o interior da linha. As faltas foram aplicadas a 10%, 50% e 90% do comprimento total, além de pontos próximos aos terminais, localizados a 1% e 99%.

Os cenários próximos aos terminais foram incluídos para avaliar faltas próximas aos relés, nas quais a tensão utilizada para polarização pode apresentar uma redução acentuada. Essa condição pode dificultar a determinação direcional, especialmente quando a polarização é obtida exclusivamente das grandezas medidas durante a falta.

Em relés digitais comerciais, a memória de tensão pré-falta pode ser empregada para manter temporariamente a referência angular durante esse afundamento de tensão. No presente trabalho, entretanto, a classificação direcional foi realizada com os fasores extraídos do ciclo posterior à aplicação da falta, sem a implementação de uma memória de tensão pré-falta. Essa condição deve ser considerada na interpretação dos resultados referentes às faltas próximas aos terminais.

O segundo grupo compreende faltas externas à zona protegida, aplicadas imediatamente atrás de R1 ou R2. Em cada caso, a falta é reversa para o relé adjacente ao ponto de aplicação, permitindo verificar o bloqueio da função direcional para faltas externas.

Foram adotadas resistências de falta de 0, 20 e 40 Ω , bem como ângulos de incidência de 0°, 45° e 90°. Esses valores foram distribuídos entre os diferentes tipos e localizações de falta, de forma a ampliar as condições avaliadas sem realizar todas as combinações possíveis.

A resistência nula representa uma falta franca, enquanto os valores de 20 e 40 Ω representam faltas resistivas. Nas faltas envolvendo a terra, o aumento da resistência reduz a corrente de sequência zero, exigindo maior sensibilidade do elemento 67N (BLACKBURN; DOMIN, 2014).

A Tabela 10 apresenta os cenários considerados nas simulações.

Tabela 10 – Cenários de faltas internas e externas

Cenário	Tipo de Falta	Localização	R_f (Ω)	Ângulo ($^\circ$)	Posição
Grupo 1 — Faltas diretas (frontais para R1 e R2)					
<i>Trifásicas (FFF)</i>					
1	FFF	10%	0	0	Interna
2	FFF	50%	0	45	Interna
3	FFF	90%	0	90	Interna
4	FFF	50%	20	0	Interna
5	FFF	50%	40	90	Interna
6	FFF	1%	0	90	Interna, próxima a R1
<i>Bifásicas-terra (FFT)</i>					
7	FFT	10%	0	45	Interna
8	FFT	50%	20	0	Interna
9	FFT	90%	40	90	Interna
10	FFT	99%	0	90	Interna, próxima a R2
11	FFT	99%	40	0	Interna, próxima a R2
<i>Bifásicas (FF)</i>					
12	FF	10%	0	90	Interna
13	FF	50%	20	45	Interna
14	FF	90%	40	0	Interna
15	FF	99%	0	45	Interna, próxima a R2
<i>Monofásicas (FT)</i>					
16	FT	10%	0	0	Interna
17	FT	50%	20	90	Interna
18	FT	90%	40	45	Interna
19	FT	99%	0	90	Interna, próxima a R2
Grupo 2 — Faltas externas (Reversa para 1 dos relé)					
<i>Trifásicas (FFF)</i>					
20	FFF	–	0	90	Atrás de R1
21	FFF	–	40	0	Atrás de R2
<i>Bifásicas-terra (FFT)</i>					
22	FFT	–	20	45	Atrás de R1
23	FFT	–	0	90	Atrás de R2
<i>Bifásicas (FF)</i>					
24	FF	–	0	0	Atrás de R1
25	FF	–	20	45	Atrás de R2
<i>Monofásicas (FT)</i>					
26	FT	–	40	90	Atrás de R1
27	FT	–	0	0	Atrás de R2

3.3.1 Extração e processamento automatizado dos resultados

A visualização das formas de onda geradas pelo ATP foi realizada por meio do PlotXY. Entretanto, devido à quantidade de cenários simulados e de variáveis monitoradas, a extração manual dos resultados se mostrou pouco viável. Para cada caso, seria necessário abrir os sinais individualmente, selecionar o intervalo de análise, obter os valores eficazes e os ângulos e,

posteriormente, registrar essas informações em uma planilha.

Diante disso, foi desenvolvido um programa em Python para automatizar a leitura, o processamento e a organização dos resultados das simulações. As formas de onda foram exportadas pelo PlotXY no formato COMTRADE, constituído principalmente pelos arquivos .cfg e .dat. O arquivo .cfg contém as informações dos canais, unidades, fatores de conversão e taxa de amostragem, enquanto o arquivo .dat armazena as amostras das formas de onda.

A partir disso, o código foi elaborado para identificar automaticamente os canais de tensão e corrente, converter os dados armazenados para seus valores físicos e selecionar o segundo ciclo após a aplicação da falta, utilizado nas análises fasoriais.

Como o estudo das funções direcionais de sobrecorrente requer os módulos eficazes e os ângulos das grandezas elétricas, foi aplicada uma Transformada Discreta de Fourier (DFT) de um ciclo. A DFT foi utilizada para extrair a componente fundamental de 60 Hz de cada sinal, fornecendo seu valor eficaz e seu ângulo de fase. O Código 1 apresenta o trecho responsável por essa etapa do processamento.

Código-fonte 1: Trecho do código utilizado para o cálculo da componente fundamental.

```

1 def calcular_fasor(sinal, tempo, frequencia):
2
3     N = len(sinal)
4
5     W = np.exp(-1j * 2 * np.pi * frequencia * tempo)
6
7     X = (2.0 / N) * np.sum(sinal * W)
8
9     rms = np.abs(X) / np.sqrt(2)
10
11     angulo = np.degrees(np.angle(X))
12
13     return X, rms, angulo

```

A função recebe as amostras do sinal e os respectivos instantes de tempo, calcula o fasor correspondente à frequência fundamental e retorna seu valor eficaz e seu ângulo de fase. Esse procedimento foi aplicado às tensões e correntes de todos os cenários analisados.

Além das variáveis extraídas de tensões e correntes de fase, o programa calcula automaticamente a tensão de sequência zero e a corrente residual, dadas por:

$$V_0 = \frac{V_a + V_b + V_c}{3}, \quad (3.13)$$

$$I_n = I_a + I_b + I_c = 3I_0. \quad (3.14)$$

O processamento foi realizado em lote, permitindo que todos os arquivos presentes na pasta de resultados fossem analisados automaticamente. Para cada cenário, foram extraídos os valores eficazes e os ângulos das tensões e correntes nos terminais de Furnas e Poços de Caldas. Ao final, os resultados foram reunidos em um único arquivo no formato .csv, utilizado posteriormente nas análises das funções 67F e 67N.

Para validar o método implementado, foram selecionados alguns cenários de simulação e os resultados obtidos pelo programa foram comparados com os valores fornecidos diretamente pelo PlotXY. As diferenças encontradas foram da ordem de 10^{-3} , sendo consideradas desprezíveis e sem influência sobre os resultados das análises de atuação da proteção.

Dessa forma, a ferramenta desenvolvida reduziu o tempo necessário para a extração dos dados, padronizou o intervalo de análise e diminuiu a possibilidade de erros associados ao processamento manual dos resultados.

3.3.2 Interface Gráfica para Análise Direcional

Para facilitar a análise dos resultados, foi desenvolvida uma interface gráfica em Python para a construção e a visualização dos diagramas fasoriais das funções 67F e 67N. A ferramenta utiliza a base de dados em excel, com os fasores extraídos das simulações e permite selecionar o cenário analisado, o ângulo de máximo torque, a tensão de polarização e o sentido configurado para o elemento direcional.

A interface apresenta separadamente as grandezas correspondentes aos terminais de Furnas e Poços de Caldas, associados aos relés R1 e R2, respectivamente. Em cada diagrama são representados os fasores de tensão e corrente, o eixo de máxima sensibilidade e as regiões de operação e bloqueio. O programa também calcula a diferença angular entre a corrente de operação e o eixo definido pelo AMT, indicando a classificação direcional obtida em cada terminal.

A organização da interface foi dividida entre uma área de configuração e uma área de visualização. Na área de configuração, o usuário seleciona o cenário, a função direcional analisada, a grandeza de polarização, o sentido de operação e o valor do Ângulo de Máximo Torque. A área de visualização apresenta simultaneamente os resultados dos relés R1 e R2, permitindo a comparação direta do comportamento nos dois terminais da linha.

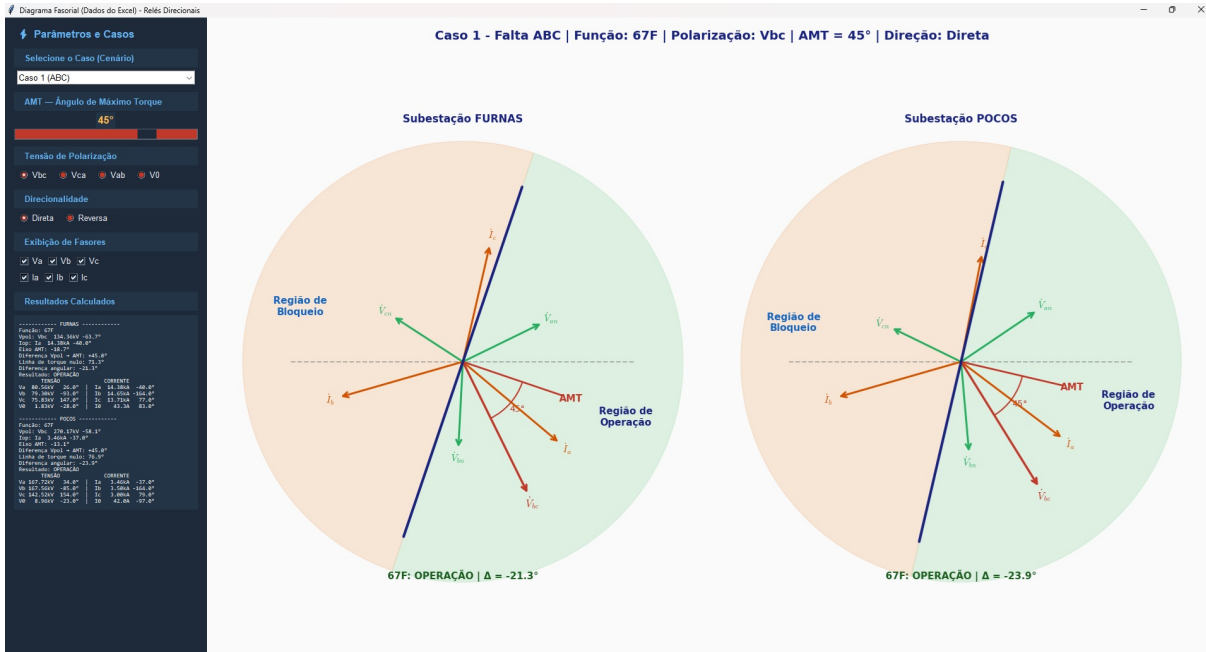
Além dos diagramas fasoriais, a interface apresenta numericamente os ângulos das grandezas de operação e polarização, a diferença angular calculada e a classificação final como operação ou bloqueio. Dessa forma, a ferramenta permite acompanhar as etapas utilizadas na decisão direcional e facilita a interpretação dos resultados.

Para a função 67F, a interface permite selecionar as tensões de polarização em quadratura e as respectivas correntes de fase. Para a função 67N, são utilizadas a tensão de sequência zero e a corrente de sequência zero invertida. Nesse caso, o programa obtém $\dot{I}_0 = \dot{I}_n/3$ e utiliza $-\dot{I}_0$

como grandeza de operação.

A Figura 14 apresenta a interface gráfica desenvolvida.

Figura 14 – Interface gráfica desenvolvida para a análise das características direcionais.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A ferramenta foi empregada como recurso de processamento e visualização do comportamento direcional. Portanto, os resultados apresentados pela interface não incluem ajustes de pickup, temporização ou comandos de abertura de disjuntores.

RESULTADOS

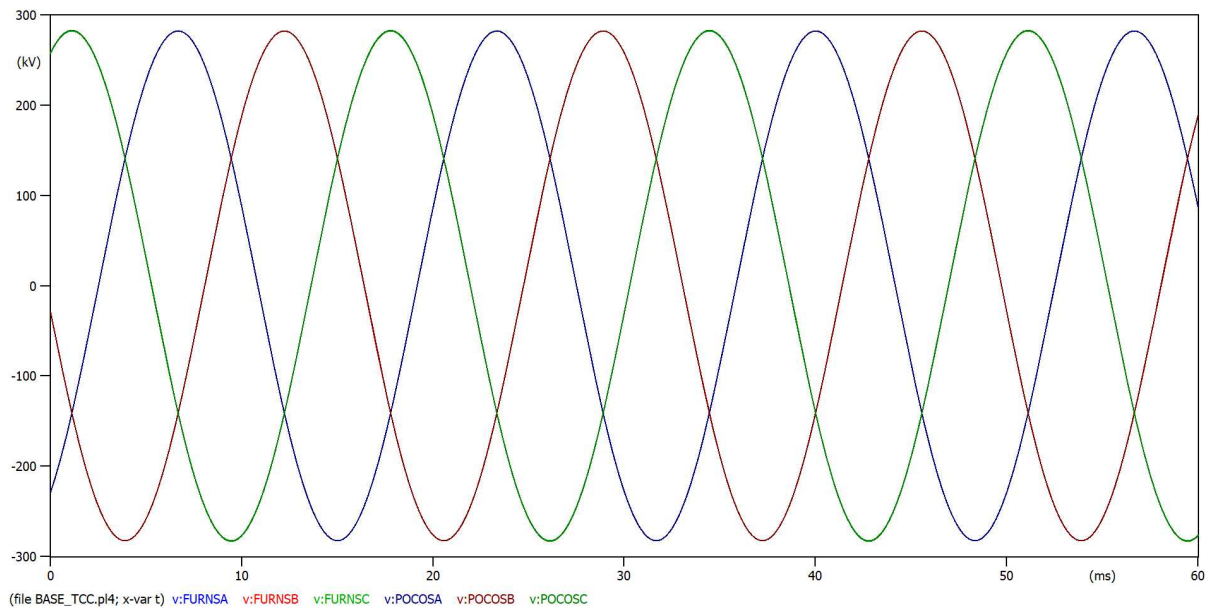
Este capítulo apresenta os resultados obtidos a partir das simulações realizadas no software ATP para o sistema de transmissão Furnas–Poços de Caldas, contemplando os 27 cenários de falta descritos na metodologia. Inicialmente, apresenta-se um panorama geral das grandezas obtidas para o conjunto de cenários, seguido de uma análise mais detalhada de casos selecionados, com o objetivo de evidenciar os principais efeitos da localização, da resistência de falta e do ângulo de incidência sobre o comportamento das grandezas elétricas e dos elementos direcionais.

4.1 Perfil de Referência em Operação Normal

Antes da análise dos cenários de falta, apresenta-se nesta seção o comportamento das grandezas elétricas em condição normal de operação, com o objetivo de estabelecer um perfil de referência para comparação com os casos de defeito. Essa referência permite evidenciar, ao longo dos resultados, as alterações provocadas pelas faltas nas tensões, nas correntes e nas relações fasoriais medidas nos terminais da linha.

A Figura 15 apresenta as tensões trifásicas registradas nos terminais de Furnas e Poços de Caldas em regime permanente. Observam-se formas de onda aproximadamente senoidais e equilibradas, com defasagens angulares próximas de 120° entre as fases. As tensões correspondentes aos dois terminais apresentam comportamento semelhante, conforme esperado para a condição normal de operação do sistema.

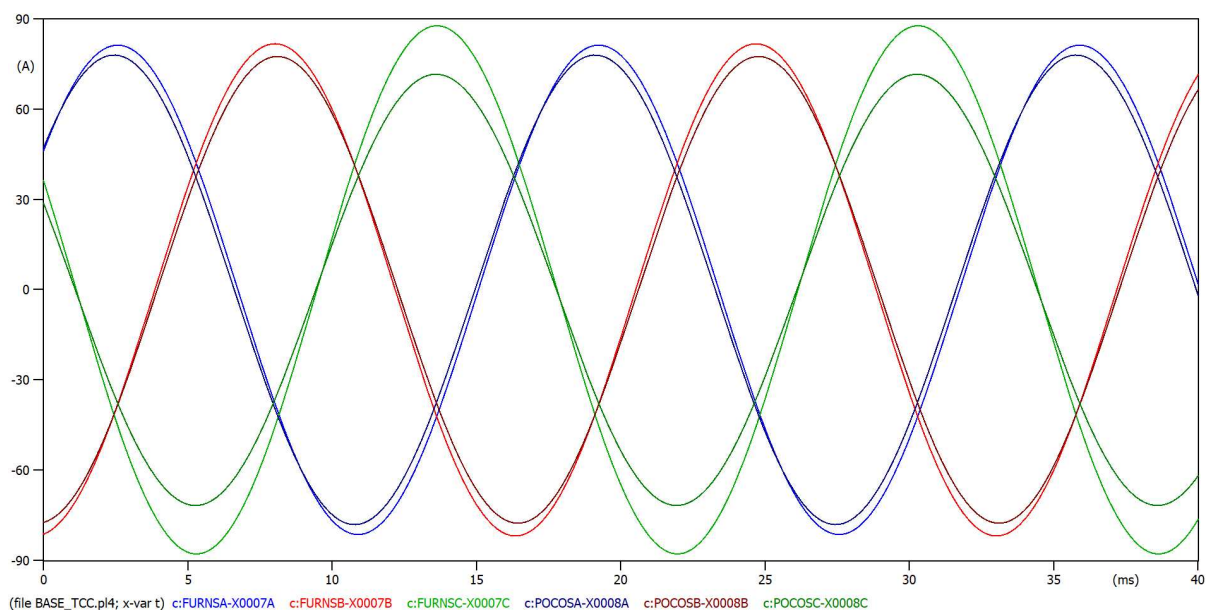
Figura 15 – Tensões trifásicas em operação normal



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 16 apresenta as correntes trifásicas registradas nos terminais de Furnas e Poços de Caldas em condição normal de operação. Observa-se comportamento aproximadamente equilibrado entre as fases, com formas de onda senoidais e defasagens angulares coerentes com o regime permanente. As pequenas diferenças de magnitude observadas entre as correntes dos dois terminais decorrem das condições elétricas estabelecidas no modelo.

Figura 16 – Correntes trifásicas em operação normal



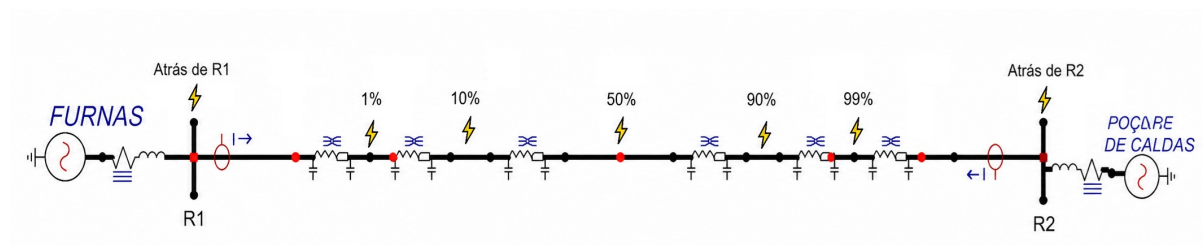
Fonte: Elaborado pelo autor.

Esse perfil de referência será utilizado nas análises subsequentes para destacar as perturbações provocadas por cada tipo de falta, especialmente no que se refere às variações de magnitude, aos desequilíbrios entre as fases e às alterações no posicionamento angular das grandezas medidas nos terminais da linha.

4.2 Simulação e Resultados Obtidos

A Figura 17 apresenta as sete localizações de falta consideradas nas simulações. Os pontos internos foram posicionados a 1%, 10%, 50%, 90% e 99% do comprimento da linha, medidos a partir do terminal de Furnas, associado ao relé R1. Também foram consideradas faltas externas localizadas atrás dos relés R1 e R2.

Figura 17 – Localizações das faltas consideradas nas simulações



Fonte: Elaborado pelo autor

As Tabelas 11 a 14 apresentam os fasores de tensão e corrente obtidos para os 27 cenários simulados, considerando as grandezas registradas nos terminais de Furnas, associados ao relé R1, e de Poços de Caldas, associado ao relé R2

Tabela 11 – Fasores de tensão medidos em Furnas

Cen.	Tipo	Fases	$\dot{V}_a$ (V)	$\dot{V}_b$ (V)	$\dot{V}_c$ (V)	$\dot{V}_0$ (V)
<i>Trifásicas Internas</i>						
1	FFF	ABC	80.563 $\angle$ -25,77°	79.301 $\angle$ -93,10°	75.830 $\angle$ 146,73°	1.830 $\angle$ -27,87°
2	FFF	ABC	151.376 $\angle$ -10,87°	151.317 $\angle$ -130,48°	148.553 $\angle$ 109,30°	1.231 $\angle$ -68,84°
3	FFF	ABC	170.156 $\angle$ -55,60°	169.573 $\angle$ -174,71°	167.036 $\angle$ 64,78°	1.717 $\angle$ -107,67°
4	FFF	ABC	180.236 $\angle$ 28,84°	179.689 $\angle$ -91,47°	177.530 $\angle$ 148,25°	806 $\angle$ 17,27°
5	FFF	ABC	191.614 $\angle$ -59,06°	191.891 $\angle$ -179,25°	190.545 $\angle$ 60,37°	504 $\angle$ -55,90°
6	FFF	ABC	30.603 $\angle$ -109,73°	27.568 $\angle$ 137,29°	27.120 $\angle$ 7,86°	2.467 $\angle$ -120,18°
<i>Bifásicas-Terra Internas</i>						
7	FFT	ABT	94.812 $\angle$ -28,29°	89.013 $\angle$ -125,33°	201.401 $\angle$ 111,05°	27.045 $\angle$ 119,79°
8	FFT	ABT	186.623 $\angle$ 29,15°	175.654 $\angle$ -89,84°	199.650 $\angle$ 155,99°	6.408 $\angle$ -169,50°
9	FFT	ABT	198.189 $\angle$ -56,14°	196.083 $\angle$ -176,10°	199.331 $\angle$ 65,79°	1.734 $\angle$ 131,66°
10	FFT	ABT	176.184 $\angle$ -57,17°	175.014 $\angle$ -173,54°	195.293 $\angle$ 65,84°	3.514 $\angle$ 81,53°
11	FFT	ABT	199.460 $\angle$ 34,49°	197.500 $\angle$ -85,40°	199.263 $\angle$ 155,73°	821 $\angle$ -124,98°
<i>Bifásicas Internas</i>						
12	FF	AB	129.766 $\angle$ -82,75°	111.421 $\angle$ -151,20°	199.729 $\angle$ 65,99°	13 $\angle$ 56,93°
13	FF	AB	195.731 $\angle$ -16,73°	174.261 $\angle$ -131,70°	199.730 $\angle$ 110,99°	13 $\angle$ 101,94°
14	FF	AB	201.243 $\angle$ 33,96°	194.280 $\angle$ -85,43°	199.730 $\angle$ 155,99°	13 $\angle$ 146,95°
15	FF	AB	181.644 $\angle$ -13,81°	177.405 $\angle$ -126,24°	199.730 $\angle$ 110,99°	13 $\angle$ 101,95°
<i>Monofásicas Internas</i>						
16	FT	AT	106.176 $\angle$ 28,97°	201.047 $\angle$ -84,54°	200.584 $\angle$ 156,54°	33.197 $\angle$ -136,28°
17	FT	AT	181.767 $\angle$ -58,83°	199.666 $\angle$ -174,02°	199.788 $\angle$ 66,00°	8.013 $\angle$ 165,05°
18	FT	AT	197.186 $\angle$ -10,94°	198.775 $\angle$ -129,05°	200.222 $\angle$ 110,80°	1.787 $\angle$ -120,55°
19	FT	AT	179.128 $\angle$ -55,21°	196.904 $\angle$ -172,83°	197.823 $\angle$ 64,79°	3.833 $\angle$ 140,65°
<i>Trifásicas Externas</i>						
20	FFF	ABC	28.290 $\angle$ -130,79°	23.721 $\angle$ 114,35°	25.349 $\angle$ -15,81°	2.584 $\angle$ -119,97°
21	FFF	ABC	197.671 $\angle$ 34,50°	198.789 $\angle$ -85,77°	196.815 $\angle$ 153,59°	608 $\angle$ 43,60°
<i>Bifásicas-Terra Externas</i>						
22	FFT	ABT	181.356 $\angle$ -29,02°	184.154 $\angle$ -149,45°	200.451 $\angle$ 111,43°	24.472 $\angle$ 176,09°
23	FFT	ABT	176.335 $\angle$ -57,14°	175.174 $\angle$ -173,64°	194.645 $\angle$ 65,82°	3.368 $\angle$ 82,57°
<i>Bifásicas Externas</i>						
24	FF	AB	122.638 $\angle$ -21,44°	77.372 $\angle$ -28,09°	199.730 $\angle$ 155,99°	13 $\angle$ 146,94°
25	FF	AB	200.910 $\angle$ -11,55°	192.558 $\angle$ -130,60°	199.730 $\angle$ 110,99°	13 $\angle$ 101,90°
<i>Monofásicas Externas</i>						
26	FT	AT	186.485 $\angle$ -59,75°	194.016 $\angle$ -168,94°	192.327 $\angle$ 70,88°	12.451 $\angle$ -153,66°
27	FT	AT	179.024 $\angle$ 34,76°	196.520 $\angle$ -82,65°	197.578 $\angle$ 154,63°	3.450 $\angle$ -127,55°

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 12 – Fasores de corrente medidos em Furnas

Cen.	Tipo	Fases	$\dot{I}_a$ (A)	$\dot{I}_b$ (A)	$\dot{I}_c$ (A)	$\dot{I}_n$ (A)
<i>Trifásicas Internas</i>						
1	FFF	ABC	14.385∠−39,81°	14.650∠−164,06°	13.706∠77,13°	130∠82,76°
2	FFF	ABC	5.451∠−86,68°	5.815∠152,85°	5.831∠29,99°	230∠33,28°
3	FFF	ABC	3.389∠−131,03°	3.391∠107,64°	3.805∠−11,39°	484∠−9,09°
4	FFF	ABC	3.572∠−2,75°	3.692∠−122,46°	3.800∠115,90°	150∠119,07°
5	FFF	ABC	2.218∠−76,59°	2.281∠164,80°	2.392∠42,88°	94∠46,15°
6	FFF	ABC	21.362∠−132,53°	20.977∠109,32°	21.873∠−10,70°	111∠−3,99°
<i>Bifásicas-Terra Internas</i>						
7	FFT	ABT	13.047∠−76,29°	13.242∠145,30°	257∠−150,61°	9.590∠−146,72°
8	FFT	ABT	3.084∠7,37°	3.564∠−134,35°	57∠−117,47°	2.268∠−76,20°
9	FFT	ABT	881∠−58,42°	932∠165,49°	83∠82,77°	612∠−134,74°
10	FFT	ABT	2.904∠−117,24°	2.794∠98,03°	457∠−10,45°	1.275∠175,43°
11	FFT	ABT	636∠41,63°	604∠−100,19°	117∠170,60°	295∠−31,16°
<i>Bifásicas Internas</i>						
12	FF	AB	12.010∠−102,78°	11.998∠76,94°	62∠155,64°	2∠159,03°
13	FF	AB	3.165∠−16,72°	3.117∠162,62°	62∠−159,36°	2∠−155,97°
14	FF	AB	870∠54,60°	812∠−126,20°	62∠−114,36°	2∠−110,97°
15	FF	AB	2.785∠−52,19°	2.768∠126,63°	62∠−159,36°	2∠−155,95°
<i>Monofásicas Internas</i>						
16	FT	AT	11.282∠−39,08°	318∠−32,37°	265∠−52,63°	11.855∠−39,20°
17	FT	AT	2.786∠−100,24°	50∠−78,56°	63∠148,63°	2.810∠−101,06°
18	FT	AT	822∠−23,56°	47∠156,47°	139∠169,54°	640∠−26,37°
19	FT	AT	2.393∠−129,81°	565∠39,47°	509∠51,24°	1.332∠−125,68°
<i>Trifásicas Externas</i>						
20	FFF	ABC	3.124∠51,33°	3.079∠−69,38°	2.962∠171,52°	107∠−2,95°
21	FFF	ABC	637∠22,42°	733∠−86,07°	986∠142,64°	182∠142,77°
<i>Bifásicas-Terra Externas</i>						
22	FFT	ABT	1.023∠162,03°	1.020∠19,17°	233∠−106,04°	433∠99,80°
23	FFT	ABT	2.885∠−117,29°	2.775∠98,72°	532∠−10,90°	1.223∠176,31°
<i>Bifásicas Externas</i>						
24	FF	AB	2.837∠170,98°	2.854∠−7,87°	62∠−114,36°	2∠−110,97°
25	FF	AB	1.064∠3,91°	1.007∠−177,06°	62∠−159,36°	2∠−155,97°
<i>Monofásicas Externas</i>						
26	FT	AT	2.553∠149,28°	2.145∠28,62°	2.063∠−85,66°	315∠119,62°
27	FT	AT	2.454∠−36,62°	635∠134,90°	579∠145,15°	1.248∠−33,13°

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 13 – Fasores de tensão medidos em Poços de Caldas

Cen.	Tipo	Fases	$\dot{V}_a$ (V)	$\dot{V}_b$ (V)	$\dot{V}_c$ (V)	$\dot{V}_0$ (V)
<i>Trifásicas Internas</i>						
1	FFF	ABC	167.722∠34,32°	167.565∠−84,99°	142.523∠154,29°	8.962∠−23,09°
2	FFF	ABC	149.108∠−11,63°	148.863∠−129,65°	112.746∠109,40°	13.559∠−70,44°
3	FFF	ABC	86.630∠−71,52°	81.145∠−171,72°	27.083∠45,45°	27.289∠−114,42°
4	FFF	ABC	179.984∠28,25°	177.782∠−91,49°	162.396∠142,11°	8.918∠15,57°
5	FFF	ABC	191.910∠−59,41°	190.727∠−179,40°	183.969∠56,28°	5.618∠−57,40°
6	FFF	ABC	170.271∠−55,82°	170.280∠−175,19°	147.129∠63,97°	8.276∠−112,42°
<i>Bifásicas-Terra Internas</i>						
7	FFT	ABT	171.872∠−12,58°	170.847∠−127,81°	196.279∠110,89°	4.332∠122,38°
8	FFT	ABT	185.303∠28,77°	173.727∠−90,24°	200.166∠155,98°	7.114∠−171,77°
9	FFT	ABT	190.469∠−63,16°	188.454∠175,79°	200.920∠66,31°	11.680∠127,30°
10	FFT	ABT	32.618∠−109,23°	23.875∠146,75°	209.032∠66,00°	60.521∠72,59°
11	FFT	ABT	191.245∠24,96°	192.790∠−95,41°	200.848∠156,53°	14.214∠−132,88°
<i>Bifásicas Internas</i>						
12	FF	AB	177.523∠−59,50°	173.859∠−170,25°	200.109∠65,97°	146∠55,36°
13	FF	AB	195.243∠−17,30°	172.274∠−131,83°	200.110∠110,97°	146∠100,36°
14	FF	AB	206.893∠27,75°	177.599∠−90,22°	200.110∠155,97°	146∠145,36°
15	FF	AB	119.053∠−62,27°	82.640∠−78,74°	200.110∠110,97°	146∠100,36°
<i>Monofásicas Internas</i>						
16	FT	AT	177.546∠34,90°	198.213∠−83,40°	198.054∠154,80°	5.133∠−134,52°
17	FT	AT	180.216∠−59,14°	199.778∠−174,04°	200.161∠66,01°	8.658∠163,35°
18	FT	AT	188.304∠−18,52°	200.630∠−129,01°	199.205∠111,37°	12.135∠−123,97°
19	FT	AT	30.129∠−97,94°	202.774∠−175,29°	204.757∠68,28°	64.706∠132,23°
<i>Trifásicas Externas</i>						
20	FFF	ABC	170.914∠−55,86°	170.757∠−175,32°	147.663∠63,85°	8.208∠−111,94°
21	FFF	ABC	193.569∠25,39°	190.408∠−95,31°	183.763∠136,45°	10.432∠39,74°
<i>Bifásicas-Terra Externas</i>						
22	FFT	ABT	198.175∠−11,76°	194.602∠−131,36°	197.809∠109,97°	733∠−165,73°
23	FFT	ABT	23.527∠−130,86°	23.234∠109,08°	210.346∠65,99°	68.683∠72,31°
<i>Bifásicas Externas</i>						
24	FF	AB	180.372∠30,82°	175.836∠−81,00°	200.110∠155,97°	146∠145,36°
25	FF	AB	213.517∠−26,15°	151.509∠−142,46°	200.110∠110,97°	146∠100,36°
<i>Monofásicas Externas</i>						
26	FT	AT	190.773∠−15,60°	191.831∠−134,50°	188.698∠100,12°	5.431∠−8,28°
27	FT	AT	23.548∠−38,94°	203.140∠−85,44°	205.402∠158,57°	70.558∠−137,78°

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 14 – Fasores de corrente medidos em Poços de Caldas

Cen.	Tipo	Fases	$\dot{I}_a$ (A)	$\dot{I}_b$ (A)	$\dot{I}_c$ (A)	$\dot{I}_n$ (A)
<i>Trifásicas Internas</i>						
1	FFF	ABC	$3.461\angle -37,05^\circ$	$3.495\angle -163,56^\circ$	$3.005\angle 78,99^\circ$	$126\angle -97,26^\circ$
2	FFF	ABC	$5.247\angle -83,92^\circ$	$5.517\angle 151,13^\circ$	$4.755\angle 30,71^\circ$	$226\angle -146,35^\circ$
3	FFF	ABC	$12.543\angle -126,58^\circ$	$12.274\angle 102,08^\circ$	$9.752\angle -10,98^\circ$	$476\angle 171,19^\circ$
4	FFF	ABC	$3.432\angle -0,09^\circ$	$3.505\angle -124,21^\circ$	$3.103\angle 116,59^\circ$	$148\angle -60,66^\circ$
5	FFF	ABC	$2.130\angle -73,85^\circ$	$2.163\angle 162,99^\circ$	$1.951\angle 43,61^\circ$	$93\angle -133,40^\circ$
6	FFF	ABC	$3.109\angle -128,70^\circ$	$3.057\angle 110,69^\circ$	$2.947\angle -8,35^\circ$	$108\angle 176,89^\circ$
<i>Bifásicas-Terra Internas</i>						
7	FFT	ABT	$3.097\angle -69,59^\circ$	$3.098\angle 141,92^\circ$	$152\angle 35,73^\circ$	$1.529\angle -143,80^\circ$
8	FFT	ABT	$3.006\angle 7,33^\circ$	$3.488\angle -133,97^\circ$	$55\angle -112,06^\circ$	$2.243\angle -76,10^\circ$
9	FFT	ABT	$3.462\angle -69,63^\circ$	$3.870\angle 168,21^\circ$	$117\angle -162,70^\circ$	$3.669\angle -137,27^\circ$
10	FFT	ABT	$19.288\angle -130,90^\circ$	$18.964\angle 108,54^\circ$	$556\angle 166,87^\circ$	$19.522\angle 169,59^\circ$
11	FFT	ABT	$4.116\angle 23,14^\circ$	$4.230\angle -94,44^\circ$	$137\angle -60,56^\circ$	$4.452\angle -37,64^\circ$
<i>Bifásicas Internas</i>						
12	FF	AB	$2.917\angle -100,77^\circ$	$2.906\angle 78,21^\circ$	$51\angle 156,37^\circ$	$2\angle -20,75^\circ$
13	FF	AB	$3.085\angle -16,53^\circ$	$3.044\angle 162,85^\circ$	$51\angle -158,63^\circ$	$2\angle 24,28^\circ$
14	FF	AB	$3.236\angle 51,17^\circ$	$3.185\angle -129,09^\circ$	$51\angle -113,63^\circ$	$2\angle 69,28^\circ$
15	FF	AB	$16.988\angle -54,06^\circ$	$16.975\angle 125,77^\circ$	$51\angle -158,63^\circ$	$2\angle 24,25^\circ$
<i>Monofásicas Internas</i>						
16	FT	AT	$2.376\angle -37,31^\circ$	$247\angle 130,96^\circ$	$240\angle 152,13^\circ$	$1.898\angle -36,99^\circ$
17	FT	AT	$2.732\angle -100,14^\circ$	$60\angle -88,35^\circ$	$51\angle 162,40^\circ$	$2.784\angle -100,94^\circ$
18	FT	AT	$3.638\angle -27,86^\circ$	$156\angle -34,72^\circ$	$72\angle -65,65^\circ$	$3.850\angle -28,79^\circ$
19	FT	AT	$18.919\angle -132,66^\circ$	$622\angle -131,76^\circ$	$538\angle -140,07^\circ$	$20.074\angle -132,83^\circ$
<i>Trifásicas Externas</i>						
20	FFF	ABC	$3.078\angle -128,32^\circ$	$3.028\angle 111,00^\circ$	$2.918\angle -8,01^\circ$	$105\angle 177,13^\circ$
21	FFF	ABC	$659\angle -166,93^\circ$	$731\angle 85,27^\circ$	$999\angle -43,48^\circ$	$179\angle -36,98^\circ$
<i>Bifásicas-Terra Externas</i>						
22	FFT	ABT	$1.032\angle -11,83^\circ$	$986\angle -155,33^\circ$	$195\angle 102,35^\circ$	$439\angle -80,52^\circ$
23	FFT	ABT	$2.929\angle 61,86^\circ$	$2.832\angle -81,20^\circ$	$631\angle 166,81^\circ$	$1.203\angle -3,42^\circ$
<i>Bifásicas Externas</i>						
24	FF	AB	$2.815\angle -7,57^\circ$	$2.801\angle 171,38^\circ$	$51\angle -113,63^\circ$	$2\angle 69,28^\circ$
25	FF	AB	$1.025\angle 177,91^\circ$	$1.074\angle -0,95^\circ$	$51\angle -158,63^\circ$	$2\angle 24,28^\circ$
<i>Monofásicas Externas</i>						
26	FT	AT	$2.564\angle -28,51^\circ$	$2.148\angle -148,64^\circ$	$2.082\angle 97,18^\circ$	$318\angle -60,22^\circ$
27	FT	AT	$2.515\angle 142,81^\circ$	$698\angle -37,84^\circ$	$598\angle -45,28^\circ$	$1.228\angle 147,11^\circ$

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.1 Verificação Analítica das Correntes de Falta

Para verificar a coerência das correntes obtidas na modelagem, realizou-se um cálculo analítico simplificado para o Cenário 1, correspondente a uma falta trifásica franca localizada a 10% do comprimento da linha a partir de Furnas. Por se tratar de uma falta equilibrada, foram consideradas somente as impedâncias de sequência positiva, desprezando-se a corrente de carga pré-falta e as admitâncias em derivação do modelo π .

A tensão de fase do sistema é:

$$V_{\text{fase}} = \frac{345}{\sqrt{3}} = 199,19 \text{ kV.} \quad (4.1)$$

Utilizando os parâmetros apresentados nas Tabelas 6 e 8, obtêm-se as contribuições de corrente de cada terminal:

$$\begin{aligned} |I_F| &= \frac{199,19}{|(0,510 + j8,468) + 0,1(5,832 + j51,421)|} = 14,589 \text{ kA,} \\ |I_P| &= \frac{199,19}{|(0,738 + j9,300) + 0,9(5,832 + j51,421)|} = 3,563 \text{ kA.} \end{aligned} \quad (4.2)$$

A comparação direta com as correntes simuladas da fase A é apresentada na Tabela 15.

Tabela 15 – Comparação entre as correntes analíticas e simuladas

Terminal	Analítica (kA)	Simulada (kA)	Diferença (%)
Furnas	14,589	14,385	1,4
Poços de Caldas	3,563	3,461	2,9

Fonte: Elaborado pelo autor.

As diferenças obtidas na simulação são compatíveis com os valores esperados analiticamente. A maior contribuição de Furnas também é coerente com a menor distância entre esse terminal e o ponto de falta. As diferenças observadas decorrem das simplificações adotadas no cálculo analítico e dos efeitos transitórios considerados na simulação.

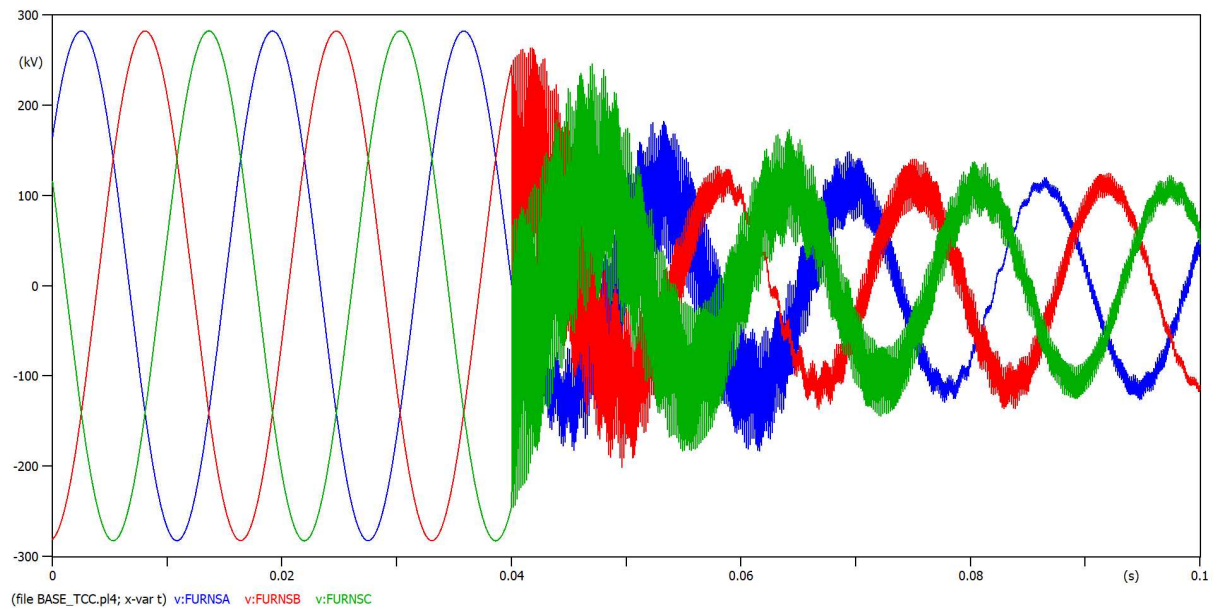
4.2.2 Faltas Trifásicas (FFF)

As faltas trifásicas apresentaram os maiores níveis de corrente dentre os cenários simulados, caracterizando as condições mais severas sob a perspectiva do relé R1. Esse comportamento está associado à participação simultânea das três fases no defeito, resultando em elevada contribuição de corrente das fontes equivalentes do sistema.

Dentre os casos analisados, o Cenário 1, correspondente a uma falta trifásica franca localizada a 10% do comprimento da linha e aplicada com ângulo de incidência de 0° , apresentou correntes de fase da ordem de 14 kA em valor eficaz nas três fases medidas pelo relé R1. Por se tratar de uma falta simétrica, observa-se comportamento aproximadamente equilibrado entre as fases, com magnitudes de corrente próximas e defasagens angulares próximas de 120° .

A Figura 18 apresenta as tensões trifásicas medidas pelo relé R1, contemplando a condição normal de operação e o período posterior à aplicação da falta.

Figura 18 – Tensões do Cenário 1 medidas por R1

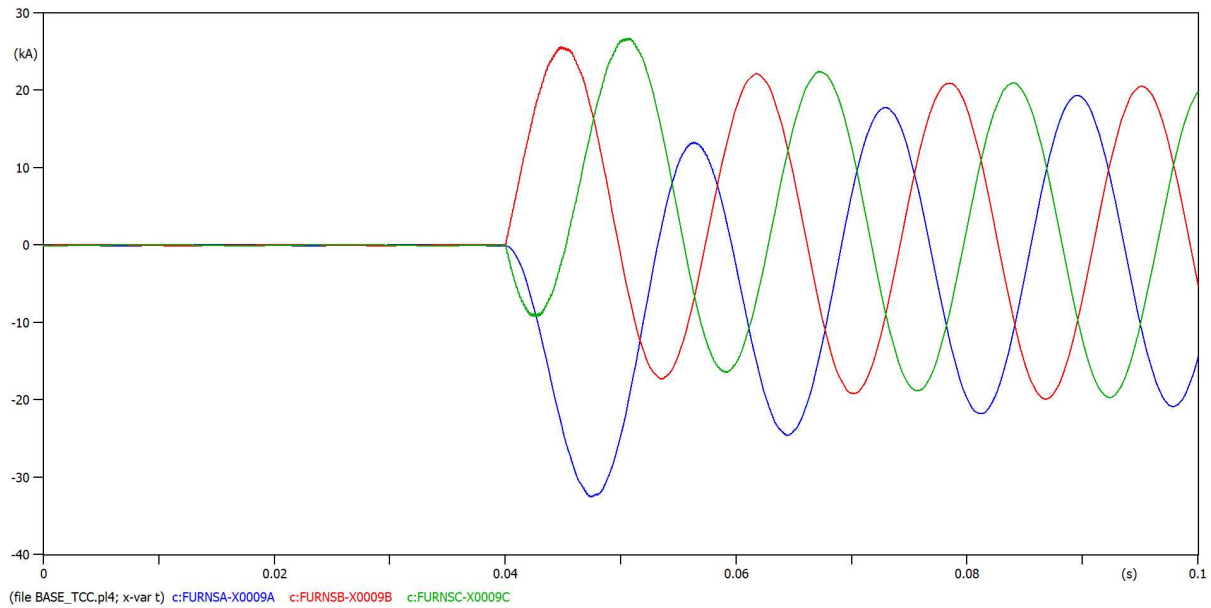


Fonte: Elaborado pelo autor.

Antes da ocorrência do defeito, as tensões apresentam formas de onda senoidais e equilibradas. Com a aplicação da falta, observa-se uma redução acentuada das tensões nas três fases, acompanhada por oscilações transitórias nos instantes iniciais. Essas oscilações são progressivamente amortecidas, enquanto o sistema permanece submetido à condição de curto-circuito.

A Figura 19 apresenta as correntes trifásicas medidas pelo relé R1 no mesmo cenário.

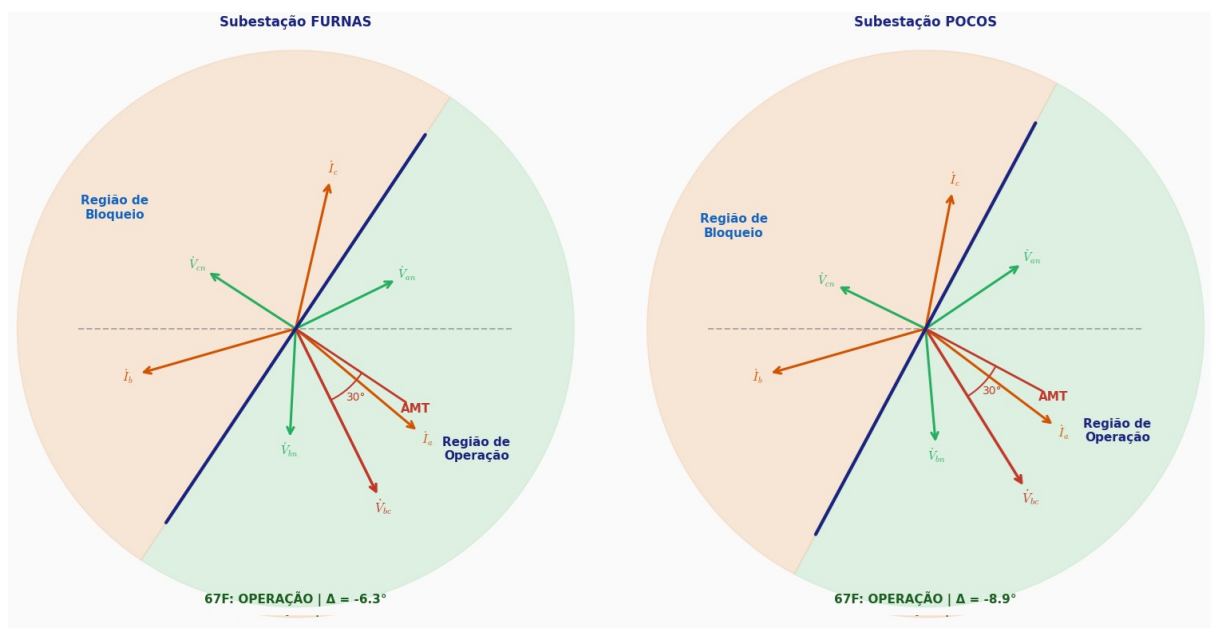
Figura 19 – Correntes do Cenário 1 medidas por R1



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na condição de pré-falta, as correntes apresentam valores reduzidos. Após a aplicação do curto-circuito, ocorre uma elevação abrupta das correntes nas três fases. As componentes alternadas das correntes apresentam magnitudes próximas, conforme esperado para uma falta trifásica simétrica. Entretanto, as formas de onda apresentam assimetria nos primeiros ciclos, associada à componente aperiódica da corrente de curto-circuito.

Figura 20 – Característica direcional da função 67F para o Cenário 1 nos relés R1 e R2.



Fonte: Elaborado pelo autor.

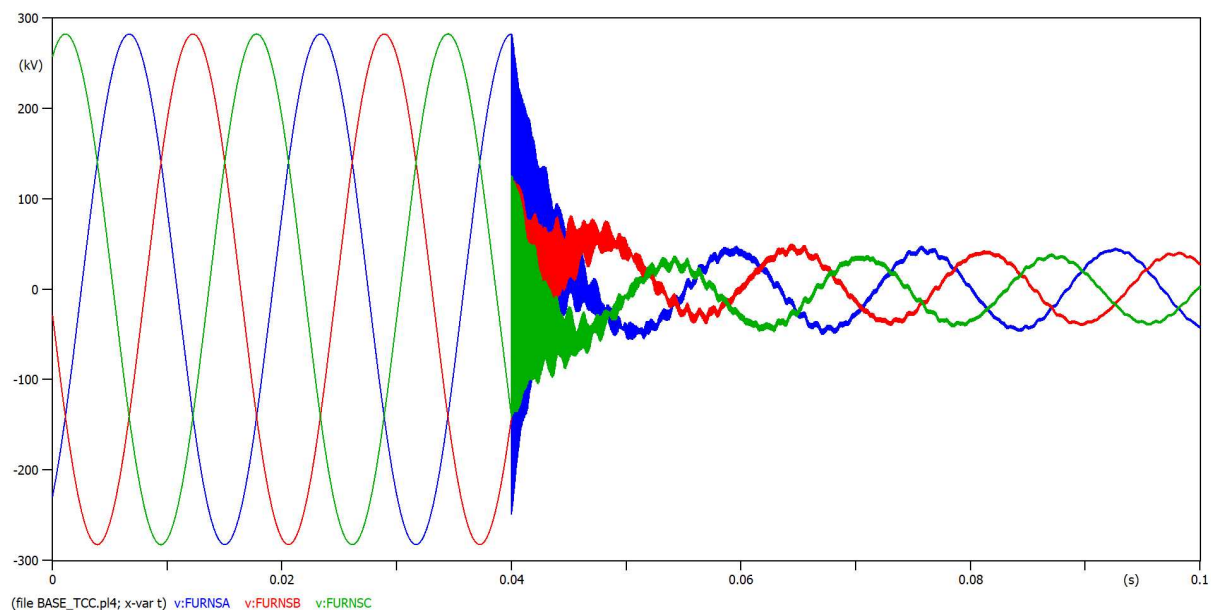
A Figura 20 apresenta o posicionamento dos fasores utilizados na análise direcional da função 67F para o Cenário 1. Nos dois terminais, as correntes de operação encontram-se na região de operação, o que é coerente com a localização da falta no interior da linha e com sua identificação no sentido direto por ambos os relés.

Entre todos os casos simulados, o Cenário 6 apresentou a condição de maior severidade, registrando correntes eficazes entre aproximadamente 21,0 e 21,9 kA nas três fases. Em comparação ao Cenário 1, observa-se um aumento expressivo da corrente de curto-circuito. Esse comportamento é compatível com a menor distância elétrica entre o relé R1 e o ponto de falta, a impedância equivalente do circuito de curto-circuito é reduzida, favorecendo uma maior contribuição de corrente proveniente da fonte equivalente em Furnas.

Além disso, o ângulo de incidência de 90° influencia o comportamento transitório da corrente durante os instantes iniciais da falta. Embora esse parâmetro afete principalmente a assimetria e os valores instantâneos iniciais, a proximidade do defeito em relação ao terminal de Furnas constitui o principal fator para o aumento da corrente eficaz medida pelo relé.

A Figura 21 apresenta as tensões trifásicas medidas pelo relé R1 no Cenário 6, antes e após a aplicação do curto-circuito.

Figura 21 – Tensões do Cenário 6 medidas por R1

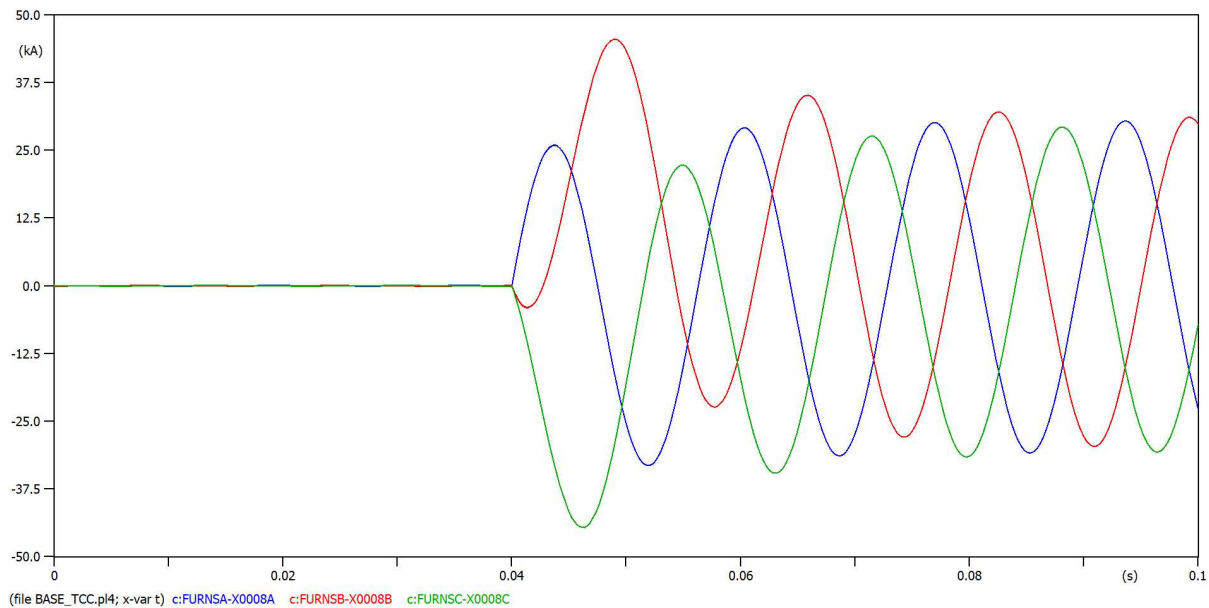


Fonte: Elaborado pelo autor.

Com a aplicação da falta, verifica-se uma queda acentuada das tensões nas três fases. Também são observadas oscilações transitórias de elevada amplitude nos instantes iniciais do defeito, que são gradualmente amortecidas enquanto a falta permanece aplicada.

A Figura 22 apresenta as correntes trifásicas correspondentes ao Cenário 6.

Figura 22 – Correntes do Cenário 6 medidas por R1



Fonte: Elaborado pelo autor.

Após a aplicação da falta, observa-se uma elevação abrupta das correntes nas três fases, com valores instantâneos superiores aos verificados no Cenário 1. Nos primeiros ciclos, as formas de onda apresentam maior assimetria, associada ao transitório de estabelecimento da corrente de curto-circuito. Com o amortecimento dessa componente transitória, as correntes passam a apresentar comportamento mais próximo do regime senoidal permanente de falta.

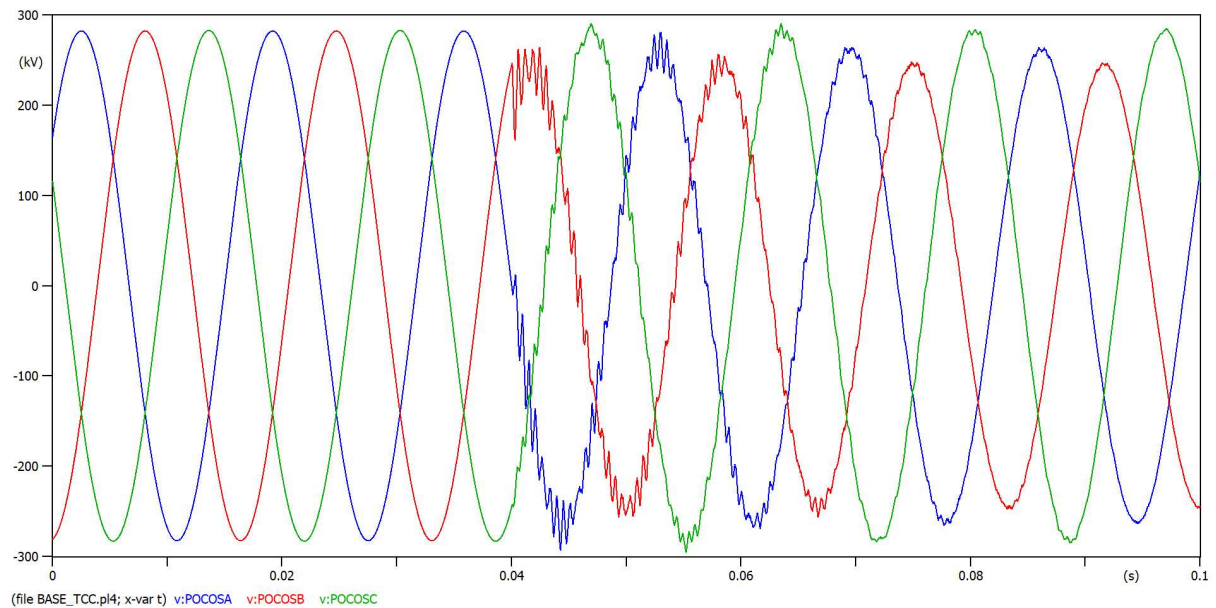
Ambos os cenários foram simulados com resistência de falta nula, caracterizando curtos-circuitos francos e favorecendo a ocorrência de elevados níveis de corrente.

4.2.3 Faltas Bifásicas-Terra (FFT)

As faltas bifásicas-terra são defeitos assimétricos que envolvem simultaneamente duas fases e a terra. Nessa condição, além da elevação das correntes nas fases envolvidas, ocorre o surgimento de componentes de sequência negativa e zero. Para avaliar esse comportamento, foram analisados os Cenários 8 e 9 a partir das grandezas medidas pelo relé R2, instalado na subestação de Poços de Caldas.

O Cenário 8 corresponde a uma falta bifásica-terra localizada a 50% do comprimento da linha, com resistência de falta de $20 \, \Omega$ e ângulo de incidência de 0° . Antes da ocorrência do defeito, as tensões apresentam comportamento senoidal, equilibrado e com defasagem aproximada de 120° entre as fases, conforme apresentado na Figura 23.

Figura 23 – Tensões do Cenário 8 medidas por R2

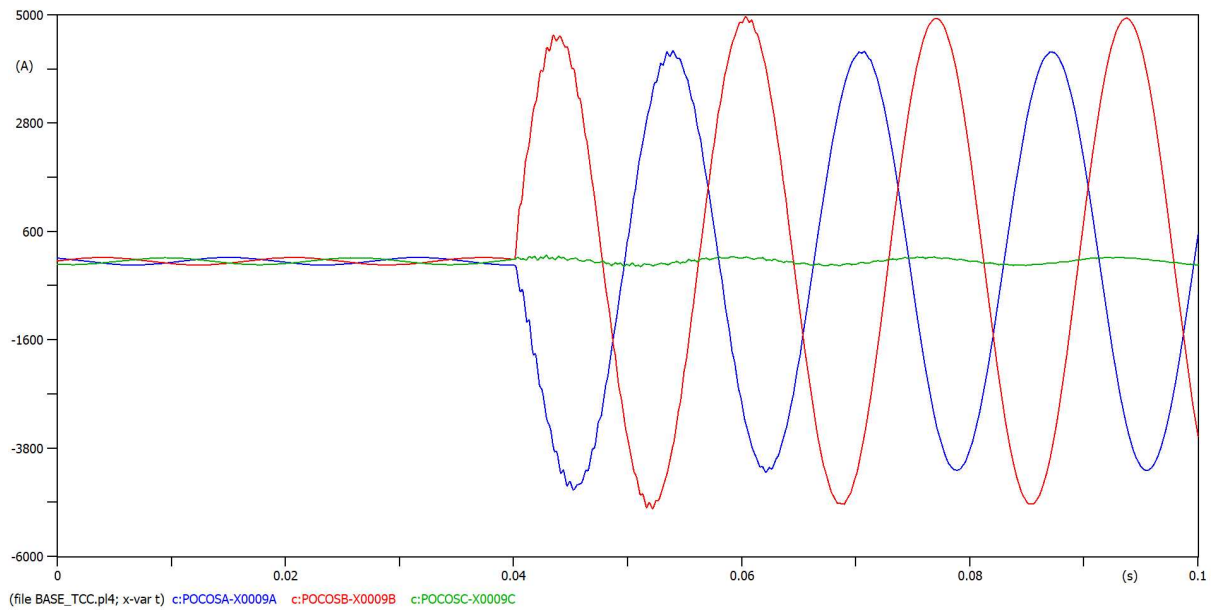


Fonte: Elaborado pelo autor.

Após a aplicação da falta, observam-se oscilações transitórias nas tensões, seguidas pelo estabelecimento de uma nova condição de regime. As fases diretamente envolvidas no defeito apresentam alteração de magnitude e perda do equilíbrio observado anteriormente, enquanto a terceira fase permanece menos afetada. Esse comportamento evidencia a assimetria introduzida pela falta bifásica-terra.

As correntes correspondentes ao Cenário 8 são apresentadas na Figura 24. Antes da falta, as correntes possuem valores reduzidos, associados à condição normal de operação da linha. Após a aplicação da falta, ocorre uma elevação acentuada das correntes nas duas fases envolvidas, enquanto a corrente da fase não envolvida permanece próxima ao valor anterior ao defeito.

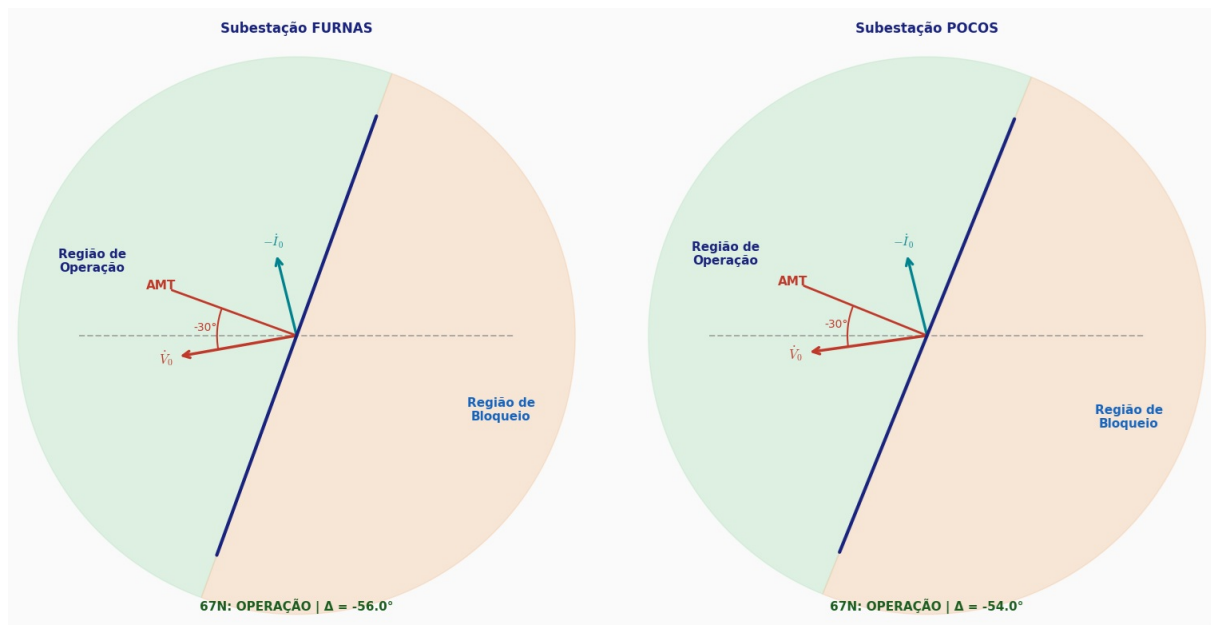
Figura 24 – Correntes do Cenário 8 medidas por R2



Fonte: Elaborado pelo autor.

As correntes das fases A e B atingem valores eficazes de aproximadamente 3,0 kA e 3,5 kA, respectivamente. A corrente da fase C, não envolvida diretamente no defeito, permanece reduzida em comparação com as correntes das fases em curto-circuito. A presença de corrente de sequência zero evidencia o envolvimento da terra no curto-circuito.

Figura 25 – Característica direcional da função 67N para o Cenário 8 nos relés R1 e R2.



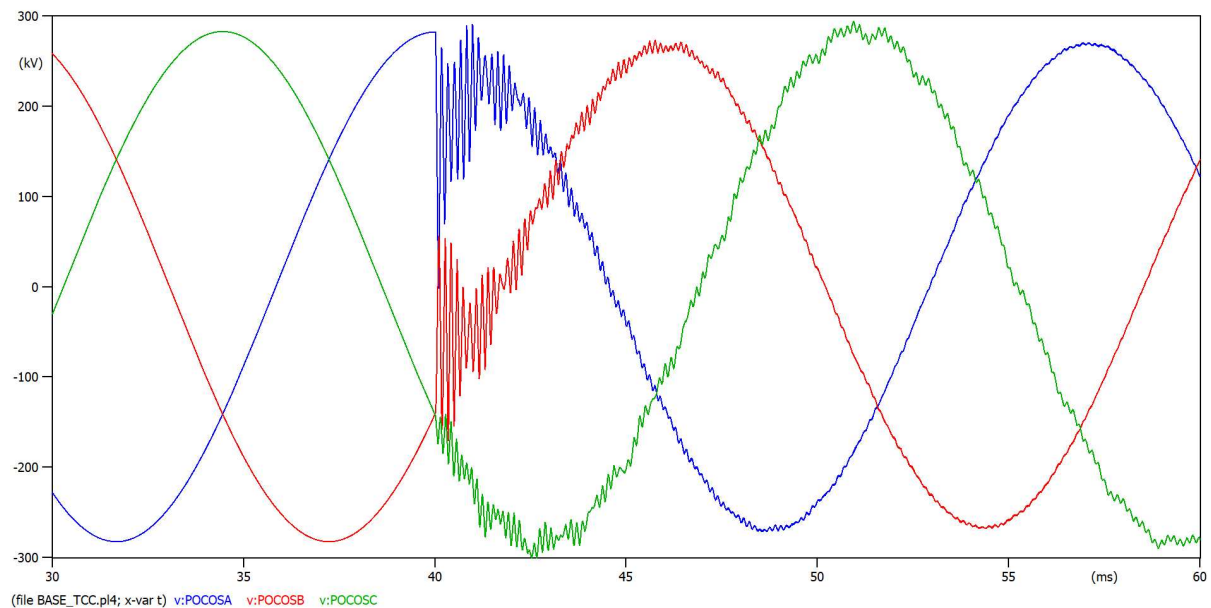
Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 25 apresenta o posicionamento das grandezas utilizadas na análise direcional da

função 67N para o Cenário 8. A tensão de sequência zero $\dot{V}_0$ atua como grandeza de polarização, enquanto $-\dot{I}_0$ é empregado como grandeza de operação. Nos dois terminais, os fasores de corrente encontram-se na região de operação. Esse comportamento é coerente com uma falta interna envolvendo a terra, observada no sentido direto por ambos os relés.

No Cenário 9, a falta foi aplicada a 90% do comprimento da linha, com resistência de falta de 40Ω e ângulo de incidência de 90° . A Figura 26 apresenta as tensões registradas pelo relé R2 antes e após a aplicação da falta.

Figura 26 – Tensões do Cenário 9 medidas por R2

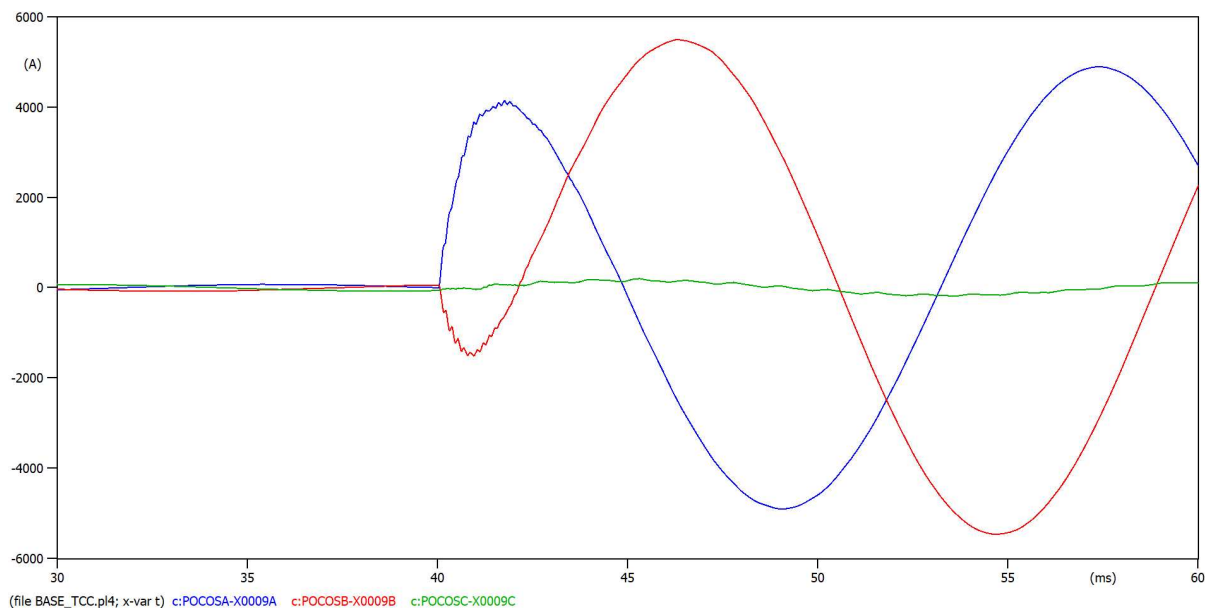


Fonte: Elaborado pelo autor.

Nesse cenário, também é observado um transitório acentuado no instante de aplicação do defeito. O ângulo de incidência de 90° influencia principalmente a forma e a intensidade desse período transitório, produzindo oscilações mais evidentes nos primeiros milissegundos. Após sua atenuação, as tensões passam a apresentar uma condição assimétrica, mantendo-se nessa situação até o final da simulação.

A Figura 27 apresenta as correntes obtidas para o Cenário 9. Novamente, verifica-se uma elevação significativa nas duas fases envolvidas, enquanto a corrente da fase não afetada permanece comparativamente baixa.

Figura 27 – Correntes do Cenário 9 medidas por R2



Fonte: Elaborado pelo autor.

Embora o Cenário 9 apresente maior resistência de falta, sua localização a 90% do comprimento da linha o posiciona mais próximo do terminal de Poços de Caldas. Dessa forma, a redução da distância elétrica entre o ponto de falta e o relé R2 contribui para a manutenção de correntes elevadas, que atingem valores eficazes de aproximadamente 3,5 kA e 3,9 kA nas fases A e B, respectivamente.

Em ambos os casos, a presença de corrente nas duas fases defeituosas, associada ao envolvimento da terra, produz componentes de sequência negativa e zero. Essas componentes são fundamentais para a identificação da condição assimétrica e, particularmente, para a operação da função direcional de sobrecorrente de neutro 67N, cuja análise será apresentada nas seções subsequentes.

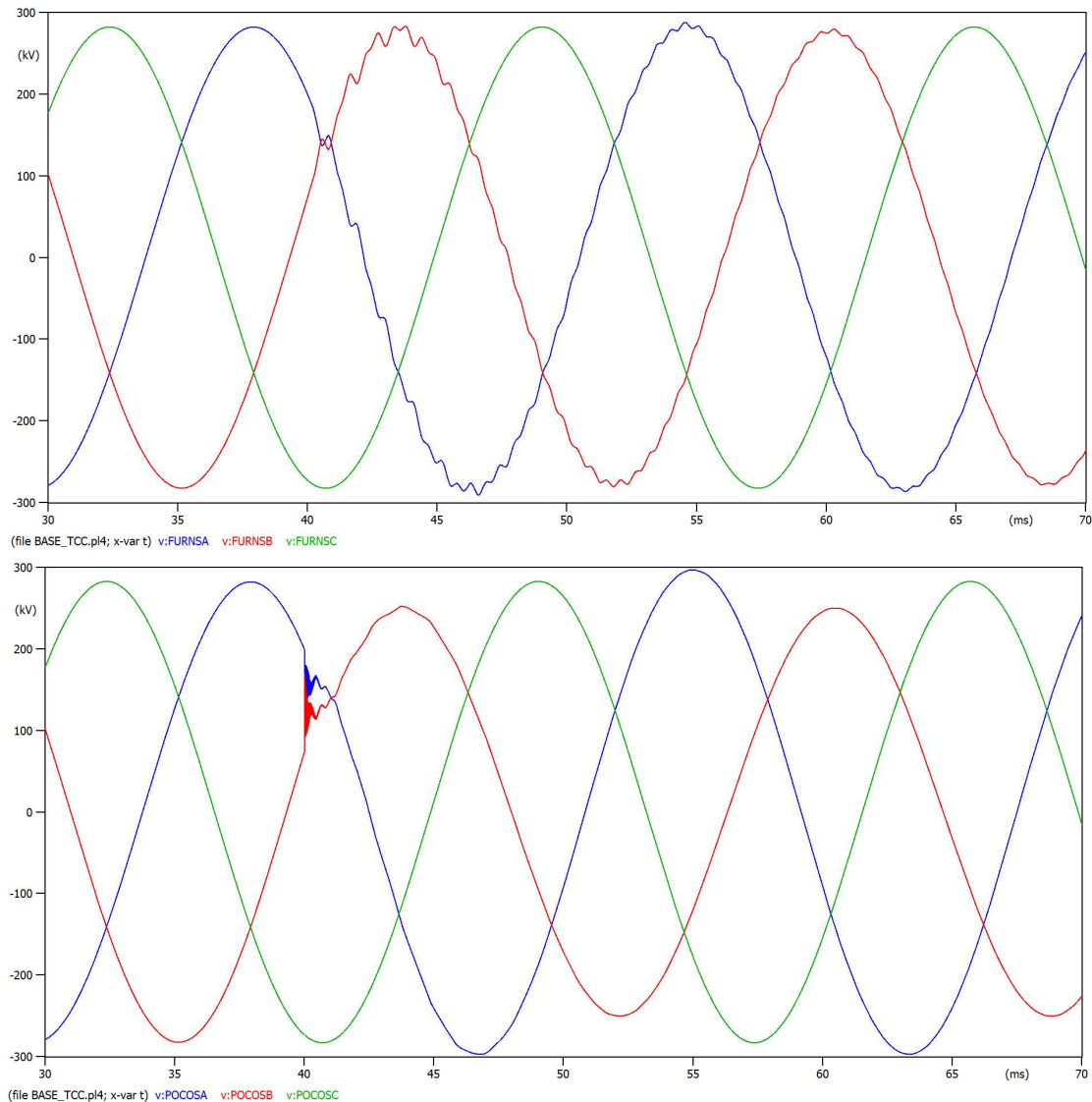
4.2.4 Faltas Bifásicas (FF)

O Cenário 15 corresponde a uma falta bifásica franca entre as fases A e B, sem envolvimento da terra, aplicada com ângulo de incidência de 45° e localizada a 99% do comprimento da linha, nas proximidades do relé R2. A análise das grandezas medidas nos dois terminais permite verificar a influência da localização do defeito sobre as tensões e sobre as contribuições de corrente provenientes de cada fonte equivalente.

Conforme apresentado na Figura 28, as tensões das fases A e B passam a apresentar forte desequilíbrio após o início do defeito. No terminal de Poços de Caldas, correspondente ao relé R2, observa-se uma redução mais acentuada dessas tensões, enquanto a fase C permanece próxima de sua condição anterior à falta. No terminal de Furnas, as fases envolvidas também

apresentam distorções e oscilações transitórias, porém com redução menos pronunciada em razão da maior distância elétrica até o ponto de falta.

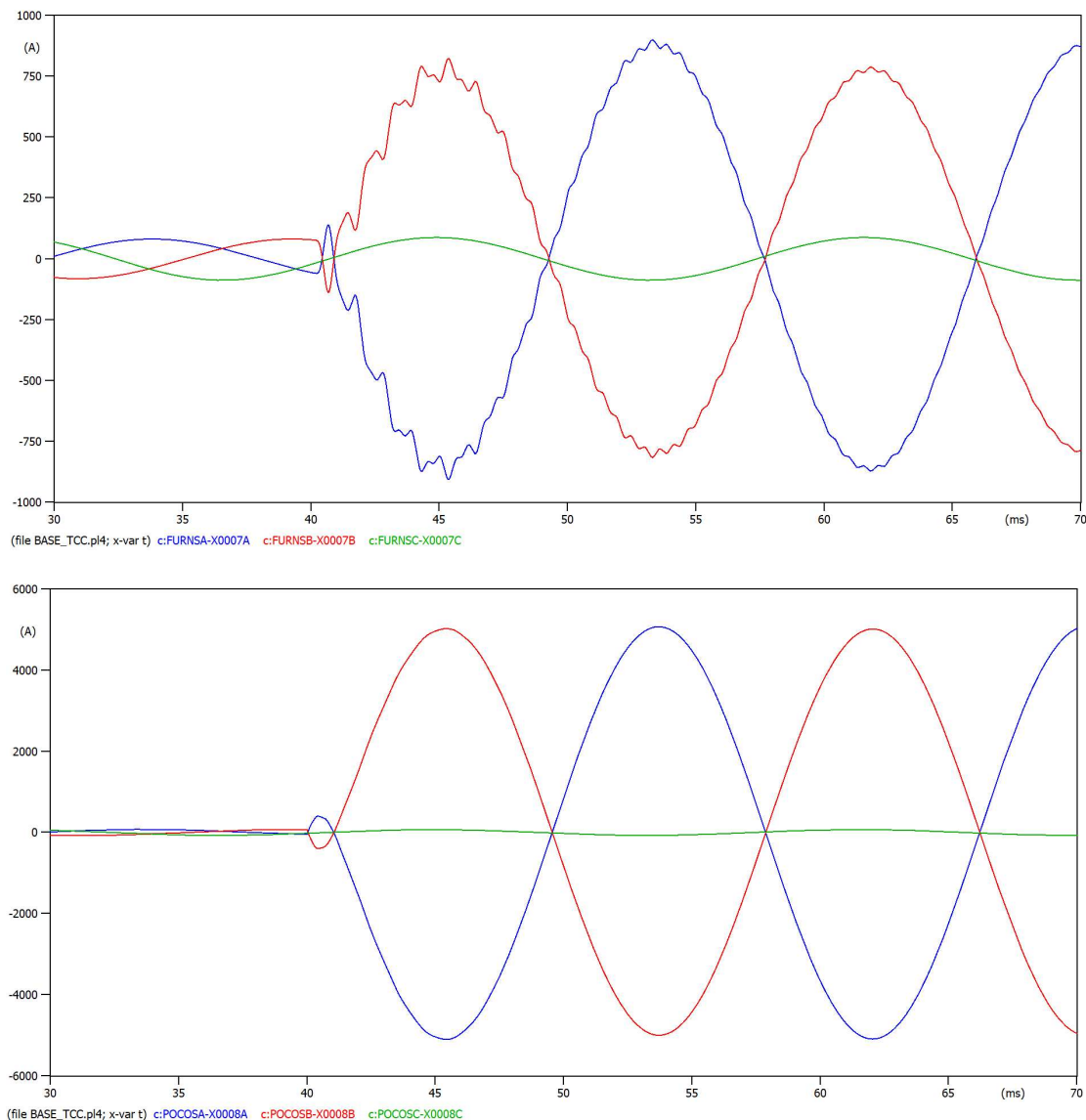
Figura 28 – Tensões do Cenário 15 medidas por R1 e R2



Fonte: Elaborado pelo autor.

As formas de onda das correntes são apresentadas na Figura 29. Após a aplicação da falta, as correntes das fases A e B aumentam significativamente e apresentam sentidos instantâneos opostos, enquanto a corrente da fase C permanece muito inferior às correntes das fases diretamente envolvidas no defeito. Esse comportamento é característico da falta bifásica sem conexão com a terra e é coerente com a ausência de uma componente significativa de sequência zero.

Figura 29 – Correntes do Cenário 15 medidas por R1 e R2



Fonte: Elaborado pelo autor.

Observa-se ainda que a contribuição de corrente medida pelo relé R2 é significativamente superior à registrada pelo relé R1. Esse resultado decorre da proximidade do defeito com o terminal de Poços de Caldas, reduzindo a impedância existente entre essa fonte equivalente e o ponto de falta. Em contrapartida, a corrente proveniente do terminal de Furnas percorre praticamente todo o comprimento da linha, resultando em uma contribuição de menor magnitude.

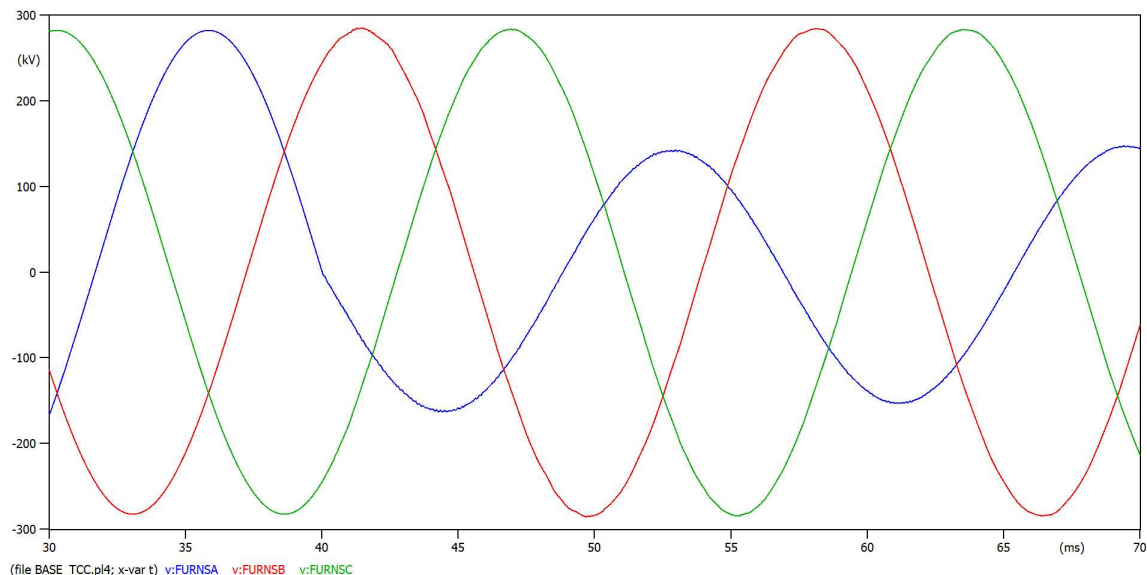
Essa diferença entre as contribuições medidas nas duas extremidades mostra que a magnitude da corrente, embora influenciada pela distância elétrica até o ponto de falta, não constitui isoladamente um critério suficiente para determinar seu sentido. Para essa finalidade, torna-se necessária a análise angular das grandezas de operação e polarização empregadas pelos elementos direcionais.

4.2.5 Falta Monofásica-Terra (FT)

O Cenário 16 representa uma falta monofásica entre a fase A e a terra, localizada a 10% do comprimento da linha a partir do relé R1, com impedância de falta nula e ângulo de incidência de 0° . A principal característica desse tipo de defeito é o elevado desequilíbrio introduzido no sistema elétrico, acompanhado pelo surgimento de componentes de sequência positiva, negativa e zero.

A Figura 30 apresenta as tensões de fase registradas no terminal de Furnas, associado ao relé R1. Durante a condição normal de operação, as três tensões apresentam amplitudes semelhantes e defasagens características de um sistema trifásico equilibrado. Com a ocorrência da falta, observa-se uma redução acentuada da tensão da fase A, diretamente envolvida no defeito, enquanto as tensões das fases B e C permanecem próximas aos valores anteriores.

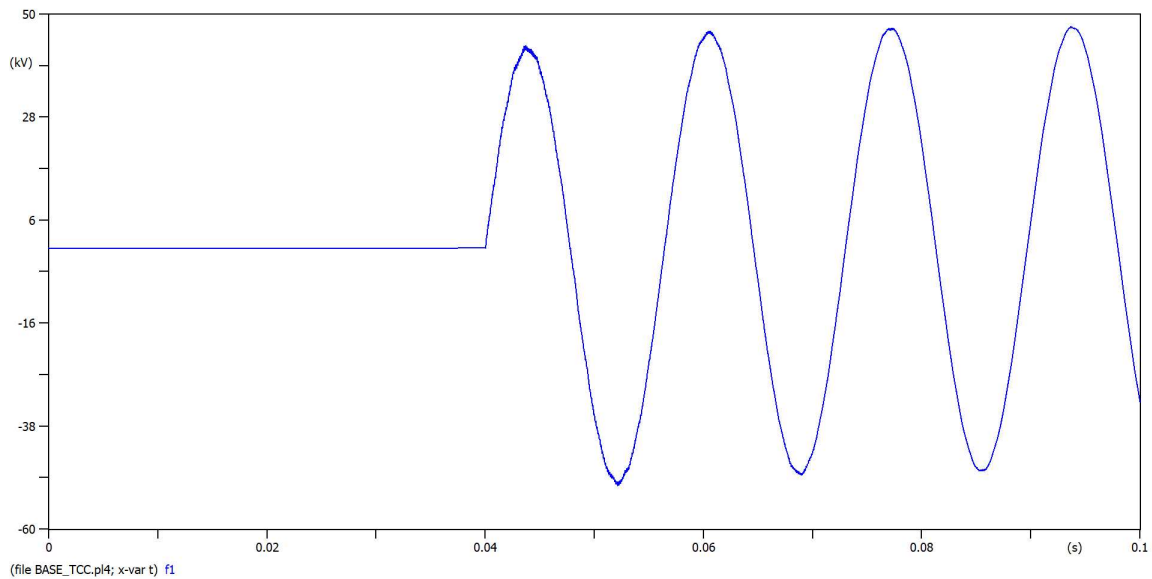
Figura 30 – Tensões de fase do Cenário 16 medidas por R1



Fonte: Elaborado pelo autor.

O desequilíbrio das tensões resulta no aparecimento da componente de sequência zero V_0 , apresentada na Figura 31. Na condição normal de operação, essa grandeza permanece praticamente nula devido ao equilíbrio entre as três fases. Durante a falta, V_0 passa a apresentar amplitude significativa, evidenciando o envolvimento da terra no defeito.

Figura 31 – Tensão de sequência zero do Cenário 16 medida por R1

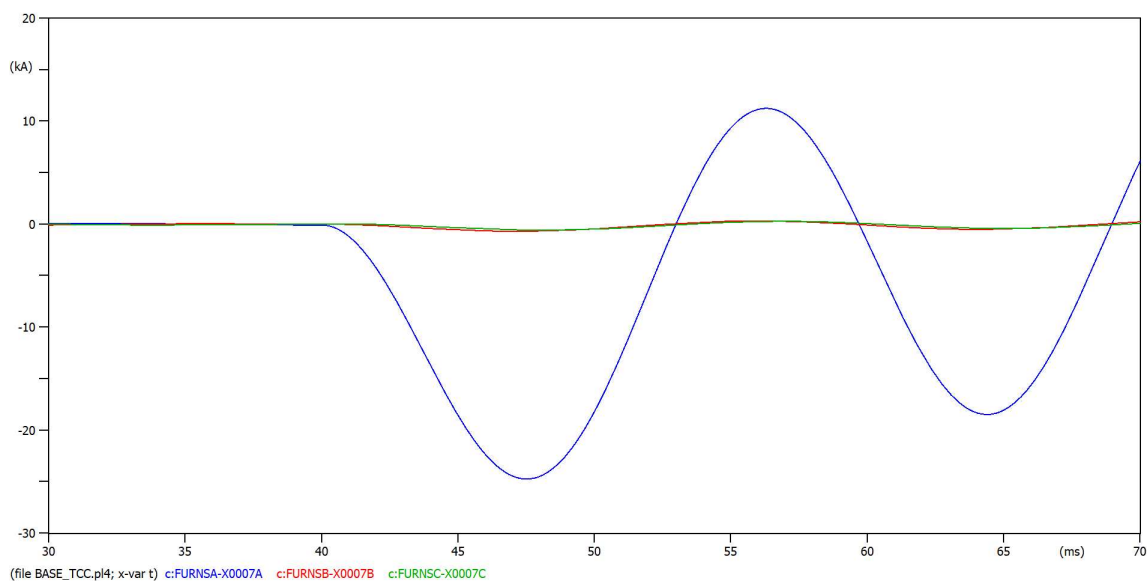


Fonte: Elaborado pelo autor.

As correntes de fase apresentadas na Figura 32 mostram que a corrente de curto-circuito circula predominantemente pela fase A. As correntes das fases B e C permanecem próximas aos valores de operação normal, evidenciando que essas fases não estão diretamente envolvidas no defeito.

A corrente da fase A apresenta elevada assimetria nos primeiros ciclos da falta, associada à presença de uma componente aperiódica. Essa componente diminui gradualmente, enquanto a forma de onda passa a apresentar comportamento mais próximo do regime senoidal de falta.

Figura 32 – Correntes de fase do Cenário 16 medidas por R1



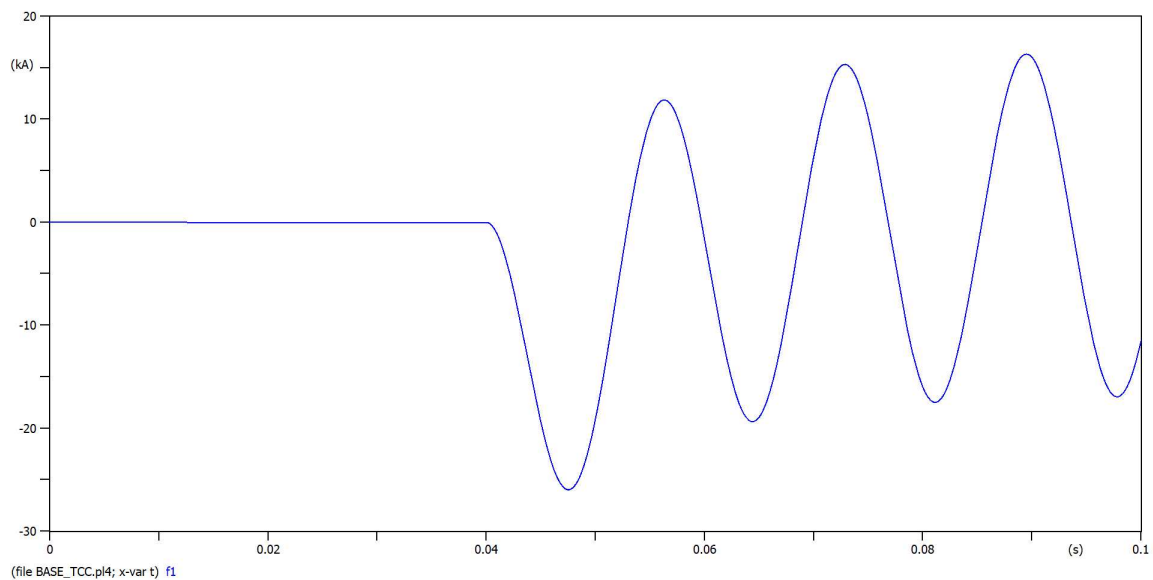
Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 33 apresenta a corrente residual $\dot{I}_n$, determinada pela soma das correntes das três fases:

$$I_n = I_a + I_b + I_c = 3I_0. \quad (4.3)$$

Como as correntes das fases B e C permanecem reduzidas em comparação com a corrente da fase defeituosa, a corrente residual apresenta comportamento semelhante ao da corrente da fase A. Na condição normal de operação, seu valor é praticamente nulo, enquanto durante a falta sua amplitude aumenta significativamente, evidenciando a presença da componente de sequência zero.

Figura 33 – Corrente residual do Cenário 16 obtida em R1.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O comportamento observado é coerente com uma falta monofásica-terra, caracterizada pela presença das componentes de sequência positiva, negativa e zero. Nesse tipo de defeito, a tensão de sequência zero e a corrente de sequência zero constituem as grandezas empregadas na análise direcional da função 67N.

4.2.6 Faltas Externas

As faltas externas foram analisadas com o objetivo de verificar o comportamento dos elementos direcionais diante de defeitos localizados fora do trecho protegido da linha, isto é, atrás de um dos relés instalados em suas extremidades. Nessa condição, o elemento direcional do relé que observa a falta no sentido reverso deve permanecer na região de bloqueio, enquanto o elemento instalado na extremidade oposta pode identificá-la no sentido direto.

Para essa análise, foram selecionados os Cenários 21 e 26, representativos, respectiva-

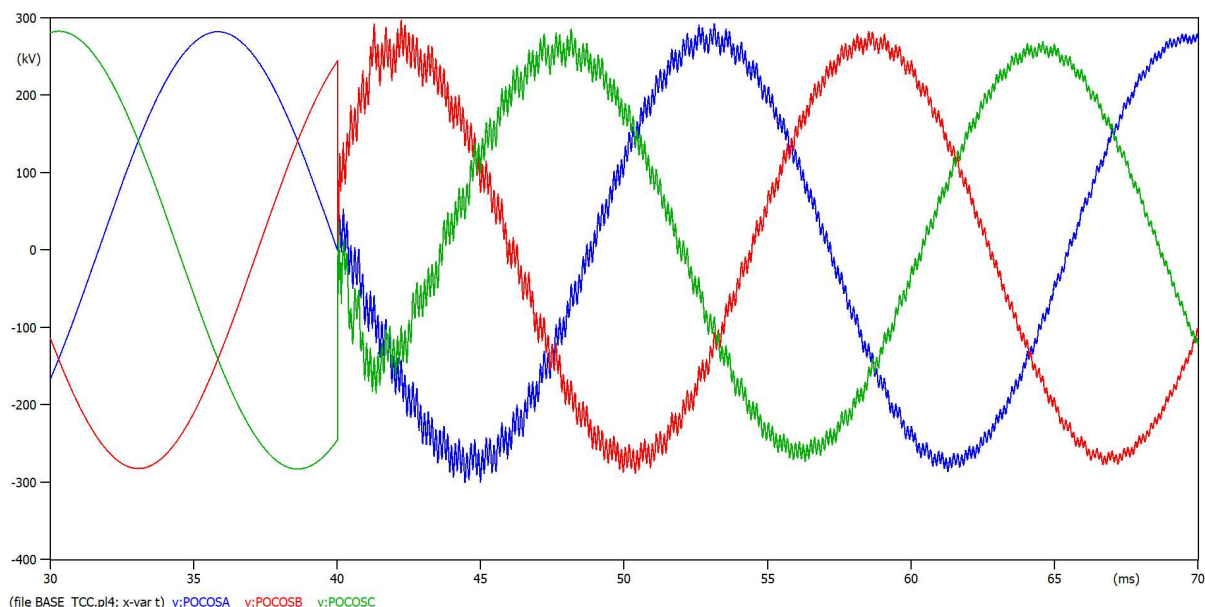
mente, de uma falta trifásica externa e de uma falta monofásica-terra externa. Além das formas de onda obtidas no ATP, utilizou-se o programa desenvolvido em Python para representar os fasores das grandezas e verificar seu posicionamento em relação às regiões de operação e bloqueio dos elementos direcionais.

4.2.7 Falta Trifásica Reversa — Cenário 21

O Cenário 21 corresponde a uma falta trifásica localizada atrás do relé R2, sendo, portanto, externa ao trecho protegido, reversa para R2 e direta para R1. A falta apresenta resistência de falta de $40\ \Omega$ e ângulo de incidência de 0° , tomando-se a fase A como referência. A impedância inserida no ponto de falta limita a corrente de curto-circuito, tornando-a inferior àquela observada em uma falta trifásica franca. Ressalta-se que o ângulo de incidência influencia principalmente o comportamento transitório e a componente contínua da corrente, não alterando de forma significativa seu valor eficaz em regime permanente.

A Figura 34 apresenta as tensões medidas na barra de Poços de Caldas. Após o início da falta, observam-se perturbações transitórias nas três fases, porém as tensões permanecem aproximadamente equilibradas e mantêm amplitudes próximas às verificadas anteriormente. Esse comportamento está relacionado ao caráter simétrico da falta trifásica e à presença da impedância de $40\ \Omega$, que reduz a severidade da perturbação de tensão na barra monitorada.

Figura 34 – Tensões do Cenário 21 medidas em Poços de Caldas

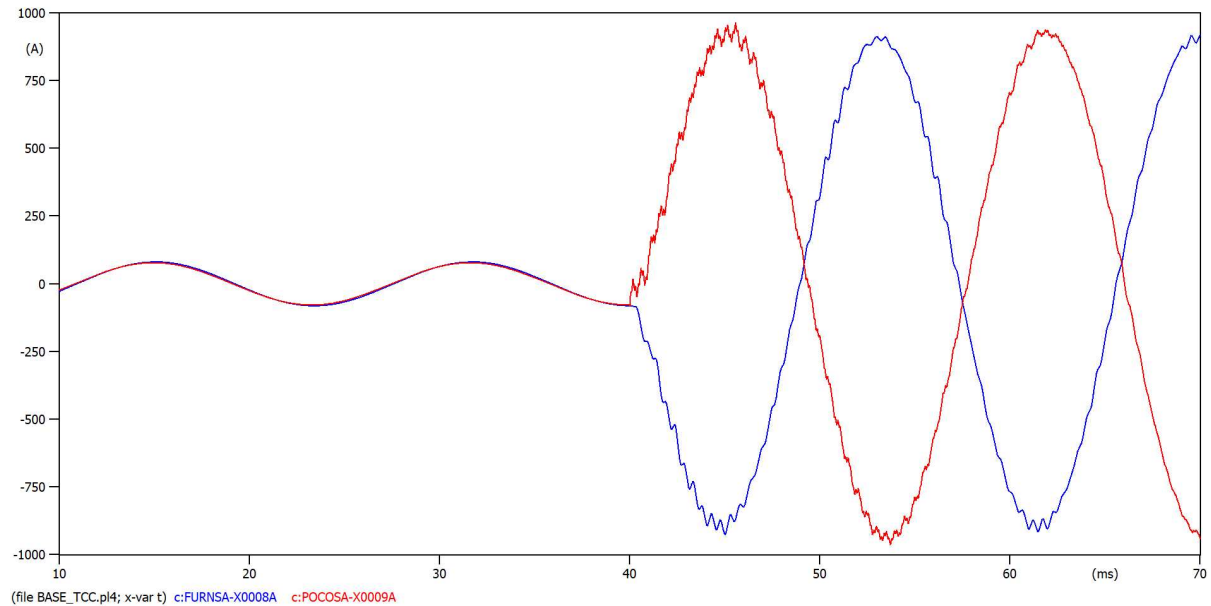


Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 35 apresenta as correntes da fase A medidas pelos relés R1 e R2, instalados nas subestações de Furnas e Poços de Caldas, respectivamente. Antes da ocorrência da falta, as duas grandezas possuem módulos e ângulos muito próximos, caracterizando a condição normal de

transferência de potência entre os equivalentes do sistema. Durante a falta, ocorre um aumento expressivo das correntes, acompanhado de uma defasagem próxima de 180° entre as medições realizadas nas duas extremidades.

Figura 35 – Correntes da fase A do Cenário 21 medidas por R1 e R2

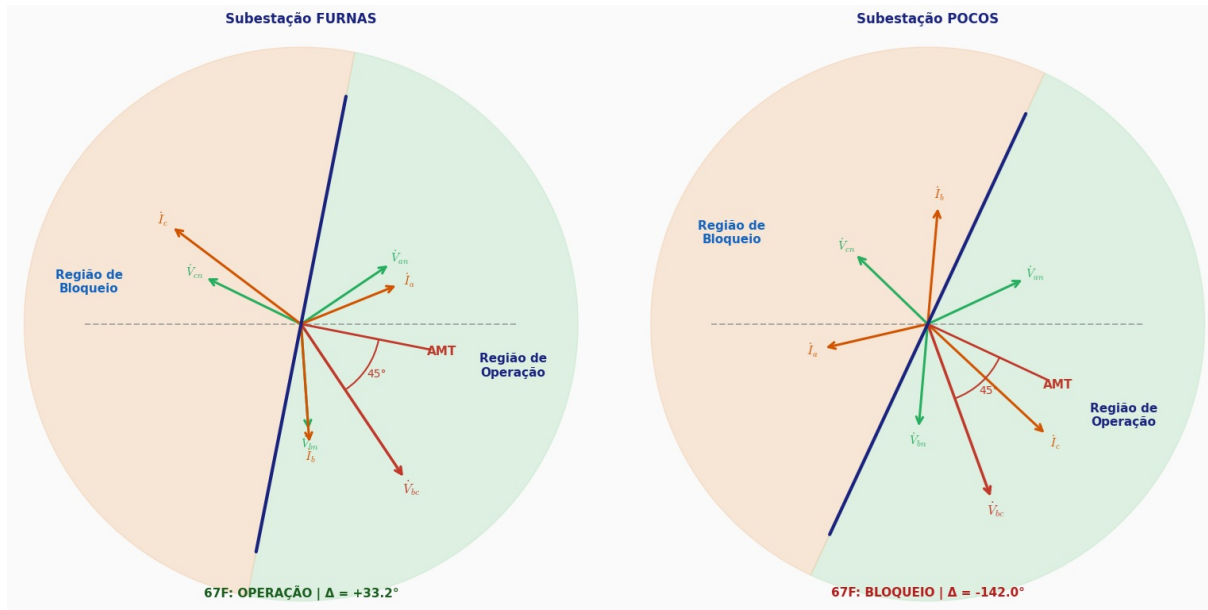


Fonte: Elaborado pelo autor.

Essa defasagem não representa uma perda de sincronismo entre as fontes equivalentes, mas uma mudança no sentido da corrente em relação às referências adotadas para os relés. A corrente medida por R1 circula pela linha em direção ao defeito localizado além da barra de Poços de Caldas. Para R2, entretanto, a corrente apresenta sentido oposto à direção definida como direta para a proteção da linha, fazendo com que a falta seja identificada como reversa.

Esse comportamento é evidenciado pela representação fasorial apresentada na Figura 36, obtida por meio do programa desenvolvido em Python. Embora sejam observadas pequenas variações nos ângulos das tensões durante a falta, a principal alteração ocorre nos fasores de corrente, que apresentam sentidos opostos quando comparadas as medições realizadas pelos dois relés.

Figura 36 – Característica direcional dos relés R1 e R2 no Cenário 21



Fonte: Elaborado pelo autor.

Considerando a corrente da fase A e o ângulo de máximo torque de 45° , observa-se que o fasor $\dot{I}_a$ registrado em R1 se encontra na região de operação do elemento direcional. Em contrapartida, o fasor $\dot{I}_a$ medido por R2 se encontra na região de bloqueio. Como a falta é trifásica e aproximadamente equilibrada, comportamento semelhante é observado para as demais fases.

Dessa forma, sob o critério angular analisado, o elemento direcional de R1 encontra-se na região de operação, enquanto o elemento de R2 permanece na região de bloqueio. Esse resultado é coerente com a localização da falta, direta para R1 e reversa para R2.

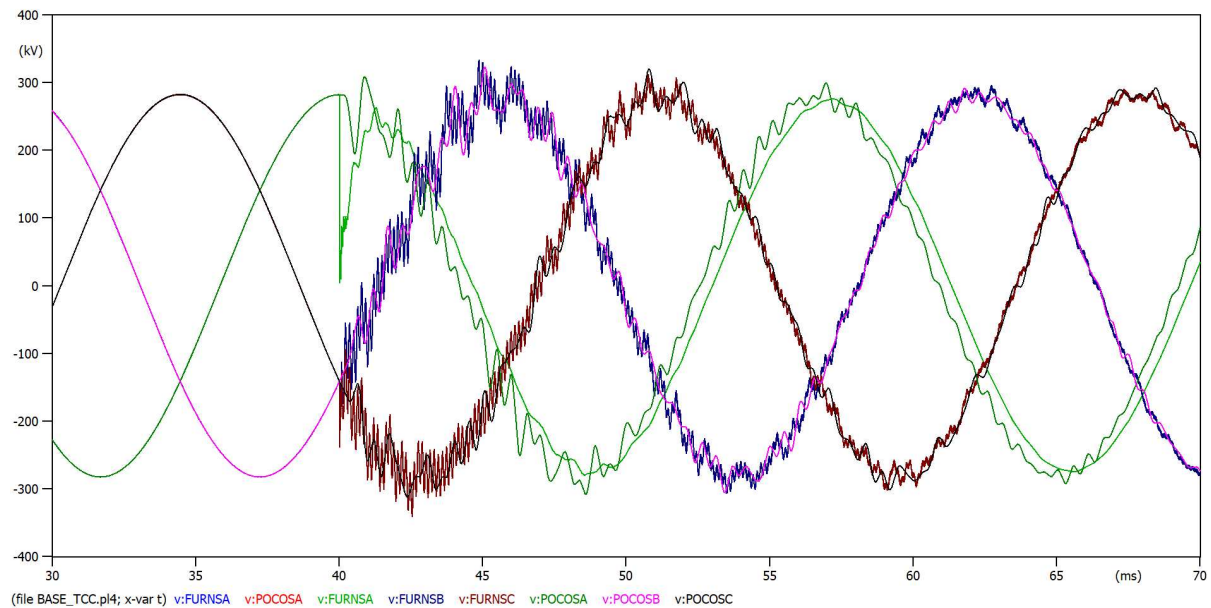
4.2.8 Falta Monofásica Reversa — Cenário 26

O Cenário 26 corresponde a uma falta monofásica-terra localizada atrás do relé R1, portanto externa ao trecho protegido por esse equipamento e observada no sentido reverso por ele. A falta apresenta resistência de falta de 40Ω e ângulo de incidência de 90° , tomando-se a fase A como referência. Assim como discutido anteriormente, a impedância de falta contribui para limitar a corrente de curto-circuito, enquanto o ângulo de incidência influencia principalmente o comportamento transitório das formas de onda.

Como os relés R1 e R2 estão orientados para proteger a linha entre as duas subestações, uma falta aplicada a montante de R1 é interpretada como reversa por esse relé e como direta por R2. Dessa forma, espera-se novamente uma inversão angular entre as correntes medidas nas extremidades, em razão da mudança do sentido de circulação da corrente em relação à referência direcional de cada relé. No presente caso, entretanto, por se tratar de uma falta com envolvimento da terra, a análise direcional mais relevante é aquela associada à função 67N.

A Figura 37 apresenta as tensões trifásicas medidas nas barras de Furnas e Poços de Caldas. Observa-se que a falta provoca um desequilíbrio entre as fases, comportamento característico das faltas monofásicas-terra. As tensões deixam de apresentar o arranjo simétrico típico do regime permanente, passando a refletir a presença das componentes de sequência zero e negativa introduzidas pelo defeito.

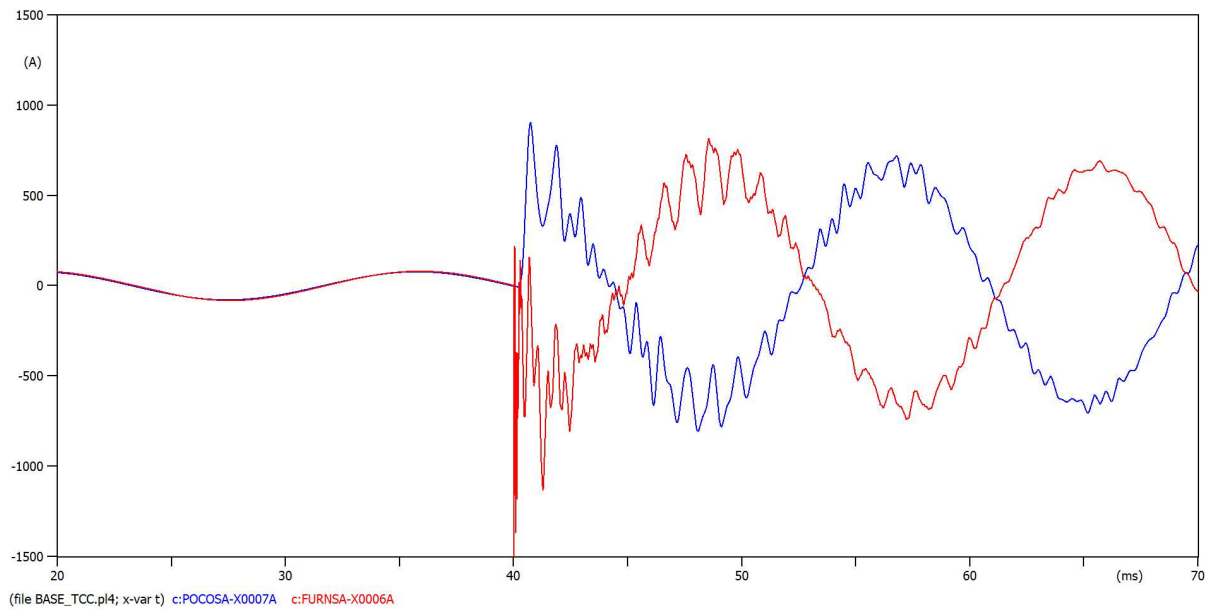
Figura 37 – Tensões do Cenário 26 medidas em Furnas e Poços de Caldas



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 38 apresenta as correntes da fase A medidas pelos relés R1 e R2. Antes da falta, as correntes permanecem praticamente coincidentes, com módulos e ângulos semelhantes, representando a condição normal de operação do sistema. Após a incidência do defeito, há elevação das correntes e alteração significativa de suas fases, evidenciando a mudança no sentido do fluxo de corrente visto pelos relés. Em particular, observa-se que a corrente medida por R1 apresenta inversão angular em relação à corrente medida por R2, o que é coerente com o fato de a falta estar localizada a montante de R1 e, portanto, em sua direção reversa.

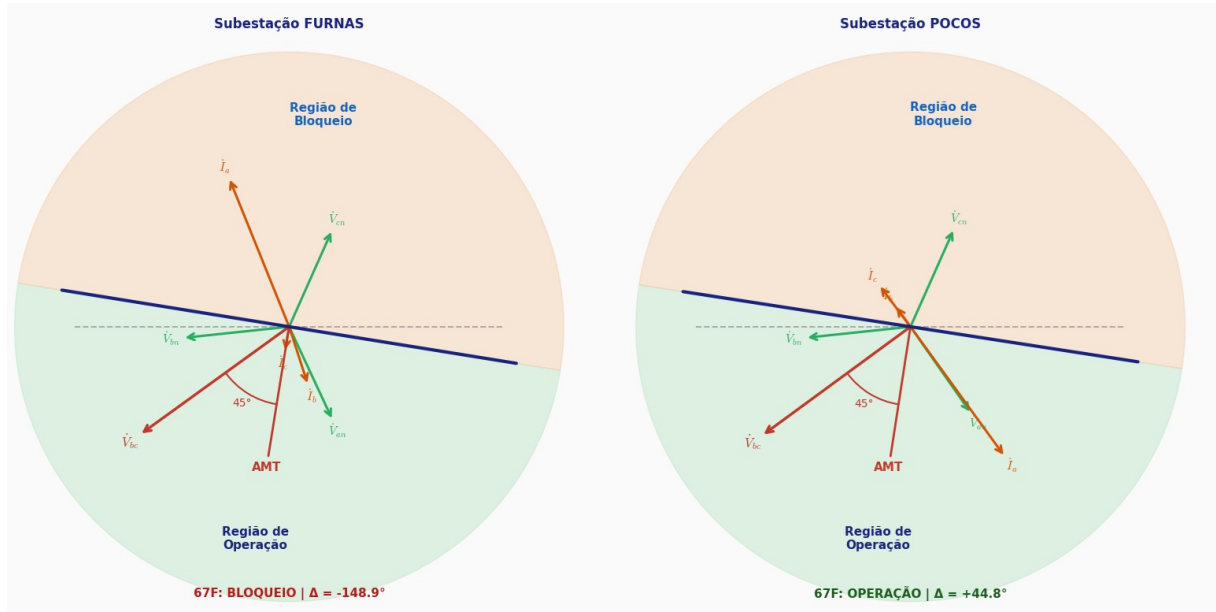
Figura 38 – Correntes da fase A do Cenário 26 medidas por R1 e R2



Fonte: Elaborado pelo autor.

Embora a falta seja do tipo fase-terra e a análise direcional principal esteja associada à função 67N, a representação fasorial das grandezas de fase também auxilia na interpretação do fenômeno. A Figura 39 apresenta os fasores das tensões de polarização e das correntes de fase obtidos por meio do programa desenvolvido em Python. Verifica-se que, para o relé R1, os fasores de corrente se posicionam na região de bloqueio do elemento direcional de fase, enquanto para o relé R2 esses fasores se encontram na região de operação. Esse resultado é coerente com a localização da falta, que é reversa para R1 e direta para R2.

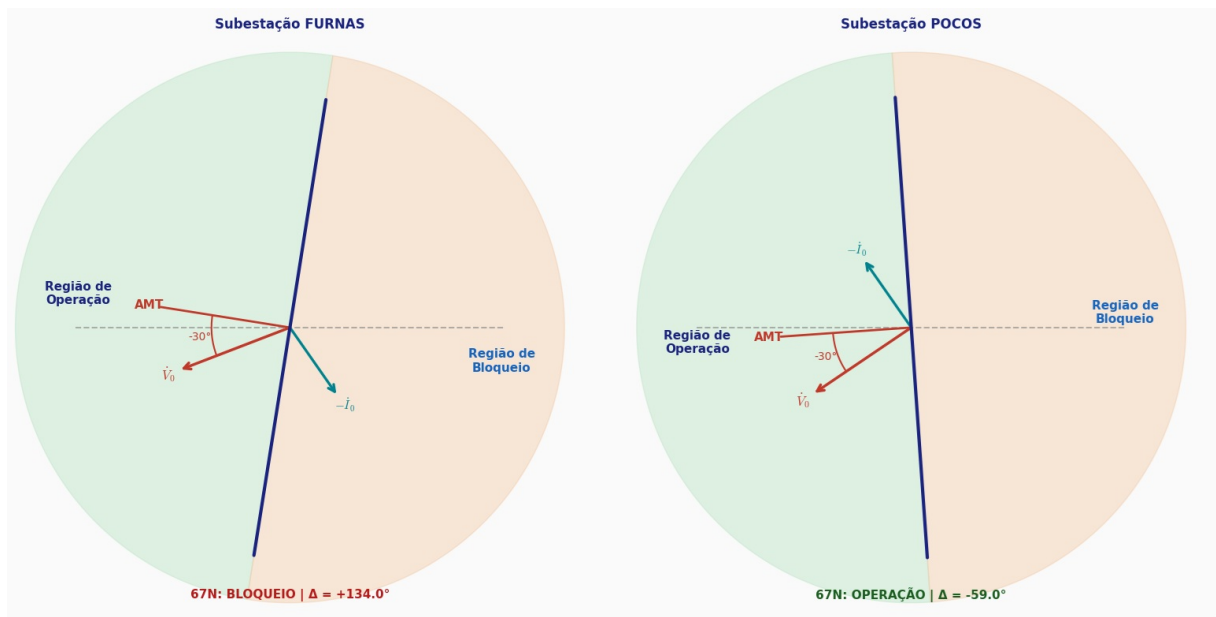
Figura 39 – Característica direcional de fase dos relés R1 e R2 no Cenário 26



Fonte: Elaborado pelo autor.

A análise direcional da função 67N é apresentada na Figura 40. Nessa representação, $\dot{V}_0$ é utilizada como grandeza de polarização, enquanto $-\dot{I}_0$ constitui a grandeza de operação. Considerando o AMT adotado, o fasor $-\dot{I}_0$ associado a R1 encontra-se na região de bloqueio, enquanto o fasor associado a R2 se encontra na região de operação. Portanto, o elemento direcional classifica a falta como reversa para R1 e direta para R2.

Figura 40 – Característica direcional de neutro dos relés R1 e R2 no Cenário 26



Fonte: Elaborado pelo autor.

Dessa forma, o Cenário 26 confirma o comportamento esperado para faltas externas monofásicas-terra. Sob o critério angular analisado, o elemento direcional permanece na região de bloqueio. Já o relé R2 identifica a falta no sentido direto. Sob essa perspectiva, a representação fasorial obtida em Python mostra-se particularmente útil, pois permite visualizar de maneira clara o posicionamento das grandezas em relação às regiões de operação e de bloqueio, facilitando a interpretação da lógica de atuação da proteção direcional de neutro.

4.3 Análise de Sensibilidade ao Ângulo de Máximo Torque

Com o objetivo de avaliar a influência do ângulo de máximo torque sobre a classificação direcional, realizou-se uma análise de sensibilidade considerando diferentes valores de AMT. Essa análise foi aplicada aos fasores obtidos nos cenários simulados, contemplando faltas internas e externas observadas pelos relés R1 e R2.

Para a função 67F, foram avaliados valores de AMT entre 0° e 90° , em intervalos de 15° . Para a função 67N, foram avaliados os valores 0° , -15° , -30° , -45° , -60° , -75° e -90° . Os valores negativos indicam que o eixo do AMT foi deslocado no sentido negativo em relação à tensão de polarização, conforme a convenção angular adotada neste trabalho.

A análise considera exclusivamente o comportamento do elemento direcional. Portanto, os resultados indicam o posicionamento das grandezas nas regiões de operação ou bloqueio, sem considerar valores de pickup, temporização ou comandos de abertura de disjuntores.

4.3.1 Critério de Avaliação

Para cada valor de AMT, calculou-se a diferença angular ε entre a corrente de operação e o ângulo de máximo torque correspondente. Na função 67F, considerando a fase A, essa diferença é definida por:

$$\varepsilon_F = \angle \dot{I}_a - (\angle \dot{V}_{bc} + \text{AMT}_F). \quad (4.4)$$

Para a função 67N, empregando $\dot{V}_0$ como grandeza de polarização e $-\dot{I}_0$ como grandeza de operação, tem-se:

$$\varepsilon_N = \angle(-\dot{I}_0) - (\angle \dot{V}_0 + \text{AMT}_N). \quad (4.5)$$

As diferenças angulares foram representadas no intervalo de -180° a 180° . Valores próximos de 0° indicam maior proximidade entre a corrente de operação e o ângulo de máximo torque. A fronteira entre as regiões de operação e bloqueio ocorre quando o módulo de ε é igual a 90° . Nos diagramas da unidade direcional de fase, o manual do relé URP 6000 apresenta um intervalo de exatidão de $\pm 5^\circ$ ao redor dessa fronteira angular (PEXTRON CONTROLES ELETRÔNICOS

LTDA., s.d., p. 10.3–10.4). Para a função 67N, adotou-se o mesmo intervalo como critério conservador para identificar os resultados próximos à fronteira entre as regiões de operação e bloqueio.

Neste trabalho, os resultados situados nesse intervalo foram classificados como pertencentes à faixa de incerteza. Dessa forma, foram adotados os seguintes critérios:

- $|\varepsilon| < 85^\circ$: região de operação;
- $85^\circ \leq |\varepsilon| \leq 95^\circ$: faixa de incerteza;
- $|\varepsilon| > 95^\circ$: região de bloqueio.

A classificação obtida foi comparada com a direção esperada para cada relé. Nas faltas internas, a direção esperada é direta para R1 e R2. Nas faltas externas, o relé localizado atrás do ponto de falta deve classificá-la como reversa, enquanto o relé instalado na extremidade oposta deve classificá-la como direta.

Nas tabelas seguintes, as células verdes indicam uma classificação coerente com o sentido esperado da falta, as células vermelhas indicam uma classificação incompatível e as células amarelas representam a faixa de incerteza.

4.3.2 Sensibilidade Angular da Função 67F

A Tabela 16 apresenta os resultados da análise de sensibilidade da função 67F.

Tabela 16 – Análise de sensibilidade angular da função 67F.

Cenário	Falta	Relé	Direção esperada	AMT 0°	AMT 15°	AMT 30°	AMT 45°	AMT 60°	AMT 75°	AMT 90°
Grupo 1 — Falta internas										
1	ABC	R1	Direta	23,7°	8,7°	−6,3°	−21,3°	−36,3°	−51,3°	−66,3°
		R2	Direta	21,1°	6,1°	−8,9°	−23,9°	−38,9°	−53,9°	−68,9°
2	ABC	R1	Direta	13,8°	−1,2°	−16,2°	−31,2°	−46,2°	−61,2°	−76,2°
		R2	Direta	21,0°	6,0°	−9,0°	−24,0°	−39,0°	−54,0°	−69,0°
3	ABC	R1	Direta	14,2°	−0,8°	−15,8°	−30,8°	−45,8°	−60,8°	−75,8°
		R2	Direta	36,0°	21,0°	6,0°	−9,0°	−24,0°	−39,0°	−54,0°
4	ABC	R1	Direta	58,7°	43,7°	28,7°	13,7°	−1,3°	−16,3°	−31,3°
		R2	Direta	65,8°	50,8°	35,8°	20,8°	5,8°	−9,2°	−24,2°
5	ABC	R1	Direta	72,6°	57,6°	42,6°	27,6°	12,6°	−2,4°	−17,4°
		R2	Direta	78,0°	63,0°	48,0°	33,0°	18,0°	3,0°	−12,0°
6	ABC	R1	Direta	64,7°	49,7°	34,7°	19,7°	4,7°	−10,3°	−25,3°
		R2	Direta	18,9°	3,9°	−11,1°	−26,1°	−41,1°	−56,1°	−71,1°
12	AB	R1	Direta	24,1°	9,1°	−5,9°	−20,9°	−35,9°	−50,9°	−65,9°
		R2	Direta	38,9°	23,9°	8,9°	−6,1°	−21,1°	−36,1°	−51,1°
13	AB	R1	Direta	81,1°	66,1°	51,1°	36,1°	21,1°	6,1°	−8,9°
		R2	Direta	80,9°	65,9°	50,9°	35,9°	20,9°	5,9°	−9,1°
14	AB	R1	Direta	109,0°	94,0°	79,0°	64,0°	49,0°	34,0°	19,0°
		R2	Direta	105,8°	90,8°	75,8°	60,8°	45,8°	30,8°	15,8°
15	AB	R1	Direta	43,7°	28,7°	13,7°	−1,3°	−16,3°	−31,3°	−46,3°
		R2	Direta	17,9°	2,9°	−12,1°	−27,1°	−42,1°	−57,1°	−72,1°
Grupo 2 — Falta externas										
20	ABC	R1	Reversa	−88,9°	−103,9°	−118,9°	−133,9°	−148,9°	−163,9°	−178,9°
		R2	Direta	19,9°	4,9°	−10,1°	−25,1°	−40,1°	−55,1°	−70,1°
21	ABC	R1	Direta	78,2°	63,2°	48,2°	33,2°	18,2°	3,2°	−11,8°
		R2	Reversa	−97,0°	−112,0°	−127,0°	−142,0°	−157,0°	−172,0°	173,0°
24	AB	R1	Reversa	−163,9°	−178,9°	166,1°	151,1°	136,1°	121,1°	106,1°
		R2	Direta	42,5°	27,5°	12,5°	−2,5°	−17,5°	−32,5°	−47,5°
25	AB	R1	Direta	103,4°	88,4°	73,4°	58,4°	43,4°	28,4°	13,4°
		R2	Reversa	−82,3°	−97,3°	−112,3°	−127,3°	−142,3°	−157,3°	−172,3°

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3.3 Sensibilidade Angular da Função 67N

A Tabela 17 apresenta os resultados da análise de sensibilidade da função 67N. Os valores de AMT são apresentados em módulo, embora o deslocamento do eixo seja realizado no sentido negativo em relação a $\dot{V}_0$, conforme definido na Equação 4.5.

Tabela 17 – Análise de sensibilidade angular da função 67N.

Cenário	Falta	Relé	Direção esperada	AMT 0°	AMT -15°	AMT -30°	AMT -45°	AMT -60°	AMT -75°	AMT -90°
Grupo 1 — Faltas internas										
7	ABT	R1	Direta	-87,0°	-72,0°	-57,0°	-42,0°	-27,0°	-12,0°	3,0°
		R2	Direta	-86,0°	-71,0°	-56,0°	-41,0°	-26,0°	-11,0°	4,0°
8	ABT	R1	Direta	-86,0°	-71,0°	-56,0°	-41,0°	-26,0°	-11,0°	4,0°
		R2	Direta	-84,0°	-69,0°	-54,0°	-39,0°	-24,0°	-9,0°	6,0°
9	ABT	R1	Direta	-87,0°	-72,0°	-57,0°	-42,0°	-27,0°	-12,0°	3,0°
		R2	Direta	-84,0°	-69,0°	-54,0°	-39,0°	-24,0°	-9,0°	6,0°
10	ABT	R1	Direta	-87,0°	-72,0°	-57,0°	-42,0°	-27,0°	-12,0°	3,0°
		R2	Direta	-83,0°	-68,0°	-53,0°	-38,0°	-23,0°	-8,0°	7,0°
11	ABT	R1	Direta	-86,0°	-71,0°	-56,0°	-41,0°	-26,0°	-11,0°	4,0°
		R2	Direta	-85,0°	-70,0°	-55,0°	-40,0°	-25,0°	-10,0°	5,0°
16	AT	R1	Direta	-83,0°	-68,0°	-53,0°	-38,0°	-23,0°	-8,0°	7,0°
		R2	Direta	-82,0°	-67,0°	-52,0°	-37,0°	-22,0°	-7,0°	8,0°
17	AT	R1	Direta	-86,0°	-71,0°	-56,0°	-41,0°	-26,0°	-11,0°	4,0°
		R2	Direta	-84,0°	-69,0°	-54,0°	-39,0°	-24,0°	-9,0°	6,0°
18	AT	R1	Direta	-85,0°	-70,0°	-55,0°	-40,0°	-25,0°	-10,0°	5,0°
		R2	Direta	-85,0°	-70,0°	-55,0°	-40,0°	-25,0°	-10,0°	5,0°
19	AT	R1	Direta	-87,0°	-72,0°	-57,0°	-42,0°	-27,0°	-12,0°	3,0°
		R2	Direta	-85,0°	-70,0°	-55,0°	-40,0°	-25,0°	-10,0°	5,0°
Grupo 2 — Faltas externas										
22	ABT	R1	Reversa	104,0°	119,0°	134,0°	149,0°	164,0°	179,0°	-166,0°
		R2	Direta	-95,0°	-80,0°	-65,0°	-50,0°	-35,0°	-20,0°	-5,0°
23	ABT	R1	Direta	-87,0°	-72,0°	-57,0°	-42,0°	-27,0°	-12,0°	3,0°
		R2	Reversa	105,0°	120,0°	135,0°	150,0°	165,0°	-180,0°	-165,0°
26	AT	R1	Reversa	104,0°	119,0°	134,0°	149,0°	164,0°	179,0°	-166,0°
		R2	Direta	-89,0°	-74,0°	-59,0°	-44,0°	-29,0°	-14,0°	1,0°
27	AT	R1	Direta	-85,0°	-70,0°	-55,0°	-40,0°	-25,0°	-10,0°	5,0°
		R2	Reversa	105,0°	120,0°	135,0°	150,0°	165,0°	-180,0°	-165,0°

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3.4 Análise Geral dos Resultados

Para avaliar conjuntamente as condições diretas e reversas, calculou-se a distância angular d_i em relação ao centro da região esperada. Para as faltas diretas, o centro da região de operação corresponde a $\varepsilon = 0^\circ$. Para as faltas reversas, o centro da região de bloqueio corresponde a $\varepsilon = \pm 180^\circ$. Assim:

$$d_i = \begin{cases} |\varepsilon_i|, & \text{para direção direta;} \\ 180^\circ - |\varepsilon_i|, & \text{para direção reversa.} \end{cases} \quad (4.6)$$

Para cada AMT, foram calculadas a distância angular média $\bar{d}$ e a maior distância observada

$d_{\max}$:

$$\bar{d} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n d_i, \quad (4.7)$$

$$d_{\max} = \max(d_1, d_2, \dots, d_n). \quad (4.8)$$

Quanto menores os valores de $\bar{d}$ e $d_{\max}$, mais próximo o eixo definido pelo AMT está da direção da corrente de operação.

A Tabela 18 apresenta os resultados da função 67F, considerando conjuntamente as condições diretas e reversas.

Tabela 18 – Síntese da análise de sensibilidade da função 67F.

AMT	$\bar{d}$	$d_{\max}$	Classificações		
			Corretas	Incertezas	Incorretas
0°	54,3°	109,0°	23	1	4
15°	39,5°	94,0°	25	3	0
30°	32,2°	79,0°	28	0	0
45°	29,2°	64,0°	28	0	0
60°	29,3°	49,0°	28	0	0
75°	32,0°	61,2°	28	0	0
90°	39,7°	76,2°	28	0	0

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a função 67F, os AMTs entre 30° e 90° classificaram corretamente todos os casos. O AMT de 45° apresentou a menor distância média, igual a 29,2°. Já o AMT de 60° apresentou média praticamente igual, de 29,3°, e o menor valor de $d_{\max}$, igual a 49,0°.

Portanto, o AMT de 45° ficou mais próximo, em média, da direção das correntes de operação. O AMT de 60° apresentou o menor afastamento no caso mais desfavorável.

A Tabela 19 apresenta os resultados da função 67N. Os valores negativos de AMT indicam o deslocamento do eixo no sentido negativo em relação a $\dot{V}_0$, conforme definido na Equação 4.5.

Tabela 19 – Síntese da análise de sensibilidade da função 67N.

AMT	$\bar{d}$	$d_{\max}$	Classificações		
			Corretas	Incertezas	Incorretas
0°	84,2°	95,0°	10	16	0
−15°	69,2°	80,0°	26	0	0
−30°	54,2°	65,0°	26	0	0
−45°	39,2°	50,0°	26	0	0
−60°	24,2°	35,0°	26	0	0
−75°	9,2°	20,0°	26	0	0
−90°	6,2°	15,0°	26	0	0

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a função 67N, foram avaliados os AMTs de 0°, −15°, −30°, −45°, −60°, −75° e −90°, conforme a convenção angular adotada.

O AMT de −90° apresentou a menor distância média, igual a 6,2°, e o menor valor de $d_{\max}$, igual a 15,0°. Portanto, entre os valores avaliados, esse AMT ficou mais próximo da direção das correntes de operação.

Os resultados mostram que diferentes valores de AMT podem produzir as mesmas classificações. Entretanto, a análise de $\bar{d}$ e $d_{\max}$ permite identificar quais valores posicionam o eixo do AMT mais próximo da direção das correntes de operação.

Esses resultados são específicos para o sistema modelado, para os cenários simulados e para as convenções angulares adotadas neste trabalho. Não obstante, justificam, de certa forma, a grande utilização de 30,0° e 45,0° para a 67F. Embora não seja tão prático para o cotidiano dos engenheiros de proteção, entende-se que a escolha dos AMTs deve ser sempre baseada em um estudo prévio das possibilidades de faltas no local dos relés de modo a garantir que o ângulo escolhido seja capaz de discriminar corretamente as direções de todas as correntes de falta que podem ocorrer no local.

CONCLUSÃO

Este trabalho analisou, por meio de simulações computacionais, o comportamento direcional das funções de sobrecorrente 67F e 67N aplicadas a uma linha de transmissão de 345 kV alimentada em ambas as extremidades. O sistema Furnas–Poços de Caldas foi modelado no ATP/ATPDraw, considerando os equivalentes de rede e os parâmetros elétricos da linha. Foram simulados 27 cenários de curto-circuito, incluindo faltas trifásicas, bifásicas, bifásicas-terra e monofásicas-terra, com diferentes localizações, resistências de falta e ângulos de incidência.

Em resposta ao problema de pesquisa, verificou-se que a magnitude da corrente, isoladamente, não é suficiente para determinar o sentido da falta em uma linha alimentada pelas duas extremidades. Os dois terminais podem contribuir para o curto-circuito e apresentar correntes elevadas, ainda que o defeito seja direto para um relé e reverso para o outro. Portanto, a relação angular entre as grandezas de operação e polarização é necessária para a classificação direcional.

Para a função 67F, foram utilizadas as correntes de fase como grandezas de operação e as respectivas tensões de polarização em quadratura. Para a função 67N, adotaram-se a tensão de sequência zero $\dot{V}_0$ como grandeza de polarização e $-\dot{I}_0$ como grandeza de operação. Os diagramas fasoriais apresentaram posicionamentos coerentes com as direções esperadas para os relés R1 e R2, permitindo distinguir as faltas diretas das reversas.

A análise de sensibilidade demonstrou a influência do ângulo de máximo torque sobre a classificação direcional. Para a função 67F, considerando o elemento da fase A, os valores de AMT entre 30° e 90° classificaram corretamente os 28 casos avaliados. O AMT de 45° apresentou a menor distância angular média em relação ao eixo de máxima sensibilidade, igual a $29,2^\circ$. O AMT de 60° apresentou média próxima, igual a $29,3^\circ$, e o menor valor máximo da distância angular, igual a 49° .

Para a função 67N, os valores de AMT entre -15° e -90° classificaram corretamente os 26 casos avaliados. Com $AMT_N = 0^\circ$, 16 casos permaneceram na faixa de incerteza adotada. Entre os valores analisados, $AMT_N = -90^\circ$ apresentou as menores distâncias angulares média e

máxima, iguais a $6,2^\circ$ e 15° , respectivamente.

Os valores identificados não constituem ajustes universais para as funções 67F e 67N, pois estão associados ao sistema modelado, às grandezas selecionadas, aos sentidos de referência das correntes e à convenção angular adotada. Os resultados mostram, entretanto, que a seleção do AMT pode ser avaliada sistematicamente a partir da distância entre a corrente de operação e o eixo de máxima sensibilidade.

As ferramentas desenvolvidas em Python permitiram automatizar a leitura dos dados exportados pelo ATP/PlotXY, calcular os valores eficazes e os ângulos por meio da Transformada Discreta de Fourier e construir os diagramas fasoriais. A interface gráfica também possibilitou comparar as grandezas registradas nos dois terminais e visualizar as regiões de operação e bloqueio.

O estudo foi limitado ao comportamento do elemento direcional. Não foram contemplados ajustes de pickup, temporização, coordenação entre dispositivos ou comandos de abertura de disjuntores. Também não foram realizados ensaios com um relé físico. Portanto, os resultados representam a classificação angular das faltas, e não a atuação completa de um sistema de proteção comercial.

Como trabalhos futuros, recomenda-se estender a análise de sensibilidade da função 67F às demais fases, avaliar outros sistemas e condições operativas, comparar diferentes métodos de polarização e realizar ensaios em relés digitais. A inclusão de valores de pickup e critérios temporizados também permitirá avaliar a lógica completa das funções direcionais de sobrecorrente.

Diante dos resultados obtidos, considera-se que os objetivos propostos foram alcançados. A modelagem, as simulações, os diagramas fasoriais e a análise de sensibilidade permitiram compreender o comportamento das funções 67F e 67N e demonstrar a influência do ângulo de máximo torque na classificação de faltas diretas e reversas.

5.1 Trabalhos Futuros

Como continuidade deste trabalho, propõem-se as seguintes possibilidades de desenvolvimento:

- automatização das simulações por meio de rotinas desenvolvidas em Python, contemplando a geração dos casos, a execução em lote e o processamento automático dos resultados, utilizando o ATP como motor de cálculo;
- obtenção de dados mais precisos dos parâmetros de sequência zero da linha de transmissão, especialmente das capacitâncias envolvidas. Esse parâmetro influencia diretamente as correntes de falta que envolvem a terra e, conseqüentemente, a determinação do

Ângulo de Máximo Torque da função 67N, cujo comportamento apresentou diferenças em relação ao inicialmente esperado;

- desenvolvimento de uma modelagem mais completa dos transformadores de corrente e de potencial, considerando as relações de transformação, os erros de magnitude e de fase e os respectivos comportamentos transitórios.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, V. F. d. **Metodologia para avaliar o impacto de técnicas de repotenciação no desempenho de linhas de transmissão em regime permanente**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 27.

ANDERSON, P. M. **Analysis of Faulted Power Systems**. [S.l.]: IEEE Press, 1995. Citado 4 vezes nas páginas 6, 13, 22 e 26.

BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. **Protective Relaying: Principles and Applications**. 4. ed. [S.l.]: CRC Press, 2014. Citado 9 vezes nas páginas 1, 5, 13, 15, 16, 21, 22, 23 e 32.

HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. **Power System Relaying**. 4. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2014. Citado 6 vezes nas páginas 1, 4, 13, 15, 19 e 20.

IEEE. **IEEE Std 242-2001: IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems**. New York, 2001. Citado na página 18.

_____. **IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations**. New York, 2022. Citado na página 7.

International Electrotechnical Commission. **Measuring Relays and Protection Equipment – Part 151: Functional Requirements for Over/Under Current Protection**. Geneva, 2009. Citado na página 17.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. d.; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2. ed. São Paulo: Blucher, 2010. Citado na página 5.

MENEZES, M. **Proteção de Sobrecorrente Direcional (67)**. s.d. Disponível em: <<https://www.gsepi.eng.ufba.br/protacao-de-sobrecorrente-direcional-67/>>. Acesso em: 16 jul. 2026. Citado na página 21.

MOURA, A. P.; MOURA, A. A. F.; ROCHA, E. P. **Transmissão de Energia Elétrica em Corrente Alternada**. João Pessoa: Editora da UFPB, 2019. Citado 3 vezes nas páginas 28, 29 e 30.

Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Procedimentos de Rede: Submódulo 18.2 – Modelos Computacionais**. Rio de Janeiro, 2009. Revisão 0.0. Citado na página 30.

_____. **SIN Maps: Sistema Interligado Nacional – Rede de Operações**. Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: <<https://sig.ons.org.br/app/sinmaps/>>. Acesso em: 9 jul. 2026. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 27.

PEXTRON CONTROLES ELETRÔNICOS LTDA. **URP 6000 e URP 6001: proteções direcionais**. Versão 9.68, revisão 01. São Paulo, s.d. Capítulo 10. Citado na página 65.

SKM Systems Analysis, Inc. **Power Tools for Windows: A Fault Reference Manual**: Electrical engineering analysis software for windows. Manhattan, USA, 2006. Citado na página 13.

STEVENSON, W. D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. 2. ed. São Paulo: McGraw-Hill, 1986. Citado na página 11.

Universidade Federal do Paraná. **TE 131: Proteção de Sistemas Elétricos**: Capítulo 2 – transformadores de corrente e potencial, fusíveis, disjuntores e para-raios. Curitiba, 2018. Material didático. Citado na página 8.