

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
ENGENHARIA ELÉTRICA

GILMAR DE OLIVEIRA SANTOS

**IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA  
PARA PROTEÇÃO DE RETAGUARDA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CORNÉLIO PROCÓPIO  
2018

GILMAR DE OLIVEIRA SANTOS

**IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA  
PARA PROTEÇÃO DE RETAGUARDA**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação, apresentado à disciplina Trabalho de Conclusão de Curso II, do curso Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, como requisito para a obtenção do título de Bacharel.

Orientador: Prof. Dr. Silvio Aparecido de Souza

Co orientador: Prof. Dr. Bruno Catarino Bispo

CORNÉLIO PROCÓPIO  
2018



**Universidade Tecnológica Federal do Paraná**  
**Campus Cornélio Procópio**  
**Departamento Acadêmico de Elétrica**  
**Curso de Engenharia Elétrica**



## **FOLHA DE APROVAÇÃO**

**Gilmar de Oliveira Santos**

### **Implementação de um sistema de medição fasorial sincronizada para proteção de retaguarda**

Trabalho de conclusão de curso apresentado às 15:50hs do dia 12/11/2018 como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista no programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O candidato foi arguido pela Banca Avaliadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Avaliadora considerou o trabalho aprovado.

---

Prof(a). Dr(a). Silvio Aparecido de Souza - Presidente (Orientador)

---

Prof(a). Dr(a). Bruno Catarino Bispo - (Coorientador)

---

Prof(a). Dr(a). Edson Aparecido Rozas Theodoro - (Membro)

---

Prof(a). Dr(a). Murilo da Silva - (Membro)

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus por toda a força que me deu nessa caminhada, pela saúde, determinação e alento durante minha vida.

Também agradeço aos orientadores, Prof. Dr. Silvio Aparecido de Souza e Prof. Dr. Bruno Catarino Bispo, que compartilharam comigo seu conhecimento e dedicaram parte de seu tempo para me guiar nessa trajetória. Expresso também profunda gratidão a meu pai, Amauri, minha mãe, Marly e minha irmã, Karine, pelo apoio durante todo o trajeto. Cito também minha avó Lurdes e meu avô Antônio cujos valores sempre me inspiraram a seguir em frente.

Deixo registrado também o reconhecimento aos amigos e colegas que me ajudaram de alguma forma a vencer as adversidades durante este percurso, ressalto: Alex Kizaki, Antonio Cardoso, Breno Campos, Cleno Ravazzi, Daniel Ricardo, Evandro Correia, Fabian Amer, Felipe Neli, Fábio Hadano, Gerson Afonso, Guilherme Gabriel, Guilherme Mattiello, Guilherme Nascimento, Henrique Neves, Marcos Juniti, Mateus Eller, Matheus Soares, Murilo Cinel e Vivian. Enfim, a todos que contribuíram de qualquer forma para a realização deste trabalho.

## RESUMO

SANTOS, G.O. **Implementação de um Sistema de Medição Fasorial Sincronizada para Proteção de Retaguarda**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2018.

Neste trabalho apresenta-se o estudo e a implementação de um sistema de medição fasorial sincronizada em um sistema elétrico de potência (SEP) modelado e simulado no software ATPDraw. Foram implementadas duas metodologias para o monitoramento do SEP, onde ambas detectam a existência de falta na linha de transmissão a partir de um critério de afundamento de tensão e inversão do fluxo de potência. Ambas as metodologias utilizaram a Transformada Discreta de Fourier para a extração dos fasores de tensão e corrente e, a partir destes fasores, fez-se os cálculos das tensões de sequência positiva nos barramentos e correntes de sequência positiva nas linhas. Na metodologia 1 os valores das magnitudes da tensão de sequência positiva dos barramentos são armazenados em um vetor e, a partir da localização do menor valor, a barra com maior afundamento de tensão é encontrada e classificada como a provável barra faltosa. Então, a diferença absoluta dos ângulos de corrente de sequência positiva das linhas conectadas à barra possivelmente faltosa é calculada para se encontrar a inversão do fluxo de potência, onde, caso essa diferença ultrapasse os  $30^\circ$  em alguma dessas linhas, o algoritmo acusa a existência de falta na mesma. A metodologia 2 utiliza o mesmo critério para encontrar a provável barra faltosa. Porém a indicação da inversão do fluxo de potência é dada nos casos em que o valor do ângulo da corrente de sequência positiva de uma extremidade é alterado em um determinado sentido quando comparado ao seu valor pré-falta e o ângulo da outra extremidade é alterado em sentido contrário. Os resultados obtidos foram um índice de 83% de acerto na indicação de faltas para a metodologia 1 e de 89% de acerto para a metodologia 2.

**Palavras-chave:** medição fasorial, simulação, atpdraw, indicação de falta.

## ABSTRACT

SANTOS, G.O. **Implementation of Synchronized Fasorial Measurement System for Backup Protection**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2018.

This work presents the study and the implementation of a synchronized phasor measurement system in an electric power system (SEP) modeled and simulated in the ATPDraw software. Two methodologies for SEP monitoring were implemented, both of which detect the existence of a fault in the transmission line from a criterion of voltage sinking and power flow inversion. Both methodologies used the Discrete Fourier Transform for the extraction of the voltage and current phasors and, from these phasors, the calculations of the positive sequence voltages in the buses and positive sequence currents in the lines were made. In methodology 1 the values of the positive sequence voltage magnitudes of the buses are stored in a vector and, from the location of the lowest value, the bus with the highest voltage sag is found and classified as the probable bus fault. Then, the absolute difference of the positive sequence current angles of the lines connected to the possibly missing bar is calculated to find the power flux inversion, where, if that difference exceeds  $30^\circ$  in any of these lines, the algorithm accuses the existence of a fault in this line. Methodology 2 uses the same criterion to find the probable missing bar. However, the power flow inversion indication is given in cases where the angle value of the positive sequence current of one end is changed in one direction when compared to its pre-fault value and the angle of the other end is changed in opposite way. The results obtained were an 83% success rate in the fault indication for methodology 1 and a 89% success rate for methodology 2.

**Keywords:** fasorial measurement, simulation, atpdraw, fault detection.

## LISTA DE FIGURAS

Esquema geral de um Sistema Elétrico de Potência .....	14
Proteção de retaguarda .....	17
Arquitetura de um sistema SCADA.....	20
Arquitetura de um Sistema de Medição Fasorial Sincronizada.....	22
Sinal de amplitude $X_m$ , freqüência $f$ e fase .....	23
Representação dos fasores no plano real e imaginário .....	23
Fasores medidos em instalações distantes ao mesmo tempo.....	24
Convenção para a representação de um sincrofasor.....	25
Diagrama simplificado de uma PMU.....	26
Janela de dados da TDF de ciclo completo .....	27
Representação do SEP simulado em ATP .....	34
Área de interesse do trabalho .....	35
Fluxograma do algoritmo proposto na metodologia 1 .....	39
Sistema em condições normais .....	40
Sistema em situação de falta .....	42
Fluxograma do algoritmo proposto na metodolologia 2 .....	43
Situação do sistema na condição pré-falta .....	44
Situação do sistema na condição em falta.....	45
Situação do sistema no momento pré-falta.....	46
Situação do sistema no momento em falta .....	46

## LISTA DE SIGLAS

CLP	Controlador Lógico Programável
DIT	Demais Instalações de Transmissão
GPS	Global Positioning System
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAR	Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica
PDC	Phasor Data Concentrator
PMU	Phasor Measurement Unit
PPS	Pulso Por Segundo
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
RTDMS	Real Time Dynamics Monitoring System
RTU	Remote Terminal Unit
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMFS	Sistema de Medição Fasorial Sincronizada
UTC	Universal Time Coordinated
UTR	Unidade Terminal Remota
WAEMS	Wide Area Energy Management System
WAMCS	Wide Area Monitoring and Control System
WAMPACS	Wide Area Monitoring, Protections and Control Systems
WAMPS	Wide Area Monitoring and Protection Systems
WAPS	Wide Area Protection System



## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO .....	11
1.1 Objetivos .....	12
1.1.1 Objetivos Gerais.....	12
1.1.2 Objetivos Específicos.....	13
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	14
2.1 Sistema Elétrico de Potência .....	14
2.2 Proteção das linhas de transmissão .....	15
2.2.1 Proteção de retaguarda .....	17
2.3 Gerenciamento de Grandes Áreas.....	18
2.4 Sistemas de monitoramento.....	19
2.4.1 Sistema de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados .....	19
2.4.2 Sistema de Medição Fasorial Sincronizada .....	21
2.5 Definição de fasores .....	22
2.5.2 Sincrofasores .....	24
2.6 Componentes de um SMFS .....	25
2.6.1 Phase Measurement Unit.....	25
2.6.1.1 Transformada Discreta de Fourier .....	26
2.6.2 Concentrador de Dados Fasoriais.....	30
3. SISTEMA ELÉTRICO SIMULADO .....	32
3.1 Importância das simulações no Sistema Elétrico de Potência .....	32
3.2 Deck de curto-circuito da ONS.....	32
3.2.1 Software ATP .....	34
3.3 Dados do sistema simulado .....	35
4. METODOLOGIAS PROPOSTAS .....	38
4.1 Metodologia 1.....	38
4.1.1 Exemplificação da metodologia 1.....	41
4.2 Metodologia 2.....	43
4.2.1 Exemplificação da Metodologia 2.....	45
5. TESTES E RESULTADOS .....	49
5.1 Resultados da metodologia 1.....	49
5.1.1 Avaliação das porcentagens de acerto .....	57

5.2 Resultados da metodologia 2.....	59
5.2.1 Avaliação das porcentagens de acerto .....	67
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	69
6.1 Estudos futuros .....	70
7. REFERÊNCIAS .....	71

## 1. INTRODUÇÃO

Devido às suas dimensões e grande potencial de geração de energia, o sistema de transmissão elétrica brasileiro é de grande importância (Menezes, 2012). O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) (ONS, 2018). Segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, o Sistema Interligado Nacional engloba todas as regiões e conta com uma rede básica de transmissão com mais de 100 mil quilômetros de linhas (ABRADEE, 2018).

Considerando a sua complexidade, o sistema elétrico de potência (SEP) pode apresentar faltas e perturbações como curto-circuito nos elementos do mesmo, perda de geração de energia, falhas humanas, etc. Tendo isso em vista, foram desenvolvidos sistemas de proteção para monitorar constantemente as tensões e correntes deste SEP e, caso se identifique alguma anomalia no mesmo, atuar de modo rápido e seletivo retirando de operação apenas a parte defeituosa. Desta maneira, a determinação do local onde ocorreu uma dada falta no sistema elétrico é de suma importância para minimizar seus impactos.

Atualmente os centros de controle obtêm informações do sistema elétrico através do sistema SCADA (Sistema de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados). Neste sistema, os dados de magnitude e ângulo da tensão e corrente obtidos em intervalos regulares de tempo são recebidos e processados através de configuradores de rede e estimadores de estado. Porém, tal ferramenta não consegue fornecer o real estado do sistema, mas sim uma estimativa em um instante de tempo próximo, mas não em tempo real (Souza, 2017).

Como alternativa, tem-se os Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS), tecnologia utilizada na obtenção dos estados da rede elétrica. O diferencial de tal tecnologia é poder estimar o estado de um sistema elétrico em tempo real e de forma sincronizada. Tal fato é de grande importância visto que, com informações mais precisas, os operadores do sistema elétrico podem tomar decisões de forma mais rápida, e, assim evitar danos aos componentes deste SEP, por exemplo, linhas de transmissão, banco de capacitores, reatores, transformadores, etc.

Os SMFS's trabalham com medidas providas de uma unidade de medição fasorial (PMU – Phasor Measurement Unit) que fornece os fasores das tensões e das correntes. A PMU trabalha de forma semelhante a um relé, ou seja, os sinais de tensão e corrente são coletados de forma sincronizada, filtrados e digitalizados.

Os dados obtidos através das PMUs instaladas em pontos estratégicos do SEP, podendo estar localizadas a quilômetros de distância uma das outras, são enviados para um concentrador de dados fasoriais (PDC – Phasor Data Concentrator). O PDC recebe os fasores medidos e os organiza utilizando etiquetas de tempo fornecidas por um GPS (Global Positioning System), armazenando-os e deixando-os disponíveis para solicitações posteriores (Andrade, 2008).

Segundo a ONS, os dados coletados e disponibilizados nos PDCs podem ser usados para análise de perturbações de longa duração e localização de faltas. Também pode-se ter uma atualização do sistema de supervisão e controle do sistema, incluindo a aplicação de Monitoração Dinâmica em Tempo Real (RTDMS).

Após esta contextualização, o presente trabalho visa utilizar a medição fasorial sincronizada como auxílio na determinação de linhas de transmissão sob faltas no sistema elétrico utilizando o critério de afundamento de tensão e inversão de fluxo de potência, como visto em Menezes (2012).

A ideia é que, utilizando a Transformada Discreta de Fourier, extraia-se os fasores de tensão e corrente a partir dos dados provenientes de simulação e possa-se implementar algoritmos para a identificação de situações de falta nas linhas de transmissão.

## **1.1 Objetivos**

### **1.1.1 Objetivos Gerais**

Implementar, em ambiente simulado, um sistema de proteção de retaguarda utilizando o sistema de medição fasorial sincronizada.

### 1.1.2 Objetivos Específicos

- Compreender o conceito e o funcionamento de um sistema de medição fasorial sincronizada e a sua aplicação no sistema elétrico.
- Modelar um sistema elétrico de potência e implementar o conceito de medição fasorial de tensão e corrente em um sistema de transmissão de energia.
- Implementar um algoritmo de proteção de retaguarda baseado no critério de afundamento de tensão e inversão do fluxo de potência.
- Simular faltas no sistema elétrico modelado para observar o funcionamento do método.
- Verificar a eficiência do método utilizado para a detecção de faltas através da porcentagem de identificação das faltas.

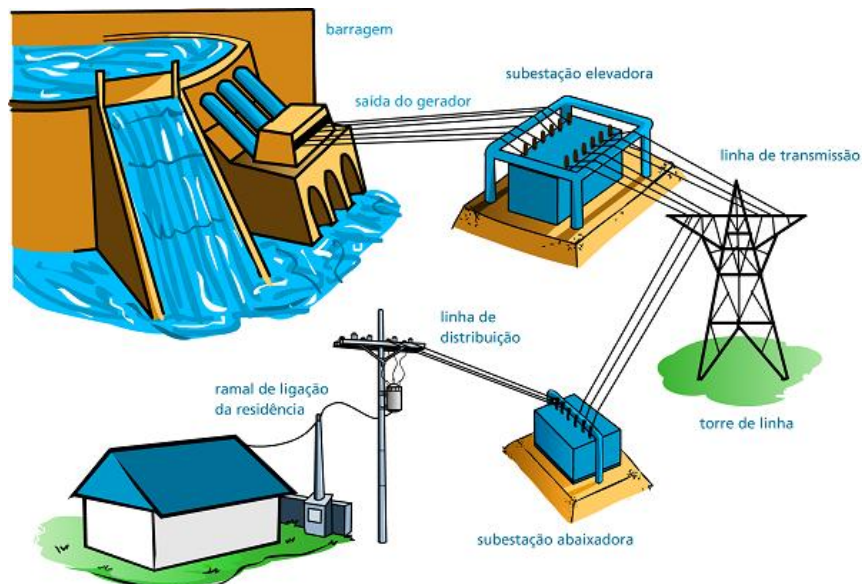
## 2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo serão desenvolvidos os conceitos para o entendimento do trabalho.

### 2.1 Sistema Elétrico de Potência

O Sistema Elétrico de Potência é compreendido como o conjunto de equipamentos e instalações para a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, conforme ilustra a Figura 1.

Figura 1: Esquema geral de um Sistema Elétrico de Potência



Fonte: CARVALHO(2014)

A geração é o setor responsável em converter uma determinada forma de energia em energia elétrica. Segundo STEVENSON (1986), a tensão dos grandes geradores está na faixa de 13,8 kV a 24 kV. As tensões fornecidas pelos geradores são elevadas para níveis de transmissão utilizando, para isso, transformadores de potência. Tal aumento se faz necessário para evitar perdas por aquecimento mais significativas no processo de transporte de energia elétrica.

No Brasil, as linhas de transmissão são classificadas de acordo com o nível de tensão de sua operação, mensurado em quilovolt (kV). Para cada faixa de tensão, existe um código que representa todo um conjunto de linhas de transmissão de mesma classe. São eles (ABRADEE):

- A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV
- A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV
- A3 – tensão de fornecimento de 69 kV

Dessa forma, a energia é então transportada através das linhas de transmissão até os centros consumidores, onde ocorre sua distribuição.

Esta última fase ocorre obedecendo os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Tem-se então as classificações das tensões de distribuição como (ANEEL,2011):

- Alta tensão de distribuição (AT): Valor eficaz da tensão entre as fases correspondentes entre 69 kV até 230 kV.
- Média tensão de distribuição (MT): Valor eficaz da tensão entre as fases correspondentes entre 1 kV até 69 kV.
- Baixa tensão de distribuição (BT): valor eficaz da tensão entre as fases inferior à 1 kV.

## **2.2 Proteção das linhas de transmissão**

Segundo Costa (2015), devido ao Brasil ser um país de grande extensão e com grande potencial de geração de energia elétrica, seu sistema elétrico é singular a nível mundial. O sistema de transmissão é subdividido em 4 sistemas: Norte, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Sul. Este sistema é composto de uma extensa malha de linhas de transmissão de alta e extra alta tensão que se ramifica em mais de 129 mil quilômetros dentro do território brasileiro (ONS). Segundo dados de 2011 do ONS, apenas 1,7% da energia demandada pelo país está fora do SIN, em pequenos sistemas isolados.

Levando em conta as dimensões físicas do SIN, o elemento em mais suscetível à ocorrência de falhas são as linhas de transmissão. Portanto, para que este sistema permaneça em operação a maior parte do tempo, protegido de eventos danosos, é necessário um sistema de proteção cada vez mais preciso e confiável.

De maneira geral, as características de um sistema de proteção podem ser sumarizadas como segue (Cory et al. 2007):

- Sensibilidade: Capacidade do sistema de proteção em responder às anormalidades nas condições de operação e aos curtos-circuitos para os quais foi projetado;
- Seletividade: Propriedade do sistema de proteção em reconhecer e selecionar entre as condições do sistema onde se requer uma ação imediata e aquelas para as quais não é exigida nenhuma operação ou retardo de atuação;
- Velocidade de atuação: O tempo necessário para interromper o sistema onde tenha ocorrido alguma falta.
- Confiabilidade: Probabilidade de um componente, equipamento ou sistema em satisfazer a função prevista sob dadas circunstâncias.

Devido à grande importância dos sistemas de proteção para o SEP, existe um grande esforço por parte dos pesquisadores no desenvolvimento de metodologias e esquemas de proteção. Tal esforço se justifica devido à constante expansão do SEP nos últimos anos, que vem acarretando uma maior complexidade de monitoramento e operação do mesmo.

A concepção e a análise de um sistema de proteção de grandes áreas, o WAPS (Wide Area Protection System), foi primeiramente proposta em 1997. Atualmente, devido ao desenvolvimento da automação e da comunicação cada vez mais presentes na concepção das redes inteligentes, é uma tecnologia que vem sendo utilizada para melhorar o desempenho da proteção e do monitoramento do SEP, primando sempre pela estabilidade do mesmo. O WAPS é responsável por monitorar o SEP e notificar quando da ocorrência de distúrbios. Assim, durante um distúrbio, o mesmo deverá tomar decisões para eliminar a falta e proteger o sistema (Costa, 2015).

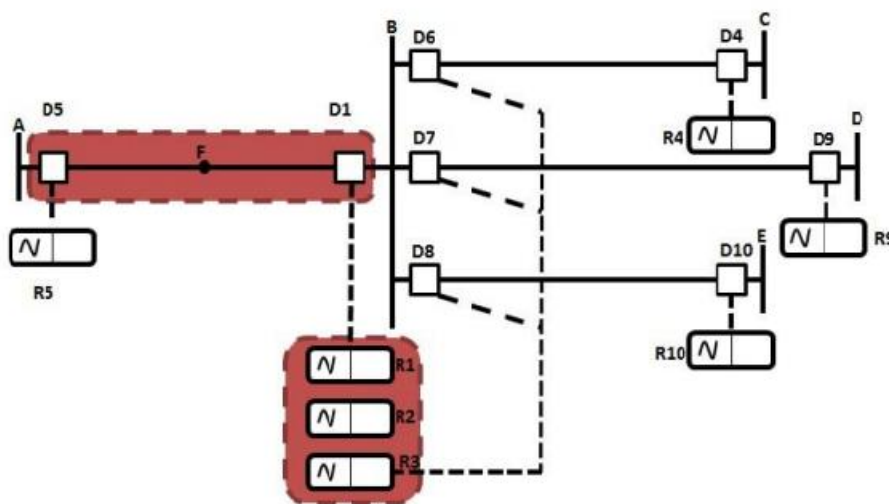


### 2.2.1 Proteção de retaguarda

Segundo Costa (2015), para as linhas de transmissão, é usual empregar-se um esquema de proteção que compreende a proteção primária e a proteção de retaguarda. A proteção primária é a principal, tendo uma atuação instantânea. É esperado que, em uma situação de falta, a proteção primária atue o mais rápido possível. Se porventura esta não atuar, a proteção de retaguarda, que é projetada com um atraso de tempo de atuação em relação à proteção primária, deverá atuar, fazendo assim a proteção do elemento da falta. Este atraso permite uma coordenação entre as mesmas, dando prioridade para a atuação da proteção primária

Para exemplificar a atuação de uma proteção de retaguarda, a Figura 2 apresenta uma situação de falta aplicada entre as barras A e B. As proteções primárias correspondentes estão associadas aos relés R1 e R5, devendo ser os primeiros a atuar para este caso. Porém, se o relé R1 não atuar, os relés R2 e R3 irão atuar como relés de proteção de retaguarda local, tendo como ação inicial o acionamento do disjuntor D1, e, posteriormente, os disjuntores D6, D7 e D8. Caso esses relés também não atuem, R9, R10 e R4, constituirão uma proteção de retaguarda remota para a proteção primária R1 (Costa, 2015).

Figura 2: Proteção de retaguarda



Fonte: COSTA(2015)

A proteção de retaguarda, bem como a proteção primária, são alvos de constantes estudos, e muitas alternativas apresentadas para resolver os problemas referentes ao SEP utilizam dados provenientes de um SMFS para garantir e melhorar os quesitos de qualidade (Costa, 2015).

### **2.3 Gerenciamento de Grandes Áreas**

Sistemas voltados para o monitoramento, controle, proteção e automação de grandes áreas do sistema elétrico estão sendo desenvolvidos em vários países do mundo. A denominação mais recente encontrada na literatura dada a estes sistemas é WAEMS (Wide Area Energy Systems) (Andrade, 2008).

Tal conceito envolve diversas tecnologias de monitoração dinâmica de sistemas elétricos, onde figura o Sistema de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS). São partes integrantes deste sistema as PMUs, os registradores de perturbação, os relés digitais, instrumentos de qualidade de energia, etc.

Os primeiros sistemas deste tipo tinham características específicas relacionadas às suas funções, sendo então denominados (Andrade, 2008):

WAMS (*Wide Area Monitoring Systems* – Sistemas de Monitoramento de Grandes Áreas), para o monitoramento dos dados e informações do SEP;

WAMPS (*Wide Area Monitoring and Protection Systems* – Sistemas de Monitoramento e Proteção de Grandes Áreas), que objetivavam o monitoramento, incorporando algumas funções de proteções sistêmicas;

WAMCS (*Wide Area Monitoring and Control Systems*- Sistemas de Monitoramento e Controle de Grandes Áreas), para controle de funções do SEP;

WAMPACS (*Wide Area Monitoring, Protection and Control Systems* – Sistemas de Monitoramento, Proteção e Controle de Grandes áreas), que integra todas as funções anteriores em um só sistema.

## **2.4 Sistemas de monitoramento**

### **2.4.1 Sistema de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados**

Atualmente os centros de controle obtém informação através do Sistema de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados (SCADA).

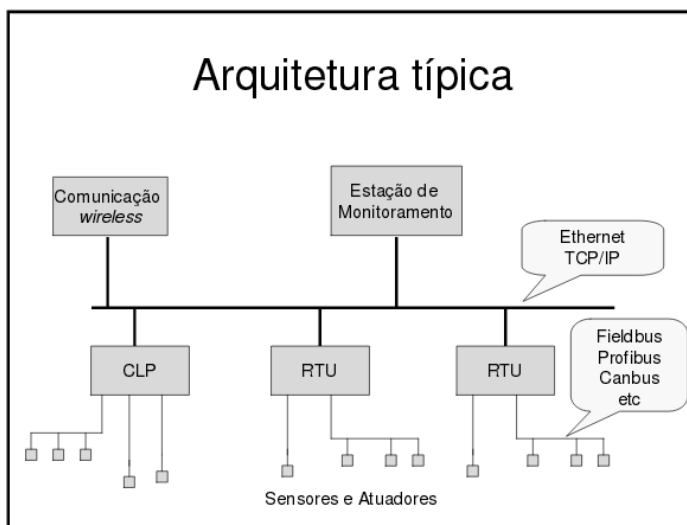
Esse sistema coleta dados do processo de transmissão através de instrumentos como controladores lógico programáveis (CLP) e os apresenta ao operador. O objetivo do SCADA é informar o operador, em tempo real, de todos os eventos de importância. O sistema consiste de um número de Unidades Terminais Remotas (UTRs) que coletam dados em campo e os mandam de volta para uma estação mestra. A estação expõe os dados adquiridos e permite ao operador executar os procedimentos de controle. No caso de sua utilização nos sistemas elétricos, o SCADA supervisiona, controla, otimiza e gerencia a geração e sistemas de transmissão. Uma visão mais detalhada de suas funções é listada abaixo (Arghira et al., 2011):

- Controle supervisório e aquisição de dados: supervisiona a situação ou mudanças nos disjuntores, conectores, e relés; supervisiona potência ativa e reativa contra o limite operacional ou emergencial; julga falhas na rede.
- Estimção de estado e agendamento: estima os dados numéricos para representar a situação atual da rede.
- Previsão de carga: antecipa de hora em hora cargas totais para alguns dias à frente baseado na previsão do tempo, tipo de dia, etc, utilizando dados históricos sobre o clima e a carga.
- Controle do fluxo de carga: ajuda os operadores a prover controle efetivo de carga avaliando a confiabilidade da rede, considerando cargas totais antecipadas, configuração da rede, fluxo de carga e contingências.
- Manutenção de dados: permite ao operador modificar o banco de dados do estado do dispositivo de potência e topologia de rede definindo parâmetros.

- Monitoramento de confiabilidade: monitores apresentam a confiabilidade da tensão e estabilidade transitória e predizem as futuras condições algumas horas à frente.

Na Figura 3, pode ser vista a arquitetura de um sistema SCADA onde, segundo Martins (2012), os dados das UTRs são enviados para os Centros Regionais do ONS ou para os centros de operação dos Agentes (Geração, Transmissão ou Distribuição). Os dados vindos do sistema de telemedição são, então, apresentados aos operadores em telas de computadores em forma de diagramas unifilares das subestações, gráficos ou tabulares. O sistema SCADA também permite que o operador atue no sistema através de telecomandos, abrindo ou fechando chaves e disjuntores, alterando posição de tap de transformador, *setpoints* de geração, etc. O mesmo sistema de comunicação que provê a aquisição de dados no campo também provê o tráfego de um sinal de controle gerado pelo SCADA a pedido do operador.

Figura 3: Arquitetura de um sistema SCADA



Fonte: REGINATO(2007)

Embora tenha ampla aplicação, o sistema SCADA convencional não provê soluções eficientes no caso de interrupções em cascata, pois o sistema é projetado para agir localmente, baseado em seus parâmetros operacionais. Estes sistemas não provêm uma cobertura dinâmica de uma rede de energia de grande área. Uma

alternativa são as WAMS, que podem prover uma cobertura dinâmica da rede e lidar com interrupções em cascata através de ações de estabilização coordenadas e otimizadas. Para isso, técnicas como a utilização de Unidades de Medição Fasorial estão sendo utilizadas em WAMS, complementando os sistemas SCADA e possibilitando a visão do sistema de grande área e uma maior estabilidade do sistema (Naduvathuparambil et al.).

No Quadro 1 vê-se a comparação entre o SCADA e SFMS.

Quadro 1 – Comparação entre o sistema SCADA e SMFS

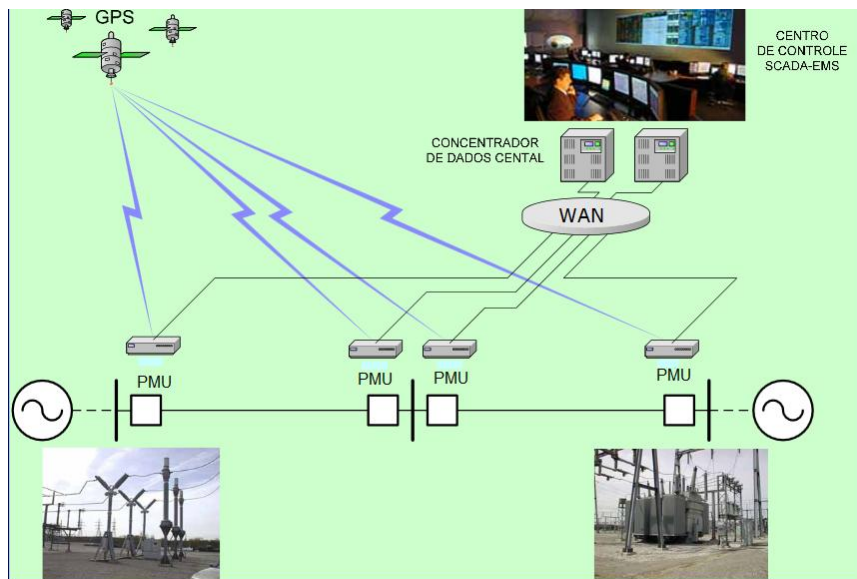
<b>SCADA</b>	<b>SFMS</b>
Taxa de atualização entre 2 e 5 segundos	Taxa entre 10 e 60 atualizações por segundo
Dados não sincronizados com o tempo	Dados sincronizados no tempo
Links de comunicação tradicionais (normalmente lentos)	Compatível com tecnologias modernas de comunicação
Permite visualizar o comportamento estático do SEP	Permite visualizar o comportamento dinâmico do SEP
Variações de frequência denotam desbalanço entre geração e carga	Variações angulares denotam os fluxos de potência no sistema

Fonte: Decker (2008)

#### **2.4.2 Sistema de Medição Fasorial Sincronizada**

Como já mencionado, o sistema de Medição Fasorial Sincronizada é um sistema de medição simultânea de fasores de grandezas elétricas, normalmente coletadas em instalações distantes geograficamente entre si, utilizando Unidades de Medição Fasorial conectadas a um Concentrador de Dados Fasoriais. O PDC é uma unidade lógica que coleta os dados fasoriais e os dados de eventos discretos das PMUs (Andrade, 2008). Na Figura 4, vê-se a arquitetura de um SMFS.

Figura 4: Arquitetura de um Sistema de Medição Fasorial Sincronizada



Fonte: Moraes (2007)

Para o entendimento do sistema em toda a sua extensão, serão explicitados nesta seção os conceitos fundamentais deste sistema.

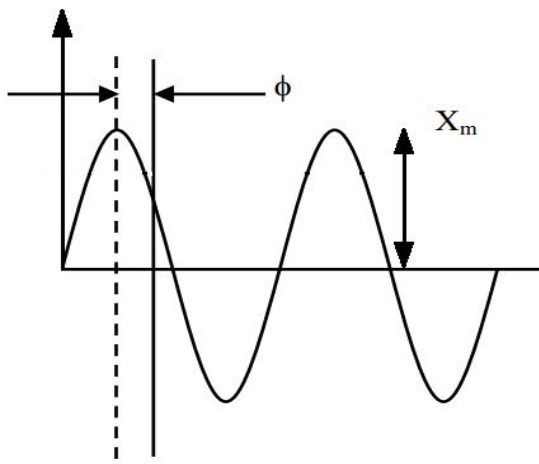
## 2.5 Definição de fasores

Segundo Menezes (2012), uma senóide possui a forma de onda conforme mostra a Figura 5 e suas componentes são: amplitude ( $X_m$ ), frequência ( $f$ ) e fase ( $\Phi$ ). Desta forma, a formulação básica de uma senóide em função do tempo  $t$  é dada por:

$$x(t) = X_m * \cos(\omega_0 t + \Phi) \quad (1)$$

Onde  $\omega_0 = 2\pi f_0$  é a frequência angular (rad/s).

Figura 5: Sinal senoidal de amplitude  $X_m$ , frequência  $f$  e fase  $\Phi$



Fonte: Phadke (2008)

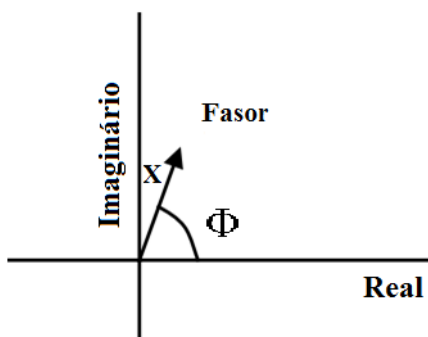
A equação 1 também pode ser escrita como:

$$x(t) = \text{Re}\{X_m e^{j(\omega t + \Phi)}\} = \text{Re}\{[e^{j\omega t}] X_m e^{j\Phi}\} \quad (2)$$

Segundo Phadke (2008), costuma-se suprimir o termo  $e^{j\omega t}$ , presente na equação 2, pois se entende que a frequência é constante e, nesse caso,  $\omega = 2\pi 60 \text{ rad/s}$ . A senóide da Figura 5 é representada pelo número complexo  $X$ , conhecido como representação em fasor, visto na Figura 6. Tal representação é vista na equação 3:

$$x(t) \leftrightarrow X = (X_m) e^{j\Phi} = (X_m) [\cos \Phi + j \sin \Phi] \quad (3)$$

Figura 6: Representação dos fasores no plano real e imaginário



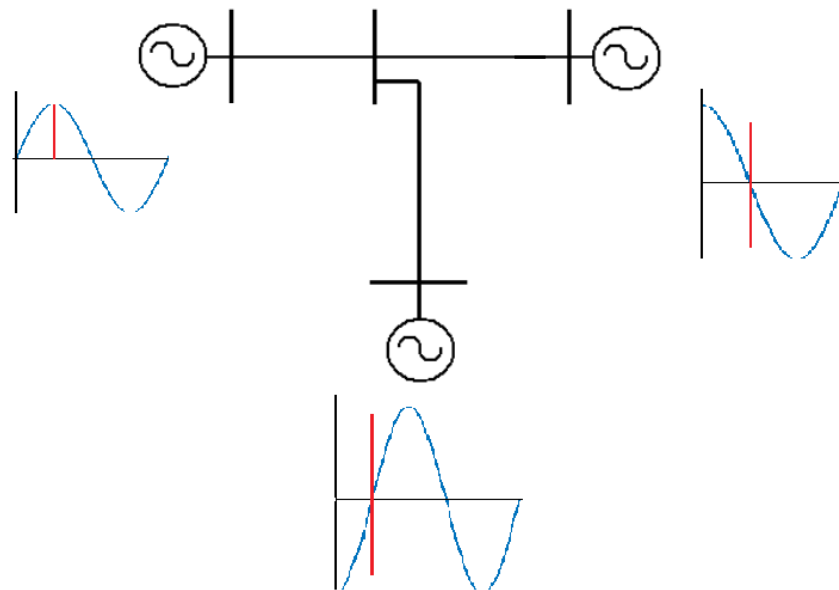
Fonte: PHADKE (2008)

## 2.5.2 Sincrofasores

Segundo Menezes (2012), sincrofasor é um fasor medido em relação a uma referência de tempo absoluta. Os sincrofasores possibilitam que sejam tiradas “fotografias” do estado do sistema elétrico, ou seja, da situação atual em que se encontra a operação do mesmo, de forma rápida e confiável.

A Figura 7 mostra esta sincronia onde os fasores são medidos em barramentos de instalações geograficamente distantes de um SEP, utilizando a mesma referência de tempo.

Figura 7: Fasores medidos em instalações distantes ao mesmo tempo



Fonte: Autoria própria

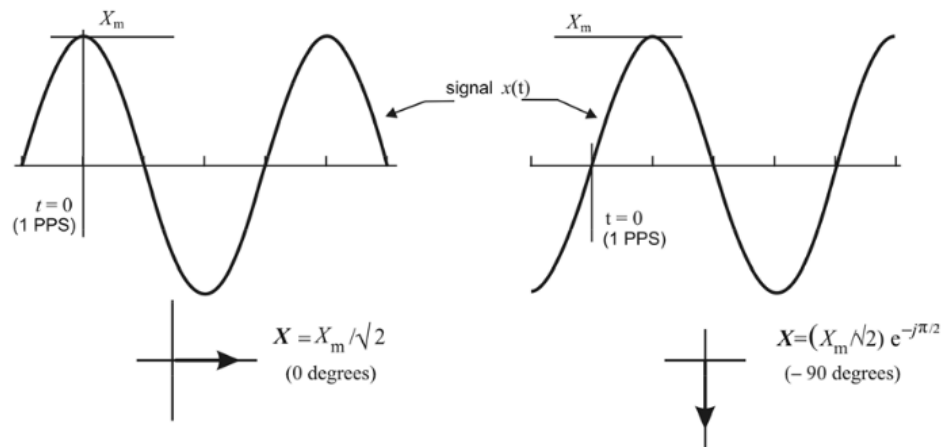
Portanto, para formas de onda em tempo real, é necessário definir uma referência de tempo para medir ângulos de fase de forma sincronizada.

De acordo com a norma IEEE C37.118, o ângulo do sinal é definido como  $0^\circ$  quando o valor máximo de  $x(t)$  ocorre no mesmo instante do sinal de tempo PPS, e é definido como  $-90^\circ$  quando o instante do PPS coincide com o cruzamento do sinal com o zero positivo, configurando o formato de senóide. A Figura 8 ilustra tal definição.



Sabe-se que PPS (pulso por segundo) é um trem de pulsos retangulares a uma frequência de 1Hz, com borda crescente sincronizada com o UTC (Tempo Universal Coordenado).

Figura 8: Convenção para representação de um sincrofator



Fonte: Norma IEEE C37.118 (2011)

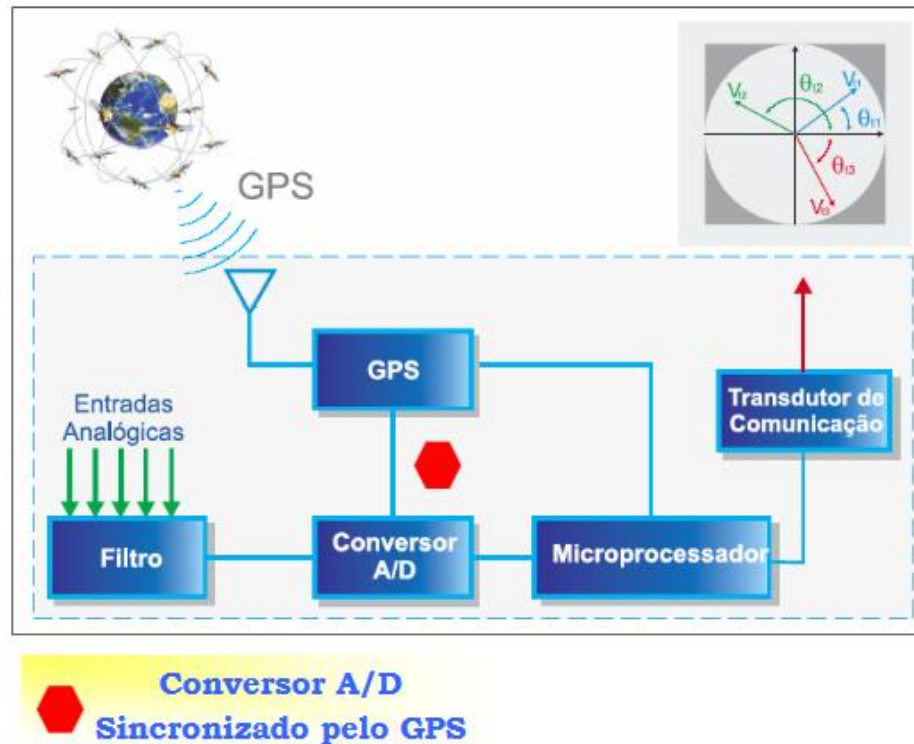
## 2.6 Componentes de um SMFS

### 2.6.1 Phase Measurement Unit

Segundo Andrade (2008), a PMU é um equipamento capaz de medir fasores de corrente e tensão de forma sincronizada, nos sistemas elétricos de potência. Esta sincronicidade é obtida por meio da amostragem das formas de onda de corrente e de tensão ao mesmo tempo, utilizando o sinal de sincronismo de um GPS. Sua habilidade de calcular os fasores sincronizados torna a PMU um dos equipamentos de medição mais importantes na supervisão e controle de SEP.

A Figura 9 mostra a estrutura básica de uma PMU. A mesma é composta por um receptor de sinal GPS, um sistema de aquisição (filtro anti-aliasing e módulo de conversão A/D – Analógica Digital) e um microprocessador. O sinal pulso por segundo do GPS é convertido numa sequência de pulsos de temporização de alta velocidade a serem usados na forma de onda do sinal de amostragem. O microprocessador executa o cálculo dos fasores usando a Transformada de Fourier, após a conversão A/D, das grandezas de corrente e de tensão.

Figura 9: Diagrama simplificado de uma PMU



Fonte: Decker(2008)

Por fim, o fasor é estampado em intervalos de tempo e enviado a outro equipamento, o PDC, responsável pela armazenagem e concentração destes dados com os de outras PMUs.

### 2.6.1.1 Transformada Discreta de Fourier

Partindo da equação 1, que ilustra a formulação básica de uma senóide, e sabendo que neste trabalho  $f_0 = 60 \text{ Hz}$ , ao amostrar o sinal  $x(t)$  com uma frequência de amostragem  $f_s = 960 \text{ Hz}$ , o sinal de tempo discreto  $x[n]$  resultante possui período  $N=16$  amostras e é representado pela equação 4:

$$x[n] = X_m \cos\left(\frac{\omega_0}{f_s} n + \Phi\right) = X_m \cos(\Omega_0 n + \Phi) \quad (4)$$

Onde  $\Omega_0 = \frac{\omega_0}{f_s} = \frac{2\pi}{N} = \frac{\pi}{8}$  é a frequência angular “discreta” (em rad/amostra).

No domínio da frequência, um sinal de tempo discreto  $x[n]$  é representado pela Transformada de Fourier de Tempo Discreto (DTFT) dada pela equação 5 (Oppenheim; Schafer,2009):

$$X(e^{j\Omega}) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} x[n]e^{-j\Omega n} \quad (5)$$

Em que  $X(e^{j\Omega})$  é uma função da variável contínua  $\Omega$  com período igual a  $2\pi$  (Oppenheim; Schafer,2009). Para  $x[n]$  definido na equação 4, tem-se que:

$$X(e^{j\Omega}) = X_m \pi e^{j\Phi} \delta(\Omega - \Omega_0) + X_m \pi e^{-j\Phi} \delta(\Omega + \Omega_0), \quad -\pi \leq \Omega \leq \pi \quad (6)$$

ou

$$X(e^{j\Omega}) = X_m \pi e^{j\Phi} \delta(\Omega - \Omega_0) + X_m \pi e^{-j\Phi} \delta(\Omega - 2\pi + \Omega_0), \quad 0 \leq \Omega \leq 2\pi \quad (7)$$

Onde  $\delta(\Omega)$  é a função impulso unitário ou delta de Dirac.

Entretanto, neste trabalho, o objetivo será calcular a DTFT de um segmento de  $x[n]$  com comprimento de  $L$  amostras. Esse segmento pode ser definido matematicamente pela equação 8:

$$x_m[n] = \omega[n]x[n] \quad (8)$$

Em que  $\omega[n]$  é uma função janela com comprimento  $L$ , a qual é responsável por selecionar o segmento de interesse de  $x[n]$ . Neste trabalho será utilizada a janela retangular definida na equação 9:

$$\omega[n] = \begin{cases} 1, & 0 \leq n \leq L - 1 \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (9)$$

A qual possui a seguinte DTFT:

$$W(e^{j\Omega}) = e^{-j\Omega \left(\frac{L-1}{2}\right)} \frac{\sin\left(\frac{\Omega L}{2}\right)}{\sin\left(\frac{\Omega}{2}\right)} \quad (10)$$

De acordo com a propriedade da modulação da DTFT, a representação no domínio da frequência de  $x_m[n]$  é dada por (Oppenheim; Schafer,2009):

$$X_w(e^{j\Omega}) = \frac{1}{2\pi} X(e^{j\Omega}) * W(e^{j\Omega}) \quad (11)$$

onde o símbolo \* denota a operação de convolução. Substituindo (7) e (10) em (11), tem-se:

$$X_w(e^{j\Omega}) = \frac{1}{2} X_m e^{j\phi} e^{-j(\Omega - \Omega_0)(\frac{L-1}{2})} \sin \left[ \frac{(\Omega - \Omega_0)L/2}{(\Omega - \Omega_0)/2} \right] \\ + \frac{1}{2} X_m e^{-j\phi} e^{-j(\Omega - 2\pi + \Omega_0)(\frac{L-1}{2})} \sin \left[ \frac{(\Omega - 2\pi + \Omega_0)L/2}{(\Omega - 2\pi + \Omega_0)/2} \right], 0 \leq \Omega \leq 2\pi \quad (12)$$

O módulo de  $X_w(e^{j\Omega})$  para  $0 \leq \Omega \leq \pi$ , que é o equivalente digital para  $0 \leq f \leq f_s/2$  Hz, pode ser aproximado como:

$$|X_w(e^{j\Omega})| \approx \frac{1}{2} X_m \left| \sin \left[ \frac{(\Omega - \Omega_0)L/2}{(\Omega - \Omega_0)/2} \right] \right| \quad (13)$$

$$\approx \begin{cases} \frac{1}{2} X_m L, & \Omega = \Omega_0 \\ \frac{1}{2} X_m \left| \sin \left[ \frac{(\Omega - \Omega_0)L/2}{(\Omega - \Omega_0)/2} \right] \right|, & \text{caso contrário em } 0 \leq \Omega \leq \pi \end{cases}$$

Porém, como já citado, a DTFT de um sinal de tempo discreto é contínua em função da variável  $\Omega$ , não podendo ser utilizada em sistemas digitais.

A ferramenta computacional para obter, em sistemas digitais, a representação no domínio freqüência de um sinal de tempo discreto e com duração finita é a Transformada Discreta de Fourier (DFT) (Oppenheim; Schaffer, 2009).

Considerando o sinal de tempo discreto  $x[n]$ , tal que  $x[n] = 0$  para  $n < 0$  e  $n \geq L$  (com duração finita e igual a L amostras), a sua DTFT é dada por:

$$X(e^{j\Omega}) = \sum_{n=0}^{L-1} x[n] e^{-j\Omega n} \quad (14)$$

Para  $N \geq L$ , a equação (13) é equivalente a:

$$X(e^{j\Omega}) = \sum_{n=0}^{N-1} x[n]e^{-j\Omega n} \quad (15)$$

Sendo  $X(e^{j\Omega})$  uma função com período igual a  $2\pi$ , precisa-se apenas armazenar um período do sinal. Neste caso, é comum escolher  $0 \leq \Omega \leq 2\pi$ .

Como  $X(e^{j\Omega})$  é uma função contínua da variável  $\Omega$ , é necessário amostrar a função dentro do período escolhido. Para isso, é comum amostrar  $X(e^{j\Omega})$  em  $N$  frequências igualmente espaçadas de 0 a  $2\pi$ , o que resulta em:

$$X[k] = X(e^{j\Omega}) \Big|_{\Omega = \frac{2\pi k}{N}}, \quad 0 \leq k \leq N - 1 \quad (16)$$

Substituindo (12) em (13):

$$X[k] = \sum_{n=0}^{N-1} x[n]e^{-\frac{j2\pi k}{N}n}, \quad 0 \leq k \leq N - 1 \quad (17)$$

a qual é a TDF de  $x[n]$  (Oppenheim; Schafer,2009).

Neste trabalho, será escolhido  $N=L=16$ , obtendo portanto:

$$X[k] = X(e^{j\Omega})|_{\Omega = k\Omega_0}, \quad 0 \leq k \leq 15 \quad (18)$$

Com o intuito de fazer  $|X[1]| = X_m$ , o valor da amplitude de  $x[n]$ , será necessário multiplicar o resultado da TDF por  $2/L$  como pode ser visto na equação 13. Portanto, neste trabalho, será utilizada a seguinte equação para calcular a TDF:

$$X[k] = \frac{2}{L} \sum_{n=0}^{N-1} x[n]e^{-j\frac{2\pi k}{N}n} \leq k \leq N - 1 \quad (19)$$

Segundo Costa (2015), na PMU, utiliza-se a TDF para a extração fasorial, sendo que esta transformada considera que a forma de onda medida consiste de uma componente fundamental, acrescida de outros componentes harmônicos.

Um aspecto a ser notado se dá quanto ao tamanho  $L$  da janela de dados, ou seja, o número de amostras disponíveis dentro de uma janela. Há uma relação direta entre  $L$  e a precisão do fasor encontrado, pois quanto maior a janela de dados, maior a quantidade de dados disponíveis para o cálculo do fasor. Em contrapartida, uma janela de dados menor proporciona uma maior velocidade no cálculo dos fasores, porém acarreta em uma menor precisão do fasor encontrado (Menezes,2012).

Segundo Miranda (2005), a TDF utilizando uma janela com tamanho igual à metade do período da senóide, isto é,  $L=N/2$ , também conhecida como TDF de meio ciclo é bem útil quando é necessária uma resposta rápida, como em aplicações de proteção e controle. Por outro lado, a TDF utilizando uma janela com tamanho igual ao período da senóide, isto é,  $L=N$ , também conhecido como TDF de ciclo completo é normalmente utilizada para o cálculo dos fasores, devido ao bom compromisso entre o atraso do processamento e o resultado do cálculo fasorial.

### **2.6.2 Concentrador de Dados Fasoriais**

O PDC tem como funcionalidades básicas, receber os sincrofasores coletados pelas PMU, organizar estes dados de forma assíncrona, correlacionando-os no tempo por meio de etiquetas de tempo, armazenar estes dados e disponibilizá-los de acordo com as aplicações solicitadas. Além disto, ele deve fazer um tratamento de erros de transmissão, solicitar dados perdidos e, principalmente, ter operação contínua em tempo real.

Para atender a todas estas funcionalidades, o PDC deve apresentar um alto desempenho computacional. Tal requisito decorre da necessidade de continuidade da operação em tempo real, de eficiência para o armazenamento de dados, de alta confiabilidade e disponibilidade, de capacidade de comunicação eficiente, de atendimento a diversos tipos de aplicação e de fácil integração (alta modularidade e interfaces de comunicação padronizadas).

Assim, o PDC é uma das partes mais complexas do SMFS, sendo que este equipamento requer dedicação exclusiva e alto investimento no desenvolvimento de aplicativos que atendam de forma adequada o SEP (Andrade, 2008).

Nesse contexto, esse trabalho utilizará do conceito de medição fasorial sincronizada como forma de identificar em um SEP qual linha de transmissão estará

sob falta. Portanto, estaremos utilizando o conceito de monitoramento do SFMS e a informação obtida poderá ser entendida como uma forma de proteção de retaguarda deste SEP, onde os fasores de tensão e corrente terão destaque nessa abordagem.

### **3. SISTEMA ELÉTRICO SIMULADO**

#### **3.1 Importância das simulações no Sistema Elétrico de Potência**

A utilização de ferramentas computacionais para se modelar um sistema elétrico real tornou-se, ao longo dos anos, uma prática comum e indispensável. As razões para essa postura são inúmeras, dentre as quais pode-se destacar: a possibilidade de se verificar eventuais falhas de um sistema antes que seja implementado, o dimensionamento dos dispositivos de segurança, economia de capital, uma maior compreensão do sistema, maior eficiência de seus equipamentos, dentre outros. Nos sistemas de potência, por se tratar de uma área onde o volume de capital envolvido é bastante significativo, essa prática se difundiu largamente, visto que fazer simulações é uma forma segura e barata de se fazer testes e implementações, auxiliando, inclusive, no dimensionamento dos dispositivos da rede (FONSECA;LEAL,2003).

#### **3.2 Deck de curto-circuito da ONS**

Os estudos de curto-circuito são definidos no submódulo 11.3 dos procedimentos de rede. Nesses estudos são apresentados diversos níveis de curto-circuito trifásico e monofásico, bem como suas evoluções e os valores de relação  $X/R$  (relação entre parte real e imaginária da impedância) relacionados a barras da rede básica e das Demais Instalações de Transmissão (DIT). Os estudos também contemplam a avaliação da capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores da rede básica e das DIT.

O objetivo deste submódulo é atribuir responsabilidades e estabelecer diretrizes e sistemáticas para (ONS, 2009):

- Manutenção da base de dados de curto-circuito e criação dos casos de referência da rede básica e das DIT;
- Identificação dos disjuntores da rede básica e das DIT que apresentem possíveis problemas de superação da capacidade de interrupção simétrica;



- Identificação das barras da rede básica e das DIT nas quais os agentes de operação devem efetuar os estudos detalhados para determinação da suportabilidade dos equipamentos;
- Manutenção dos diagramas de impedâncias da rede básica e das DIT, considerando a configuração anual do sistema e o horizonte do Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica (PAR), para a representação da base de dados e dos casos de referência de curto-circuito pertencentes à rede básica;
- Cálculo dos reatores equivalentes para utilização nos estudos de transitórios eletromecânicos e para simulação de curto-circuito monofásico.

Os níveis de curto-circuito e a relação X/R são necessários em diferentes estudos elétricos, notadamente nos estudos de ajuste e coordenação de proteção, bem como na adequação de disjuntores e análises de perturbações. A partir da atualização da base de dados de operação referente a curto-circuito são efetuados os casos de referência, os relatórios e a elaboração dos diagramas de impedância (ONS, 2009).

O referido relatório indica também os valores das impedâncias de barras de sequência positiva e zero. Os diagramas de impedâncias consistem na representação gráfica da base de dados de curto-circuito que é feita a partir dos diagramas unifilares das instalações e inclui os valores das impedâncias de sequência positiva, sequência zero e das impedâncias de acoplamento mútuo de sequência zero entre linhas de transmissão.

Mantém-se, no Âmbito da ONS e dos agentes de operação, diagramas de impedâncias que representam a configuração atual do sistema e o horizonte do PAR. Os valores constantes nesses diagramas compõem a base de dados de curto-circuito da rede básica e das DIT. Tais diagramas são disponibilizados no site da ONS (ONS, 2009).

Foi então simulado no software ATP parte do sistema de transmissão na região de 440 kV, sendo feito o equivalente de CC e de fluxo de carga, tendo os resultados mostrados em atpdraw. O sistema foi gentilmente cedido por um agente de transmissão.

### 3.2.1 Software ATP

O submódulo 18 da ONS trata dos sistemas e modelos computacionais, apresentando um rol de ferramentas computacionais e suas funcionalidades utilizadas para tornar possível a associação de cada ferramenta a uma denominação de referência pela qual essa ferramenta é citada nos demais módulos dos procedimentos de rede. Ou seja, associando determinada ferramenta a sua respectiva função (ONS, 2016).

Segundo Santos (2013), o programa ATP permite a simulação de transitórios eletromagnéticos em redes polifásicas, com configurações arbitrárias, através de um método que utiliza a matriz de admitância de barras. A formulação matemática é baseada no método das características para elementos com parâmetros distribuídos e na regra de integração trapezoidal para elementos com parâmetros concentrados.

O programa permite a representação de não-linearidades, elementos com parâmetros concentrados, elementos com parâmetros distribuídos, chaves, transformadores, reatores, etc. De modo geral, são considerados parâmetros em componentes de fase e em sequência (zero e positiva), dependendo do modelo.

O ATPDraw possibilita a criação dos arquivos de dados com base no circuito simulado, que é construído graficamente com os modelos existentes no programa. Cada componente gráfico permite a inclusão dos parâmetros correspondentes em janelas próprias que ajustam os dados aos formatos de entrada requeridos pelo ATP, facilitando o trabalho do usuário e reduzindo a chance de erro nos dados dos modelos (Santos, 2013).

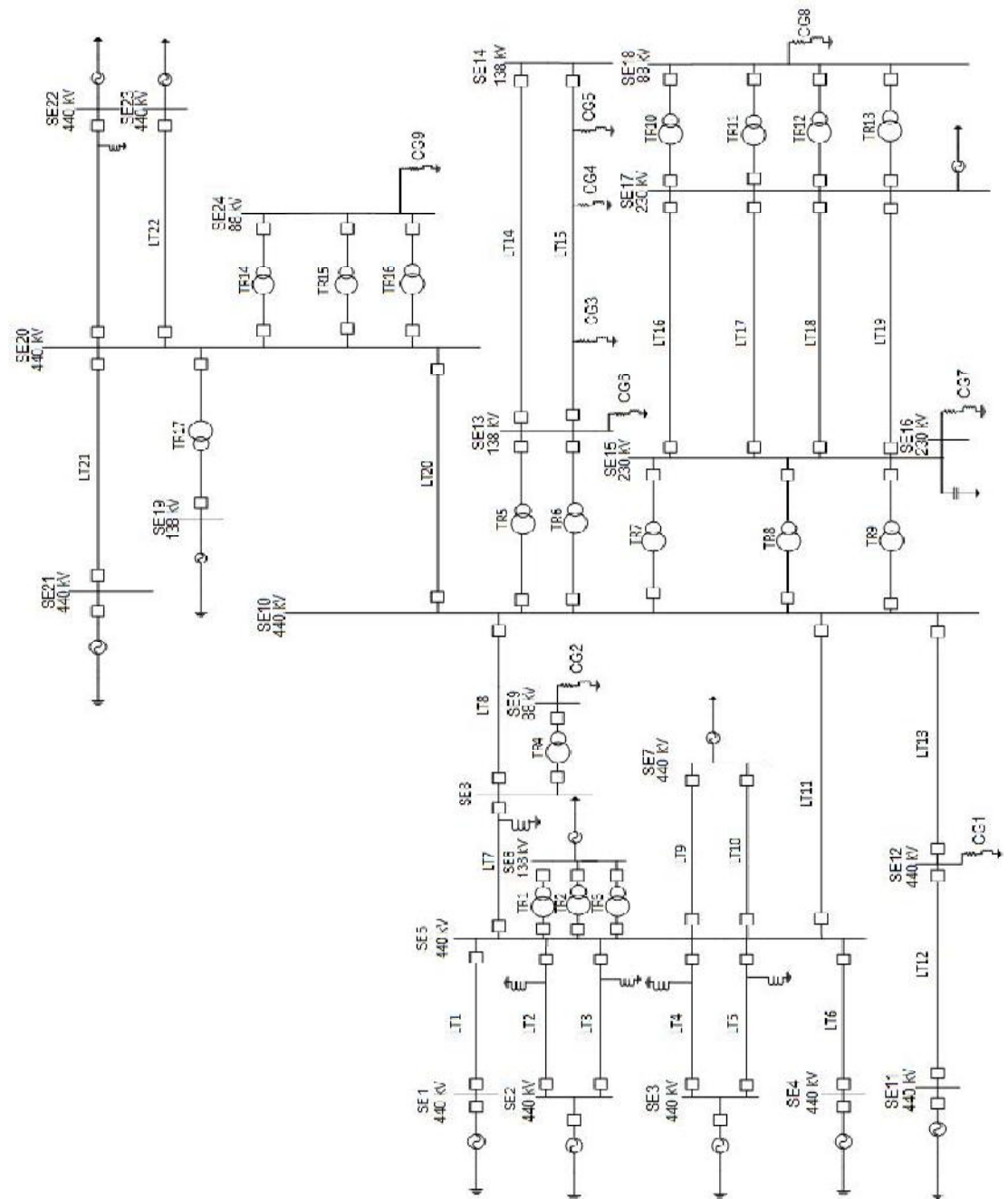
A resposta da rede elétrica no domínio do tempo é disponível para as tensões de barras e de ramos, e para correntes de ramos, através de uma tabela de valores ou de gráficos produzidos através do programa PlotXY (Santos, 2013).

Esse modelo tem sido usado no planejamento e na operação do sistema elétrico, bem como na fabricação de equipamentos elétricos. Os principais resultados do modelo são as grandezas elétricas no domínio do tempo, previamente

### 3.3 Dados do sistema simulado

Primeiramente, na Figura 11, vê-se a representação do sistema elétrico simulado.

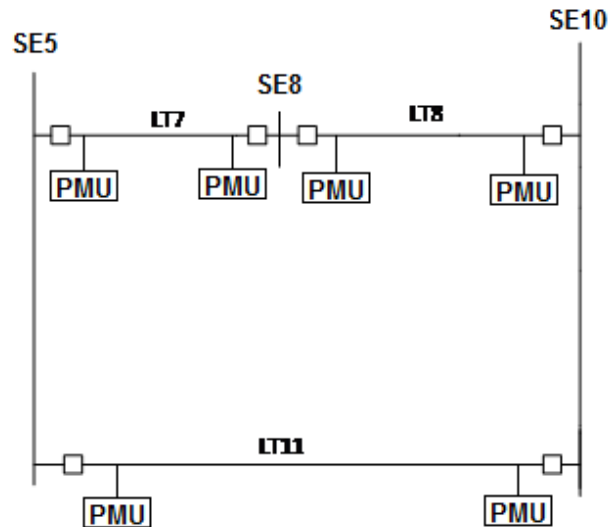
Figura 11: Representação do SEP simulado em ATP



Fonte: Autoria própria

Para aplicação da metodologia, delimitou-se uma área de interesse onde haverá a medição das tensões nas barras e de correntes nas linhas para posterior utilização destes dados. A Figura 12 expõe a área de interesse:

Figura 12: Área de interesse do trabalho



Fonte: Autoria própria

Dentro da área de interesse, tem-se que cada barra possui tensão de 400 kV e as linhas de transmissão (LT) possuem as seguintes características presentes na Tabela 1:

Tabela 1: Características das linhas de transmissão

	<b>R+(<math>\Omega</math>)</b>	<b>R0 (<math>\Omega</math>)</b>	<b>L+(mH)</b>	<b>L0 (mH)</b>	<b>C+ (<math>\mu</math>F)</b>	<b>C0 (<math>\mu</math>F)</b>
<b>LT7</b>	5,43	73,97	67,73	310,16	1169,62	636,62
<b>LT8</b>	0,41	5,53	5,06	23,20	87,50	47,62
<b>LT11</b>	5,82	79,30	72,61	332,52	1253,92	682,49

Fonte: Autoria própria

Onde:

R+: resistência de sequência positiva da linha

R0: resistência de sequência zero da linha

L+: indutância de sequência positiva da linha

L0: indutância de sequência zero da linha

C+: capacitância de sequência positiva da linha

C0: capacitância de sequência zero da linha

Cada PMU alocada na linha irá medir os dados de tensão e corrente, e esses dados serão a entrada dos algoritmos a serem apresentados no próximo capítulo para a identificação da linha de transmissão faltosa.

## 4. METODOLOGIAS PROPOSTAS

### 4.1 Metodologia 1

Neste trabalho, utilizou-se um algoritmo com a finalidade de desenvolvimento de um sistema de proteção de retaguarda aplicado a uma determinada área de um SEP, como visto em Menezes (2012).

Tal método se baseia na comparação das magnitudes da tensão de sequência positiva dos barramentos do sistema proposto e na diferença dos ângulos de fase da corrente de sequência positiva para as linhas de transmissão interconectadas entre duas áreas (Menezes, 2012).

Em caso de ocorrência de falta em uma linha de transmissão do sistema elétrico de potência, será evidenciado um afundamento de tensão nas barras que compõem o sistema. Entretanto, na barra mais próxima à falta, o afundamento é ainda maior. Sendo assim, após a coleta dos dados, o algoritmo inicia o processo alocando os dados de tensão de cada barra em um vetor  $V_{sistema}$  de dados de tensão das  $n$  barras do sistema, para, a partir deste, evidenciar uma possível situação de falta (Menezes, 2012).

$$V_{sistema} = \begin{bmatrix} V_{barra_1} \\ V_{barra_2} \\ V_{barra_3} \\ \dots \\ V_{barra_n} \end{bmatrix} \quad (20)$$

Onde  $V_{barra_n}$  é a magnitude da tensão de sequência positiva da  $n$ -ésima barra, obtida a partir da equação 18, sendo  $V_a$ ,  $V_b$  e  $V_c$ , os fasores de tensão, obtidos de uma janela iniciada a partir do momento da aplicação da falta, mediante a aplicação da TDF,  $\alpha = 1 \angle 120^\circ$  e  $\alpha^2 = 1 \angle -120^\circ$ :

$$V_1 = \frac{1}{3}(V_a + \alpha V_b + \alpha^2 V_c) \quad (21)$$

A provável linha faltosa estará conectada à barra com o menor valor dentro do vetor  $V_{sistema}$ .

No entanto, para que não haja qualquer equívoco entre um afundamento de tensão, que é um evento comum do SEP, e uma situação de falta, deve-se verificar também o estado do fluxo de potência.

Em condições normais, o fluxo de potência em um dado sentido resulta do ângulo de fase entre a tensão e corrente variando em torno do seu fator de potência  $\varphi$ . Quando o fluxo de potência se inverte, ocorrência comum em situação de falta, o ângulo será de  $(180^\circ + \varphi)$  (Menezes, 2012).

Segundo Menezes (2012), baseando-se apenas nas simulações de curto-circuito feitas no sistema utilizado em sua dissertação, considerou-se que a inversão do sentido do fluxo de potência pode ser detectada quando o valor máximo da diferença absoluta do ângulo de fase das correntes de sequência positiva entre duas áreas for maior que  $120^\circ$ .

No caso do sistema analisado no presente trabalho, para se alcançar um valor de parâmetro válido, foram feitas simulações de faltas em  $0^\circ$  e  $90^\circ$  monofásicas A-T, bifásicas e trifásicas nas linhas de transmissão e tomados os valores das diferenças absolutas dos ângulos das correntes de sequência positiva nas duas extremidades das linhas em cada caso.

Calculou-se então as médias desses valores para as linhas onde não foram implementadas faltas. Isso se fez porque a idéia é achar um valor de parâmetro que esteja acima dos valores usuais encontrados para a diferença absoluta do ângulo da corrente de sequência positiva nas linhas não faltosas. A Tabela 2 expõe os dados:

Tabela 2: Médias da diferença absoluta dos ângulos de corrente de sequência positiva

<b>Situações</b>	<b>Valor mínimo do ângulo de I+ em linhas sem falta</b>
Falta monofásica A-T	22,2°
Falta bifásica	28,92°
Falta trifásica	30,1°

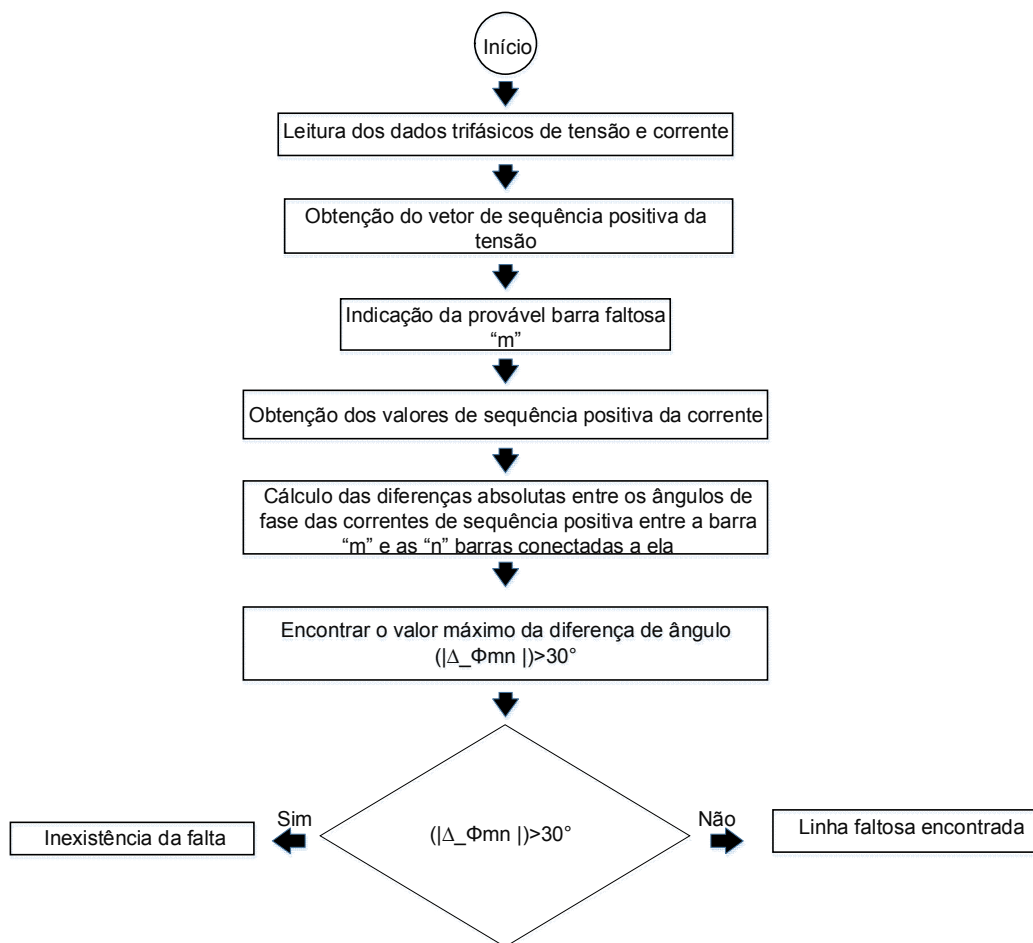
Fazendo-se a média dos valores expostos na Tabela 2, chega-se a  $27,07^\circ$ , de onde pode-se inferir que o parâmetro para o trabalho em questão pode ser tomado como  $30^\circ$ . Sendo assim, o critério para a denotação da inversão do fluxo de potência pode ser escrito como na equação 18:

$$\text{Max}\{|\Delta_{\phi_{m1}}|, |\Delta_{\phi_{m2}}|, \dots, |\Delta_{\phi_{mn}}|\} > 30 \quad (22)$$

Onde  $|\Delta_{\phi_{mn}}|$  é a diferença absoluta do ângulo de fase da corrente de sequência positiva para uma linha de transmissão que conecta a extremidade m e a extremidade n.

Logo, a idéia é comparar os valores das magnitudes da tensão de sequência positiva dos barramentos, sendo que a barra com o menor valor será indicada como a barra da possível falta. Desta forma, os valores absolutos da diferença entre os ângulos de corrente de sequência positiva são calculados para as linhas que estão conectadas ao possível barramento faltoso. Caso o valor da diferença absoluta seja maior que  $30^\circ$ , o algoritmo indicará a existência ou não de falta. O fluxograma da Figura 13 descreve a primeira metodologia

Figura 13: Fluxograma do algoritmo proposto na metodologia 1



Fonte: Autoria própria



#### 4.1.1 Exemplificação da metodologia 1

##### *SEP em operando em situação normal*

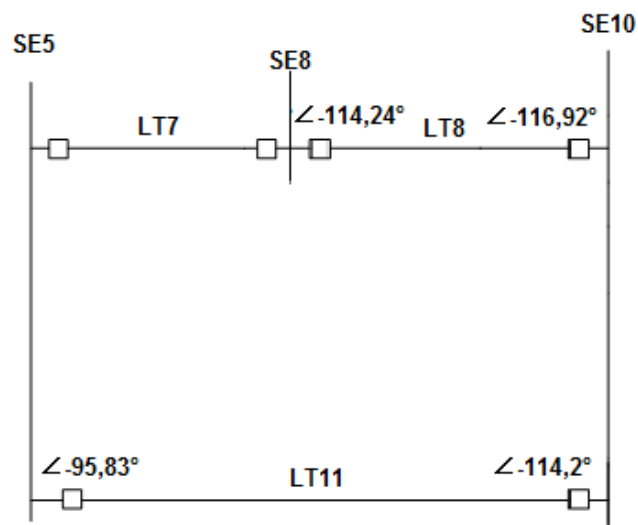
Serão apresentadas duas situações operacionais de um SEP para que se ilustre a metodologia 1. O mesmo será aplicado em uma situação de operação normal e em uma situação de falta na área do sistema elétrico, ilustrada na Figura 12.

Assim, seguindo o fluxograma elucidado na Figura 13, e tendo uma janela de dados com dados de tensão e corrente trifásicos de cada barramento, o algoritmo armazena no vetor  $V_{sistema}$  os valores da tensão de sequência positiva em cada barramento.

$$V_{sistema} = \begin{bmatrix} V_{barrase5} \\ V_{barrase10} \\ V_{barrase8} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,0000 \\ 0,9999 \\ 1,0000 \end{bmatrix} pu \quad (23)$$

Posteriormente se encontra o valor mínimo de  $V_{sistema}$ . No caso,  $V_{sistemaSE10}$ . Desta forma, tem-se a indicação da provável barra falta faltosa como sendo a SE10, e o algoritmo continua calculando a diferença absoluta do ângulo de fase da corrente de sequência positiva para a linha de transmissão que conecta a barra m, no caso SE10, com as outras barras n, na situação, SE8 e SE5, conforme ilustra a Figura 14.

Figura 14: Sistema em condições normais



Fonte: Autoria própria

Os valores encontrados são então:

$$|\Delta_{\Phi_{10-8}}| = |-116,92^\circ - (-114,24^\circ)| = 2,68^\circ$$

$$|\Delta_{\Phi_{10-5}}| = |-114,2^\circ - (-95,83^\circ)| = 18,37^\circ$$

Percebe-se, então, que o valor máximo encontrado é de  $18,37^\circ$ , logo, esse valor é menor que o limiar de  $30^\circ$ . Sendo assim, o algoritmo informa que o sistema opera em situação normal.

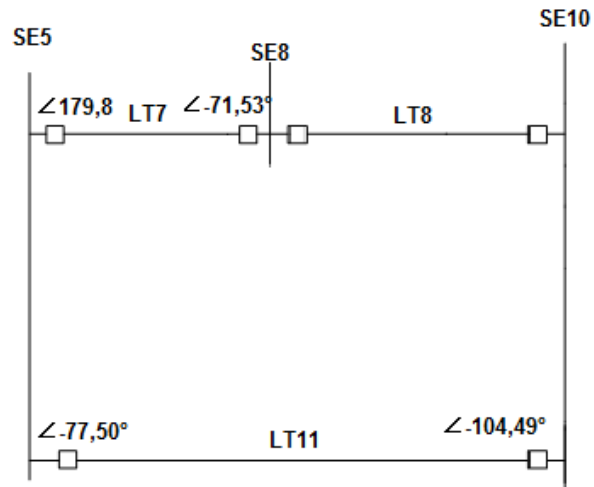
#### *SEP em operando em situação de falta*

Agora em outro caso, há uma falta trifásica a 10% da linha de transmissão entre SE5 e SE8. Para uma janela de dados que se inicia no momento da falta, tem-se o seguinte vetor de tensões de sequência positiva:

$$V_{Sistema} = \begin{bmatrix} V_{barraSE5} \\ V_{barraSE10} \\ V_{barraSE8} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,8513 \\ 0,9043 \\ 0,9052 \end{bmatrix} pu \quad (24)$$

O valor mínimo de  $V_{Sistema}$  se encontra na SE5 e, uma vez que o algoritmo já encontrou a barra com o maior afundamento, segue-se para a análise dos ângulos das correntes de sequência positiva, como detalhado na Figura 15.

Figura 15: Sistema em situação de falta



Fonte: Autoria própria

Os valores encontrados são então:

$$|\Delta_{\phi_{5-8}}| = |179,8^\circ - (-71,53^\circ)| = 251,33^\circ$$

$$|\Delta_{\phi_{5-10}}| = |-77,5^\circ - (-104,49^\circ)| = 26,99^\circ$$

Percebe-se então que o valor máximo encontrado é de  $251,33^\circ$ , sendo esse valor maior que os  $30^\circ$ . Logo, o algoritmo acusa falta entre SE5 e SE8 corretamente.

## 4.2 Metodologia 2

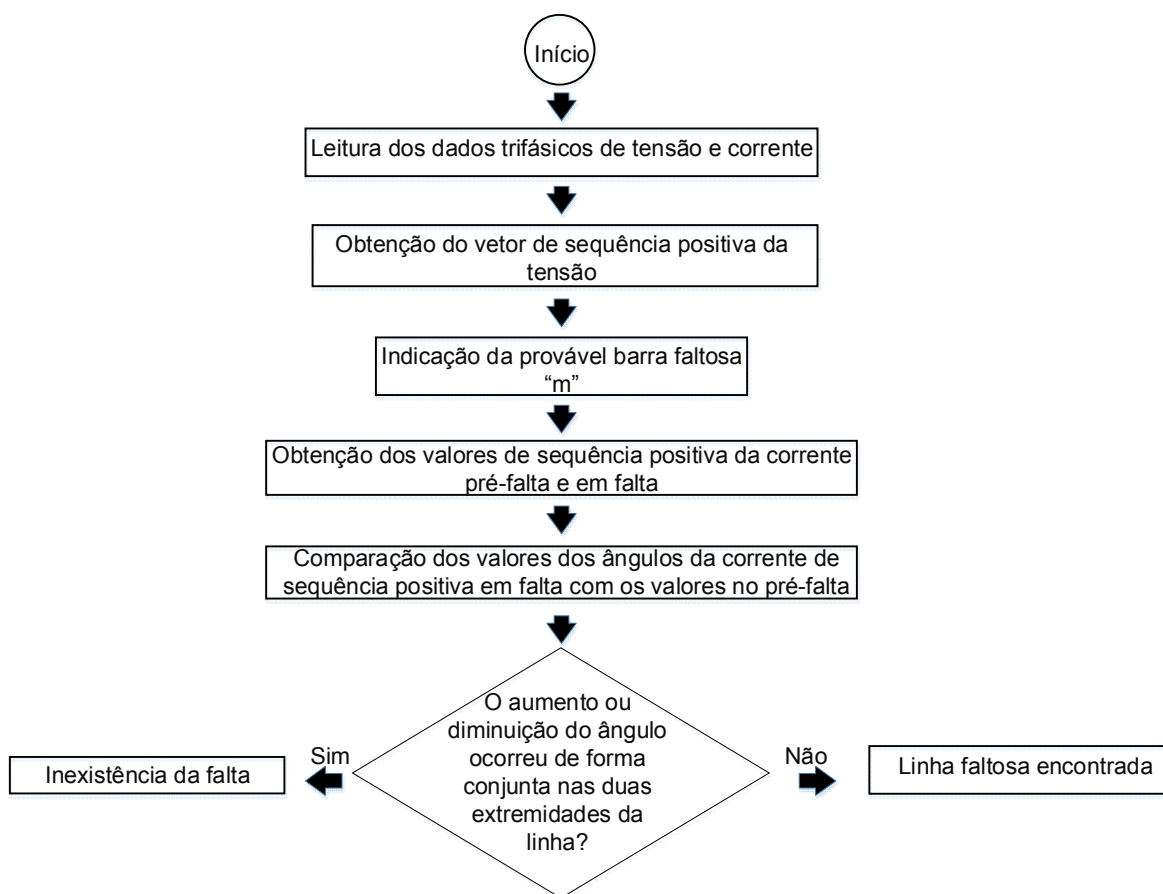
Buscando resultados para complementar casos em que a metodologia 1 não acertou na identificação das faltas, buscou-se a aplicação de uma nova abordagem que pudesse apresentar outros resultados na definição de qual linha de transmissão estava sob falta. Nesta segunda metodologia, segue-se a idéia da primeira quanto ao aprofundamento de tensão para encontrar a barra mais próxima a falta. A diferença reside no conceito utilizado para encontrar a inversão do fluxo de potência.

Ao invés de ter uma referência fixa para a comparação da diferença absoluta do ângulo das correntes de sequência positiva, como eram os  $30^\circ$  no exemplo anterior, esse algoritmo verifica as variações nos ângulos dessas correntes nos momentos de pré-falta para os momentos em falta nas duas extremidades da linha.

Utilizou-se uma janela de dados nos momentos pré e em falta e, de forma empírica, percebeu-se que nas situações em que o sistema está em operação normal, os ângulos da corrente de sequência positiva nas duas extremidades da linha de transmissão tendem a aumentar ou diminuir de forma conjunta.

Já em situações de falta, ao se analisar os ângulos nas duas extremidades, percebe-se que, se em uma extremidade o ângulo aumenta em comparação ao seu valor pré falta, na outra o ângulo diminui e vice-versa. O fluxograma da Figura 16 apresenta a metodologia 2.

Figura 16: Fluxograma do algoritmo proposto na metodologia 2



Fonte: Autoria própria

### 4.2.1 Exemplificação da Metodologia 2

#### *SEP em operando em situação normal*

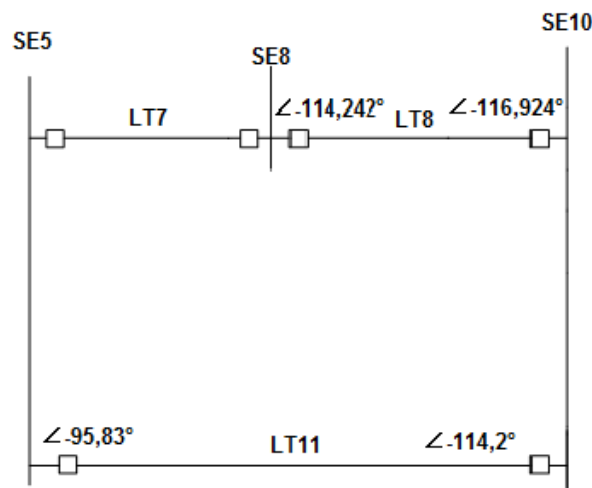
Serão apresentadas duas situações operacionais de um SEP para que se ilustre a método exposto. O mesmo será aplicado em uma situação de operação normal e, em seguida, em uma situação de falta no sistema elétrico. O sistema em questão é o mesmo da metodologia anterior e pode ser visto na Figura 12.

Assim, seguindo o fluxograma na Figura 16 e tendo uma janela de dados com dados de tensão e corrente trifásicos de cada barramento, o algoritmo armazena no vetor  $V_{sistema}$  os valores da tensão de sequência positiva em cada barramento

$$V_{sistema} = \begin{bmatrix} V_{sistemaSE5} \\ V_{sistemaSE10} \\ V_{sistemaSE8} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,0000 \\ 0,9999 \\ 1,0000 \end{bmatrix} pu \quad (25)$$

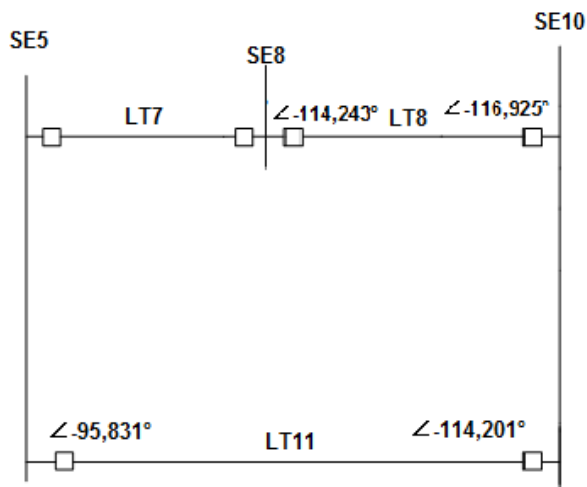
Posteriormente se encontra o valor mínimo de  $V_{sistema}$ . No caso,  $V_{sistemaSE10}$ . Desta forma, tem-se a indicação da provável barra falta faltosa como sendo SE10, e o algoritmo continua calculando as correntes de sequência positiva para uma janela atual (em falta) e uma janela anterior (pré-falta), além de seus ângulos, como mostram as Figuras 17 e 18.

Figura 17: Situação do sistema na condição pré-falta



Fonte: Autoria própria

Figura 18: Situação do sistema na condição em falta



Fonte: Autoria própria

Com os valores dos ângulos, escreve-se então a Tabela 3.

Tabela 3: Ângulos pré e pós-falta de um sistema em operação normal

Situação	Linha de transmissão			
	LT8		LT11	
	Extremidade 1	Extremidade 2	Extremidade 1	Extremidade 2
Pré-falta	-114,242°	-116,924°	-114,2°	-95,83°
Em falta	-114,243°	-116,925°	-114,201°	-95,831°

Analisando os valores dos ângulos, percebe-se que os ângulos das extremidades da linha de transmissão LT8 alteraram de forma conjunta do pré para o pós-falta e os de LT11 aumentaram de forma conjunta. Sendo assim o algoritmo não acusa a existência de uma falta na linha.

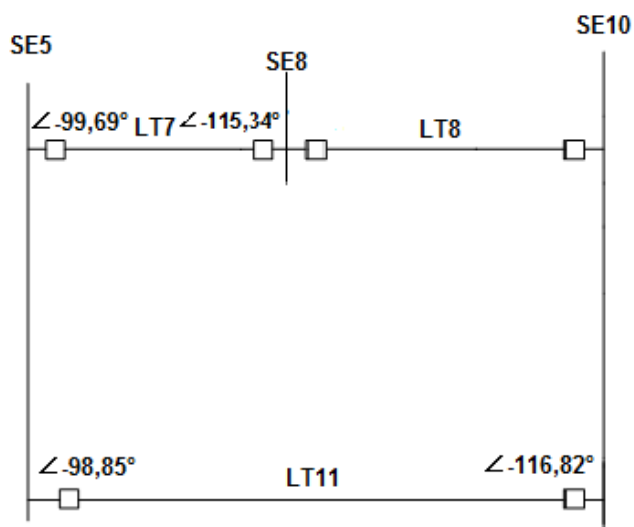
#### *SEP em operando em situação de falta*

Em outra situação, há uma falta monofásica a 10% da linha de transmissão entre SE5 e SE8. Para uma janela de dados que se inicia no momento da falta, tem-se o seguinte vetor:

$$V_{Sistema} = \begin{bmatrix} V_{SistemaSE5} \\ V_{SistemaSE10} \\ V_{SistemaSE8} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,8508 \\ 0,8984 \\ 0,8876 \end{bmatrix} pu \quad (26)$$

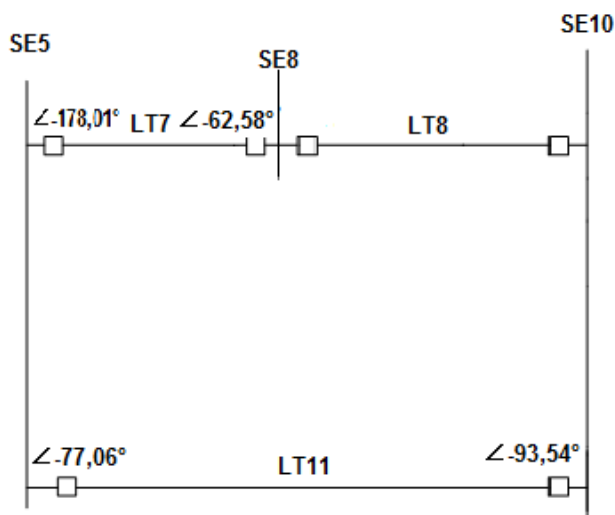
O valor mínimo de  $V_{Sistema}$  no caso se encontra em  $V_{SistemaSE5}$  e, desta forma, tem-se a indicação da provável barra falta faltosa como sendo SE5. O algoritmo continuará calculando as correntes de sequência positiva pré e pós-falta, além de seus ângulos, como mostram as Figuras 19 e 20 respectivamente.

Figura 19: Situação de sistema no momento pré-falta



Fonte: Autoria própria

Figura 20: Situação de sistema no momento pós-falta



Fonte: Autoria própria

Com os valores do ângulos, escreve-se então a Tabela 4.

Tabela 4: Ângulos pré e pós falta de um sistema sob falta

Situação	Linha de transmissão			
	LT7		LT11	
	Extremidade 1	Extremidade 2	Extremidade 1	Extremidade 2
Pré-falta	-99,69°	-115,34°	-98,85°	-116,82°
Em falta	-178,01°	-62,58°	-77,06°	-93,54°

Analisando os valores dos ângulos, percebe-se que os ângulos das extremidades da linha de transmissão LT11 diminuíram de forma conjunta do pré para pós-falta e, em LT7, o ângulo aumentou em uma extremidade e diminuiu em outra. Sendo assim o algoritmo acusa a existência de uma falta na linha LT7.

Uma vez que as metodologias foram apresentadas, o próximo capítulo apresentará os resultados obtidos a partir das metodologias propostas.



## 5. TESTES E RESULTADOS

No total, fez-se 54 simulações para cada metodologia, considerando diversas situações de falta possíveis. Utilizou-se uma resistência de falta no valor de 0,1 ohms, praticamente insignificante, e aplicou-se faltas nas situações de incidência de 0 e 90 graus. As situações de falta foram simuladas em 10%, 50% e 90% das linhas de transmissão, sendo elas: faltas monofásicas A-T, faltas bifásicas A-B e faltas trifásicas A-B-C com tempo de simulação de 100 ms e frequência de amostragem de 960 Hz.

### 5.1 Resultados da metodologia 1

De início, expõe-se as tabelas de 5 a 19, as quais contém resultados gerais do funcionamento do algoritmo utilizado para caracterizar a situação de falta e também qual foi a decisão do próprio algoritmo, sendo esta decisão classificada em acusar falta na linha avaliada ou evidenciar que não há falta, ao que o algoritmo aponta com a frase “Sistema normal”.

Para melhor visualização, cada situação será retratada em duas tabelas: uma para os dados de afundamento de tensão e, a seguinte, para o evidenciamento de inversão do fluxo de potência e decisão do algoritmo. Deve-se ressaltar que nos campos onde há o símbolo (-), o algoritmo errou ao encontrar o afundamento de tensão, ou seja, apontou afundamento de tensão em uma barra não pertencente a nenhuma das extremidades da linha onde foi implementada a falta, conseqüentemente ocasionando um erro na detecção da falta.

A tabelas de 5 a 9 expõem os resultados para faltas monofásicas, bem como as tabelas de 10 a 14 mostram os resultados das faltas bifásicas e, por fim, as tabelas de 15 a 19 contam com os resultados das faltas trifásicas.

Tabela 5: Resultados de afundamento de tensão para faltas monofásicas a 0 graus

Faltas monofásicas							
Caso	Localização	Ângulo	Linha	V+ em SE5 (p.u)	V+ em SE10(p.u)	V+ em SE8 (p.u)	Barra com afundamento
1	10% da LT	0°	SE5-SE8	0,85	0,90	0,8876	SE5
2	50% da LT	0°	SE5-SE8	1,01	1,01	1,005	SE8
3	90% da LT	0°	SE5-SE8	0,93	0,76	0,6813	SE8
4	10% da LT	0°	SE8-SE10	0,96	0,80	0,7512	SE8
5	50% da LT	0°	SE8-SE10	0,96	0,77	0,7458	SE8
6	90% da LT	0°	SE8-SE10	0,94	0,70	0,7114	SE10
7	10% da LT	0°	SE5-SE10	1,05	1,03	1,0323	SE10
8	50% da LT	0°	SE5-SE10	1,05	1,03	1,0358	SE10
9	90% da LT	0°	SE5-SE10	1,04	1,02	1,0254	SE10

Tabela 6: Resultados da inversão do fluxo de potência e decisão do algoritmo

Faltas monofásicas					
Caso	I+ no início da linha (A)	I+ no fim da linha (A)	Diferença absoluta dos ângulos	Decisão do algoritmo	Decisão esperada
1	5724,2∠-178,01°	1132,2∠-62,58°	115,43°	Falta de SE5 a SE8	Falta de SE5 a SE8
2	1015,3∠-121,85°	955,2∠-95,61°	26,23°	Sistema normal	Falta de SE8 a SE5
3	3738,1∠-29,07°	1718,2∠-163,75°	134,67°	Falta de SE8 a SE5	Falta de SE8 a SE5
4	1812,3∠-139,38°	4056,5∠7,65°	147,02°	Falta de SE8 a SE10	Falta de SE8 a SE10
5	1834,5∠-139,28°	4760,6∠9,66°	148,95°	Falta de SE8 a SE10	Falta de SE8 a SE10
6	6029,4∠11,26°	1929∠-140,17°	151,43°	Falta de SE10 a SE8	Falta de SE10 a SE8
7	1050,1∠-128,35°	976,4∠-100,91°	27,44°	Sistema normal	Falta de SE10 a SE5
8	1053,7∠-129,12°	981,6∠-100,2°	28,92°	Sistema normal	Falta de SE10 a SE5
9	1044,6∠-127,39°	958,93∠-101,39°	26°	Sistema normal	Falta de SE10 a SE5

Tabela 7: Resultados de afundamento de tensão para faltas monofásicas a 90 graus

Faltas monofásicas							
Caso	Localização	Ângulo	Linha	V+ em SE5 (p.u)	V+ em SE10(p.u)	V+ em SE8 (p.u)	Barra com afundamento
10	10% da LT	90°	SE5-SE8	0,7529	0,8167	0,8065	SE5
11	50% da LT	90°	SE5-SE8	0,9779	0,9697	0,9668	SE8
12	90% da LT	90°	SE5-SE8	0,8942	0,7194	0,6493	SE8
13	10% da LT	90°	SE8-SE10	1,0155	0,9546	0,9237	SE8
14	50% da LT	90°	SE8-SE10	1,0099	0,9449	0,9182	SE8
15	90% da LT	90°	SE8-SE10	0,9993	0,94	0,9389	SE8
16	10% da LT	90°	SE5-SE10	0,9844	0,9659	0,9727	SE10
17	50% da LT	90°	SE5-SE10	1,0152	0,9816	0,9695	SE8
18	90% da LT	90°	SE5-SE10	1,004	0,9214	0,9265	SE10

Tabela 8: Resultados da inversão do fluxo de potência e decisão do algoritmo

Faltas monofásicas					
Caso	I+ no início da linha (A)	I+ no fim da linha (A)	Diferença absoluta dos ângulos	Decisão do algoritmo	Decisão esperada
10	8667,4∠-89,1°	1488,1∠45,61°	134,71°	Falta de SE5 a SE8	Falta de SE5 a SE8
11	937,26∠-2,34°	1110,4∠-40,79°	38,45°	Falta de SE8 a SE5	Falta de SE8 a SE5
12	5213∠66,71	2471,7∠-77,03°	143,74°	Falta de SE8 a SE5	Falta de SE8 a SE5
13	1042,9∠-42,08°	1441,2∠62,43°	104,51°	Falta de SE8 a SE10	Falta de SE8 a SE10
14	1057,9∠-41,75°	1687,5∠66,55°	108,3°	Falta de SE8 a SE10	Falta de SE8 a SE10
15	1103,4∠-44,44°	2112,3∠71,92°	116,37°	Falta de SE8 a SE10	Falta de SE8 a SE10
16	920,5∠-22,9°	1964,7∠-68,95°	46,05°	Falta de SE10 a SE5	Falta de SE10 a SE5
17	-	-	-	Sistema normal	Falta de SE10 a SE5
18	1667,6∠41,07°	1126,8∠-43,03°	84,1°	Falta de SE10 a SE5	Falta de SE10 a SE5

Observando os resultados das indicações de falta presentes nas tabelas supracitadas, elaborou-se também uma tabela para esclarecer em que situações o algoritmo acertou em seu diagnóstico e em quais situações houve erro. A tabela 9 mostra os resultados para as faltas monofásicas.

Tabela 9: Tabela de acertos do algoritmo em faltas monofásicas

<b>Faltas monofásicas</b>			
<b>Caso</b>	<b>Avaliação da resposta do algoritmo</b>	<b>Caso</b>	<b>Avaliação da resposta do algoritmo</b>
1	Acerto	10	Acerto
2	Erro	11	Acerto
3	Acerto	12	Acerto
4	Acerto	13	Acerto
5	Acerto	14	Acerto
6	Acerto	15	Acerto
7	Erro	16	Acerto
8	Erro	17	Erro
9	Erro	18	Acerto

Tabela 10: Resultados de afundamento de tensão para faltas bifásicas a 0 graus

<b>Faltas bifásicas</b>							
<b>Caso</b>	<b>Localização</b>	<b>Ângulo</b>	<b>Linha</b>	<b>V+ em SE5 (p.u)</b>	<b>V+ em SE10(p.u)</b>	<b>V+ em SE8 (p.u)</b>	<b>Barra com afundamento</b>
1	10% da LT	0°	SE5-SE8	0,7285	0,832	0,8183	SE5
2	50% da LT	0°	SE5-SE8	0,8776	0,8237	0,801	SE8
3	90% da LT	0°	SE5-SE8	0,8942	0,7274	0,658	SE8
4	10% da LT	0°	SE8-SE10	0,8911	0,6681	0,5928	SE8
5	50% da LT	0°	SE8-SE10	0,8895	0,6338	0,6125	SE8
6	90% da LT	0°	SE8-SE10	0,8779	0,6056	0,6311	SE10
7	10% da LT	0°	SE5-SE10	0,7348	0,8414	0,8304	SE5
8	50% da LT	0°	SE5-SE10	0,8801	0,8209	0,8311	SE10
9	90% da LT	0°	SE5-SE10	0,8889	0,6589	0,6737	SE10

Tabela 11: Resultados da inversão do fluxo de potência e decisão do algoritmo

Faltas bifásicas					
Caso	I+ no início da linha (A)	I+ no fim da linha (A)	Diferença absoluta dos ângulos	Decisão do algoritmo	Decisão esperada
1	9696,3∠-176,13°	1446,2∠-39,16°	136,97°	Falta de SE5 a SE8	Falta de SE5 a SE8
2	2512,5∠-26,74°	3870,4∠-170,94°	144,2°	Falta de SE8 a SE5	Falta de SE8 a SE5
3	5044,7∠-19,28°	2360,3∠-164,47°	145,19°	Falta de SE8 a SE5	Falta de SE8 a SE5
4	2164,4∠-147,74°	6376,2∠3,63°	151,37°	Falta de SE8 a SE10	Falta de SE8 a SE10
5	2155,4∠-147,47°	6980,3∠4,19°	151,66°	Falta de SE8 a SE10	Falta de SE8 a SE10
6	7717,5∠4,19°	2080,1∠-147,26°	151,45°	Falta de SE10 a SE8	Falta de SE10 a SE8
7	9391,4∠-176,15°	1473,8∠-38,7°	137,45°	Falta de SE5 a SE10	Falta de SE5 a SE10
8	2638,1∠-25,51°	3672,3∠-170,31°	144,8°	Falta de SE10 a SE5	Falta de SE10 a SE5
9	5886,4∠-18,29°	2173,8∠-162,81°	144,51°	Falta de SE10 a SE5	Falta de SE10 a SE5

Tabela 12: Resultados de afundamento de tensão para faltas bifásicas a 90 graus

Faltas bifásicas							
Caso	Localização	Ângulo	Linha	V+ em SE5 (p.u)	V+ em SE10(p.u)	V+ em SE8 (p.u)	Barra com afundamento
10	10% da LT	90°	SE5-SE8	0,9597	1,0187	1,0305	SE5
11	50% da LT	90°	SE5-SE8	0,9758	0,9834	0,9496	SE8
12	90% da LT	90°	SE5-SE8	0,9867	0,924	0,9251	SE10
13	10% da LT	90°	SE8-SE10	0,9786	1,032	1,0078	SE5
14	50% da LT	90°	SE8-SE10	0,9678	0,963	0,9637	SE10
15	90% da LT	90°	SE8-SE10	0,9764	0,9408	0,9375	SE8
16	10% da LT	90°	SE5-SE10	0,9613	1,0287	1,0269	SE5
17	50% da LT	90°	SE5-SE10	0,9815	0,977	0,9617	SE8
18	90% da LT	90°	SE5-SE10	0,9817	0,939	0,9637	SE10

Tabela 13: Resultados da inversão do fluxo de potência e decisão do algoritmo

Faltas bifásicas					
Caso	I+ no início da linha (A)	I+ no fim da linha (A)	Diferença absoluta dos ângulos	Decisão do algoritmo	Decisão esperada
10	1817,8∠-74,24°	999,7∠-13,17°	61,07°	Falta de SE5 a SE8	Falta de SE5 a SE8
11	1091,7∠4,1°	1087,6∠-50,19°	54,29°	Falta de SE8 a SE5	Falta de SE8 a SE5
12	-	-	-	Sistema normal	Falta de SE8 a SE5
13	-	-	-	Sistema normal	Falta de SE8 a SE10
14	854,2∠38,64°	831,4∠-28,23°	66,87°	Falta de SE10 a SE8	Falta de SE10 a SE8
15	859,2∠-25,66°	928,1∠40,16°	65,83°	Falta de SE8 a SE10	Falta de SE8 a SE10
16	1741∠-73,23°	962,5∠-16,86°	56,37°	Falta de SE5 a SE10	Falta de SE5 a SE10
17	-	-	-	Sistema normal	Falta de SE10 a SE5
18	1741,3∠35,43°	966∠-35,28°	70,71°	Falta de SE10 a SE5	Falta de SE10 a SE5

Observando os resultados das indicações de falta presentes nas tabelas de 10 a 13, elaborou-se também a tabela 14 para expor os acertos e erros para as faltas bifásicas.

Tabela 14: Tabela de acertos do algoritmo em faltas bifásicas

Faltas bifásicas			
Caso	Avaliação da resposta do algoritmo	Caso	Avaliação da resposta do algoritmo
1	Acerto	10	Acerto
2	Acerto	11	Erro
3	Acerto	12	Acerto
4	Acerto	13	Erro
5	Acerto	14	Acerto
6	Acerto	15	Acerto
7	Acerto	16	Acerto
8	Acerto	17	Erro
9	Acerto	18	Acerto

Tabela 15: Resultados de afundamento de tensão para faltas trifásicas a 0 graus

Faltas trifásicas							
Caso	Localização	Ângulo	Linha	V+ em SE5 (p.u)	V+ em SE10(p.u)	V+ em SE8 (p.u)	Barra com afundamento
1	10% da LT	0°	SE5-SE8	0,8513	0,9043	0,9052	SE5
2	50% da LT	0°	SE5-SE8	0,9925	0,9031	0,8677	SE8
3	90% da LT	0°	SE5-SE8	0,9317	0,8076	0,7363	SE8
4	10% da LT	0°	SE8-SE10	0,8542	0,615	0,5513	SE8
5	50% da LT	0°	SE8-SE10	0,86	0,6597	0,6271	SE8
6	90% da LT	0°	SE8-SE10	0,8551	0,6184	0,6563	SE10
7	10% da LT	0°	SE5-SE10	0,8548	0,9219	0,9048	SE5
8	50% da LT	0°	SE5-SE10	0,924	0,9109	0,9278	SE10
9	90% da LT	0°	SE5-SE10	0,9321	0,7773	0,7835	SE10

Tabela 16: Resultados da inversão do fluxo de potência e decisão do algoritmo

Faltas trifásicas					
Caso	I+ no início da linha (A)	I+ no fim da linha (A)	Diferença absoluta dos ângulos	Decisão do algoritmo	Decisão esperada
1	4993,4∠179,80°	1047,7∠-71,53°	251,33°	Falta de SE5 a SE8	Falta de SE5 a SE8
2	1557,9∠-51,74°	2170,7∠-167,01°	115,27°	Falta de SE8 a SE5	Falta de SE8 a SE5
3	3231,7∠-34,28°	1518,5∠-159,11°	124,83°	Falta de SE8 a SE5	Falta de SE8 a SE5
4	2485∠-152,38°	7424,8∠2,62°	154,99°	Falta de SE8 a SE10	Falta de SE8 a SE10
5	2516,6∠-151,88°	8173,5∠2,76°	154,63°	Falta de SE8 a SE10	Falta de SE8 a SE10
6	9048∠2,98°	2406,5∠-151,35°	154,34°	Falta de SE10 a SE8	Falta de SE10 a SE8
7	4837,8∠-178,98°	1040,7∠-69,08°	109,9°	Falta de SE5 a SE10	Falta de SE5 a SE10
8	1642,6∠-51,39°	2084,4∠-166,86°	115,47°	Falta de SE10 a SE5	Falta de SE10 a SE5
9	3570,6∠-31,56°	1371,4∠-152,97°	121,41°	Falta de SE10 a SE5	Falta de SE10 a SE5

Tabela 17: Resultados de afundamento de tensão para faltas trifásicas a 90 graus

Faltas trifásicas							
Caso	Localização	Ângulo	Linha	V+ em SE5 (p.u)	V+ em SE10(p.u)	V+ em SE8 (p.u)	Barra com afundamento
10	10% da LT	90°	SE5-SE8	0,7824	0,8231	0,8215	SE5
11	50% da LT	90°	SE5-SE8	0,8877	0,8837	0,8514	SE8
12	90% da LT	90°	SE5-SE8	0,9148	0,7334	0,6813	SE8
13	10% da LT	90°	SE8-SE10	0,9248	0,6751	0,6273	SE8
14	50% da LT	90°	SE8-SE10	0,9164	0,6762	0,6327	SE8
15	90% da LT	90°	SE8-SE10	0,9132	0,6553	0,6662	SE10
16	10% da LT	90°	SE5-SE10	0,7859	0,8446	0,8554	SE5
17	50% da LT	90°	SE5-SE10	0,8921	0,8599	0,8626	SE10
18	90% da LT	90°	SE5-SE10	0,8976	0,7164	0,7087	SE8

Tabela 18: Resultados da inversão do fluxo de potência e decisão do algoritmo

Faltas trifásicas					
Caso	I+ no início da linha (A)	I+ no fim da linha (A)	Diferença absoluta dos ângulos	Decisão do algoritmo	Decisão esperada
10	7860,5∠-90,03°	1337,5∠40,80°	130,83°	Falta em ambas as linhas	Falta de SE5 a SE8
11	2270∠56,32°	3097,1∠-82,96°	139,29°	Falta de SE8 a SE5	Falta de SE8 a SE5
12	4610,2∠63,74°	2184,2∠-75,79°	139,53°	Falta de SE8 a SE5	Falta de SE8 a SE5
13	1683,9∠-54,07°	4398,6∠87,21°	141,27°	Falta de SE8 a SE10	Falta de SE8 a SE10
14	1656,3∠-51,05°	4866,2∠87,01°	138,06°	Falta de SE8 a SE10	Falta de SE8 a SE10
15	5389,4∠87,25°	1619,1∠-52,44°	139,7°	Falta de SE10 a SE8	Falta de SE10 a SE8
16	7610,4∠-89,88°	1302,9∠42,38°	132,26°	Falta de SE5 a SE10	Falta de SE5 a SE10
17	2373,3∠57,15°	3119,7∠-82,26°	139,42°	Falta de SE8 a SE5	Falta de SE10 a SE5
18	-	-	-	Sistema normal	Falta de SE10 a SE5

Observando os resultados das indicações de falta presentes nas tabelas de 15 a 18, pôde-se montar a tabela 19 para esclarecer em que situações o algoritmo acertou em seu diagnóstico e em quais situações houve erro para o teste com faltas trifásicas.



Tabela 19: Tabela de acertos do algoritmo em faltas trifásicas

<b>Faltas trifásicas</b>			
<b>Caso</b>	<b>Avaliação da resposta do algoritmo</b>	<b>Caso</b>	<b>Avaliação da resposta do algoritmo</b>
1	Acerto	10	Acerto
2	Acerto	11	Acerto
3	Acerto	12	Acerto
4	Acerto	13	Acerto
5	Acerto	14	Acerto
6	Acerto	15	Acerto
7	Acerto	16	Acerto
8	Acerto	17	Erro
9	Acerto	18	Erro

### 5.1.1 Avaliação das porcentagens de acerto

Também elaborou-se tabelas mostrando a porcentagem de acerto do algoritmo em cada situação simulada. São estas as tabelas de 20 a 25.

Tabela 20: Porcentagem de acerto em faltas monofásicas a 0 graus

<b>Faltas monofásicas</b>				
<b>Ângulo</b>	<b>Linha</b>	<b>Porcentagem de acerto do afundamento</b>	<b>Porcentagem de acerto da inversão do fluxo de potência</b>	<b>Porcentagem de acerto na indicação de faltas</b>
0°	SE5-SE8	100%	67%	56%
0°	SE8-SE10	100%	100%	
0°	SE5-SE10	100%	0%	

Tabela 21: Porcentagem de acerto em faltas monofásicas a 90 graus

<b>Faltas monofásicas</b>				
<b>Ângulo</b>	<b>Linha</b>	<b>Porcentagem de acerto do afundamento</b>	<b>Porcentagem de acerto da inversão do fluxo de potência</b>	<b>Porcentagem de acerto na indicação de faltas</b>
90°	SE5-SE8	100%	100%	89%
90°	SE8-SE10	100%	100%	
90°	SE5-SE10	67%	67%	

Tabela 22: Porcentagem de acerto em faltas bifásicas a 0 graus

<b>Faltas bifásicas</b>				
<b>Ângulo</b>	<b>Linha</b>	<b>Porcentagem de acerto do afundamento</b>	<b>Porcentagem de acerto da inversão do fluxo de potência</b>	<b>Porcentagem de acerto na indicação de faltas</b>
0°	SE5-SE8	100%	100%	100%
0°	SE8-SE10	100%	100%	
0°	SE5-SE10	100%	100%	

Tabela 23: Porcentagem de acerto em faltas bifásicas a 90 graus

<b>Faltas bifásicas</b>				
<b>Ângulo</b>	<b>Linha</b>	<b>Porcentagem de acerto do afundamento</b>	<b>Porcentagem de acerto da inversão do fluxo de potência</b>	<b>Porcentagem de acerto na indicação de faltas</b>
90°	SE5-SE8	67%	67%	78%
90°	SE8-SE10	67%	67%	
90°	SE5-SE10	100%	100%	

Tabela 24: Porcentagem de acerto em faltas trifásicas a 0 graus

<b>Faltas trifásicas</b>				
<b>Ângulo</b>	<b>Linha</b>	<b>Porcentagem de acerto do afundamento</b>	<b>Porcentagem de acerto da inversão do fluxo de potência</b>	<b>Porcentagem de acerto na indicação de faltas</b>
0°	SE5-SE8	100%	100%	100%
0°	SE8-SE10	100%	100%	
0°	SE5-SE10	100%	100%	

Tabela 25: Porcentagem de acerto em faltas trifásicas a 90 graus

<b>Faltas trifásicas</b>				
<b>Ângulo</b>	<b>Linha</b>	<b>Porcentagem de acerto do afundamento</b>	<b>Porcentagem de acerto da inversão do fluxo de potência</b>	<b>Porcentagem de acerto na indicação de faltas</b>
90°	SE5-SE8	100%	100%	78%
90°	SE8-SE10	100%	100%	
90°	SE5-SE10	67%	33%	

Tendo apresentado então os resultados a metodologia 1, a qual apresentou um percentual geral de acerto de 81% , segue-se o trabalho exibindo os resultados obtidos utilizando a metodologia 2.

## 5.2 Resultados da metodologia 2

De início, expõe-se as tabelas de 26 a 40, as quais contém resultados gerais do funcionamento do algoritmo utilizado para caracterizar a situação de falta e também qual foi a decisão do próprio algoritmo, sendo esta decisão classificada em acusar falta na linha avaliada ou evidenciar que não há falta, ao que o algoritmo aponta com a frase “Sistema normal”.

Assim como na exposição da metodologia 1, cada situação será retratada em duas tabelas: uma para os dados de afundamento de tensão e, a seguinte, para o evidenciamento de inversão do fluxo de potência e decisão do algoritmo. Mais uma vez ressalta-se que nos campos onde há o símbolo (-), o algoritmo errou ao encontrar o afundamento de tensão, ou seja, apontou afundamento de tensão em uma barra não pertencente a nenhuma das extremidades da linha onde foi implementada a falta, conseqüentemente ocasionando um erro na detecção da falta.

Tabela 26: Resultados de afundamento de tensão para faltas monofásicas a 0 graus

<b>Faltas monofásicas</b>							
<b>Caso</b>	<b>Localização</b>	<b>Ângulo</b>	<b>Linha</b>	<b>V+ em SE5 (p.u)</b>	<b>V+ em SE10(p.u)</b>	<b>V+ em SE8 (p.u)</b>	<b>Barra com afundamento</b>
1	10% da LT	0°	SE5-SE8	0,85	0,90	0,8876	SE5
2	50% da LT	0°	SE5-SE8	1,01	1,01	1,005	SE8
3	90% da LT	0°	SE5-SE8	0,93	0,76	0,6813	SE8
4	10% da LT	0°	SE8-SE10	0,96	0,80	0,7512	SE8
5	50% da LT	0°	SE8-SE10	0,96	0,77	0,7458	SE8
6	90% da LT	0°	SE8-SE10	0,94	0,70	0,7114	SE10
7	10% da LT	0°	SE5-SE10	1,05	1,03	1,0323	SE10
8	50% da LT	0°	SE5-SE10	1,05	1,03	1,0358	SE10
9	90% da LT	0°	SE5-SE10	1,04	1,02	1,0254	SE10

Tabela 27: Resultados de inversão de fluxo de potência e decisão do algoritmo

Faltas monofásicas						
Caso	I+ pré falta no início da linha (A)	I+ pré falta no fim da linha (A)	I+ em falta no início da linha (A)	I+ em falta no fim da linha (A)	Decisão do algoritmo	Decisão esperada
1	974,8∠-99,69°	997,6∠-115,34°	5387∠-178,01°	1065∠-62,58°	Falta de SE5 a SE8	Falta de SE5 a SE8
2	1013,8∠-121,58°	993,1∠-95,74°	955,53∠-121,85°	936,7∠-95,61°	Falta de SE8 a SE5	Falta de SE8 a SE5
3	997,6∠-115,34°	974,8∠-99,69°	3518∠-29,07°	1617,2∠-163,75°	Falta de SE8 a SE5	Falta de SE8 a SE5
4	796,5∠-109,78°	809,2∠-112,01°	1705,7∠-139,38°	3817,9∠7,65°	Falta de SE8 a SE10	Falta de SE8 a SE10
5	796,5∠-109,78°	809,2∠-112,01°	1726,6∠-139,28°	4480,5∠9,66°	Falta de SE8 a SE10	Falta de SE8 a SE10
6	809,2∠-112,01°	796,5∠-109,78°	5674,7∠11,26°	1815,5∠-140,17°	Falta de SE10 a SE8	Falta de SE10 a SE8
7	1050∠-128,53°	977,6∠-100,53°	988,37∠-128,35°	918,98∠-100,91°	Falta de SE10 a SE5	Falta de SE10 a SE5
8	1050∠-128,53°	977,6∠-100,53°	991,7∠-129,12°	923,89∠-100,2°	Falta de SE10 a SE5	Falta de SE10 a SE5
9	1050∠-127,39°	977,6∠-100,53°	983,17∠-127,39°	902,53∠-101,39°	Falta em ambas as linhas	Falta de SE10 a SE5

Tabela 28: Afundamento de tensão para faltas monofásicas a 90 graus

Faltas monofásicas							
Caso	Localização	Ângulo	Linha	V+ em SE5 (p.u)	V+ em SE10(p.u)	V+ em SE8 (p.u)	Barra com afundamento
10	10% da LT	90°	SE5-SE8	0,7529	0,8167	0,8065	SE5
11	50% da LT	90°	SE5-SE8	0,9779	0,9697	0,9668	SE8
12	90% da LT	90°	SE5-SE8	0,8942	0,7194	0,6493	SE8
13	10% da LT	90°	SE8-SE10	1,0155	0,9546	0,9237	SE8
14	50% da LT	90°	SE8-SE10	1,0099	0,9449	0,9182	SE8
15	90% da LT	90°	SE8-SE10	0,9993	0,94	0,9389	SE8
16	10% da LT	90°	SE5-SE10	0,9844	0,9659	0,9727	SE10
17	50% da LT	90°	SE5-SE10	1,0152	0,9816	0,9695	SE8
18	90% da LT	90°	SE5-SE10	1,004	0,9214	0,9265	SE10

Tabela 29: Resultados de inversão de fluxo de potência e decisão do algoritmo

Faltas monofásicas						
Caso	I+ pré falta no início da linha (A)	I+ pré falta no fim da linha (A)	I+ pós falta no início da linha (A)	I+ pós falta no fim da linha (A)	Decisão do algoritmo	Decisão esperada
10	974,8∠-9,69°	997,6∠-25,34°	8157,6∠-89,1°	1400,6∠45,61°	Falta de SE5 a SE8	Falta de SE5 a SE8
11	1013,8∠-31,58°	993,1∠-5,74°	882,13∠-2,34°	1045,1∠-40,79°	Falta de SE8 a SE5	Falta de SE8 a SE5
12	997,6∠-25,34°	974,8∠-9,69°	4096,4∠66,71	2326,3∠-77,03°	Falta de SE8 a SE5	Falta de SE8 a SE5
13	796,5∠-19,78°	809,2∠-22,01°	981,55∠-42,08°	1356,5∠62,43°	Falta de SE8 a SE10	Falta de SE8 a SE10
14	796,5∠-19,78°	809,2∠-22,01°	995,66∠-41,75°	1588,2∠66,55°	Falta de SE8 a SE10	Falta de SE8 a SE10
15	796,5∠-19,78°	809,2∠-22,01°	1038,5∠-44,44°	1988∠71,92°	Falta de SE8 a SE10	Falta de SE8 a SE10
16	1050∠-38,53°	977,6∠-10,53°	866,32∠-22,9°	1849,1∠-68,95°	Falta de SE10 a SE5	Falta de SE10 a SE5
17	-	-	-	-	Sistema normal	Falta de SE10 a SE5
18	1050∠-38,53°	977,6∠-10,53°	1569,5∠41,07°	1060,5∠-43,03°	Falta de SE10 a SE5	Falta de SE10 a SE5

Observando os resultados das indicações de falta presentes nas tabelas supracitadas, elaborou-se também uma tabela para esclarecer em que situações o algoritmo acertou em seu diagnóstico e em quais situações houve erro. A tabela 30 mostra os resultados para as faltas monofásicas.

Tabela 30: Tabela de acertos do algoritmo em faltas monofásicas

Faltas monofásicas			
Caso	Avaliação da resposta do algoritmo	Caso	Avaliação da resposta do algoritmo
1	Acerto	10	Acerto
2	Acerto	11	Acerto
3	Acerto	12	Acerto
4	Acerto	13	Acerto
5	Acerto	14	Acerto
6	Acerto	15	Acerto
7	Acerto	16	Acerto
8	Acerto	17	Erro
9	Erro	18	Acerto

Tabela 31: Resultados de afundamento de tensão para faltas bifásicas a 0 graus

Faltas bifásicas							
Caso	Localização	Ângulo	Linha	V+ em SE5 (p.u)	V+ em SE10(p.u)	V+ em SE8 (p.u)	Barra com afundamento
1	10% da LT	0°	SE5-SE8	0,7285	0,832	0,8183	SE5
2	50% da LT	0°	SE5-SE8	0,8776	0,8237	0,801	SE8
3	90% da LT	0°	SE5-SE8	0,8942	0,7274	0,658	SE8
4	10% da LT	0°	SE8-SE10	0,8911	0,6681	0,5928	SE8
5	50% da LT	0°	SE8-SE10	0,8895	0,6338	0,6125	SE8
6	90% da LT	0°	SE8-SE10	0,8779	0,6056	0,6311	SE10
7	10% da LT	0°	SE5-SE10	0,7348	0,8414	0,8304	SE5
8	50% da LT	0°	SE5-SE10	0,8801	0,8209	0,8311	SE10
9	90% da LT	0°	SE5-SE10	0,8889	0,6589	0,6737	SE10

Tabela 32: Resultados de inversão de fluxo de potência e decisão do algoritmo

Faltas bifásicas						
Caso	I+ pré falta no início da linha (A)	I+ pré falta no fim da linha (A)	I+ pós falta no início da linha (A)	I+ pós falta no fim da linha (A)	Decisão do algoritmo	Decisão esperada
1	993,1∠-95,74°	1013,8∠-121,58°	9126∠-176,13°	1361,1∠-39,16°	Falta de SE5 a SE8	Falta de SE5 a SE8
2	1013,8∠-121,58°	993,1∠-95,74°	2364,7∠-26,74°	3642,8∠-170,94°	Falta de SE8 a SE5	Falta de SE8 a SE5
3	1013,8∠-121,58°	993,1∠-95,74°	4748∠-19,28°	2221,4∠-164,47°	Falta de SE8 a SE5	Falta de SE8 a SE5
4	752,8∠-103,32°	761,7∠-105,73°	2037,1∠-147,74°	6001,1∠3,63°	Falta de SE8 a SE10	Falta de SE8 a SE10
5	752,8∠-103,32°	761,7∠-105,73°	2028,6∠-147,47°	6569,7∠4,19°	Falta de SE8 a SE10	Falta de SE8 a SE10
6	761,7∠-105,73°	752,8∠-103,32°	7263,5∠4,19°	1957,7∠-147,26°	Falta de SE10 a SE8	Falta de SE10 a SE8
7	977,3∠-95,56°	1005,1∠-123,59°	8839∠-176,15°	1353,2∠-38,7°	Falta de SE5 a SE10	Falta de SE5 a SE10
8	1005,1∠-128,53°	977,3∠-95,55°	2482,9∠-25,51°	3456,3∠-170,31°	Falta de SE10 a SE5	Falta de SE10 a SE5
9	1005,1∠-123,59°	977,3∠-99,56°	5540,1∠-18,29°	2045,9∠-162,81°	Falta de SE10 a SE5	Falta de SE10 a SE5

Tabela 33: Resultados de afundamento de tensão para faltas bifásicas a 90 graus

Faltas bifásicas							
Caso	Localização	Ângulo	Linha	V+ em SE5 (p.u)	V+ em SE10(p.u)	V+ em SE8 (p.u)	Barra com afundamento
10	10% da LT	90°	SE5-SE8	0,9597	1,0187	1,0305	SE5
11	50% da LT	90°	SE5-SE8	0,9758	0,9834	0,9496	SE8
12	90% da LT	90°	SE5-SE8	0,9867	0,924	0,9251	SE10
13	10% da LT	90°	SE8-SE10	0,9786	1,032	1,0078	SE5
14	50% da LT	90°	SE8-SE10	0,9678	0,963	0,9637	SE10
15	90% da LT	90°	SE8-SE10	0,9764	0,9408	0,9375	SE8
16	10% da LT	90°	SE5-SE10	0,9613	1,0287	1,0269	SE5
17	50% da LT	90°	SE5-SE10	0,9815	0,977	0,9617	SE8
18	90% da LT	90°	SE5-SE10	0,9817	0,939	0,9637	SE10

Tabela 34: Resultados de inversão de fluxo de potência e decisão do algoritmo

Faltas bifásicas						
Caso	I+ pré falta no início da linha (A)	I+ pré falta no fim da linha (A)	I+ pós falta no início da linha (A)	I+ pós falta no fim da linha (A)	Decisão do algoritmo	Decisão esperada
10	993,1∠-5,74°	1013,8∠-31,58°	1710,9∠-74,24°	940,96∠-13,17°	Falta de SE5 a SE8	Falta de SE5 a SE8
11	1013,8∠-31,58°	993,1∠-5,74°	1027,5∠4,1°	1023,6∠-50,19°	Falta de SE8 a SE5	Falta de SE8 a SE5
12	-	-	-	-	Sistema normal	Falta de SE8 a SE5
13	-	-	-	-	Sistema normal	Falta de SE8 a SE10
14	761,76∠-15,73°	752,8∠-13,32°	803,94∠38,64°	782,46∠-28,23°	Falta de SE10 a SE8	Falta de SE10 a SE8
15	752,8∠-13,32°	761,76∠-15,73°	808,66∠-25,66°	873,52∠40,16°	Falta de SE8 a SE10	Falta de SE8 a SE10
16	977,3∠-5,56°	1005,1∠-33,59°	1638,6∠-73,23°	905,87∠-16,86°	Falta de SE5 a SE10	Falta de SE5 a SE10
17	-	-	-	-	Falta de SE8 a SE5	Falta de SE10 a SE5
18	1005,1∠-33,59°	977,3∠-5,56°	1638,8∠35,43°	909,18∠-35,28°	Falta de SE10 a SE5	Falta de SE10 a SE5

Observando os resultados das indicações de falta presentes nas tabelas de 31 a 34, elaborou-se também a tabela 35 para expor os acertos e erros para as faltas bifásicas.

Tabela 35: Tabela de acertos do algoritmo em faltas bifásicas

<b>Faltas bifásicas</b>			
<b>Caso</b>	<b>Avaliação da resposta do algoritmo</b>	<b>Caso</b>	<b>Avaliação da resposta do algoritmo</b>
1	Acerto	10	Acerto
2	Acerto	11	Acerto
3	Acerto	12	Erro
4	Acerto	13	Erro
5	Acerto	14	Acerto
6	Acerto	15	Acerto
7	Acerto	16	Acerto
8	Acerto	17	Erro
9	Acerto	18	Acerto

Tabela 36: Resultados de afundamento de tensão para faltas trifásicas a 0 graus

<b>Faltas trifásicas</b>							
<b>Caso</b>	<b>Localização</b>	<b>Ângulo</b>	<b>Linha</b>	<b>V+ em SE5 (p.u)</b>	<b>V+ em SE10(p.u)</b>	<b>V+ em SE8 (p.u)</b>	<b>Barra com afundamento</b>
1	10% da LT	0°	SE5-SE8	0,8513	0,9043	0,9052	SE5
2	50% da LT	0°	SE5-SE8	0,9925	0,9031	0,8677	SE8
3	90% da LT	0°	SE5-SE8	0,9317	0,8076	0,7363	SE8
4	10% da LT	0°	SE8-SE10	0,8542	0,615	0,5513	SE8
5	50% da LT	0°	SE8-SE10	0,86	0,6597	0,6271	SE8
6	90% da LT	0°	SE8-SE10	0,8551	0,6184	0,6563	SE10
7	10% da LT	0°	SE5-SE10	0,8548	0,9219	0,9048	SE5
8	50% da LT	0°	SE5-SE10	0,924	0,9109	0,9278	SE10
9	90% da LT	0°	SE5-SE10	0,9321	0,7773	0,7835	SE10



Tabela 37: Resultados de inversão de fluxo de potência e decisão do algoritmo

Faltas trifásicas						
Caso	I+ pré falta no início da linha (A)	I+ pré falta no fim da linha (A)	I+ pós falta no início da linha (A)	I+ pós falta no fim da linha (A)	Decisão do algoritmo	Decisão esperada
1	993,1∠-95,74°	1013,8∠-121,58°	4699,7∠179,80°	986,07∠-71,53°	Sistema normal	Falta de SE5 a SE8
2	1013,8∠-121,58°	993,1∠-95,74°	1466,3∠-51,74°	2043∠-167,01°	Falta de SE8 a SE5	Falta de SE8 a SE5
3	1013,8∠-121,58°	993,1∠-95,74°	3041,6∠-34,28°	1429,2∠-159,11°	Falta de SE8 a SE5	Falta de SE8 a SE5
4	752,8∠-103,32°	761,7∠-105,73°	2338,8∠-152,38°	6988∠2,62°	Falta de SE8 a SE10	Falta de SE8 a SE10
5	752,8∠-103,32°	761,7∠-105,73°	2368,5∠-151,88°	7692,7∠2,76°	Falta de SE8 a SE10	Falta de SE8 a SE10
6	761,7∠-105,73°	752,8∠-103,32°	8515,8∠2,98°	2264,9∠-151,35°	Falta de SE10 a SE8	Falta de SE10 a SE8
7	977,2∠-95,56°	1005,1∠-123,59°	4553,2∠-178,98°	979,53∠-69,08°	Falta de SE5 a SE10	Falta de SE5 a SE10
8	1005,1∠-123,59°	977,2∠-95,56°	1545,9∠-51,39°	1961,8∠-166,86°	Falta de SE10 a SE5	Falta de SE10 a SE5
9	1005,1∠-123,59°	977,2∠-95,56°	3360,6∠-31,56°	1290,7∠-152,97°	Falta de SE10 a SE5	Falta de SE10 a SE5

Tabela 38: Resultados de afundamento de tensão para faltas trifásicas a 90 graus

Faltas trifásicas							
Caso	Localização	Ângulo	Linha	V+ em SE5 (p.u)	V+ em SE10(p.u)	V+ em SE8 (p.u)	Barra com afundamento
10	10% da LT	90°	SE5-SE8	0,7824	0,8231	0,8215	SE5
11	50% da LT	90°	SE5-SE8	0,8877	0,8837	0,8514	SE8
12	90% da LT	90°	SE5-SE8	0,9148	0,7334	0,6813	SE8
13	10% da LT	90°	SE8-SE10	0,9248	0,6751	0,6273	SE8
14	50% da LT	90°	SE8-SE10	0,9164	0,6762	0,6327	SE8
15	90% da LT	90°	SE8-SE10	0,9132	0,6553	0,6662	SE10
16	10% da LT	90°	SE5-SE10	0,7859	0,8446	0,8554	SE5
17	50% da LT	90°	SE5-SE10	0,8921	0,8599	0,8626	SE10
18	90% da LT	90°	SE5-SE10	0,8976	0,7164	0,7087	SE8

Tabela 39: Resultados de inversão de fluxo de potência e decisão do algoritmo

Faltas trifásicas						
Caso	I+ pré falta no início da linha (A)	I+ pré falta no fim da linha (A)	I+ pós falta no início da linha (A)	I+ pós falta no fim da linha (A)	Decisão do algoritmo	Decisão esperada
10	993,1∠-5,74°	1013,8∠-31,58°	7398,1∠-90,03°	1258,8∠40,80°	Falta de SE5 a SE8	Falta de SE5 a SE8
11	1013,8∠-31,58°	993,1∠-5,74°	2136,5∠52,32°	3097,1∠-82,96°	Falta de SE8 a SE5	Falta de SE8 a SE5
12	1013,8∠-31,58°	993,1∠-5,74°	4339∠63,74°	2055,7∠-75,79°	Falta de SE8 a SE5	Falta de SE8 a SE5
13	752,8∠-13,32°	761,7∠-15,73°	1584,9∠-54,07°	4139,8∠87,21°	Falta de SE8 a SE10	Falta de SE8 a SE10
14	752,8∠-13,32°	761,7∠-15,73°	1558,9∠-51,05°	4579,9∠87,01°	Falta de SE8 a SE10	Falta de SE8 a SE10
15	761,7∠-15,73°	752,8∠-13,32°	5072,3∠87,25°	1523,8∠-52,44°	Falta de SE10 a SE8	Falta de SE10 a SE8
16	977,2∠-5,56°	1005,1∠-33,59°	7162,7∠-89,88°	1226,2∠42,38°	Falta de SE5 a SE10	Falta de SE5 a SE10
17	1005,1∠-33,59°	977,2∠-5,56°	2233,7∠57,15°	2936,2∠-82,26°	Falta de SE10 a SE5	Falta de SE10 a SE5
18	-	-	-	-	Sistema normal	Falta de SE10 a SE5

Observando os resultados das indicações de falta presentes nas tabelas de 36 a 39, elaborou-se também a tabela 40 para expor os acertos e erros para as faltas trifásicas.

Tabela 40: Tabela de acertos do algoritmo em faltas trifásicas

Faltas trifásicas			
Caso	Avaliação da resposta do algoritmo	Caso	Avaliação da resposta do algoritmo
1	Erro	10	Acerto
2	Acerto	11	Acerto
3	Acerto	12	Acerto
4	Acerto	13	Acerto
5	Acerto	14	Acerto
6	Acerto	15	Acerto
7	Acerto	16	Acerto
8	Acerto	17	Acerto
9	Acerto	18	Erro

### 5.2.1 Avaliação das porcentagens de acerto

Também elaborou-se tabelas mostrando a porcentagem de acerto do algoritmo em cada situação simulada. São estas as tabelas de 41 a 46.

Tabela 41: Porcentagem de acerto em faltas monofásicas a 0 graus

<b>Faltas monofásicas</b>				
<b>Ângulo</b>	<b>Linha</b>	<b>Porcentagem de acerto do afundamento</b>	<b>Porcentagem de acerto da inversão do fluxo de potência</b>	<b>Porcentagem de acerto na indicação de faltas</b>
0°	SE5-SE8	100%	67%	89%
0°	SE8-SE10	100%	100%	
0°	SE5-SE10	100%	67%	

Tabela 42: Porcentagem de acerto em faltas monofásicas a 90 graus

<b>Faltas monofásicas</b>				
<b>Ângulo</b>	<b>Linha</b>	<b>Porcentagem de acerto do afundamento</b>	<b>Porcentagem de acerto da inversão do fluxo de potência</b>	<b>Porcentagem de acerto na indicação de faltas</b>
90°	SE5-SE8	100%	100%	89%
90°	SE8-SE10	100%	100%	
90°	SE5-SE10	67%	100%	

Tabela 43: Porcentagem de acerto em faltas bifásicas a 0 graus

<b>Faltas bifásicas</b>				
<b>Ângulo</b>	<b>Linha</b>	<b>Porcentagem de acerto do afundamento</b>	<b>Porcentagem de acerto da inversão do fluxo de potência</b>	<b>Porcentagem de acerto na indicação de faltas</b>
0°	SE5-SE8	100%	100%	100%
0°	SE8-SE10	100%	100%	
0°	SE5-SE10	100%	100%	

Tabela 44: Porcentagem de acerto em faltas bifásicas a 90 graus

<b>Faltas bifásicas</b>				
<b>Ângulo</b>	<b>Linha</b>	<b>Porcentagem de acerto do afundamento</b>	<b>Porcentagem de acerto da inversão do fluxo de potência</b>	<b>Porcentagem de acerto na indicação de faltas</b>
90°	SE5-SE8	67%	100%	67%
90°	SE8-SE10	67%	100%	
90°	SE5-SE10	67%	100%	

Tabela 45: Porcentagem de acerto em faltas trifásicas a 0 graus

<b>Faltas trifásicas</b>				
<b>Ângulo</b>	<b>Linha</b>	<b>Porcentagem de acerto do afundamento</b>	<b>Porcentagem de acerto da inversão do fluxo de potência</b>	<b>Porcentagem de acerto na indicação de faltas</b>
0°	SE5-SE8	100%	67%	89%
0°	SE8-SE10	100%	100%	
0°	SE5-SE10	100%	100%	

Tabela 46: Porcentagem de acerto em faltas trifásicas a 90 graus

<b>Faltas trifásicas</b>				
<b>Ângulo</b>	<b>Linha</b>	<b>Porcentagem de acerto do afundamento</b>	<b>Porcentagem de acerto da inversão do fluxo de potência</b>	<b>Porcentagem de acerto na indicação de faltas</b>
90°	SE5-SE8	100%	100%	89%
90°	SE8-SE10	100%	100%	
90°	SE5-SE10	67%	67%	

Apresentado os resultados a metodologia 2, a qual apresentou um percentual geral de acerto de 87% , segue-se o trabalho partindo para as considerações finais.

## 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho teve por objetivo a apresentação de uma metodologia de proteção de retaguarda de um sistema elétrico de potência através de um sistema de medição fasorial sincronizada aplicado em redes de transmissão. No decorrer deste trabalho, foram desenvolvidas duas metodologias com a mesma finalidade visando melhorar os resultados obtidos.

A partir do trabalho pôde-se notar a importância vital da utilização de sistemas de monitoramento e proteção, pois, como citado, o sistema de transmissão brasileiro é de longa extensão e, tendo isso em vista, os SMFS aplicados na proteção podem fornecer dados de tensão e corrente em diversos pontos do SEP para a aplicação como retaguarda dos sistemas de proteção.

Nesse contexto, os algoritmos utilizados empregam tais dados para a execução da proteção de retaguarda de linhas de transmissão, baseando-se na diferença do ângulo de fase da corrente de sequência positiva entre duas linhas interconectadas, e no menor valor de tensão de sequência positiva nos barramentos para detectar linhas de transmissão faltosas.

Abrangeu-se diversos casos de curto-circuitos monofásicos, bifásicos e trifásicos, com variação no ponto da linha onde há a ocorrência da falta e no ângulo de incidência e, a partir dos resultados obtidos, pode-se inferir sobre a efetividade das metodologias implementadas.

Primeiramente, no que se refere à metodologia 1, que se baseia na diferença absoluta do ângulo de corrente de sequência positiva nas extremidades da linha, nota-se que a mesma apresenta 83% de acerto na detecção da falta.

No que se refere à metodologia 2, baseada na diferença dos ângulos da corrente de sequência positiva pré e pós-falta, o algoritmo possui 89% de acerto na detecção da linha faltosa. Nota-se também que a porcentagem de acerto na indicação da barra mais próxima a falta é de 91%, sendo esse valor válido para ambas as metodologias, pois utilizam do mesmo método para encontrar o afundamento de tensão.

Assim, avaliando o desempenho de ambos os procedimentos, conclui-se que a segunda metodologia possui maior porcentagem de acerto. Porém, vê-se que ambas as metodologias apresentam mais de 80% de acerto na identificação de

faltas, o que justifica um aprofundamento dos estudos, em que deve-se fazer mais simulações considerando diferentes situações de falta nas linhas de transmissão.

### **6.1 Estudos futuros**

A continuação do trabalho pode-se dar a partir das seguintes propostas:

- A utilização de diferentes tipos de janelas de dados para a extração fasorial, visto que tais métodos podem se mostrar mais efetivos na estimação dos fasores de tensão e corrente e, conseqüentemente, mais precisos em apontar a estado do SEP. Como exemplo, cita-se a possibilidade de utilização da transformada discreta do cosseno.
- A simulação de outras situações de falta nas linhas de transmissão, em que se considere uma variedade maior de resistências de falta e uma maior quantidade de barras na futura área de interesse.

## 7. REFERÊNCIAS

ABRADEE. **Redes de Energia Elétrica.** Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/redes-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 06 maio 2017.

A.G. PHADKE; J.S. THORP. **Synchronized Phasor Measurements and their applications.** New York: Springer, 2008.

ANDRADE, Sônia Ribeiro Campos. **Sistema de Medição Fasorial Sincronizada: Aplicações para a Melhoria da Operação de Sistemas Elétricos de Potência.** 2008. 154 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2008. Disponível em: <[http://abil.eln.gov.br/DOC/MEDICAO\\_FASORIAL/ESTABILIDADE/sonia\\_ribeiro\\_campos\\_andrade - SMFS.PDF](http://abil.eln.gov.br/DOC/MEDICAO_FASORIAL/ESTABILIDADE/sonia_ribeiro_campos_andrade - SMFS.PDF)>. Acesso em: 31 mar. 2016.

ANEEL. **Cartilha de acesso ao sistema de distribuição.** Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/cartilha\\_revisao\\_2.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/cartilha_revisao_2.pdf)>. Acesso em: 06 maio 2017.

ARGHIRA, Nicoleta et al. **MODERN SCADA PHILOSOPHY IN POWER SYSTEM OPERATION – A SURVEY.** 2011. Disponível em: <[http://www.scientificbulletin.upb.ro/rev\\_docs\\_arhiva/full87719.pdf](http://www.scientificbulletin.upb.ro/rev_docs_arhiva/full87719.pdf)>. Acesso em: 20 nov. 2016.

CARVALHO, Nadja Trigueiro de. **Projetos elétricos em média e baixa tensão.** 2014. Disponível em: <<http://docplayer.com.br/10819054-Universidade-federal-da-paraiba-centro-de-energias-alternativas-e-renovaveis-departamento-de-engenharia-eletrica.html>>. Acesso em: 06 maio 2017.

COSTA, Aline Flávia Nonato da. **Sistema de Medição Fasorial Sincronizada Aplicada à Proteção de Retaguarda de Grandes Áreas.** 2015. 132 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2015.

COURY, D. V.; Oleskovicz, M.; Giovanini, R. **Proteção Digital de Sistemas Elétricos de Potência Dos Relés Eletromecânicos aos Microprocessados Inteligentes.** São Carlos: Universidade de São Paulo, 2007. ISBN: 978-85-85205-78-2.

DECKER, Ildemar C. **Experiência do projeto Medfasee.** Campinas, 2008 (Apostila)

FERREIRA, C. **Transitórios eletromagnéticos.** Campinas, 2008 (Apostila)

FONSECA, Hugo Leonardo Chaves Ayres da; LEAL, Márcio Fernandes. **ANÁLISE DE TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS UTILIZANDO O ATPDraw**. 2003. 57 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2003. Disponível em: <<http://www.gsep.ene.unb.br/osem/damasceno/Transmiss%E3o%20de%20energia/Uso%20do%20ATP/como-usar-o-ATP-proj-final-hugo-marcio.pdf>>. Acesso em: 20 set. 2018.

MARTINS, Rodrigo da Silva. **Apresentação do Sistema de Medição Fasorial Sinzcronizada e abordagem de sua implantação no estimador de estado**. 2012. 71 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

MENEZES, Alex Vilarindo. **A Proteção de Retaguarda para Linhas de Transmissão aplicando Medição Fasorial Sincronizada**. 2012. 119 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

MIRANDA, A. L. L. **Projetos de Filtros Digitais para Análise de Sinais do Sistema Elétrico**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.

MORAES, Rui Menezes de. **Aplicações de Unidades de Medição de Fasores no Brasil**. São Paulo: Vídeo, 2007. 56 slides, color.

MOREIRA, Paulo Roberto Julião da Silva. **Impacto do afundamento de tensão em acionamentos a velocidade variável**. 2008. 148 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2008. Disponível em: <[http://www.biblioteca.pucminas.br/teses/EngEletrica\\_MoreiraPR\\_1.pdf](http://www.biblioteca.pucminas.br/teses/EngEletrica_MoreiraPR_1.pdf)>. Acesso em: 13 mar. 2017.

NADUVATHUPARAMBIL, Biju; VALENTI, Matthew C.; FELIACHI, Ali. **Communication Delays in Wide Area Measurement Systems**. Disponível em: <<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.19.4533&rep=rep1&type=pdf>>. Acesso em: 20 nov. 2016.

OLIVEIRA, Mario Orlando. **Introdução ao uso do ATP/EMTP**. 2013. Disponível em: <<http://docplayer.com.br/9054481-Introducao-ao-uso-do-atp-empt.html>>. Acesso em: 15 fev. 2017.

ONS. **Conheça o sistema**. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/)>. Acesso em: 06 maio 2017.

ONS. **Extensão das linhas de transmissão - km**. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/download/biblioteca\\_virtual/publicacoes/DADOS\\_2015/html/7-2.html](http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/DADOS_2015/html/7-2.html)>. Acesso em: 4 ago. 2017.



ONS. **Resumo da operação em 2016.** Disponível em: <[http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/resumo\\_operacao.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/resumo_operacao.aspx)>. Acesso em: 4 ago. 2017.

ONS. **Submódulo 11.3 - Estudos de curto-circuito.** 2009. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/ProcedimentosDeRede/Módulo\\_11/Submódulo\\_11.3/Submódulo\\_11.3\\_Rev\\_1.0.pdf](http://www.ons.org.br/ProcedimentosDeRede/Módulo_11/Submódulo_11.3/Submódulo_11.3_Rev_1.0.pdf)>. Acesso em: 05 nov. 2017.

OPPENHEIM, Alan V.; SCHAFER, Ronald W.. **Discrete Time Signal Processing.** 3. ed. New Jersey: Pearson, 2009

PEREIRA FILHO, Clever S.; ALMEIDA, Fuad de S.; CONTI, Alberto R. de. **Análise de Redes Elétricas no Domínio do Tempo: Introdução ao ATP.** Disponível em: <<http://www.cpdee.ufmg.br/~clever/10especializa/AnaliseDeRedesTempo/ApresentacaoAula2.pdf>>. Acesso em: 15 fev. 2017.

REGINATO, R. **Sistemas SCADA e sistemas supervisórios.**2007(apostila).

SANTOS, Marcos Rosa dos. **Metodologias para a execução de manobras de paralelismo em redes aéreas de distribuição na operação de tempo real.** 2013. 186 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.

SEIXAS FILHO, Constantino. **SCADA.** 2002. Disponível em: <<http://www.cpdee.ufmg.br/~seixas/PaginaII/Download/DownloadFiles/Scada.PDF>>. Acesso em: 21 nov. 2016.

Souza, A.S. **Medição Fasorial Sincronizada.** 2017. 26 páginas. Notas de aula.

STEVENSON, Willian D. **Elementos de análise de sistema de potência** 2. ed. São Paulo: McGraw-Hill, 1986. 458 p.